



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ  
И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (УГТУ)

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
**Рассохинские  
чтения**



6-7 ФЕВРАЛЯ 2025 Г.

ПАМЯТИ ПРОФЕССОРА, ДОКТОРА  
ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК  
ГЕННАДИЯ ВАСИЛЬЕВИЧА РАССОХИНА

Материалы 17-й международной конференции  
«Рассохинские чтения – 2025»  
(6 – 7 февраля 2025 года)

Ухта  
УГТУ  
2025

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

**РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ - 2025**

МАТЕРИАЛЫ 17-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

(6 – 7 февраля 2025 года)

УДК 622.32(061.3)

ББК 33.36 я5

К 65

**17-я конференция международная (6 – 7 февраля 2025 г. ; Ухта).**

К 65 Рассохинские чтения - 2025 : материалы конференции / под редакцией  
Р. В. Агинеи. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2025. – 494 с. : ил. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6051495-5-2

06-07 февраля 2025 года в Ухтинском государственном техническом университете в 17-й раз прошла Международная конференция «Рассохинские чтения».

Ежегодно в Ухтинском государственном техническом университете проводится традиционное, самое значительное по масштабам и научному резонансу событие – Международная конференция «Рассохинские чтения», посвященная памяти выдающегося учёного и организатора научной деятельности Г. В. Рассохина. За свою историю форум заработал признание ведущих экспертов, как авторитетная площадка для обсуждения и поиска решений практических задач нефтегазовой отрасли России.

С момента первого научно-практического семинара, проходившего в 2009 году, в истории конференции произошли значительные изменения: количество докладов увеличилось в пять раз, вырос масштаб проведения – и по количеству участников, и по географии.

В 2017 году международный семинар «Рассохинские чтения» приобрел статус международной конференции. В конференции принимают участие представители целого ряда учебных заведений и промышленных предприятий страны и зарубежья.

**УДК 622.32(061.3)**

**ББК 33.36 я5**

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи (гл. редактор); канд. техн. наук Д. А. Борейко; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук, доцент М. А. Михеев; канд. экон. наук, доцент К. В. Рочев; ст. преподаватель О. А. Миклина; канд. техн. наук И. Д. Киборг (научный секретарь); Д. А. Кривко (секретарь).

Материалы, помещённые в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: В. В. Конева.

© Ухтинский государственный технический университет, 2025

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6051495-5-2

План 2025 г., позиция 001(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.

Уч.-изд. л. 26.0. Заказ № 395.

Ухтинский государственный технический университет.  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ</b> .....	9
<b>ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ПРОФЕССОРА Н. Д. ЦХАДАЯ</b> .....	10
<b>СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ</b> .....	<b>11</b>
Количественная оценка ресурсной базы углеводородного сырья глубокозалегающих горизонтов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Куранов А. В., Желудова М. С., Матвеева С. Ю.</i> .....	11
Уголь и его основные виды <i>Яраханова Д. Г.</i> .....	19
Новые направления геологоразведочных работ в пределах восточного борта Верхнепечорской впадины и прилегающих складчато-надвиговых зон <i>Швецов М. В., Сотникова А. Г., Мелькова Л. В., Кочкина Ю. В.</i> .....	23
Перспективы поиска неантиклинальных ловушек нефти и газа в пределах Воркутской ступени <i>Билалов А., Медведева М. М., Фариев Е. С.</i> .....	28
Перспективы нефтегазоносности майкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба по гидрогеологическим критериям / Prospects for the oil and gas content of the Maikop deposits of the Yevlakh-Agjabedi trough according to hydrogeological criteria <i>Алиярова Х. Э., Мамедова С. Б.</i> .....	34
Подземное хранение газа. Мировой и отечественный опыт <i>Низовцева Ю. Б.</i> .....	37
Перспективы нефтегазоносности Западно-Югидской структуры <i>Богданов Б. П.</i> .....	39
Сравнительная изотопно-геохимическая характеристика нефтей силурийских и верхнедевонских резервуаров Денисовского прогиба <i>Котик И. С., Саитгараев А. Д., Бушнев Д. А., Валяева О. В., Котик О. С., Савельева А. А.</i> .....	42
Пограничные зоны поперечных поднятий с впадинами Предуральского краевого прогиба, их границы и нефтегазоносность <i>Ростовицков В. Б., Демченко Н. П., Сбитнева Я. С., Сотникова А. Г., Колоколова И. В.</i> .....	47
Оценка нефтегазоматеринских свойств пород различного литологического состава по данным керна и геофизических исследований скважин <i>Вишератина Н. П., Куницына Т. Н., Кочкина Ю. В.</i> .....	55
Нефтегазоносность и характеристика карбонатных коллекторов в верхнесилурийских отложениях южной части Варандей-Адзъвинской структурно-тектонической зоны <i>Ульныров И. Л.</i> .....	64
Трудноизвлекаемые запасы: особенности состава и распространения сверхвязкой нефти и природных битумов Волго-Урала <i>Мударисова Р. А., Пунанова С. А.</i> .....	69
Рифы и бокситы северо-запада Русской плиты в материалах XIII Петербургского международного образовательного форума «Природные ресурсы России на служении Отечеству» <i>Богданов Б. П., Капитонова Т. Ф., Горобец С. А., Бестужева Н. А., Заборовская В. В.</i> .....	73
Прогноз состава залежей УВ на больших глубинах в Интинской складчатой зоне Предуральского краевого прогиба <i>Сенин С. В.</i> .....	88

О роли укрепления взаимодействия между ВУЗами и промышленными предприятиями для обеспечения устойчивого развития страны <i>Грохотов Е. И., Прищепина О. М., Устюгов Д. Л., Таловина И. В.</i> .....	95
--	----

## **СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

<b>НЕФТИ И ГАЗА</b> .....	<b>99</b>
Определение допустимого значения депрессии, необходимой для поддержания целостности призабойной зоны и фильтровой зоны эксплуатационной колонны <i>Асадова Г. Ш.</i> .....	99
Многофункциональные методы воздействия на залежи: пути повышения эффективности разработки нефтяных месторождений <i>Аббасова С. В., Wang Jiaojiao</i> .....	101
Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи <i>Бирюкова М. Е., Сафронов В. А.</i> .....	105
Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Тайлаковского месторождения <i>Бирюкова М. Е.</i> .....	107
О способе изоляции водопритока в добывающих скважинах эксплуатирующих трещиноватые коллектора / On the way to the water shutoff wells of fractured reservoirs <i>Габибуллаева Ш. А.</i> .....	111
Назначение методов воздействия на призабойную зону скважины <i>Исмаилов Ш. З., Дадаш-заде М. А., Султанова А. В.</i> .....	116
Исследование последовательности разработки отдельных частей газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой и ее влияния на углеводородную отдачу пласта <i>Маммедова Г. Г.</i> .....	120
Перспективы использования диоксида углерода для повышения КИН <i>Мамедова Е. В.</i> .....	123
О способе эффективного вытеснения нефти путем закачки в пласт холодной воды <i>Абдуллаев М. Г., Мансурова С. И., Азизли Ф. В.</i> .....	127
Применение мобильных установок при наземном обустройстве месторождений <i>Сабитов М. И., Сивкова М. И.</i> .....	132
Технологическое развитие методов повышения эффективности конденсатоотдачи пластов, имеющих сложное геологическое строение <i>Сивкова М. В., Сабитов М. И.</i> .....	135
Модернизация технологий резки бокового ствола скважины <i>Салаев М. Т., Джаббарова Г. В.</i> .....	138
Анализ эффективности применения технологии декольматации призабойной зоны скважины сонохимическим воздействием на месторождении Восточно-Сибирского региона <i>Жданов К. Ю., Шиков И. А.</i> .....	141
Использование известковой пыли из каменного карьера для усиления прочности цементирования скважин / Lime dust from a stone quarry to increase the strength of well cementing <i>Сулейманов Э. М., Кузнецов В. А.</i> .....	144
Сравнение эффективности кольматирующих добавок в лабораторных условиях <i>Манафов Р. Г., Джаббарова Г. В.</i> .....	150
Предложения по совершенствованию водогазового воздействия с применением струйно-диспергирующих устройств на отечественных и зарубежных промыслах <i>Горелкина Е. И.</i> .....	154
Способ применения насосно-эжекторной системы при эксплуатации обводняющихся газовых скважин <i>Горелкина Е. И.</i> .....	157

Повышение эффективности добычи нефти в скважинах, введенных в эксплуатацию с технологией гидравлического разрыва пласта <i>Болотов С. Д.</i> .....	159
Технология применения бинарных смесей для стимулирования процесса добычи высоковязких нефтей <i>Власов Д. П.</i> .....	164
О некоторых аспектах применения динамического анализа взаимодействия скважин <i>Мамедов Р. М., Султанова А. В.</i> .....	167
К вопросу системных классификаций трудноизвлекаемых запасов <i>Бруслов А. Ю.</i> .....	171
Паротепловое воздействие и внутрипластовое горение как методы добычи сверхвязких нефтей. Промысловый опыт Узбекистана <i>Ушакова А. С., Чертенков М. В.</i> .....	174
Построение модели проницаемости объекта разломно-блокового строения в условиях нехватки исходных данных <i>Щербакова Ю. С., Распопов А. В.</i> .....	182
Оптимизация системы поддержания пластового давления на нефтяном месторождении X Республики Башкортостан <i>Чуйкова Е. П., Кусова Л. Г., Савенок О. В.</i> .....	191
Опыт проведения кислотного воздействия на скважинах Варандейского месторождения <i>Иконникова Л. Н.</i> .....	202
Технологические перспективы освоения ачимовского комплекса <i>Мажренова Т. Т.</i> .....	205
Оценка снижения пластового давления для коллекторов сложного строения на примере месторождения Петровско-Благодарненского Ставропольского края <i>Конечный К. А., Ксёиз Т. Г.</i> .....	210
Обеспечение аналитического химического контроля за ходом эксплуатации подземных хранилищ газа: проблемы и решения <i>Муравьев В. А., Терентьев М. Г., Волков А. Н.</i> .....	217
<b>СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА.....</b>	<b>222</b>
Тепломассоперенос в аппаратах воздушного охлаждения газа при адиабатическом охлаждении на компрессорных станциях <i>Бейкель И. А., Чижевская Е. Л., Земенков Ю. Д.</i> .....	222
Создание 3D модели полимерного трубопровода для Игнялинского месторождения в QGIS <i>Благинина М. Е., Бердник М. М., Коробкин В. Г.</i> .....	226
Методика прогнозирования продольных перемещений подземных трубопроводов <i>Иванов В. А., Борисов Н. А.</i> .....	230
Исследование деформированного состояния образца трубы 60-3 мм с дефектами <i>Игнатик А. А.</i> .....	233
Исследование частных случаев ламинарного течения жидкостей <i>Шюкюрлю М. Ф., Искендеров Э. Х.</i> .....	239
Перспективы применения умных систем индивидуальной защиты на объектах транспортировки природного газа <i>Кузьбожев П. А.</i> .....	243
Построение модели датчика для газопроводов на основе функциональной зависимости между скоростью природного газа и подъемной силой <i>Любимов П. В.</i> .....	246
Определение места нарушения герметичности полевого магистрального трубопровода при авариях и неисправностях <i>Сеев Л. В.</i> .....	251

Классификация потерь горючего при использовании полевых магистральных трубопроводов <i>Сеоев Л. В., Дроздов Д. А., Мельников Д. И., Думболов Д. Д., Поветкин П. Е., Горожанин И. В.</i> .....	260
Применение временных линий трубопроводов при реализации энергосберегающих мероприятий <i>Екимов Д. А., Стрекаловская А. К.</i> .....	271
Новые технологии в сооружение систем транспорта и хранения углеводородов <i>Суринов С. А., Моор С. М.</i> .....	274
Способ ремонта ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата <i>Шухарев Е. И., Мягков С. Н.</i> .....	277
Подводные трубопроводы: проблемы и решения <i>Дыйканов Т. Н.</i> .....	280
Траншейные, бестраншейные и надземные переходы в проекте трубопровода White Oil в Пакистане <i>Хан К., Борисова О. В.</i> .....	282
Апробация метода экспериментального определения температуры кристаллизации и кривой осаждения парафина (WPC) с помощью ИК-Фурье спектрометра <i>Мелентьев В. А., Некучаев В. О.</i> .....	285
Влияние температуры и явления гелеобразования парафинистой нефти на процесс распространения скачка давления в модели нефтепровода <i>Матвеев В. И., Кожарин А. В., Некучаев В. О.</i> .....	290
Анализ типовых конструкций сепарационного оборудования подготовки нефти <i>Кузнецова К. И., Таранова Л. В.</i> .....	295
Комплексность перспективных подходов к обеспечению надежности системы ПХГ в аспекте безопасности процесса капитального ремонта скважин <i>Захаров Д. Ю., Позднухов С. В.</i> .....	300
Оценка влияния гидродинамического фактора на скорость коррозии в трубопроводах неподготовленного газа <i>Калининский А. А., Онацкий В. Л., Голубев И. А., Семченко Н. Л.</i> .....	304
Калькулятор теплового расчета АВО. Теория. Эксперимент. Валидация <i>Беляев С. Н., Богданов Н. П.</i> .....	308
Исследования влияния функциональных присадок на химическую стабильность моторных топлив <i>Маньшев Д. А., Ощенко А. П., Ступень В. Д.</i> .....	313
Принципы организации энергоэффективного транспорта газа <i>Халикова Э. Р.</i> .....	317
Комплекс идентификации трубных секций на трубопроводах, продиагностированных с применением внутритрубного технического диагностирования <i>Чернышов А. С., Сарычев И. Л.</i> .....	323
Анализ отказов трубопроводов на месторождениях Республики Коми <i>Савич В. Л., Яшин Л. В.</i> .....	326
Сравнительный анализ способов газоснабжения потребителей в период останова газопровода-отвода к ГРС <i>Логинов В. А., Яворская Е. Е.</i> .....	330
<b>СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ</b> .....	<b>333</b>
Повышение энергоэффективности освещения Уфимского цеха по эксплуатации электрооборудования ООО «Башнефть-добыча» <i>Анисимов И. Е., Филатов И. О., Барахнина В. Б., Исмагилова С. М., Исмагилов М. И.</i> .....	333

Android-приложение для поддержки принятия решений при авариях на опасных производственных объектах единой системы газоснабжения <i>Бабушкин П. П., Юрков А. Е.</i> .....	336
Разработка высоконагруженных систем для мониторинга добычи нефти с использованием блокчейн-решений <i>Дмитрийчук Д. И., Зарубин В. А.</i> .....	341
Поиск оптимальных решений внедрения МКУ на газовых месторождениях на основе нейросетевого моделирования <i>Казанцев А. Д., Падин Е. А.</i> .....	344
Прогнозирование изменения распределения давления в пласте с течением времени для жидкостей Гершеля-Балкли с помощью численного моделирования <i>Обейдат М. А.</i> .....	351
Применение теории нечетких множеств в задачах оценки достоверности исходных данных при создании гидрогеологических и петрофизических моделей <i>Чувашов А. А., Кожевникова П. В., Мушинский В. Л.</i> .....	359
Стратегия повышения уровня промышленной безопасности газопроводов <i>Анисимов И. Е., Исмаилова С. М., Латыпова Г. И., Исмаилов М. И.</i> .....	362
Постановка задачи численного моделирования осаждения АСПО в магистральном нефтепроводе <i>Некучаев В. О., Тарсин А. В.</i> .....	364
Моделирование теплового поля опоры надземного нефтепровода в условиях вечной мерзлоты <i>Лютюев А. А., Лютюева Е. В.</i> .....	369
Сравнительный анализ способов умягчения природных вод <i>Анисимов И. Е., Барахнина С. Д., Исмаилова С. М., Исмаилов М. И.</i> .....	375
<b>СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ</b> .....	<b>378</b>
Сравнение эффективности кольматирующих добавок в лабораторных условиях <i>Манафов Р. Г., Джаббарова Г. В.</i> .....	378
Графоаналитический метод проектирования режима бурения скважин малого диаметра с использованием гидравлического ротора-вращателя <i>Андрианов Н. И.</i> .....	383
Специальная конструкция шарошечного долота для самозабуривающихся свай <i>Белокоровкин С. А., Сериков Д. Ю., Борейко Д. А.</i> .....	387
Исследование влияния пластовой воды на прочностные характеристики колонны насосных штанг периодического высокообводненного фонда скважин <i>Волкова Х. Ф., Бобылева Т. В.</i> .....	391
Буровые технологические жидкости для строительства скважин в высокопроницаемых пластах, содержащих сероводород, на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Каменских С. В., Близнюков В. Ю.</i> .....	397
Исследование снижения частоты аварий при применении облученных ионизирующим излучением ниппельных элементов бурильной колонны ТБТ-127мм <i>Луценко Н. А.</i> .....	402
Проблемы работы бурового инструмента типа <i>PDC</i> <i>Попова М. С., Дегтярев Н. А.</i> .....	413
Правила эксплуатации и обслуживания сеток для вибросит <i>Талибуллин Р. Н., Хузина Л. Б.</i> .....	417
К вопросу сохранения стабильности полимерных систем в условиях температурной и микробиологической нагрузки <i>Цуканова А. Н., Уляшева Н. М., Штоль И. Р.</i> .....	420

Влияние состояния применяемого оборудования на эффективность проводки скважин <i>Михеев М. А., Уляшева Н. М.</i> .....	423
Методика расчета КНБК для предотвращения прихвата бурового инструмента <i>Ширинов М. М., Омарова А. Ш.</i> .....	427
Опыт применения экологически чистых материалов для предотвращения поглощение бурового раствора <i>Бастриков С. Н., Сарпонг Д. Н.</i> .....	431
Проблема повышенного износа бурильного инструмента при бурении горизонтальных и многозабойных скважин с использованием компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с применением роторно-управляемых систем (РУС) <i>Цуканов А. Н., Цуканова А. Н.</i> .....	434
Изоляция цементными (тампонажными) мостами нефтегазовых скважин в аспекте промышленной безопасности / Insulation of cement (grouting) plugs of oil and gas wells in the aspect of industrial safety <i>Фабин Р. И., Бастриков С. Н.</i> .....	437
Информативность газового каротажа в современных условиях бурения <i>Ильязов Р. Р.</i> .....	442
Торкретирование полевых штретков для изоляции горных выработок от паропроявлений в условиях термошахтной добычи нефти <i>Грунсконой Т. В.</i> .....	445
Оценка возможности применения различных видов крепи в нарушенных породах при термошахтном способе разработки <i>Грунсконой Т. В.</i> .....	447
Оптимизация технологических решений в области применения промывочного агента в условиях бурения глинистых отложений в Тимано-Печорской провинции <i>Политов Н. М., Хорошилов Р. А.</i> .....	450
Применение технологии «fishbone» в бурении скважин <i>Хорошилов О. С., Калашников Д. С., Верисокин А. Е.</i> .....	457
<b>СЕКЦИЯ 6. SPECIAL FEATURES OF OIL AND GAS MINING REGIONS (GEOLOGICAL, ECOLOGICAL, CULTURAL ECT.) /</b>	
<b>ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ (ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ, КУЛЬТУРНЫЕ И ДР.).....</b>	
On the issues of minimizing resistance forces in horizontal wells <i>Baghirov A. A., Bashirli M. I., Mammadov R. M.</i> .....	461
The use of chemical compositions in the development of oil fields Timan-Pechora OGP <i>Ilyasov V. Kh., Poluboyartsev E. L., Shambulina V. N.</i> .....	463
Ecological consequences of accidents in the oil and gas industry and methods for their elimination / Экологические последствия аварий в нефтегазовой промышленности и методы их ликвидации <i>Sokhodon G. V.</i> .....	467
Predicting flow types of liquid hydrocarbons in pipelines by means of classification algorithms <i>Grigorev L. Yu.</i> .....	470
Polar Rhythms of Russia: Day and Night in Oil and Gas Extraction in the North <i>Shvedov D. A., Lozhkina T. V.</i> .....	486
Syncwine methodin the study of professional concepts in oil and gas topics <i>Miklina O. A.</i> .....	489
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ.....	493

## ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ

Уважаемые коллеги, дорогие гости, участники и организаторы  
17-й международной научной конференции «Рассохинские чтения»!

От имени всего коллектива Ухтинского государственного технического университета и от себя лично я рад приветствовать вас на этом значимом событии. Для нас большая честь вновь собрать в стенах нашего университета ведущих учёных, специалистов, молодых исследователей и представителей промышленных предприятий для обмена знаниями, идеями и опытом.

Конференция «Рассохинские чтения» – это не просто научный форум, это дань памяти выдающемуся человеку, учёному, педагогу и бывшему ректору нашего университета – Геннадию Васильевичу Рассохину. Его вклад в развитие науки, образования и промышленности невозможно переоценить. Геннадий Васильевич был не только талантливым руководителем, но и настоящим патриотом своего дела, вдохновляющим коллег и студентов на достижение новых высот. Сегодня мы продолжаем его дело, сохраняя традиции и стремясь к инновациям.

История конференции началась в 2009 году с научно-практического семинара, который стал отправной точкой для масштабного международного диалога. За эти годы «Рассохинские чтения» претерпели значительные изменения: количество докладов увеличилось в пять раз, а география участников расширилась до представителей десятков регионов России и зарубежных стран. Сегодня здесь собрались специалисты из ведущих учебных заведений, научных центров и промышленных предприятий, что свидетельствует о высоком авторитете конференции и её актуальности.

Особое внимание в этом году мы уделяем темам, связанными с безуглеродной энергетикой и экологией. Эти направления становятся ключевыми в глобальной повестке, и мы уверены, что обсуждение современных технологий, направленных на снижение углеродного следа, развитие возобновляемых источников энергии и внедрение экологически чистых производственных процессов, внесёт значительный вклад в решение актуальных задач.

Мы гордимся, что «Рассохинские чтения» стали площадкой для обсуждения ключевых вопросов науки и технологий, для укрепления связей между образованием, наукой и производством. Уверен, что в ходе работы конференции будут предложены новые идеи, которые внесут вклад в развитие нашей страны и мирового научного сообщества.

Желаю всем участникам плодотворной работы, интересных дискуссий, новых открытий и, конечно, вдохновения для дальнейших исследований. Пусть эта конференция станет ещё одним шагом на пути к новым достижениям!

Спасибо за внимание, и добро пожаловать на 17-е «Рассохинские чтения»!

*Р. В. Агинея,  
председатель оргкомитета конференции,  
ректор УГТУ, доктор технических наук,  
профессор*

## ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ПРОФЕССОРА Н. Д. ЦХАДАЯ

Уважаемые участники и гости Рассохинских чтений!

Наш научный форум – это не только важная составляющая академических традиций Ухтинского государственного технического университета. Это значимый элемент в системе научно-технического обеспечения развития нефтегазового комплекса России. И вся его история лишний раз проявляет одно из важнейших качеств науки: глубокая специализация исследований не противоречит широте научного видения мира. Гармония этих формально противоположных начал обеспечивается связью прикладных исследований с истинами фундаментальной науки. И действительно, оглядывая историю Рассохинских чтений, нельзя не увидеть, как работы по самым специфическим проблемам газовой отрасли открывали горизонты для междисциплинарных исследований, нельзя не увидеть, как они актуализировали самый широкий социально-экономический и геополитический контекст.

Наш форум так и замышлялся: как пространство аналитического обсуждения результатов научных исследований по газовой тематике с выходом на глобальные обобщения. Такой подход был характерен для Геннадия Васильевича Рассохина, моего предшественника на посту ректора университета, имя которого присвоено нашему форуму. Такой подход практиковал почетный профессор УГТУ Рудольф Михайлович Тер-Саркисов. Он буквально стоял у истоков Рассохинских чтений. И, конечно, нельзя не отметить ключевую, можно сказать идеологическую роль Богдана Владимировича Будзуляка, который во всех своих докладах как раз и раскрывает глобальные горизонты газовой отрасли России.

Дорогие друзья, позвольте мне выразить уверенность, что Рассохинские чтения будут всегда хранить верность этой изначальной гармонии между академической наукой, производственными интересами и видением глобальных перспектив.

Я желаю всем участникам чтений вдохновенной и плодотворной работы!

**Н.Д. Цхадая**  
**профессор, доктор технических наук,**  
**академик РАЕН,**  
**член Попечительского совета УГТУ**



## СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 553.983

### Количественная оценка ресурсной базы углеводородного сырья глубокозалегающих горизонтов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Куранов А. В., Желудова М. С., Матвеева С. Ю.

*ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия*

**Общие сведения.** Согласно последней по времени официальной оценке [1] минерально-сырьевая база углеводородного сырья (МСБ УВС) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП, ТПНГП) составляет 9,6 млрд. т.у.т (извлекаемые), из них нефти 6,1 млрд. т, св. газа 2,8 трлн. м<sup>3</sup> (остальное – растворенный газ и конденсат).

Геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции неравномерна – в большей степени изучены территории Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурно-фациальной зоны, в пределах которых разведанность ресурсной базы УВС составляет 50-60%.

Остальные территории изучены в значительно меньшей степени. Так, ресурсная база Северо-Предуралья Краевого предгорного прогиба и Ижма-Печорской синеклизы разведаны чуть более чем на треть каждая.

При ежегодной добыче нефти в ТПП 26-27 млн. т, газа – около 3 млрд. м<sup>3</sup> ресурсная база УВС практически не восполняется, происходит ее очевидное истощение

Проблема восполнения МСБ УВС ТПП предопределена целым рядом причин. Среди них – высокая разведанность и выработанность легкодоступных залежей нефти и газа, а также нежелание нефтяных компаний проводить поисково-оценочные работы на нефть и газ не только на новых направлениях и в удаленных районах Тимано-Печоры, но даже и на участках, прилегающих к разрабатываемым месторождениям.

В последние годы одной из трендовых мировых идей, наряду с поиском залежей УВС в низкоемких коллекторах осадочного чехла, является поиск крупных залежей нефти и газа на больших глубинах – по аналогии с залежами Таримского, Джунгарского, Сычуаньского и других осадочных бассейнов [3, 4].

Глубокозалегающие горизонты осадочного чехла – будущий резерв восполнения МСБ углеводородов, их освоение – лишь дело времени.

В настоящей публикации представлены результаты количественной оценки начальных суммарных ресурсов УВС Тимано-Печоры, выполненные в Тимано-Печорском Научно-исследовательском Центре с целью выработки новых направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Глубокозалегающие (глубокопогруженные) горизонты разные авторы определяют по-разному: например, О.М. Прищепа [3] выделяет две градации глубокозалегающих залежей – на больших (более 5 км) и сверхбольших (более 6 км) глубинах, формально не ограничивая нижний предел глубины. А.Э. Конторович к глубокозалегающим относит залежи углеводородов «на глубинах более 4-5 км» [4].

Авторы настоящей публикации к глубокозалегающим относят отложения осадочного чехла, залегающие на глубинах от 4500 м, ограничивая нижний предел оценки глубиной 7000 м в соответствии с принятыми в России методиками количественной оценки прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата [5, 6].

**Результаты геологоразведочных работ.** В Тимано-Печоре за весь период проведения геологоразведочных работ установлен целый ряд промышленных залежей в коллекторах, залегающих на глубинах более 4,5 км.

В северной части Колвинского мегавала установлены залежи нефти в песчаниках среднего девона и нижнего франа, залегающие на глубинах более 4,5 км: на месторождениях им. Ю. Россихина, Восточно-Сарутаюском, Нирмалинском, Центрально-Сарутаюском.

Из глубокозалегающих залежей производилась добыча на месторождении им. Ю. Россихина (добыто около 1,2 млн. т нефти), Восточно-Саругаюском (более 1 млн. т), Нирмалинском (несколько десятков тысяч тонн).

На Западно-Командиршорском-II месторождении установлена небольшая по запасам газоконденсатная залежь на глубине 4550-4600 м.

На Верхнелайском месторождении Денисовского прогиба открыта небольшая нефтяная залежь в отложениях джьерского горизонта нижнефранского подъяруса, в скв. 500-Верхнелайская получены притоки газа из нижедевонских песчаников с глубины около 4700 м и карбонатов гердьюского горизонта верхнего силура (4900 м).

На Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении Верхнепечорской впадины в автохтоне надвига установлены мелкая по запасам залежи в песчаниках нижнего визе (на глубине 4,5 км) и карбонатах верхнего фамена (на глубинах 4,6-5,4 км). В скв. 58-Вуктыльская получен небольшой приток газа из карбонатов нижнего силура из интервала 6858-7026 м.

На Среднепечорском поперечном поднятии в скв. 78-Западно-Соплеская притоки глинистого раствора с газом были получены из карбонатов нижнего силура с глубины 4,5 км.

В Хорейверской впадине в скв. 7-Северо-Мастеръельская были получены притоки нефти из карбонатов мукерской свиты верхнего ордовика (инт. 4832-4852 м, дебит нефти 2,95 м<sup>3</sup>/сут), баганской свиты верхнего ордовика (инт. 4982-5002 м, дебит нефти 4,1 м<sup>3</sup>/сут). Из песчаников нижнего ордовика получен приток нефти с мин. водой (инт. 5152-5160 м, дебит 0,35 м<sup>3</sup>/сут).

В Косью-Роговской впадине Предуральского прогиба в скважине 3-Кочмесская в процессе бурения на глубине 5629 м в карбонатах малотавротинского горизонта верхнего ордовика наблюдались интенсивные газопроявления с последующим кратковременным фонтанированием газом с минерализованной водой дебитом 0,8-1,0 млн. м<sup>3</sup>/сут из затрубного пространства. Вероятно, скважиной вскрыта литологически ограниченная межсолевая газовая залежь с аномально высоким пластовым давлением. Запасы УВС не оценивались.

Скважина 6-Кочмесская вскрыла ордовикскую соленосную толщу на глубине 5363 м. Скважиной вскрыта ангидрито-доломитовая толща мощностью 654 м. Из 4-х опробованных объектов два оказались «сухими», из двух других переливом через НКТ получены притоки минерализованной воды дебитом 0,5-0,8 м<sup>3</sup>/сут со слабым газонасыщением.

На Нерцетинском месторождении в скв. 21П на глубине около 5040 м в отложениях нижнего девона отмечено нефтепроявление.

В скв. 1-Колвинская параметрическая на глубине 6753-6759 м в карбонатах венлокского яруса нижнего силура обнаружен твердый битум, что «свидетельствует о массивном характере реликтовой залежи нефти» [7, с. 146].

В Тимано-Печорской глубокой опорной скважине, пробуренной в контуре Западно-Соплеского месторождения, породы нижнего и среднего девона, залегающие на глубинах 5,1-6,9 км, содержат невысокие концентрации ОВ [7, с. 251-253]. Однако, некоторые исследователи [7, с. 257] предполагают «наличие глубинных источников УВ», прогнозируя присутствие мощной толщи высокопродуктивных нефтегазоматеринских пород в отложениях нижнего девона и верхнего силура на глубинах более 6864,5 м (последний отбор керна в скв. 1-Тимано-Печорская).

Таким образом, имеются все основания выделить глубокозалегающие отложения Тимано-Печоры в отдельный объект количественной оценки и оценить их нефтегазовый потенциал.

**Методика оценки.** Расчет начальных суммарных ресурсов участков, находящихся на глубинах более 4500 м, производился на основе подсчетных планов нефтегазоносных комплексов/подкомплексов (НГК/НГПК) масштаба 1:1000000, использовавшихся при количественных оценках начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья (НСР УВС) ТПП, выполненных совместно со специалистами ВНИГРИ и ТП НИЦ [2, 8, 9].

Оценка производилась на основе составленных в ТП НИЦ литолого-фациальных карт по нефтегазоносным комплексам осадочного чехла ТПП.

На составленных в ТП НИЦ структурных картах, отражающих поверхность каждого НГК/НГПК, были выделены участки, на которых отложения оцениваемого НГК/НГПК залегают на глубинах 4,5 км и более (с учетом альтитуд, характерных для каждого нефтегазоносного района, из оценки исключены территории, на которых отложения

оцениваемого НГК /НГПК залегают на глубине более 7,0 км). Границы расчетных участков контролируются границами нефтегазоносных районов и областей (НГР, НГО) и тектонических элементов, границами распространения НГК.

Начальные суммарные этих участков рассчитаны как результат сложения величины локализованных ресурсов с величиной нелокализованных НСР УВС. Последние рассчитаны как результат произведения площади участков на плотность нелокализованных НСР УВС, полученную по результатам количественных оценок ВНИГРИ – ТП НИЦ [2, 8, 9] с дополнениями, характеризующими современную изученность по состоянию на 01.01.2025 г.

При расчете НСР каждого участка использовались поправочные коэффициенты, учитывающие литологические и структурно-тектонические особенности строения глубокопогруженных горизонтов. Коэффициенты определены экспертно на основе анализа результатов бурения глубоких поисковых, параметрических и разведочных скважин, мощностей НГК/НГПК сейсмогеологических и временных разрезов.

Таким образом, примененный способ является одной из вариаций метода геологических аналогий (МГА), который утвержден в России в качестве одного из базовых методов для оценки ресурсов УВС [5, 6].

**Результаты количественной оценки.** Геологические НСР глубокозалегающих горизонтов ТПП по сумме углеводородов составляют 2738,5 млн. т.у.т, или 11,7% НСР ТПП по сумме УВС.

Извлекаемые НСР по сумме УВС глубокозалегающих горизонтов ТПП составляют 1661,4 млн. т.у.т (17,4% НСР ТПП, рис. 1).

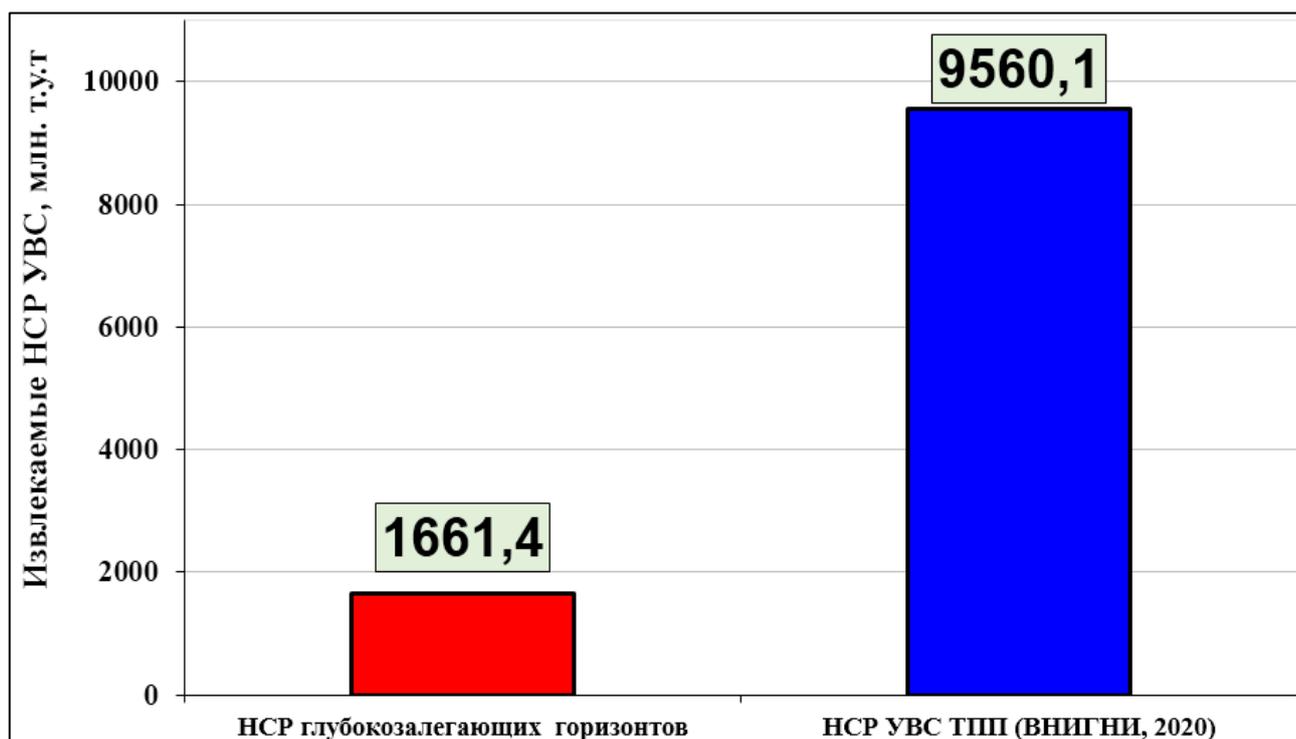


Рисунок 1 - Сравнение извлекаемых НСР УВС глубокозалегающих горизонтов ТПП с оценкой НСР ТПП [1] (по сумме углеводородов, млн. т.у.т)

Подавляющая часть (1584,9 млн. т.у.т или 95,6%) ресурсной базы УВС глубокозалегающих горизонтов ТПП относятся к неразведанным ресурсам (категории D<sub>0</sub>+Dл+Dнелок). Нелокализованных – 77,0% (1279,5 млн. т.у.т) (рис. 2).

Неразведанные НСР УВС глубокозалегающих горизонтов ТПП составляют 1584,6 млн. т.у.т (30,3% неразведанных НСР ТПП и 16,6% НСР по сумме УВС) (рис. 3).

Неразведанные НСР нефти глубокозалегающих горизонтов ТПП составляют 370,3 млн. т (11,4% неразведанных НСР ТПП и 6,1% НСР нефти ТПП) (рис. 4).

Неразведанные НСР газа глубокозалегающих горизонтов ТПП составляют 1210,8 млрд. м<sup>3</sup> (42,6% неразведанных НСР ТПП и 72,9% НСР газа ТПП) (рис. 5).

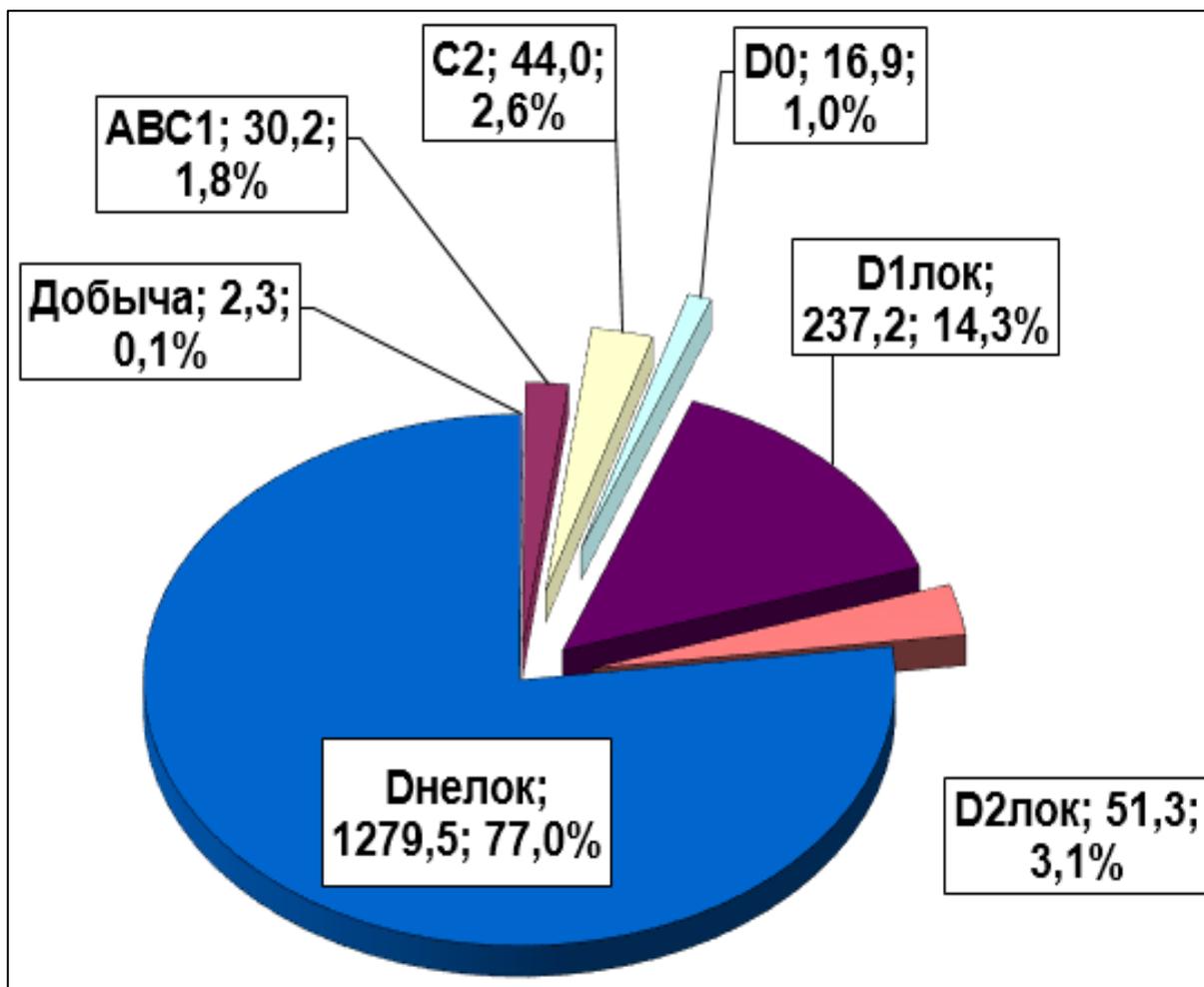


Рисунок 2 - Распределение НСР УВС глубокозалегающих горизонтов ТПП по категориям запасов, ресурсов (по сумме углеводородов, млн. т.у.т)

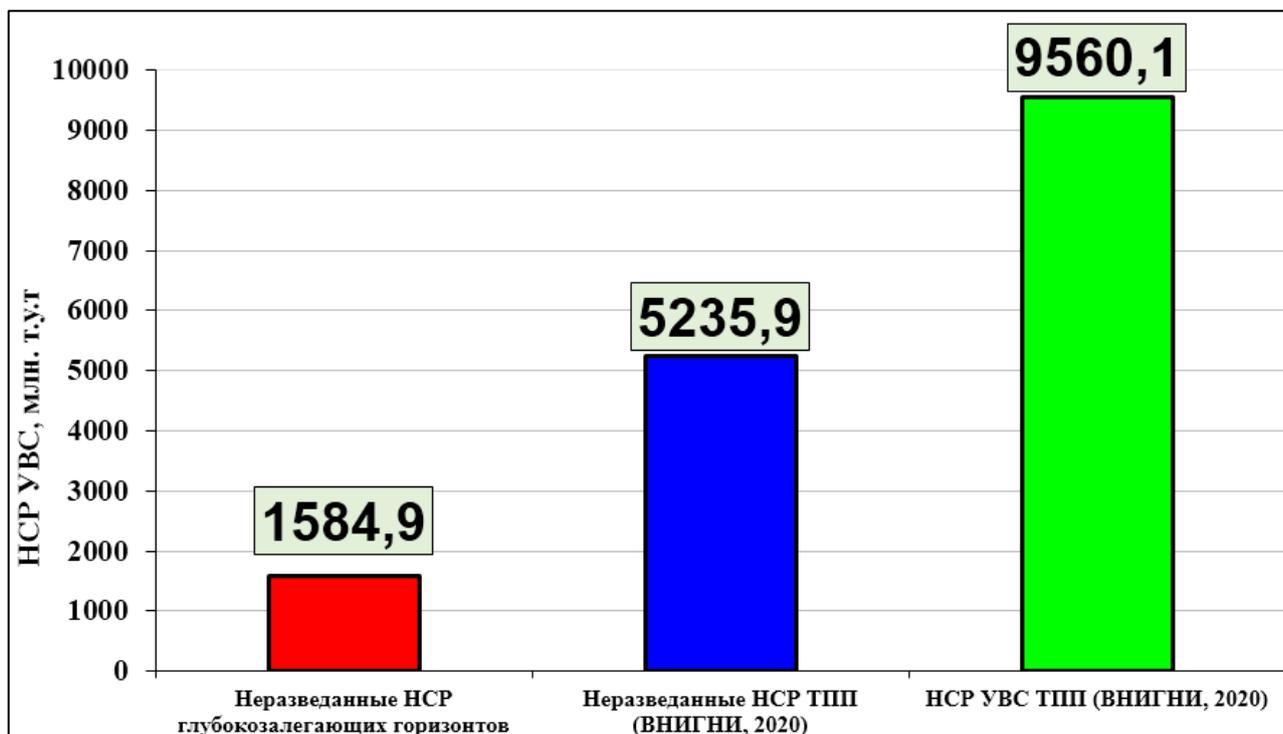


Рисунок 3 - Сравнение неразведанных извлекаемых НСР УВС глубокозалегающих горизонтов ТПП с оценкой НСР ТПП [1] (по сумме углеводородов, млн. т.у.т)

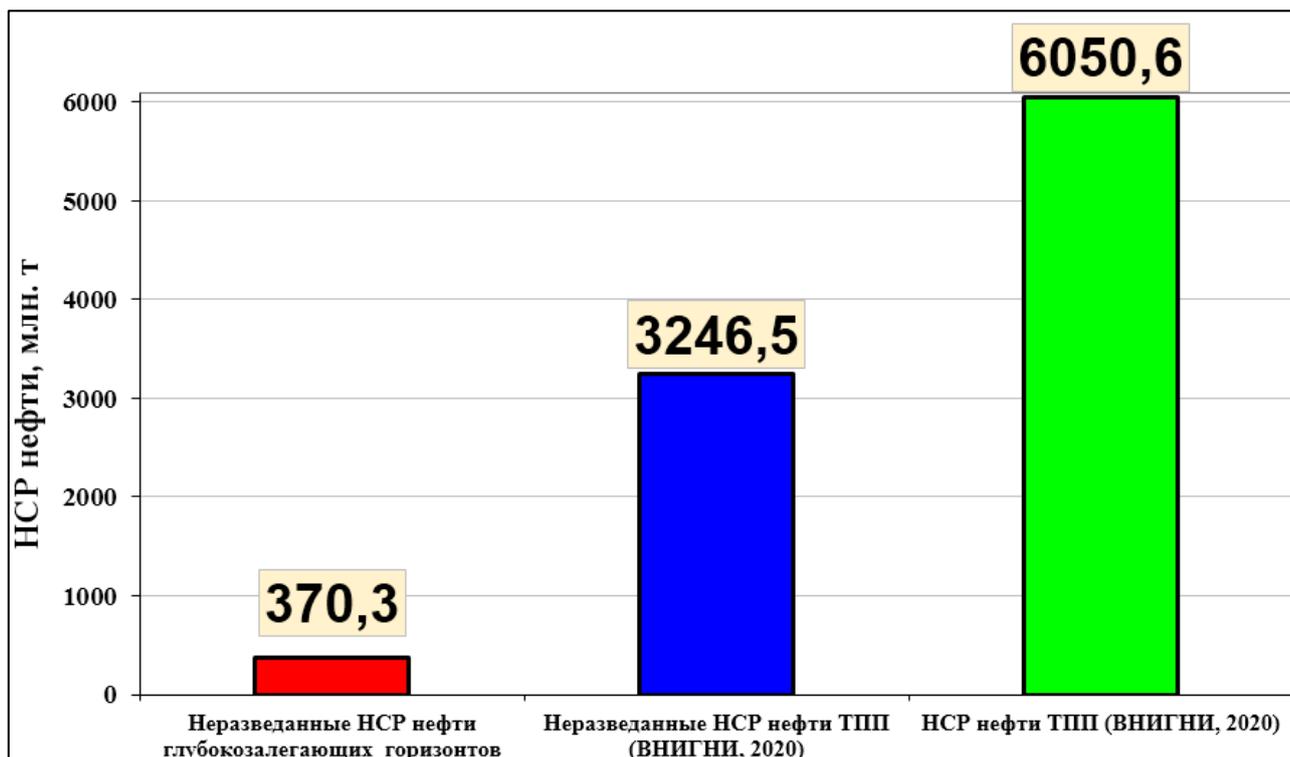


Рисунок 4 - Сравнение извлекаемых НСП нефти глубокозалегающих горизонтов ТПП с оценкой НСП нефти [1] (млн. т)

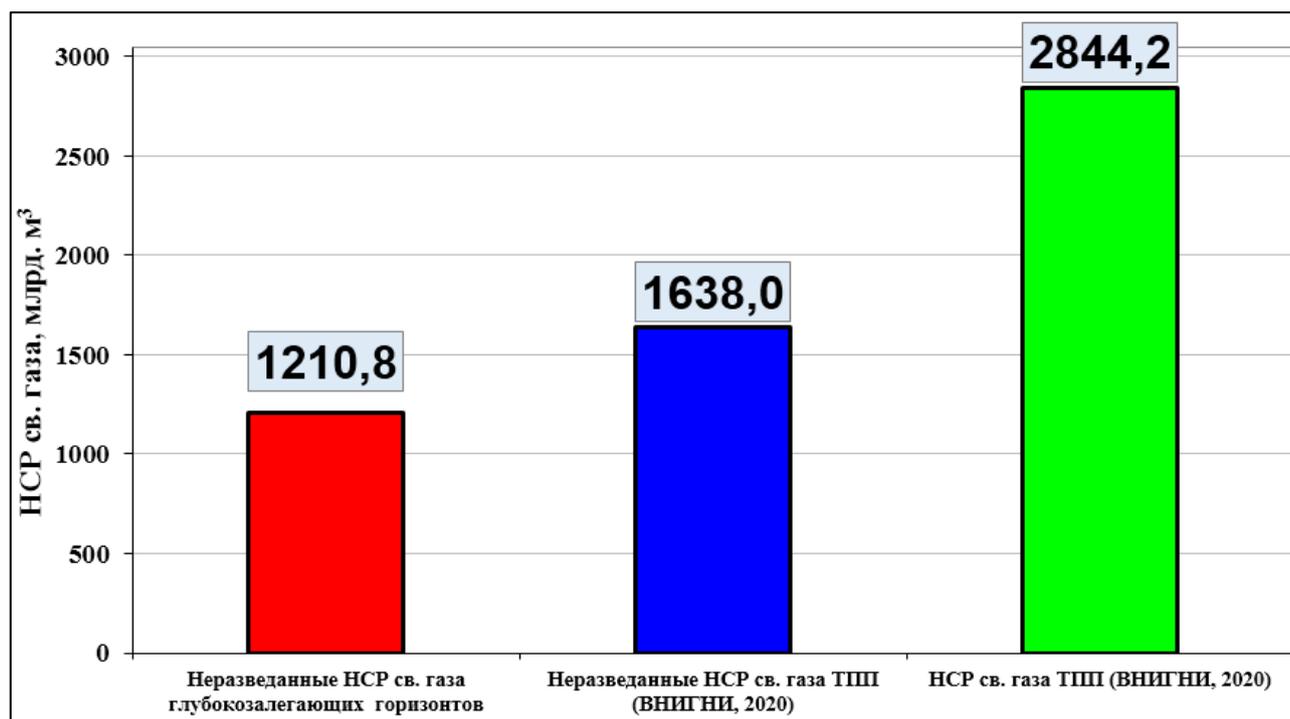


Рисунок 5 - Сравнение НСП свободного газа глубокозалегающих горизонтов ТПП с оценкой НСП свободного газа ТПП [1] (млрд. м³)

Подавляющая часть ресурсной базы УВС глубокозалегающих горизонтов – свободный газ (72,9%), 22,3% – нефть (рис. 6).

78,6% ресурсной базы УВС глубокозалегающих горизонтов находится в Республике Коми (1305,8 млн. т.у.т) (рис. 7).

73,7% ресурсов нефти глубокозалегающих горизонтов находится в Печоро-Колвинской и Северо-Предуральской областях (176,0 и 100,0 млн. т, соответственно) (рис. 8).

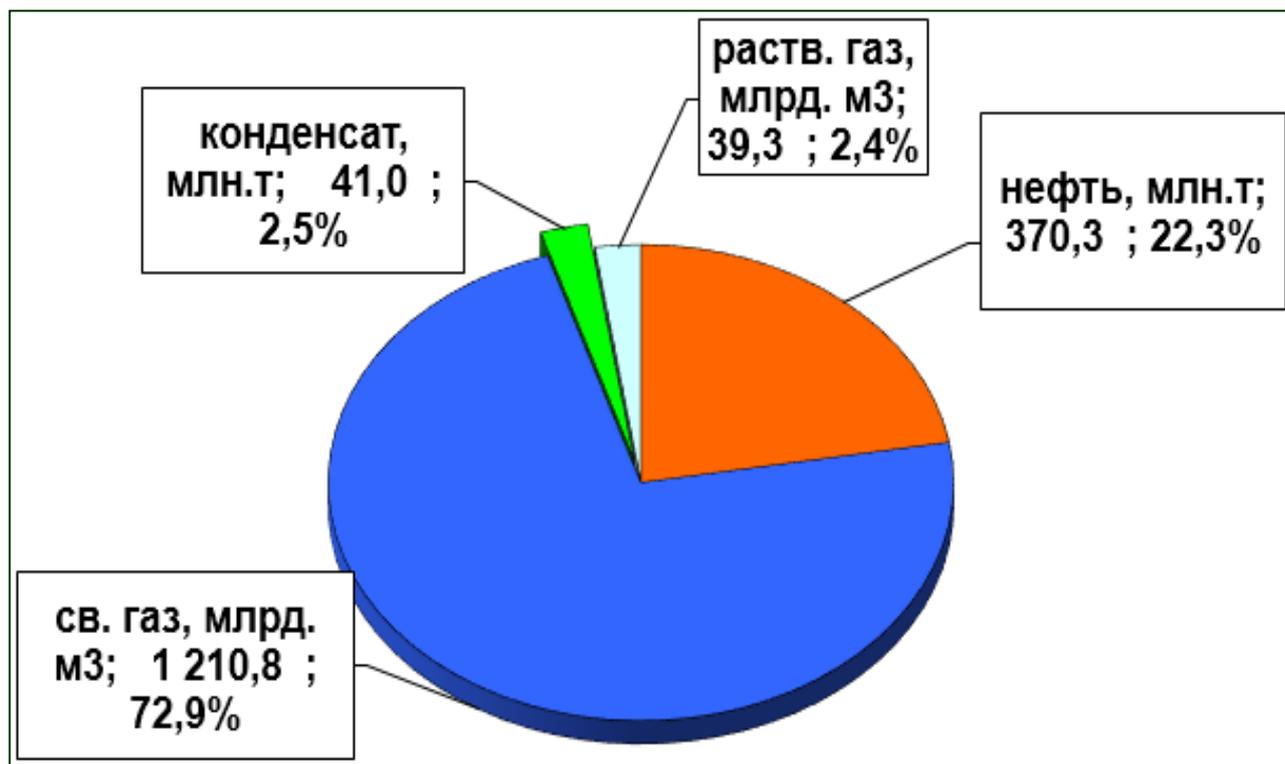


Рисунок 6 - Распределение НСР глубокозалегающих горизонтов ТПП по типу флюида

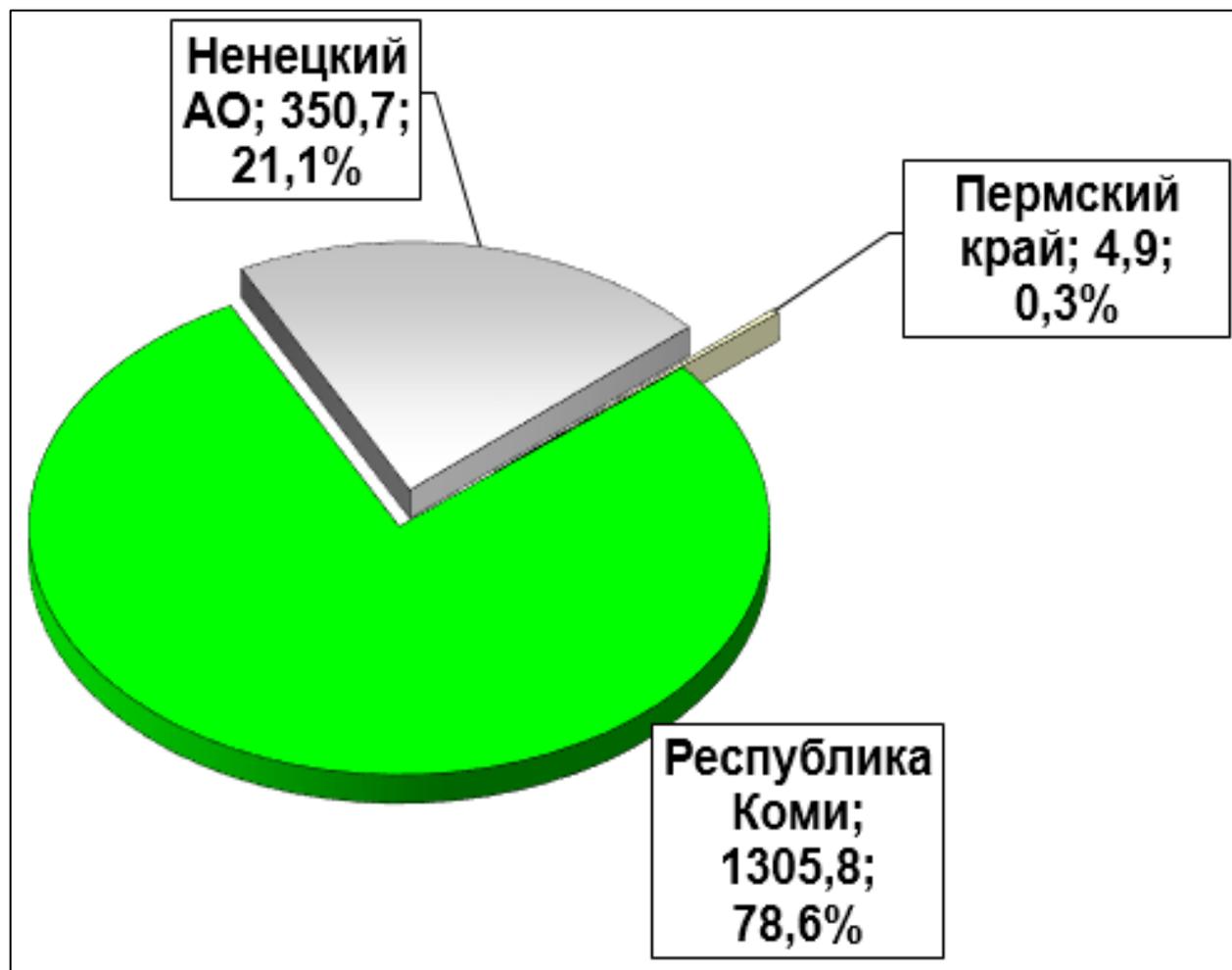
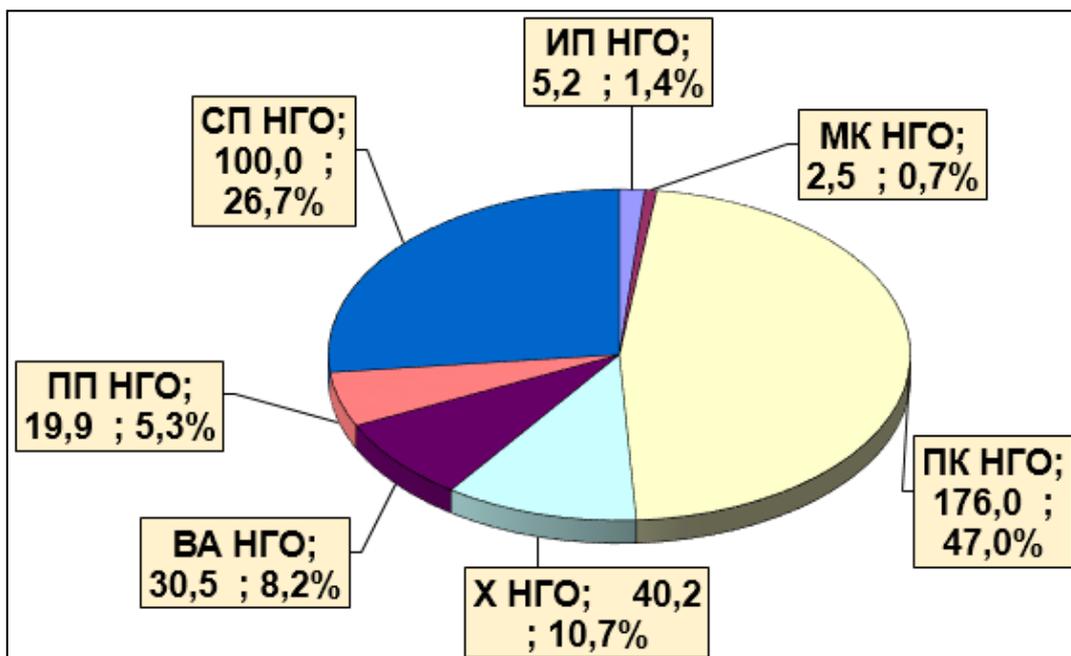


Рис. 7. Распределение извлекаемых НСР УВС глубокозалегающих горизонтов ТПП по субъектам федерации (по сумме углеводородов, млн. т. у. т)



Сокращения: ИП НГО – Ижма-Печорская нефтегазоносная область;  
 МК НГО – Малоземельско-Колгуевская нефтегазоносная область;  
 ПК НГО – Печоро-Колвинская нефтегазоносная область;  
 Х НГО – Хорейверская нефтегазоносная область;  
 ВА НГО – Варандей-Адзвинская нефтегазоносная область;  
 ПП НГО – Припайхойско-Приюжноновоземельская нефтегазоносная область;  
 СП НГО – Северо-Предуральская нефтегазоносная область;  
 ЗУ НГО – Западно-Уральская нефтегазоносная область.

Рисунок 8 - Распределение извлекаемых НСР нефти глубокозалегающих горизонтов по нефтегазоносным областям ТПП (млн. т)

83% ресурсов газа глубокозалегающих горизонтов находится в Западно-Уральской и Северо-Предуральской областях (706,2 и 281,7 млрд. м<sup>3</sup>, соответственно, рис. 9).

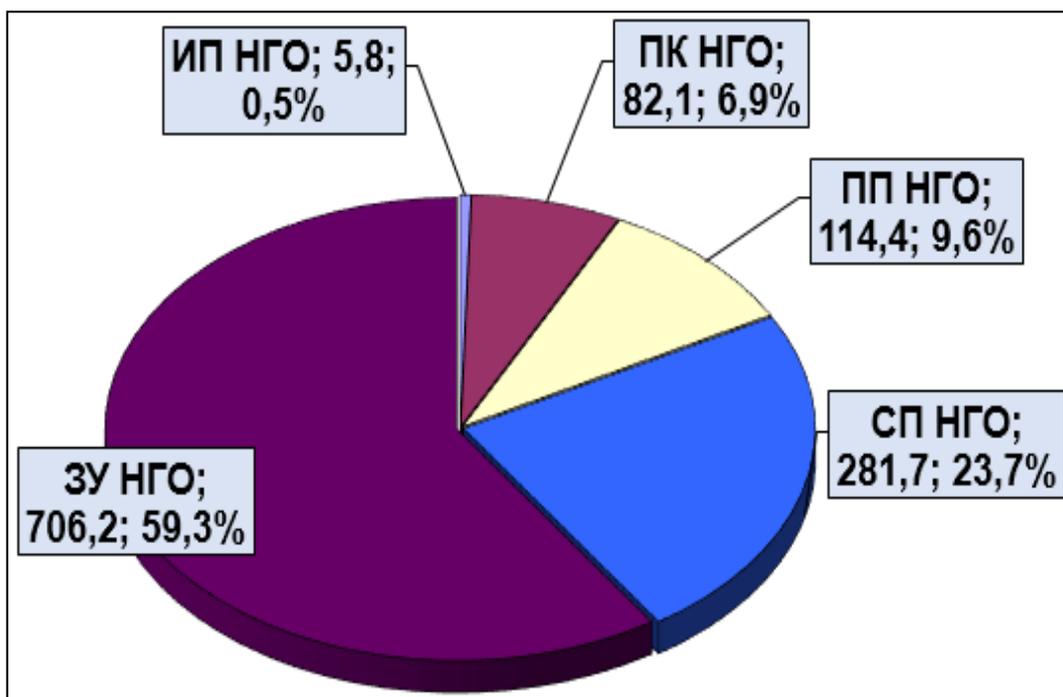


Рисунок 9 - Распределение НСР свободного газа глубокозалегающих горизонтов по нефтегазоносным областям ТПП (млрд. м<sup>3</sup>)

Подавляющая часть ресурсов нефти глубокозалегающих горизонтов ТПП (около 340 млн. т) приурочена к трем нижним нефтегазоносным комплексам осадочного чехла – среднеордовикско-нижнедевонскому, нижнедевонско-франскому и доманиково-турнейскому (рис. 10).

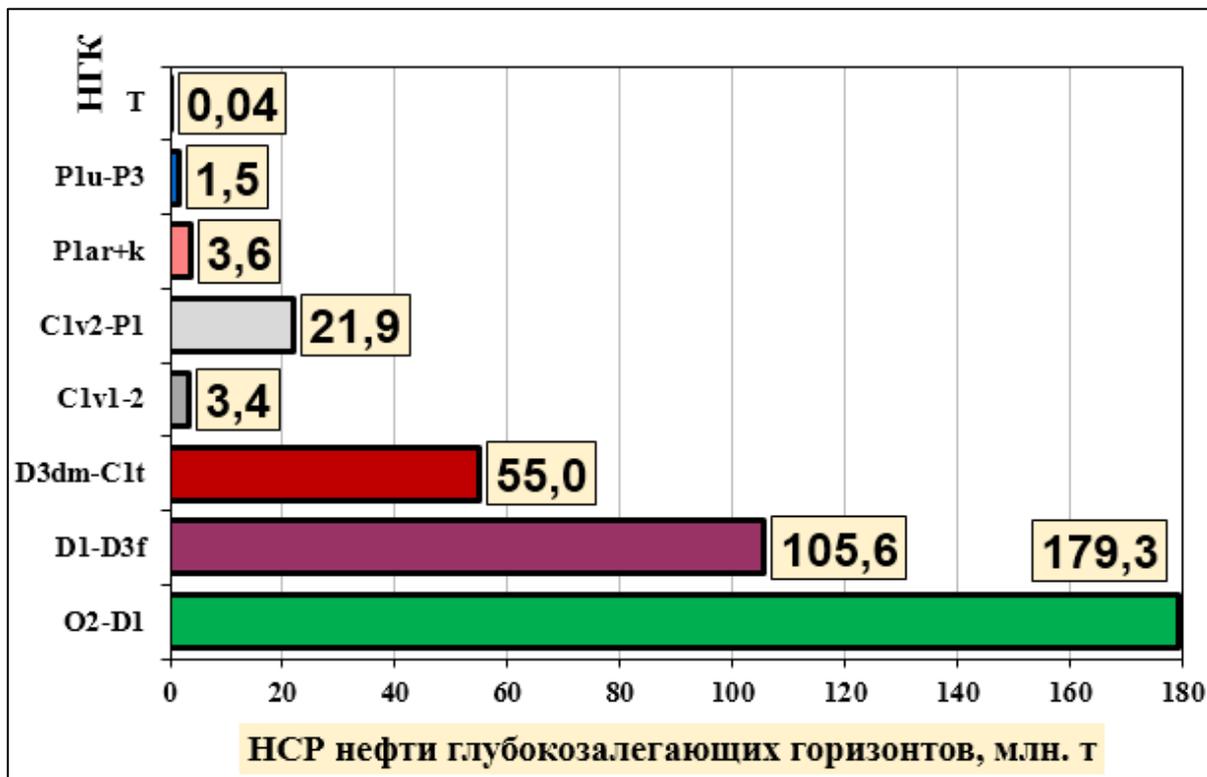


Рисунок 10 - Распределение извлекаемых НСР нефти глубокозалегающих горизонтов по нефтегазоносным комплексам ТПП (млн. т)

Подавляющая часть ресурсов газа глубокозалегающих горизонтов ТПП (около 746,4 млрд. м<sup>3</sup>) приурочена к C<sub>1v2</sub>-P<sub>1</sub> НГК (рис. 11).

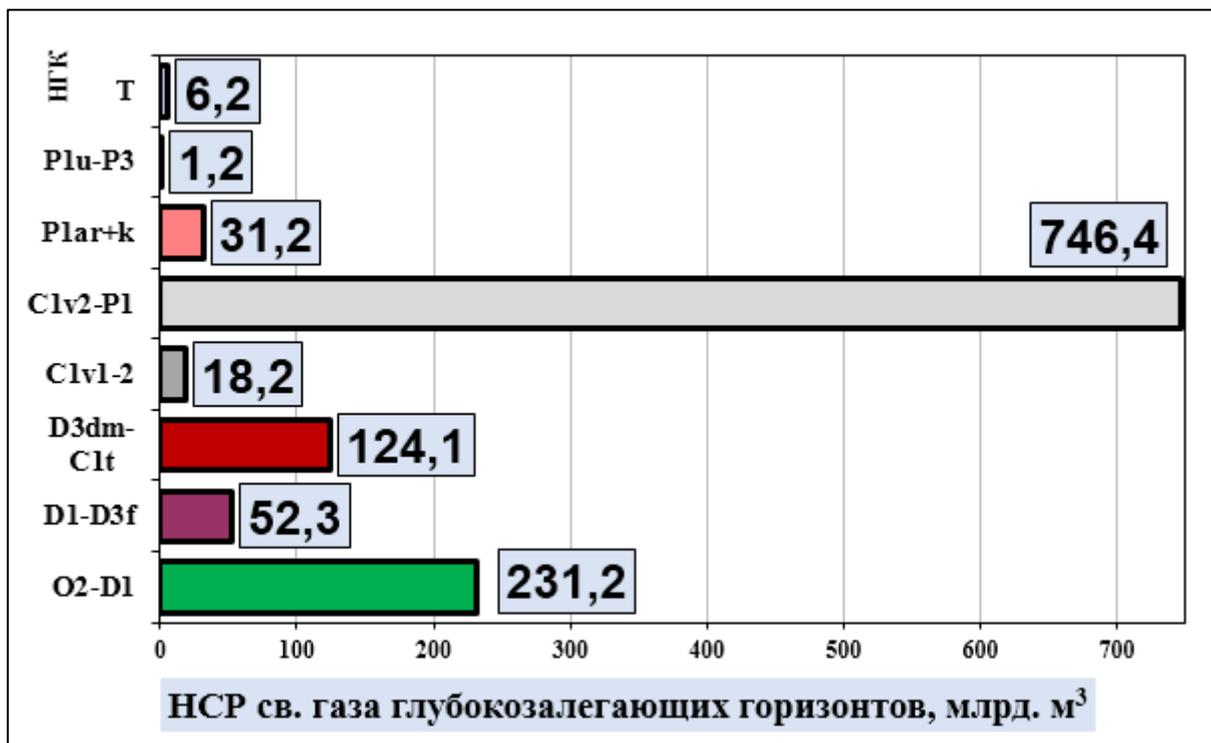


Рисунок 11 - Распределение НСР свободного газа глубокозалегающих горизонтов по нефтегазоносным комплексам ТПП (млрд. м<sup>3</sup>)

Таким образом, глубокозалегающие горизонты осадочного чехла Тимано-Печоры (4,5-7,0 км) имеют высокий нефтегазовый потенциал, являются важным резервом восполнения добычи углеводородного сырья в ближайшем будущем.

#### **Библиографический список:**

1. Петрова Ю.Э., Прохоров В.Л., Багаева М.А., Умрилов Е.Л., Коршунов А.А., Алексеева И.Б., Яковлева Л.А., Карпова И.В. Оценка состояния сырьевой базы углеводородов Северо-Западного федерального округа и проблемы ее воспроизводства. Геология нефти и газа // №5, 2020. с. 7-25.
2. Прищепа О.М., Куранов А.В., Грохотов Е.И., Нефедов Ю.В., Ибатуллин А.Х. Уточненная оценка нефтегазового потенциала Тимано-Печорской провинции. Минеральные ресурсы России // №6, 2020. с. 32-45.
3. Прищепа О.М., Луцкий Д.С., Киреев С.Б., Сеница Н.В. Термодинамическое моделирование как основа прогноза фазовых состояний углеводородных флюидов на больших и сверхбольших глубинах. «Записки Горного института», научный журнал // Т. 269, №5, 2024 г. с. 815-832.
4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Губин И.А., Парфенова Т.М., Сафронов П.И. Глубокопогруженные нефтегазовые системы нижнего палеозоя на востоке Сибирской платформы: геолого-геофизическая характеристика, оценка ресурсов углеводородов. Записки Горного института, научный журнал // Т. 269, №5, 2024. с. 721-737.
5. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата. М., ВНИГНИ, 1983.
6. Методическое руководство по количественной и экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата. М., ВНИГНИ, 2000.
7. Ехлаков Е.А., Горбачев В.И., Карасева Т.В., Богацкий В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по материалам исследований Тимано-Печорской глубокой опорной и Колвинской параметрической скважин. КамНИИКИГС, Пермь, 2000.
8. Прищепа О.М., Отмас Ал. А., Куранов А.В. Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе. Геология нефти и газа № 5/2012. с. 75-80.
9. Куранов А.В., Желудова М.С., Зегер Н.А. Количественная оценка нефтегазового потенциала территории Республики Коми. Рассохинские чтения. Материалы международной конференции. Электронный сборник. г. Ухта, УГТУ, 2020 г.

УДК 622.276

#### **Уголь и его основные виды**

Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Уголь - осадочная порода, полезное ископаемое, ценнейший вид топлива и сырья для химической, и не только, промышленности.

Международное название углерода происходит от лат. «carbō» — «уголь» [1].

По происхождению угли делятся на

➤ *гумусовые* – образованные из остатков высших растений: древесины, листьев, стеблей и т.д. и

➤ *сапропелитовые* – образованные из остатков низших растений: главным образом водорослей.

Около 350-250 миллионов лет назад уголь образовался из спор, а также частей эпидермия плаунов, папоротников и других древних растений, который стал называться «Ископаемым» и делится на подвиды: тощие угли, антрациты, коксующиеся, слабоспекающиеся, газовые, длиннопламенные и др.

Позднее настал безугольный период, после которого под воздействием повышенных температур и без доступа кислорода сформировались: бурые угли, сапропели, торфы.

Надо отметить, что уголь, после древесины, был первым из используемых человеком видов ископаемого топлива.

Сжигание одного килограмма угольного топлива позволяет получить от 3400 до 7200 ккал энергии.

В 1960 году уголь давал около половины мирового производства энергии, а к 1970 году его доля упала до одной трети.

Уголь используется при производстве кокса, как материал для рисования, также из угля получают анилиновые красители.

Различают четыре основных типа угля: антрацит, графит, бурые угли (лигниты), каменный уголь (*Рисунок 1*).



Рисунок 1 – Основные типы углей

Для наглядности на *Рисунках 2-5* представлены наиболее характерные образцы угля, в зависимости от степени преобразования и удельного количества углерода [2].

*Антрацит (Рисунок 2).*



Рисунок 2 – Антрацит (место добычи - Россия)

Определённо самый древний из ископаемых углей, уголь наиболее высокой степени углефикации. Характеризуется большой плотностью и блеском, содержит 93,5-97,0% углерода. Применяется в металлургии, химической промышленности, промышленности строительных материалов, для очистки воды и воздуха, в энергетике как твёрдое высококалорийное топливо, но плохо воспламеняется.

*Детализированный анализ антрацита:* цвет - чёрный, иногда с сероватым оттенком; твёрдость - 2,0-2,5 по минералогической шкале; плотность - 1500-1700 кг/м<sup>3</sup>; влажность - 1-3%; теплота сгорания - 33,9-34,8 МДж/кг (8100-8350 ккал/кг).

*Графит (Рисунок 3).*



Рисунок 3 – Графит (место добычи - Канада)

Графит в переводе с древнегреческого «γράφω» - «записывать, писать» - является минералом из класса самородных элементов, одна из аллотропных модификаций углерода.

В природе графит образуется при высокой температуре в вулканических и магматических горных породах - в пегматитах, скарнах и встречается в гранитах и пирите.

Применение: используется для изготовления огнеупорных материалов, электрических машин и установок, в химической и горнодобывающей промышленности.

Из него также получают синтетические алмазы, используется в качестве наполнителя пластмасс, а также в роли теплозащиты носовых отделов боеголовок баллистических ракет и возвращаемых космических кораблей, изготавливают стержневые карандаши, краски, покрытия и аккумуляторные батареи.

*Детализированный анализ графита:* имеет характерную слоистую структуру; проявляет устойчивость к химическим и природным воздействиям; достаточно прочный; хорошо проводит электрический ток; отличается низкой твёрдостью и относительной мягкостью; после воздействия высоких температур затвердевает; плотность – 2,23 г/см<sup>3</sup>; имеет металлический блеск и тёмно-серый цвет; теплопроводность достаточно большая.

*Бурые угли (лигниты) (Рисунок 4).*

Представляют собой твёрдую горную породу бурового цвета, которая образовалась из торфа. По своей сути это «недозревший» каменный уголь.

Содержит 67,0–75,0% углерода, но также много летучих веществ, минеральных примесей и влаги, поэтому гораздо легче горит и даёт больше дыма и запаха гари. Используется как местное топливо, а также как химическое сырьё, в качестве сырья для получения синтетического газа или жидкого топлива, в производстве кокса и в качестве удобрения.



Рисунок 4 – Бурый уголь (место добычи - Россия)

*Детализированный анализ бурого угля:* состоит из гуминовых кислот с примесью углеводородов и высокомолекулярных углеродистых веществ; содержание водорода – около 5,0%; суммы кислорода и азота – от 17,0 до 30%; естественная влажность – 10,0-25,0% (иногда до 40,0% и более); твёрдость низкая или средняя, излом землистый, редко полураковистый; удельный вес – 1,1-1,2; теплотворная способность - 5-6 тыс. ккал/кг на горючую массу.

*Каменный уголь (Рисунок 5).*



Рисунок 5 - Каменный уголь (место добычи - Россия)

Является осадочной породой, представляющей собой продукт глубокого разложения остатков растений.

Содержание углерода в каменном угле, в зависимости от его сорта, составляет от 75% до 95%; используется в энергетике, металлургии, химической промышленности, производстве стройматериалов, коммунальном хозяйстве и транспорте.

*Детализированный анализ каменного угля:* цвет – от чёрного до тёмно-серого, иногда с коричневыми или зеленоватыми оттенками; структура – плотная, компактная, иногда рыхлая или слоистая; твёрдость - от средней до высокой, зависит от степени метаморфизма угля; теплота сгорания – высокая, варьируется от 20 до 40 МДж/кг; влажность - от 1,0% до 15,0%, зависит от условий хранения и влажности окружающей среды; зольность - от 5,0% до 45%, определяется содержанием минеральных примесей и степенью метаморфизма; выход летучих веществ - от 8,0% до 50,0%, зависит от возраста угля и условий его образования; содержание серы - от низкого (до 1,0%) до высокого - до (4,0%), влияет на экологические свойства угля и его использование в промышленности.

Надо отметить, что крупнейшими центрами добычи угля в России являются: Печорский, Иркутский, Тунгусский, Ленский угольные бассейны, Кузбасс и Восточный Донбасс.

Для поддержания энергобезопасности нашей страны и унификации многочисленных аспектов, связанных с разработкой угля - необходимо создавать связующую государственную организацию, объединяющую подавляющую часть шахт, которые сейчас находятся в частной собственности в России.

Таким образом, представленная информация может оказать существенную помощь при интерпретации данных схожих типов углей и оценить их значимость в более широком контексте с последующей возможностью исследований и применения в районах угледобычи.

### **Библиографический список:**

1. Научно-технический энциклопедический словарь [Электронный ресурс]. - <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ntes/5017/%D0%A3%D0%93%D0%9E%D0%9B%D0%AC> (дата обращения 30.01.2025).
2. Веданти Нимиша, Ахмед Насиф, Яраханова Д.Г., Каял Дж.Р. Проблемы сейсмических исследований с высоким разрешением для метана угольных пластов в бассейне реки Гондвана в восточной Индии / Нимиша Веданти, Насиф Ахмед, Д.Г. Яраханова, Дж.Р. Каял // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: материалы Международной научно-практической конференции в рамках Татарстанского Нефтегазохимического Форума, посвящённой 100-летию ТАССР (2-3 сентября 2020 г.). – Казань: Изд-во «Ихлас», 2020. - с. 453-455.

УДК 553.98(470.13)

### **Новые направления геологоразведочных работ в пределах восточного борта Верхнепечорской впадины и прилегающих складчато-надвиговых зон**

Швецов М. В.<sup>1</sup>, Сотникова А. Г.<sup>2</sup>, Мелькова Л. В.<sup>1</sup>, Кочкина Ю. В.<sup>1</sup>  
*1 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия*  
*2 – ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва, Россия*

Исчерпание фонда антиклинальных поисковых объектов, значительная площадь перспективных земель, приходящаяся в Тимано-Печорской НПП на складчато-надвиговые зоны Предуралья, крупные открытия залежей УВ, связанные именно со складчатыми поясами мира, – все это свидетельствует о том, что первоочередной задачей геологоразведочных работ в регионе является создание актуализированных геолого-геофизических моделей подобных зон для оценки перспектив их нефтегазоносности.

В настоящее время сохраняется тенденция концентрации ГРП за счет средств государственного финансирования в периферийных малоизученных областях Тимано-Печорской НПП. При этом, в рамках действующего объекта госзаказа с единых научных позиций для высокоперспективной в отношении нефтегазоносности, но при этом слабо лицензированной территории Предуральского и Припайхойско-Приюжноновоземельского мегапрогибов проводятся работы по созданию регионального каркаса ретроспективных сейсмопрофилей, детализации структурного плана по основным ОГ осадочного чехла и оконтуриванию наиболее перспективных зон.

Специалистами ОГиРМ филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта совместно с сотрудниками ФГБУ «ВНИГНИ» г. Москва в 2024 г. были выполнены работы по анализу региональных факторов нефтегазоносности складчатого борта Верхнепечорской впадины с целью обоснования новых направлений геологоразведочных работ.

Анализ накопленных геолого-геофизических данных, освещающих строение западного склона Урала и прилегающих районов Предуральяского краевого прогиба, показывает сложную складчато-надвиговую структуру данного региона. Выявление и картирование ловушек в подобных сложнопостроенных зонах представляется весьма наукоемкой задачей.

На территории восточного борта Верхнепечорской впадины площадные сейсморазведочные работы выполнялись в 1982 – 1994 гг. Район пересечен единственным региональным профилем 22-РС, отработанным в 2005 г. Современными сейсмическими материалами охарактеризован лишь район Вуктыльского месторождения. [1]. Необходимо отметить, что при своем значительном объеме площадные сейсмопрофили МОГТ имеют малую протяженность, что снижает эффективность прогноза перспективных объектов в условиях крутозалегающих отражающих горизонтов восточного борта Верхнепечорской впадины. Бурением район исследований изучен крайне неравномерно. Основные объемы бурения сосредоточены на месторождениях, при этом на остальной территории лишь на ряде выявленных разрозненными сейсмическими исследованиями локальных структур пробурены параметрические или поисковые скважины.

Морфологические особенности осадочного чехла изученной территории определяются ее положением на стык/сочленении Предуральяского краевого прогиба и Западно-Уральской складчатой системы. Основными элементами рассматриваемых структурных зон являются тектонические пластины, последовательно надвинутые друг на друга, ограниченные надвигами. Их фронтальные части осложнены линейными антиклинальными зонами, при этом в тыловых частях пластин складчатость ослабевает, здесь развиты брахиморфные структуры.

Продуктивность «перикратонных» складчато-надвиговых зон и краевых прогибов определяется их высоким генетическим потенциалом. Период коллизии – время наиболее благоприятного сочетания тектонических, литологических и геотермических условий для генерации основной массы углеводородов и их дальнейшей миграции. Эти условия обусловлены интенсивным погружением формаций морского происхождения до глубин главных зон нефте- и газообразования, их максимальным прогревом, образованием к данному времени всех регионально выдержанных резервуаров и покрышек и формированием единого структурного плана с региональным наклоном всех комплексов в одну сторону.

Анализ карт мощностей основных нефтегазоносных комплексов (НГК) и региональных структурных карт позволяет отметить несовпадение структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла, что объясняется резким изменением мощностей ниже-среднедевонских и нижнекаменноугольных отложений. Вдоль западной границы участка исследования выделяется область сокращения толщин поддоманиковой части разреза и срезание среднедевонских отложений, что свидетельствует о существовании на данной территории палеоподнятия (серии палеоподнятий?). Разрезы среднего девона в районе исследования характеризуются различной полнотой. Общей чертой является выпадение отдельных пачек нижней части эйфеля и отсутствие живетских отложений. Сохранность отложений старооскольского горизонта может быть связана с пониженными участками. При общем (регионально) моноклинальном залегании слоев на восточном борту поднятия в подобных структурно-стратиграфических ловушках могут накапливаться УВ под региональной тиманско-саргаевской покрышкой. Мелководно-шельфовые карбонатные отложения сводовых частей палеоподнятий также характеризуются улучшенными коллекторскими свойствами, связанными с участками выхода пластов под поверхность регионального предсреднедевонского и предфранского размывов.

Характерной особенностью среднедевонско-нижнефранских отложений является распространение в них магматических пород. В пределах Среднепечорского поперечного поднятия бурением установлено проявление постседиментационного магматизма. В районе исследований интрузии образуют пластообразные тела (силлы), наиболее мощные из которых выявлены в живетских отложениях.

Перспективы нефтегазоносности поддоманиковых НГК на изучаемой территории оцениваются многими исследователями неоднозначно с связи с глубоким залеганием. Вскрыты отложения единичными скважинами, а результаты по ним весьма противоречивы – от полного отсутствия коллекторов до наличия притоков воды и газопроявлений. Поэтому выделение зон в данных комплексах носит долю условности.

Среди пород, слагающих поддоманиковые НГК, возможными коллекторами являются седиментационно-диагенетические и эпигенетические доломиты нижнего силура и нижнего девона, а также пачки песчаников среднего и верхнего девона под региональной Тиманско-Саргаевской покрывкой. Наличие среднеемких коллекторов в нижнедевонском интервале разреза в аллохтонной пластине подтверждено скв. 1-Верхнесочьинской. Емкость обусловлена наличием вторичных пор выщелачивания и открытых трещин. При этом в верхней части нижнего девона (сочтемкыртинский горизонт?) выделяются ангидритовые слои, несмотря на интенсивную дислоцированность которых, в них отсутствует открытая пористость. В керне отмечена плотная ненарушенная текстура пород. Это свидетельствует о высокой пластичности и хороших экранирующих свойствах ангидритовой толщи.

В пределах Среднепечорского поперечного поднятия ожидается улучшение коллекторских свойств за счет разуплотнения пород вследствие активной тектонической деятельности.

В среднефранско-фаменско-раннетурнейское время восточная часть Верхнепечорской впадины представляла собой относительно глубоководную впадину с некомпенсированным прогибанием. На палеоподнятиях, унаследованных от раннепалеозойской эпохи, развивались карбонатные отмели, окаймленные органогенными постройками. «Кольца» эти, возможно, были не сплошные. Таким мелководно-шельфовым зонам сопутствуют клиноформные комплексы, с линзовидными телами обломочных карбонатов, представляющие поисковый интерес. В пределах карбонатных банок также возможно развитие пластов-коллекторов в комковатых, органогенно-детритовых и органогенно-обломочных известняках и развитых по ним доломитах. Необходимо отметить, что под складками Западного склона Урала не исключено развитие таких же отмельных банок. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), в передовых складках Урала подобные отмели установлены – так называемый Ветосский атолл (Волго-Уральская НГП).

В Верхнепечорской впадине визейские отложения развиты повсеместно, но в различном стратиграфическом объеме. Наиболее полные разрезы преимущественно терригенных визейских отложений предполагаются вдоль восточного борта. Большой интерес в отношении поиска залежей УВ представляет региональная зона выклинивания нижневизейских отложений. По результатам бурения скв. 1-Западно-Вуктыльской установлено, что при общем сокращении мощности толщи, песчанность разреза достаточно высока, коллекторские свойства хорошие. Региональным флюидоупором служит однородная глинистая толща тульского возраста. Нефтегазоносность комплекса установлена как в аллохтонном (газоконденсатная залежь на южном куполе Вуктыла), так и автохтонном залегании (Вуктыл, Козлаю, Северо-Вуктыльская площадь – в скв. 208, 215) [2].

Начало поздневизейско-раннеартинского этапа развития территории характеризуется равномерным погружением и развитием обширной визейской трансгрессии. Осадконакопление в пределах изучаемого района происходило преимущественно в средней и внешней частях шельфа. Зональной глинистой покрывкой раннемосковского возраста нефтегазоносный комплекс разделен на два подкомплекса. В аналогичных структурно-тектонических и литолого-фациальных условиях в Волго-Уральской НГП в зоне передовых складок Урала под нижнемосковской покрывкой открыто Ветосское нефтяное месторождение. В верхневизейско-нижнемосковском интервале разреза коллекторы выделены и в визейской части, и в башкирской, и в серпуховской. По мере приближения к краевой зоне (внешнему шельфу) появляются зоны развития коллекторов толщиной до 15 м. Существенно отличается по строению разрез скважины 2-Кырташорская, вскрывшей ритмично слоистые глинисто-карбонатные отложения склона палеобассейна.

В верхнемосковско-нижнепермском подкомплексе также выделены коллекторы на различных стратиграфических уровнях. Сохраняется тенденция увеличения мощности коллекторов по направлению к краевой зоне. Зональной покрывкой являются глинистые разности нижней части верхнеартинских отложений, локальные – в основании верхнего карбона и низах нижнепермских пород. Генетически рассматриваемые отложения могут быть связаны с тыловыми шлейфами рифовой зоны, так как в скважинах 1-Гудырвожская и 1-Мартыуская в керне среди обломков встречается значительное количество рифостроителей – мшанки, гидроактиноиды. Скважиной 2-Кырташорская вскрыт разрез с преобладанием в разрезе глинистых пластов, характерный для межрифовых проливов.

Главенствующее значение в позднеартинское время обретает режим общего сжатия. Под влиянием тангенциальных напряжений образовалось горно-складчатое сооружение, у подножья которого накапливался терригенный материал, сносившийся с воздымающегося Урала. Начиная с позднеартинского времени, изучаемая территория была охвачена интенсивной регрессией. В кунгурский век она превращается в ряд расчлененных полуизолированных лагун, где в условиях аридного климата откладывались ангидриты и гипсы. На востоке, в прибрежно-морской части бассейна, отлагались алевролиты, чередующиеся с глинами и прослоями песчаников значительной мощности. Редкие находки морской фауны и полное их отсутствие в отдельных интервалах разреза свидетельствует об опреснении вод. Наличие в восточных разрезах конгломератов и грубозернистых несортированных песчаников связывается с близостью с востока суши. К западу прибрежные образования постепенно замещаются сульфатно-терригенными отложениями, которые в западных разрезах переходят в сульфатно-карбонатно-терригенное осадконакопление.

Интерес с точки зрения нефтегазоносности может представлять зона фациального замещения вверх по восстанию песчаных пластов верхней части кунгурского яруса аргиллитами и глинистыми известняками. Также определенные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с литологическими ловушками – линзами доломитов под ангидритами кунгурского возраста.

Проведенными сейсморазведочными работами конца 80-х – начало 90-х гг. намечены локальные объекты, чьи перспективы остались не до конца выясненными. В зоне сочленения западного склона Урала и восточного борта Верхнепечорской впадины надвиги и складки в плане образуют линейную систему дислокаций, выпуклую к западу. Крупные антиклинальные складки представляют собой фронтальные части отдельных тектонических пластин. Их размещение в большинстве случаев контролируется поднятиями в поднадвиговой части разреза, которые являлись своеобразным препятствием дальнейшего перемещения пластин.

Поднадвиговые антиклинали, сложенные палеозойскими отложениями включительно до нижней перми, безусловно представляют интерес для дальнейших ГРП в изучаемом районе. Бурение скв. 1-Верхнесочьинской подтвердило наличие коллекторов в автохтоне на больших глубинах – из каменноугольных отложений получен конденсатный газ с водой, пересчетный дебит газа составил 11 тыс. м<sup>3</sup>/сут [3]. Наличие таких поднадвиговых антиклиналей требует подтверждения, которое возможно получить в результате применения глубинной миграции до суммирования на современных сейсмических материалах (кратность, максимальное удаление, необходимая длина профиля, обеспечивающая прием колебаний и кратность в пределах и вне зоны дислокаций). Значительный поисковый интерес могут представлять структурно-тектонические ловушки перед фронтом аллохтонной пластины.

В прилегающей с севера Большесынинской впадине по результатам региональных работ, завершенных в 2022 г., над подобного рода объектами наблюдается аномалия «яркое пятно». Бурением Верхнесочьинской скважины выявлены стратиграфические повторы разреза, отвечающие структурной расслоенности осадочного чехла. Дисгармоничные тектонические деформации надвиговых пластин создают условия для формирования поднадвиговых ловушек нефти и газа. Перспективными могут быть не только отложения девона – карбона, формирующие антиклинальную складку, но и осадочные образования под зоной надвига. Очевидно, что в силу несоответствия структурных планов аллохтонного комплекса, и перекрывающих отложений, которые залегают моноклинально, выявление перспективных объектов в районах такого строения требует высокоинформативных данных. Отсутствие таких данных в прошлом являлось основной причиной низкой результативности геологоразведочных работ.

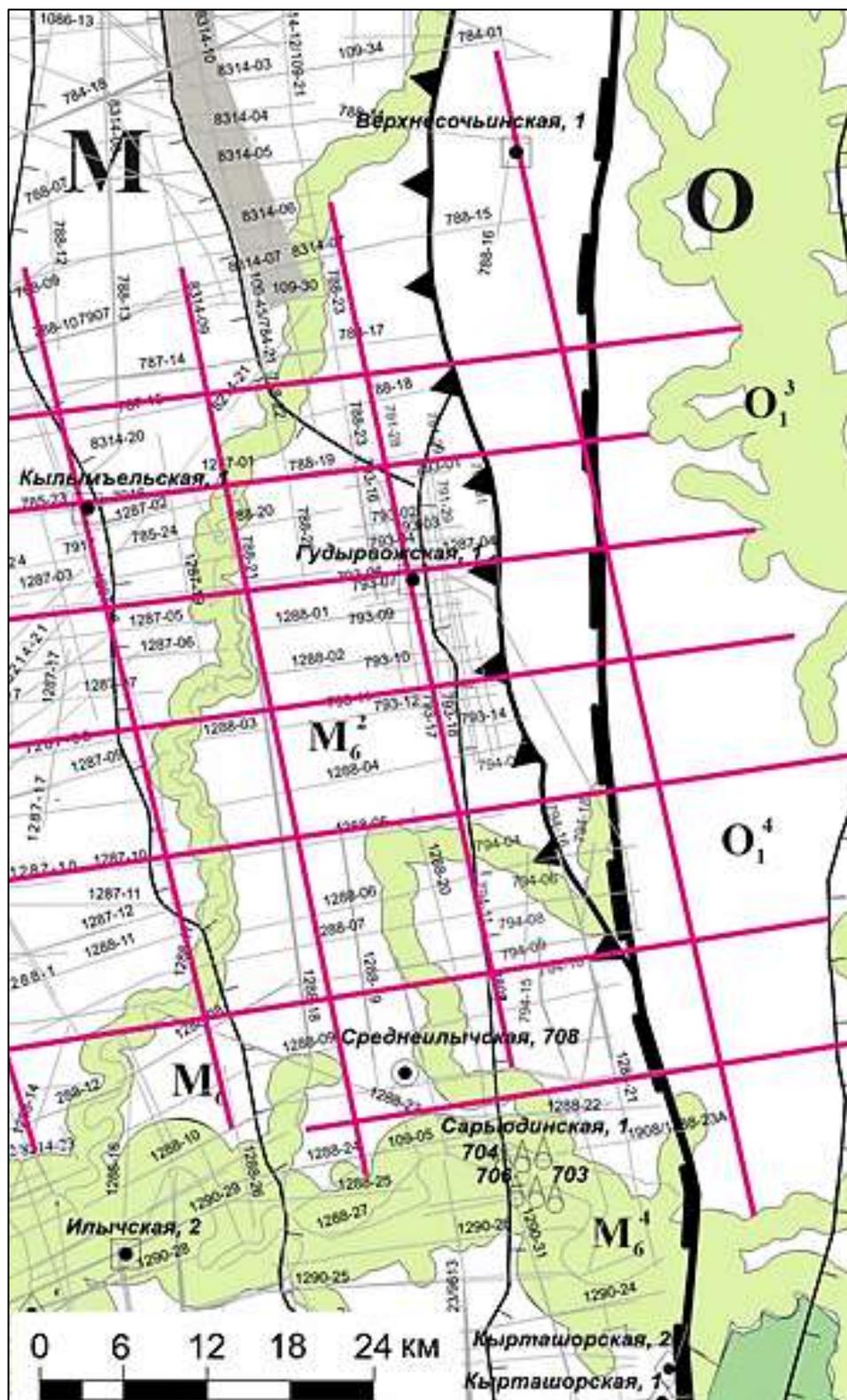


Рисунок 1 – Рекомендуемый каркас сеймопрофилей МОГТ 2D

Резюмируя вышеизложенное, необходимо отметить «локутность» сейморазведочных работ конца 1980-х – начала 1990-х гг., не позволяющую установить взаимосвязь в пространстве и положение в структуре внешней зоны складчато-надвигового пояса большинства вышеназванных перспективных структур. При своем значительном объеме площадные сеймопрофили МОГТ имеют малую протяженность в условиях крутозалегающих отражающих горизонтов восточного борта впадины. Имеющиеся единичные наиболее протяженные сеймопрофили не позволяют проводить интерпретацию внутриформационного строения осадочного чехла.

Учитывая наличие сложнопостроенной складчатой системы, нескольких структурных этажей осадочного чехла, отличающихся геометрическими характеристиками (простираение, азимуты и углы падения), для успешного изучения строения бортовой зоны и передовых складок Урала необходимо проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2D по региональной сети профилей. Рекомендуемый объем сейсмопрофилирования составит 1100 пог. км (полнократных). Учитывая вариативность интерпретации в сложнопостроенном складчато-надвиговом поясе Урала для выделения перспективных объектов, оконтуривания участков с улучшенными коллекторскими свойствами и оценки мощности осадочного чехла требуется комплексирование материалов сейсморазведки МОГТ 2D с данными электроразведки (МТЗ и ЗСБ), а также анализ потенциальных полей на основе ретроспективных грави- и аэромагнитных съемок.

Предлагаемый комплекс геолого-геофизических исследований (рисунок 1) даст возможность связать воедино разрозненные сведения о строении фундамента и осадочного чехла, позволит проследить закономерности формирования и геологического строения основных тектонических элементов и нефтегазоносных комплексов, тем самым будет способствовать минимизации геологических рисков при проведении дальнейших ГРП и оптимизации процесса лицензирования в слабоизученных южных районах Республики Коми.

Региональные сейсморазведочные работы в пределах восточного борта Верхнепечорской впадины и прилегающих складчато-надвиговых зонах включены в Перечень объектов ГРП, связанных с геологическим изучением недр, финансируемых за счет субсидии на финансовое обеспечение выполнения государственного задания Федерального агентства по недропользованию на плановый период 2026 – 2028 гг.

#### **Библиографический список:**

1. Сотникова А.Г. Состояние геологоразведочных работ на УВ сырье за счет государственного финансирования на территории Республики Коми // Рассохинские чтения: материалы Междунар. конф. Ухта: УГТУ, 2024. С. 76 – 80.
2. Эволюция представлений о геологическом строении Вуктыльского месторождения / Швецов М.В., Кочкина Ю.В., Вишератина Н.П., Кудашкина Е.А., Куницына Т.Н., Рудь Л.А. // Рассохинские чтения: материалы Междунар. конф. (3 – 4 февраля 2022 г.). В 2 ч. Ч. 1. Ухта, 2022. С. 116 – 121.
3. Глубинное строение западного склона Урала в районе Сочинской антиклинали (по данным бурения параметрической скважины 1-Верхняя Сочь / Юдин В.В., Беляева Н.В. и др. // Ин-т геол. КНЦ УрО РАН, Сыктывкар, 1997. 164 с.

УДК 550.837.31; 551.4.07

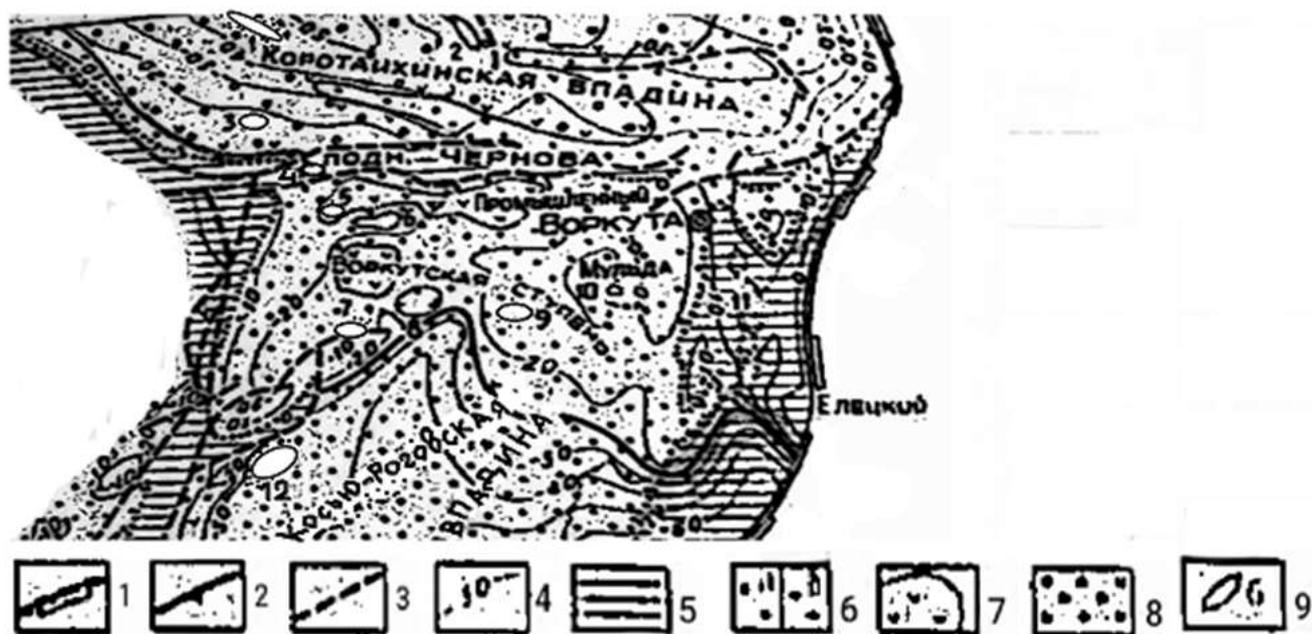
#### **Перспективы поиска неантиклинальных ловушек нефти и газа в пределах Воркутской ступени**

Билалов А., Медведева М. М., Фариен Е. С.

*Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,  
г.Воркута, Россия*

В тектоническом отношении Воркутская ступень входит в состав Косью-Роговской впадины полярной части Предуральяского краевого прогиба. В современном структурном плане границы прогиба условны. В связи с движением во времени краевого прогиба из Уральской области активных орогенных движений на соседнюю Печорскую плиту, его границы смещались в западном направлении.

Западная граница краевого прогиба трассируется по сокращению мощности орогенного комплекса в 2-4 раза и совпадает с флексуорообразными перегибами в палеозойских осадочных толщах. В пределах Воркутской ступени эта граница проводится вдоль западного склона поднятия Чернышева, по западным крыльям Усино-Кушшорского и Хоседаюского валов, а на севере по Таютинскому надвигу.



- 1 - западная граница Уральского кряжа; 2 — южная граница Воркутской ступени;  
 3 - основные разрывные нарушения;  
 4 - изогипсы поверхности карбонатных допермских образований (стратоизогипсы подошвы нижнепермских терригенных отложений);  
 5 - площади выходов на дневную поверхность допермских карбонатных отложений;  
 6 — пермский терригенный (молассоидный) комплекс, существенно угленосный на западе (а) и неугленосный флишоидный (кечпельская свита и ее аналоги) на востоке (б);  
 7 — поля развития раннетриасовых траппов;  
 8 — триасовый красноцветный и пестроцветный терригенный комплекс (верхняя моласса);  
 9 — локальные структуры: 1 - Лабогейская, 2 — Пурсамылькская, 3 — Саватинская, 4 — Сизимшорская, 5 - Западно-Падимейская, 6 — Падимейская, 7 - Верхнероговская, 8 — Нямзывейская, 9 — Западно-Ярвожская, 10 — Ярвожская, 11 - Юньягинская, 12 — Нерцетинская.

Рисунок 1 - Структурный план и нефтегазоносность Воркутской ступени

Восточная граница, по-видимому, сформировалась к концу Триасового времени в результате складчато-блоковой переработки уральскими орогенными движениями его внутреннего борта. И условно проводится вдоль передовых антиклинальных складок Урала, в сводах которых обнажаются карбонатные породы днища краевого прогиба. Чаще всего эта граница совмещается с фронтальным надвигом крупных складчатых структур западного склона Урала.

Косью-Роговская впадина выполнена мощным терригенным комплексом горных пород, формационный ряд которого на крайнем востоке начинается с флиша и нижней морской сероцветной молассы раннепермского возраста. Выше идут мощные угленосные формации пермского возраста и венчают, разрезы красноцветно-пестроцветные осадки континентальной верхней молассы триасового возраста.

По морфологии осложняющих структур в Косью-Роговской впадине краевого прогиба наиболее четко выделяется внешняя (западная) и внутренняя (восточная) зоны.

Западная характеризуется развитием структур платформенного типа, которые отличаются изометричностью или брахиформностью, небольшими амплитудами (первые сотни метров), слабой нарушенностью. Восточной зоне свойственны линейные или гребневидные складки больших амплитуд (до 1 км и более), часто ограниченные разломами, надвигами и другими тектоническими нарушениями.

Особое место в Косью-Роговском прогибе принадлежит Воркутской ступени. Она по серии разломов примыкает к поднятию Чернова и занимает самое важное структурное положение.

Карбонатное ложе краевого прогиба, здесь расположено на небольших глубинах 1-2 км, а разрезы пермских терригенных отложений резко сокращены вследствие размывов верхних горизонтов, на севере вдоль поднятия Чернова. Здесь развиты изометричные крупные локальные структуры, такие как Ярвожский и Юнь-Ягинский купола, Воркутская и Верхне-Роговская мульды.

Все структуры находят свое отражение в более глубоких допермских горизонтах осадочного чехла, что позволяет отнести отдельные локальные структуры к перспективным, для поиска залежей нефти и газа в допермском комплексе карбонатных пород. К таким структурам можно отнести локальные поднятия: Западно-Ярвожская, Падимейское, Нерцетинское, Верхне-Роговская, Нямзывейская, Западно-Падимейская и другие.

Проведенные комплексные региональные, сейсморазведочные исследования в 80-е годы прошлого века позволили в какой-то мере выяснить перспективы нефтегазоносности Воркутской ступени Косью-Роговской впадины. По результатам этих исследований было выявлено Падимейское нефтяное месторождение с запасом около 5 миллионов тонн. Нефть в нем тяжелая, высоковязкая, сернистая, приурочена к карбонатным породам среднекаменноугольно-сакмарского возраста. В более глубоких горизонтах с позднесилурийских известняков при бурении отмечались интенсивные газопроявления. Газ метановый, запасы его не установлены. В целом условия нефтегазонакопления благоприятные.

Основная нефтегазосборная толща - это среднекаменноугольно-нижнепермские карбонатные породы. Их резервуары имеют массивный характер. Они средне-ёмкие, регионально-распространенные, могут группироваться в пределах структурных ступеней, мысов и зон надвигов. Объемы запасов в залежах определяются литолого-коллекторскими характеристиками резервуаров и их покрышек, размерами, нарушенностью ловушек. В более глубоких горизонтах силура-нижнего девона, видимо, развиты в основном газоконденсатные залежи. Условия их накопления так же благоприятные, однако, отрицательным фактором является отсутствие покрышек – флюидоупоров над возможными залежами газа.

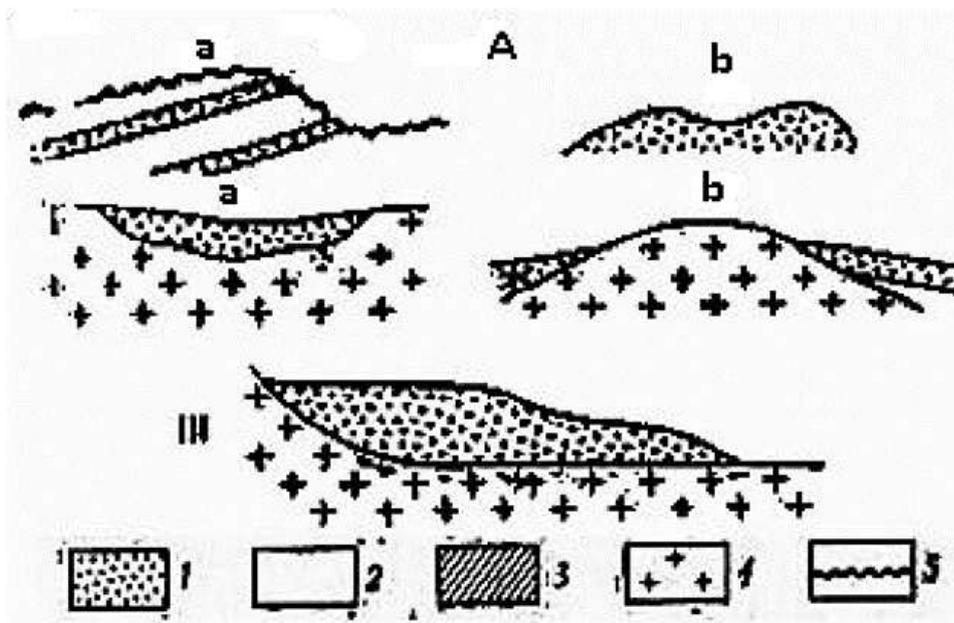
Поэтому здесь надо обратить особое внимание на поиски палеогеоморфологических ловушек (см. рис. 2), а также на возможное наличие вторичных залежей поддоманиковыми карбонатно-глинистыми толщами. Они могут выступать как локальные и зональные флюидоупоры. К особым объектам поисков углеводородов относятся так же зоны тектонических нарушений. К ним могут быть приурочены тектонически-экранированные залежи нефти и газа.

Палеогеоморфолого-геофизический комплекс поисково-разведочных работ, разработанный научно-исследовательской лабораторией ФерНИЛ ВНИГНИ совместно с производственной Алайской геофизической партией, позволяет эффективно решать вышеизложенные проблемы.

Разработанный палеогеоморфолого-электроразведочный комплекс исследований при прогнозировании и поисках неантиклинальных ловушек в орогенных областях, на примере Ферганской впадины для районирования территории по перспективам нефтегазоносности, выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению, позволит в пределах изучаемой территории выявить перспективные зоны и ловушки нефти и газа.

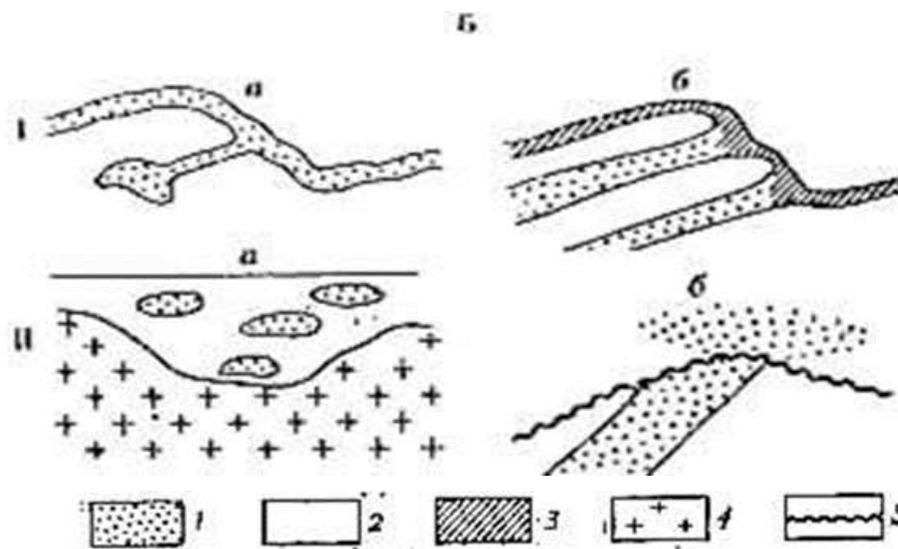
Исследования осуществляются путем решения следующих задач:

- разработка способа восстановления древнего рельефа на всех этапах ее развития (см. рис 3);
- изучение, распределение мощности и литолого-фациальных характеристик терригенных отложений;
- обоснование приуроченности литолого-фациальных комплексов к различным элементам палеорельефа;
- выявление и типизация палеогеоморфологических критериев распространения коллекторов, покрышек и ловушек нефти и газа;
- изучение генетических типов терригенного отложения и моделирование ловушек по сейсмопрофелям;
- региональное, зональное и локальное прогнозирование неантиклинальных ловушек;
- выделение первоочередных перспективных объектов для постановки электроразведочных полевых работ (ССП, ВЭЗ-ВП, газортутной съемки);
- площадные исследования на основе прогнозной палеогеоморфологической карты перспективных зон и локальных объектов.



А – непосредственное влияние погребённых форм рельефа на образование ловушек:  
 а – чередование погребённых холмов, долин, распространение пластовых ступеней;  
 б – песчаные бары, дюны; III – погребённая речная или морская терраса;  
 1 – коллекторские толщи; 2 – неколлекторские осадочные толщи;  
 3 – цементированные пористые породы; 4 – кристаллические породы;  
 5 – погребённые эрозионные поверхности

Рисунок 2.А - Палеогеоморфологические ловушки, расположенные на морфологической поверхности



Б – косвенное влияние погребённых форм рельефа на образование ловушек:

I а – погребённые полости карстов;

I б – цементация выходов пористых пород вблизи эрозионной поверхности в результате действия грунтовых вод;

II а – линзы песчаных толщ во впадинах древнего рельефа;

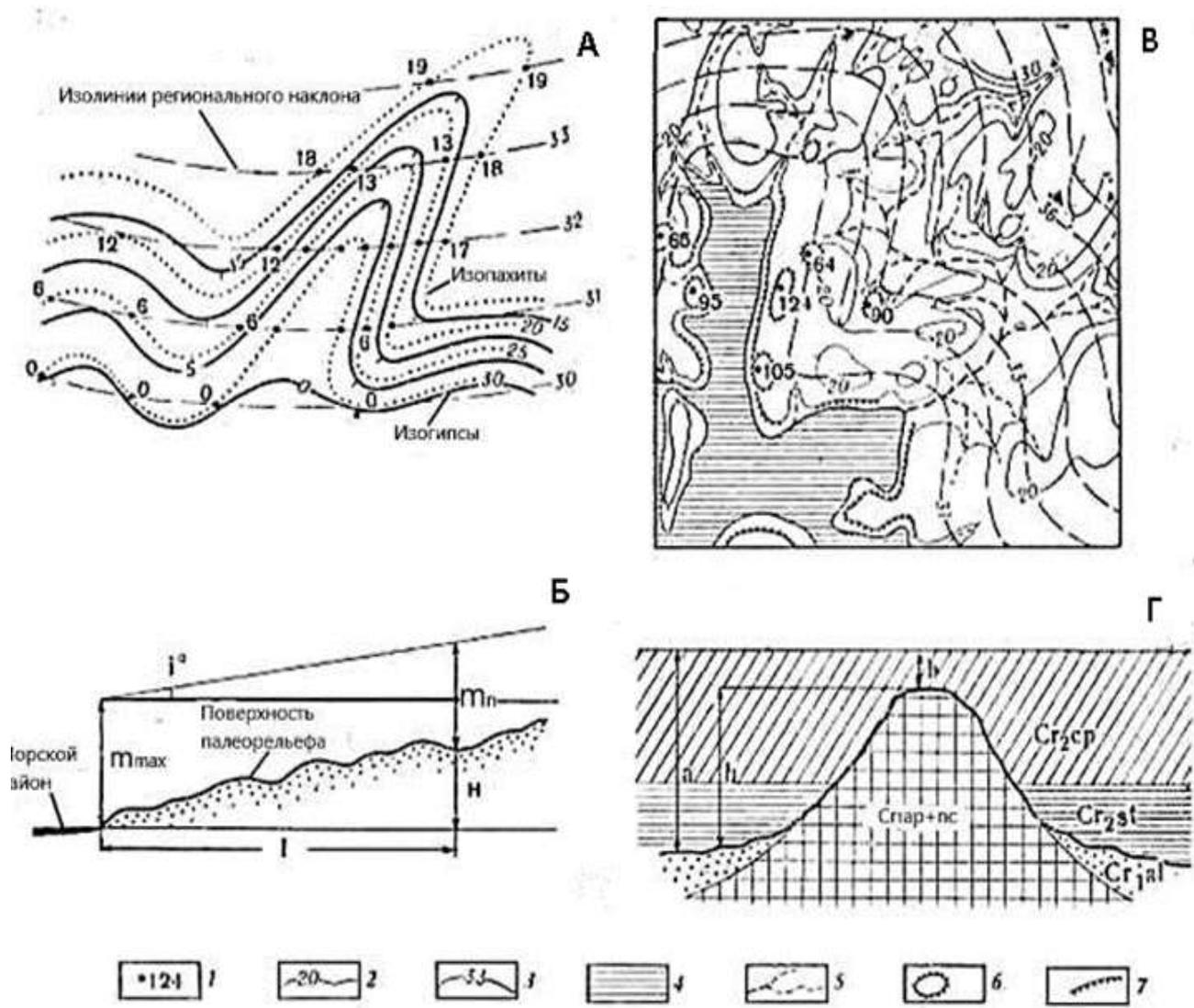
II б – размыв древних песчаников во время трансгрессии,

1 – коллекторские толщи; 2 – неколлекторские осадочные толщи;

3 – цементированные пористые породы; 4 – кристаллические породы;

5 – погребённые эрозионные поверхности

Рисунок 2.Б - Палеогеоморфологические ловушки, расположенные выше морфологической поверхности



А – графический способ получения палеовысот; Б – то же, аналитический;  
 В – палеогипсометрическая карта:

- 1 – абсолютные высоты останцов над уровнем туронского бассейна,
- 2 – палеоизоги́псы, 3 – изолинии регионального наклона, 4 – туронский бассейн,
- 5 – долинообразные понижения, 6 – останцы, 7 – обрывы;
- Г – получение относительных высот останцовых форм

Рисунок 3 - Способы получения абсолютных и относительных высот

(Сопоставление материалов ССП, ВЭЗ – ВП и газортушной съемки по профилю,, пересекающему газонефтяные месторождения: Сарыкамыш, Ю.Риштан и С.Риштан)

Научная актуальность: впервые разработана методология палеогелогического анализа условий накопления молассовых отложений путем составления палеогипсометрических и палеогеоморфологических карт. Выделены зональные и локальные формы палеорельефа. Рассмотрен ряд тесно связанных критериев выявления коллекторов, покрышек и ловушек нефти и газа. Рассмотрены возможности комплексирования геофизических и палеогеоморфологических методов при прямом поиске локальных ловушек нефти и газа.

Предлагаемый палеогеоморфолого-электроразведочный комплекс для поисково-разведочных работ в районе Воркутинской ступени, Косью-Роговской впадины позволит детально изучить рассматриваемую территорию путём анализа имеющихся материалов и постановкой опытно-промышленной работы по выявлению перспективных зон и ловушек на нефти и газ в её пределах. А также позволит ответить на вопрос перспективности выявленных структур в пределах этой территории.

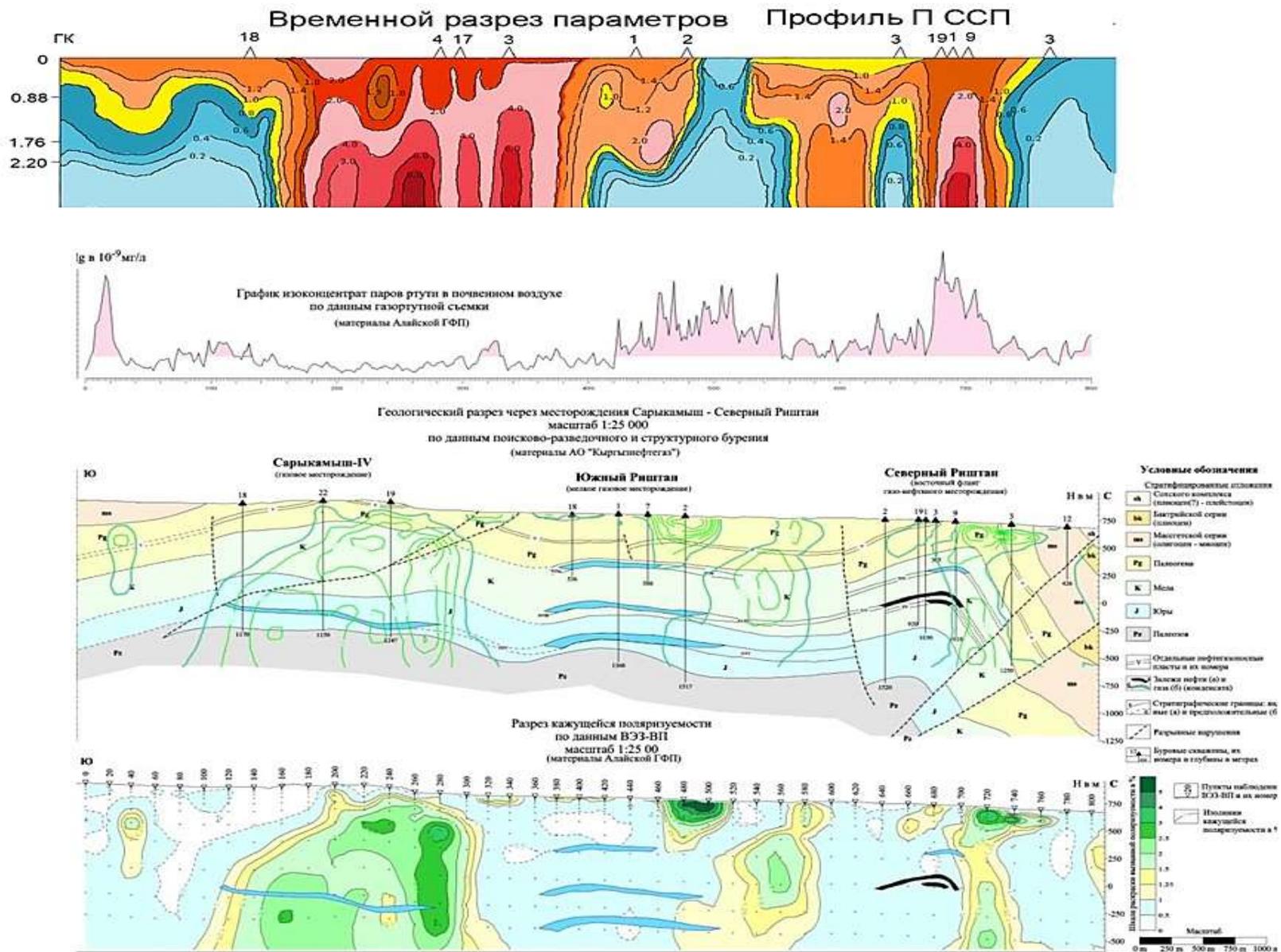


Рисунок 4 - Характер проявления нефтяных и газовых залежей в электрическом и атмогеохимическом полях (сопоставление с геологическим разрезом)

### **Библиографический список:**

1. Эпов МИ. Антонов Е.Ю. Исследование влияния параметров вызванной поляризации при нестационарных электромагнитных зондированиях сложно построенных геологических сред. Геология и геофизика. 2000. №6.
2. Антонов Е.Ю. Шенн А.Н. Способы повышения качества инверсии данных нестационарных электромагнитных зондирований. Геология и геофизика. 2008. №10.
3. Геология нефти и газа [Текст]: учебное пособие / А. Б. Билалов – Ухта : УГТУ, 2019.
4. Тригубович Г. М., Чернышев А.В., Куклин А.В. Ковальский Я.Ф., Сверкунов А.С. EM-Data Processor: оперативная 3D-инверсия данных импульсной индуктивной электроразведки. Интерекспо Гео-Сибирь. 2014. Т.2. №3.
5. Волкомирская Л.Б., Гулевич О.А., Долгих Ю.Н. Заглядывая вглубь Земли. Высокорастворяющая электроразведка методом отраженных электромагнитных волн - перспективное направление геологоразведки. Радиоэлектронные технологии. 2018. №2.
6. Жданов М.С. Геофизическая электромагнитная теория и методы. Москва. Научный мир.2012.
7. Могилатов В.С. Импульсная геоэлектрика: учеб, пособие. Новосибирск, РИД НГУ.2014.
8. Билалов, А. Палеогеоморфология кайнозойских моласс Ферганской впадины в связи с их нефтегазоносностью. – М. : ВНИГНИ, 1992.
9. Проничева, М. В. Палеогеоморфология в нефтяной геологии / М. В. Проничева. – М. : Наука, 1973.
10. Проничева, М. В. Палеогеоморфологический анализ нефтегазоносных областей / М. В. Проничева, Г. Н. Саввинова. – М. : Недра, 1980.

УДК 553.556.3

**Перспективы нефтегазоносности майкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба по гидрогеологическим критериям /  
Prospects for the oil and gas content of the Maikop deposits of the Yevlakh-Agjabedi trough according to hydrogeological criteria**

Алиярова Х. Э., Мамедова С. Б.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** На основе анализа и обобщения геолого-гидрогеологических материалов по майкопским отложениям составлена схематическая карта перспектив нефтегазоносности этих отложений в Евлах-Агджабединском прогибе, где выделены высокоперспективные, перспективные и малоперспективные зоны.

В северо-западном и юго-восточном направлениях, а также в центральной части прогиба и его северо-восточного борта майкопские образования скрыты под толщей более молодых отложений.

Отложения майкопской серии вскрыты большим количеством скважин разведочного и структурно-поискового бурения в пределах почти всех площадей Евлах-Агджабединского прогиба (Дальмамедлы, Казанбулаг, Борсунлы, Годакбоз, Аджидере, Сариялдаг, Нафталан, Тертер, Агджабеды, Бейлаган, Советляр, Амирарх, Зардоб, Мурадханлы и другие).

Контакт майкопской серии с подстилающими образованиями в различных районах Евлах-Агджабединского прогиба выражен различно. Здесь отмечается как согласный переход от верхнего эоцена к майкопской серии, так и трансгрессивное залегание майкопа на различные горизонты палеогена и мезозоя, что связано с особенностями геотектонического развития прогиба.

**Ключевые слова:** нефтегазоносность, чокракские отложения, гипергенный процесс, углеводород, акчагыльское море, высокоперспективная, малоперспективная.

**Abstracts.** Based on the analysis and generalization of geological and hydrogeological materials on the Maikop deposits, a schematic map of the oil and gas potential of these deposits in the Yevlakh-Agjabedi trough has been compiled, where highly promising, promising and unpromising zones have been identified.

**Key words:** oil and gas potential, Chokrak deposits, supergene process, hydrocarbon, Akchagyl Sea, highly promising, unpromising.

Промышленная нефтегазоносность майкопских отложений Евлах-Агжабединского прогиба установлена на площадях Казанбулаг, Адждидере, Нафталан, Тертер, Мурадханлы, Зардоб. Кроме того, имеются многочисленные нефтегазопроявления из этих отложений на площадях Сараялдаг, Гедакбоз-Дуздаг, Ширванлы, Агджабеды, Бейлаган и т.д.

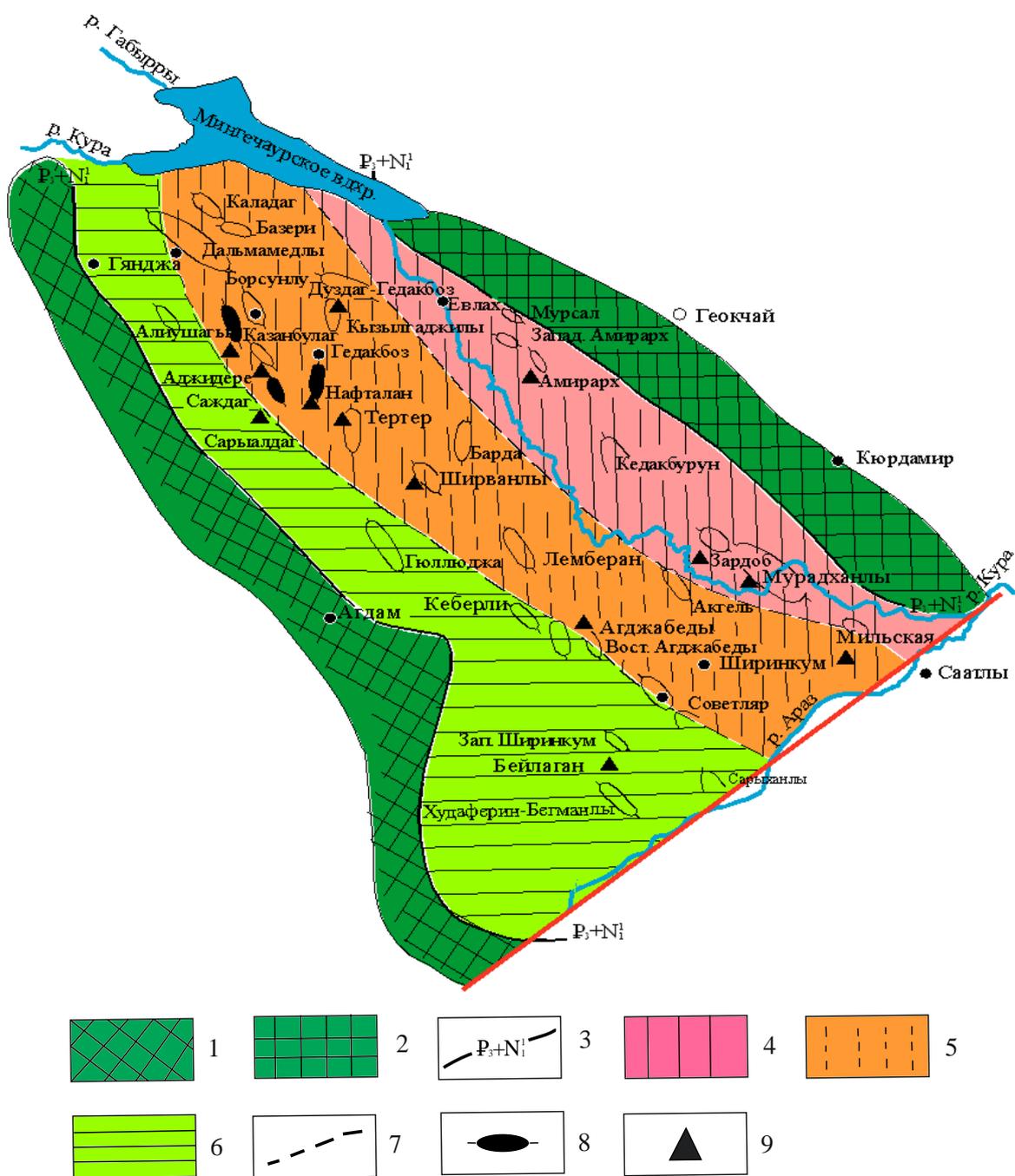
Майкопские отложения, сложенные, в основном, глинами отличаются высоким содержанием РОВ и являются одной из основных нефтегазо-генерирующей толщей прогиба. Однако из-за отсутствия в его разрезе региональных водоносных (проницаемых) коллекторов накопление генерированных углеводородов в крупные залежи в этих отложениях затруднено. Поэтому там, где в глинистом разрезе майкопа доля песчано-алевритовых образований возрастает, вероятность образования крупных залежей нефти и газа также увеличивается.

Проведенные исследования показывают, что в конце майкопского времени, после отложения одноименных отложений в начале тархан-чокракского времени юго-западная граница миоценового морского бассейна отодвигается к северо-востоку. Обширная полоса майкопских отложений на юго-западном борте Евлах-Агджабединского прогиба обнажается и становится ареной развития гипергенных процессов с начала тарханского времени до великой акчагыльской трансгрессии, тогда все территории распространения майкопских отложений перекрываются акчагыльским морем. Однако даже довольно продолжительный период влияния гипергенных процессов полностью не мог уничтожить нефтегазогенерирующие свойства и формировавшихся залежей нефти в обнаженной полосе майкопской свиты юго-западного борта прогиба. Это, по всей вероятности, так же связано с глинистым характером разреза майкопской свиты: гипергенные факторы, в том числе и инфильтрация пресных поверхностных вод не могли глубоко внедряться и полностью окислять РОВ и разрушать сформированные залежи нефти. Поэтому в майкопской свите на юго-западном крыле прогиба в настоящее время известен ряд нефтяных месторождений (Нафталан, Казанбулаг, Ачдыdere, Тертер), характеризующиеся тяжелыми нефтями в верхней части разреза. Нет сомнения в том, что в указанной зоне, вследствие вышеуказанных геолого-гидрогеологических условий легкие фракции нефти были потеряны в верхних горизонтах майкопской свиты и нефть утяжелела. Кроме того, в пределах отдельных площадей гипергенные процессы оставили более глубокий след в физико-химической характеристике нефтей.

От вышеописанной зоны в северо-восточном направлении майкопские отложения перекрываются средне-верхне-миоцен (Тортон-Сармат) – плиоценовыми отложениями и гидрогеологические условия формирования и сохранения в них углеводородных залежей улучшаются.

Палеогидродинамические исследования показывают, что зона создания наибольших напоров в майкопских отложениях в конце майкопского времени соответствовала центральной части Евлах-Агджабединского прогиба. С течением геологического времени зона создания высоконапорных вод мигрировала к северо-востоку. В современном периоде эта зона расположилась ближе к северо-восточному борту прогиба. В соответствии с этим направление движения флюидов в майкопских отложениях сначала было направлено от центральной части депрессии к бортовым частям и центроклиналям: впоследствии по мере миграции фокуса прогибания к северо-восточному борту, направление движения флюидов происходило в основном от северо-восточного борта к юго-западному. Так как в разрезе майкопских отложений нет регионально проницаемых пластов, то можно полагать, что движение флюидов было направлено главным образом вертикально. Поэтому зона непосредственного контакта майкопских отложений с высокопроницаемыми меловым и эоценовым отложениями должна представлять повышенный интерес в отношении перспектив нефтегазоносности. Для определения перспектив нефтегазоносности майкопских отложений были использованы и гидрохимические данные. При этом особое внимание было уделено минерализации и типу вод, содержанию в них органических кислот,  $S_{орг}$ , йода, брома, бора, аммония, сульфатов; из

коэффициентов  $\frac{rNa}{rCl}$ ,  $\frac{\sum(HCO_3 + CO_3)}{Cl}$  и т.д.



1 – зона отсутствия майкопской свиты; 2 – относительное поднятие;  
3 – граница распространения майкопских отложений;

Зоны перспектив нефтегазоносности: 4 – высокоперспективная; 5 – перспективная;  
6 – малоперспективная; 7 – граница перспективных зон; 8 – залежи нефти; 9 – нефтегазопроявления.

Рисунок 1 - Евлах-Агджабединский прогиб. Карта перспектив нефтегазоносности майкопских отложений по гидрогеологическим показателям

Степень перспективности майкопских отложений по гидрохимическим показателям с юго-западного борта прогиба к северо-восточному закономерно возрастает. Так, например, содержание солей органических кислот закономерно увеличивается от 286 мг/л на юго-западном борту до 8994,7 мг/л на северо-восточном. В этом же направлении увеличивается минерализация пластовых вод, ее карбонатность и уменьшается содержание сульфатного иона.

Анализ и обобщения общегидрогеологических, палеогидрогеологических, гидрохимических, гидродинамических, геотермических показателей позволяет в пределах Евлах-Агджабединского прогиба по майкопским отложениям выделить высокоперспективную, перспективную и малоперспективную зоны (рис.).

### **Выводы:**

- По гидрогеологическим критериям степень перспектив нефтегазоносности майкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба возрастает с юго-западного к северо-восточному борту.
- В пределах Евлах-Агджабединского прогиба по майкопским отложениям выделяются высокоперспективная, перспективная и малоперспективная зоны.

### **Библиографический список:**

1. Али-заде А.А. Майкопская свита Азербайджана и ее нефтеносность. Баку: Азнефтеиздат, 1945, 489 с.
2. Али-заде А.А., Алиев А.К., Курбан-заде А.М., Агаларов Н.М. К вопросу поиска новых залежей лечебной нефти Нафталан в Кировабадской нефтегазоносной области. Нефтегазовая геология и геофизика. Москва, 1972, ;8, с. 23-26
3. Богомолов Г.В., Барс В.А., Буялов Н.Н. и др. Методическое руководство по гидрогеологическим, гидрохимическим и микробиологическим исследованиям для оценки перспектив нефтегазоносности недр. М., Гостоптехиздат, 1961
4. Гаджиев Ф.М., Мовсумова З.А. Гидрохимическая зональность подземных вод Предмалокавказского предгорного прогиба. «Тезисы научно-практической конференции молодых ученых и аспирантов» посвященной 70-летию АзНИПИнефть, Баку, 1998
5. Гаджиев Ф.М., Меджидова Э.Г. Классификация пластовых вод майкопской серии и чокракского горизонта месторождения Мурадханлы графическим методом (на азерб. языке). Материалы Республиканской научной конференции «Новые исследовательские методы и прогнозирование перспективных площадей полезных ископаемых Азербайджана» 25-26 мая, 2000 г., изд-во Бак-го Университета.
6. Гаджиев Ф.М., Гусейнов Г.А., Меджидова Э.Г. Основные гидрогеохимические особенности нефтяного месторождения Мурадханлы (на азерб. языке). Научные труды АзНИПИнефть, №4, Баку, 2005
7. Геология Азербайджана, том VII, Нефть и газ. Баку, изд-во «Nafta-Press», 2008, с.672. Главный редактор академик НАНА Ак.Али-заде, редколлегия: Юсуф-заде Х.Б. (ответственный редактор), Гулиев И.С. (ответственный редактор), Алиев Г.А. (ответственный секретарь), Алиев Ад.А., Алиев А.И., Гусейнов Д.А., Дадашев Ф.Г., Нариманов А.А., Феузуллаев А.А.
8. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая гидрогеология. М., «Недра», 1982, с. 216
9. Карцев А.А., Вагин С.П. Роль седиментационных вод в формировании пластовых вод крупных артезианских бассейнов. Геология и разведка, 1966, №8, с. 93-98
10. Мехтиев Ш.Ф., Ахмедбейли Ф.С. Нафталан. Баку, Азнефтеиздат, 1959, 130 с.

УДК 331.087

### **Подземное хранение газа. Мировой и отечественный опыт**

Низовцева Ю. Б.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Магистральные газопроводы, по которым газ транспортируется от месторождений к местам потребления, работают с относительно постоянной производительностью. Однако потребление газа характеризуется в первую очередь сезонной неравномерностью. Для снижения пиковых нагрузок, обеспечения гибкости и надежности поставок газа нужны специальные компенсаторы – газоохранилища, которые способны накапливать избытки газа, хранить их и, в случае увеличения спроса, отдавать потребителям.

В зависимости от вида пласта или горной породы подземные хранилища подразделяются на следующие типы:

- пористые пласты – подземные хранилища, созданные:
  - в истощенных или частично выработанных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях;
  - водоносных пластах;
  - залежах негорючих газов;

- полые горные выработки – подземные хранилища, созданные:
  - в отложениях каменной соли (пластах, массивах, куполах, штоках, выработках-емкостях);
  - непроницаемых или практически непроницаемых горных породах (гипс, базальт, ангидрит, гранит, глина);

– заброшенных шахтах, карьерах и других горных выработках.

Основные функции подземных хранилищ газа (ПХГ):

- сглаживание сезонной неравномерности газопотребления;
- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;
- обеспечение подачи газа в случае нештатных ситуаций в Единой системе газоснабжения;
- создание долгосрочных резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств при добыче или транспортировке газа

Всего в мире 704 подземных хранилищ газа в 36 странах [1]. Подавляющая часть ПХГ располагается в трех регионах мира – Северной Америке (65 %), Европе (21 %) и СНГ (8 %).

Отрасль ПХГ в Северной Америке представлена двумя странами: Соединенными Штатами Америки и Канадой. Северная Америка занимает первое место по количеству хранилищ, по величине активного объема хранения и по величине максимальной суточной производительности.

На территории Канады эксплуатируется 66 ПХГ, на территории США – 392.

Первая в мире опытная закачка газа в истощенное газовое месторождение была проведена в 1915 г. в Канаде, первое промышленное ПХГ было создано в 1916 г. в США. Первое ПХГ в водоносном пласте было создано в 1946 г. в США.

В Северной Америке развитая газотранспортная инфраструктура, достаточно суровые зимы в северной и центральной части континента. Выработка электроэнергии производится в значительной степени за счет газа, поэтому пиковые нагрузки на отопление совпадают с пиками увеличения выработки электроэнергии. Все это обуславливает активное использование ПХГ в Северной Америке.

Европа занимает второе после Северной Америки по количеству ПХГ и третье место по активному объему хранения газа после Северной Америки и СНГ.

Следует отметить, что отрасль ПХГ в Европе испытывает в настоящее время некоторые трудности. Количество ПХГ и объемы хранения достаточно активно росли с 1970 г. Однако в последние 10 лет наблюдается стагнация отрасли. Более того, наблюдается снижение объема хранения вследствие закрытия ПХГ в Германии, Великобритании, Ирландии, Румынии, Австрии, а также приостановка эксплуатации объектов во Франции и Италии.

Рассматривая же новые ПХГ, следует отметить ПХГ Туз Гелю (Tuz Golu) в Турции, которое является самым крупным в мире ПХГ в отложениях каменной соли. Подземный комплекс состоит из 12 искусственных пещер, ПХГ рассчитано на 1,2 млрд м<sup>3</sup> газа.

На территории Ирана эксплуатируются два ПХГ, созданные в истощенных газовых месторождениях.

На территории Аргентины эксплуатируется одно ПХГ, созданное в истощенных газовых месторождениях.

На территории Азиатско-Тихоокеанского региона эксплуатируются 45 ПХГ в четырех странах. На территории Китая 28 действующих ПХГ, из них 24 созданы в истощенных пластах и четыре – в соляных кавернах. Газотранспортная инфраструктура активно развивается. Это обусловлено отказом от угля и развитием газопотребительских сетей.

На территории России эксплуатируются 29 объектов ПХГ, 19 созданы в истощенных газовых месторождениях, семь – в водоносных пластах, два – в соляных кавернах и одно – в истощенном нефтегазовом месторождении.

ПАО «Газпром» эксплуатирует на территории Российской Федерации 27 объектов подземных газохранилищ.

Первое подземное хранилище в России было оборудовано в небольшом выработанном газовом месторождении Башкатовское в Самарской области, его ввели в эксплуатацию в 1958 г.

Примерно в эти же годы проводились исследования и экспериментальные работы, направленные на возможности создания ПХГ в водоносных структурах.

Калужское ПХГ – первое хранилище в нашей стране (1959 г.), созданное в водоносном пласте на глубине 700 – 800 м.

Касимовское ПХГ является в настоящее время крупнейшим в мире, созданным в водоносном пласте, и обеспечивает на 30 % суточную потребность Москвы и Московской области, а также во многом решает вопросы газоснабжения Центрального района России.

Северо-Ставропольское ПХГ — крупнейшее в мире, располагающее стратегическими резервами газа на случай чрезвычайных ситуаций в потреблении газа для всего юга России. ПХГ создано на базе истощенного многопластового газового месторождения в 30 км от города Ставрополя. Его объем – 43 млрд м<sup>3</sup> активного газа.

Два ПХГ в нашей стране созданы в солевых пластах. Они находятся в Калининградской и Волгоградской областях.

Подземные хранилища газа в соляных кавернах обладают рядом преимуществ по сравнению с ПХГ в истощенных месторождениях или водоносных пластах. Соляные каверны являются идеальными по герметичности резервуарами – соляной купол непроницаем для газа. Кроме того, соль обладает способностью самостоятельно «закрывать» трещины и разломы. Соляные ПХГ могут эксплуатироваться в «рывковом» режиме с производительностью отбора, на порядок превышающей производительность отбора из ПХГ в пористых структурах, а количество циклов может достигать до 20 в год.

Сегодня ПАО «Газпром» всерьез заинтересовано в расширении сети солевых газохранилищ. План предусматривает создание ещё четырёх соляных ПХГ: Новомосковское (стадия проектирования) в Тульской области, Ангарское (стадия геологоразведочных работ) – в Иркутской области, Серпуховское и Сереговское (стадия технико-экономического анализа) – в Калужской области и в Республике Коми соответственно.

#### **Библиографический список:**

1 Подземное хранение газа. Мировой опыт: Справочник / под ред. В.А. Михаленко. – 2019. – СПб.: Газпром. – 94 с.

УДК 550.834.53

#### **Перспективы нефтегазоносности Западно-Югидской структуры**

Богданов Б. П.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Западно-Югидская площадь по административному районированию относится к Печорскому району, а в тектоническом плане расположена в пределах сочленения северного центриклинального замыкания Верхнепечорской впадины и Печоро-Кожвинского мегавала на широте Югидского нефтегазоконденсатного месторождения.

В центре участка находится Западно-Югидская структура, представляющая собой антиклиналь, северо-восточное крыло которой ограничено зоной отсутствия уверенного сейсмического материала, связанной с системой тектонических нарушений Припечорского глубинного разлома. Западно-Югидская структура подготовлена к глубокому бурению ПГО “Печорагеофизика” в 1980 г. по отражающему горизонту П t (С1t); структурные построения выполнялись по отражающим горизонтам в нижнепермских и нижнефранских отложениях. В 1982 г. структура введена в бурение, в 1984 г. выведена из бурения. В период 1982-84 гг. на западном крыле Западно-Югидской структуры ПГО “Ухтанефтегазгеология” пробурена поисковая скважина №61-Югид, которая при забое 4359 м, предположительно, вскрыла среднедевонские терригенные отложения. При опробовании пластов-коллекторов в среднедевонско-нижнефранских терригенных отложениях притоков углеводородов получено не было. Скважина ликвидирована.

Последующие сейсморазведочные работы МОГТ-2D в 1988, 1991-93 гг. по отражающим горизонтам в отложениях перми-девона показали уверенный подъем отложений в северо-

восточном направлении до взбросо-надвигового нарушения, ограничивающего с запада Югидское месторождение (рис.1). В 2002 г. на Югид-Соплесском месторождении проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D, которые захватили южную часть Западно-Югидского участка. По имеющимся данным, работы 3D подтвердили подъем отражающих горизонтов на северо-восток от скважины №61.

К настоящему времени в северной части участка, не охваченной съемкой 3D, отработано около 120 пог.км сейсмических профилей, информативность которых низка, а геологическая результативность переобработки их на современном технико-методическом уровне вызывает сомнение.

Анализ геолого-геофизических материалов по Западно-Югидской площади в совокупности с материалами по Югидской, Западно-Соплесской, Андроновской, Белой площадям показывает особенности ее геологического строения, которые играют основную роль при оценке перспектив ее нефтегазоносности. По результатам глубокого бурения на Белой структуре в разрезе доманиково-верхнефранских отложений установлено наличие рифовых образований, которые к востоку на Западно-Соплесском газоконденсатном месторождении замещаются доманикоидными образованиями. В этом же направлении происходит замещение части карбонатных задонско-елецких (?) отложений фаменского яруса на депрессионные аналоги. Замещение фаций происходит по Припечорскому глубинному разлому, зоне которого чаще всего в материалах сейсморазведки МОГТ-2D соответствует область потери корреляции отражений, вуалирующая их уверенную интерпретацию. Тем не менее, к западу от разлома сейсморазведкой МОГТ-2D от широты Андроновой площади до широты Южно-Терехевейского нефтяного месторождения были закартированы Еграельский, Белый, Новый, Марьельский одиночные рифы доманиково-раннефаменского возраста. Несколько западнее этих рифов по аномалиям сейсмической записи в этом же стратиграфическом диапазоне закартированы Западно-Вуктыльская и Ронаельская атолловидные постройки.

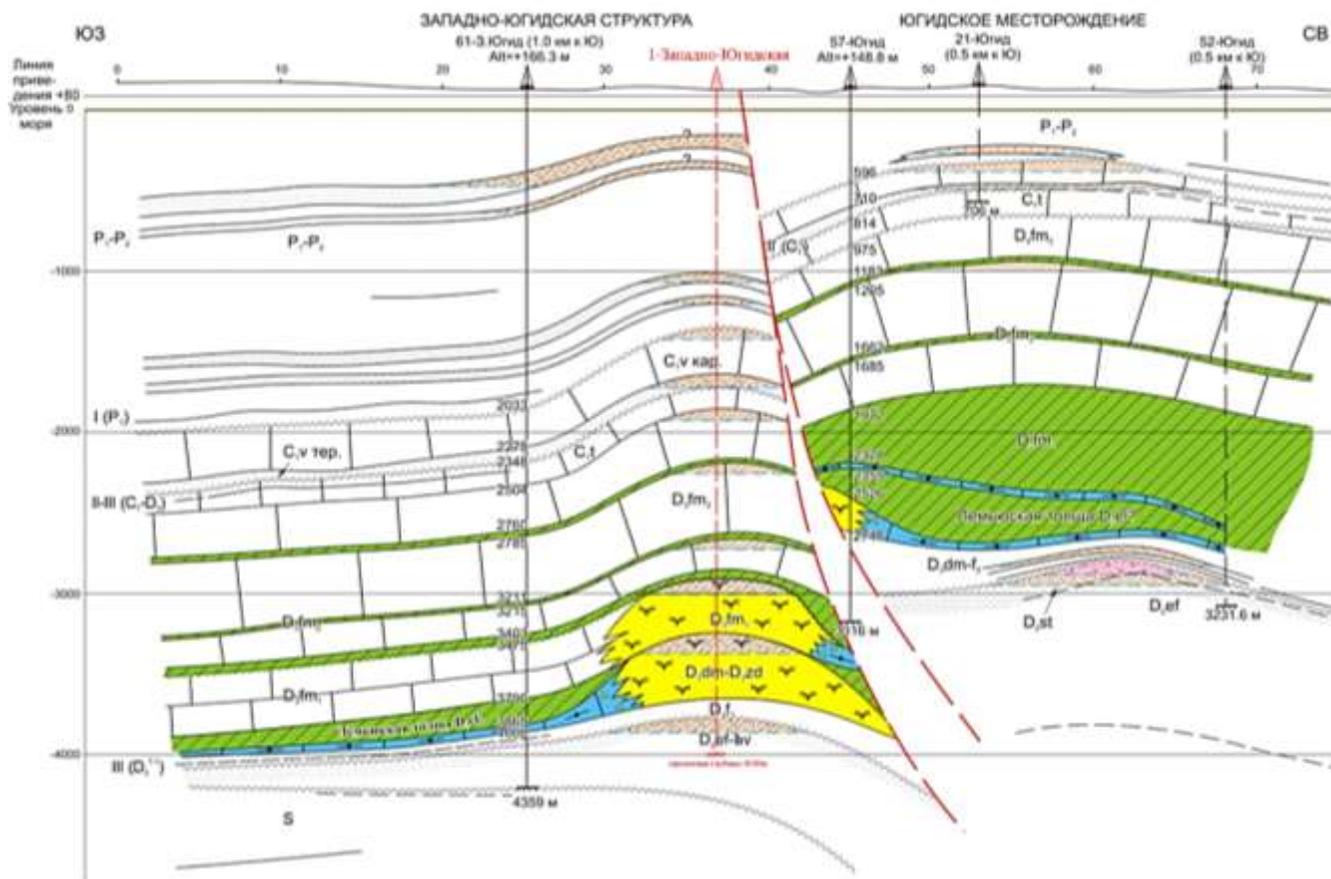
Т.е., имеющиеся геолого-геофизические материалы указывают на широкое развитие вдоль Припечорского разлома разнотипных рифовых построек. Имеются предпосылки для предположения, что одна из таких построек может находиться на Западно-Югидской площади. Корреляция разрезов девонских отложений скважин 61, 57 – Югид показывает, что в последней исчезает карбонатная толща, вскрытая скважиной 61-Югид в интервале 3475-3790 м (рис.5.5). На этом уровне в скважине 57-Югид появляется высокоомный пласт с доманикоидной характеристикой (инт. 2328-2355 м), перекрытый глинисто-мергелистыми породами (инт. 2328-1972 м), типичными для толщ заполнения. Ниже высокоомного пласта в интервале 2355-2526 м над карбонатной толщей (инт. 2526-2748 м) залегают глинисто-мергелистые породы, которые в совокупности можно представить в виде фрагмента лемъюской (?) толщи заполнения и обломочного шлейфа доманиково-нижнефаменского рифа, как это показано на рисунке 1. Волновая картина доманиково-нижнефаменского интервала разреза между ОГ III fm<sub>1</sub>-III f<sub>1</sub> не противоречит такому предположению о наличии в своде Западно-Югидской структуры доманиково-нижнефаменского рифа.

Наличие рифа предполагает особенности литологии в облекающих его отложениях фамена, карбона, перми, как это наблюдается в различных тектонических элементах провинции. Чаще всего эти особенности заключаются в развитии над рифами биостромов в франско-фаменских отложениях, улучшении фильтрационно-емкостных свойств карбона-нижней перми.

О перспективах нефтегазоносности Западно-Югидского участка можно судить, исходя из нефтегазоносности смежного с востока Югидского нефтегазоконденсатного месторождения. За 70-летний период изучения на Югидском месторождении установлены притоки нефти в казанско-татарских терригенных отложениях верхней перми, 3 нефтяных залежи в карбонатных и терригенных породах визейского яруса нижнего карбона, нефтепроявления в карбонатных пластах фамена, залежь в отложениях доманика, залежи в породах яранско-тиманско-саргаевского возраста, в песчаниках старооскольского горизонта и эйфельского яруса среднего девона.

Такое разнообразие коллекторов, ловушек в стратиграфическом диапазоне от верхней перми до среднего девона Югидского месторождения позволяет оптимистично предполагать перспективность этих отложений и на Западно-Югидской структуре (рис.1).

Масштабы: гор. 1:20000, верт. 1:20000



- Условные обозначения
- разрыв и линии профиля и по скважинам
  - P2 - структурный порог и его продолжение
  - граница: - литологическая, - тектоническая
  - скважины, пробуренные
  - газоконденсатные коллекторы
  - карбоновые слои (известняк, доломит)
  - слои (известняк, доломит, сланец, песчаник, кварцевый сланец) и слои обломочного литификации
  - слои (сланец, известняк, песчаник) и слои известняк-песчаные слои
  - слои известняк-песчаные
  - слои известняк-песчаные
  - слои известняк-песчаные

Ученый государственной геологической академии		
Института геологии нефти и газа		
Сеismoлитологический разрез по профилю 791-04		
через Западно-Югидскую структуру		
Руководитель		Б.П. Богданов
Составил		О.И. Корсаков
Изучил		Б.П. Богданов
Инженер-геолог		В.Н. Баранов
К дополнительному проекту: Геологическое обоснование перспектив нефтегазоносности и проект поискового бурения по Западно-Югидской структуре	Масштабы: гор. 1:20000, верт. 1:20000	Приложение 6

Рисунок 1 – Сейсмолитологический разрез по профилю 791-04 через Западно-Югидскую структуру

При интерпретации сейсмического материала МОГТ-2D закартировано только западное крыло Западно-Югидской структуры, по которому можно предположительно судить о размерах складки - по ОГ II t (C<sub>1t</sub>) длина антиклинали может составить 8,0 км, ширина – 2,5 км при амплитуде до 350 м. При таких размерах оценка ресурсов может удовлетворить самые радужные ожидания.

Для подготовки Западно-Югидской структуры к поисковому бурению можно рекомендовать переобработать материалы МОГТ-3D в объеме до 30 км<sup>2</sup> перспективной площади, в северной части обработать 200 пог. км сейсмических профилей МОГТ-2D. По результатам работ 2, 3D следует выполнить комплексную интерпретацию материалов с привлечением данных бурения, построить структурные карты по отражающим горизонтам в перми-девоне-силуре, выбрать точку для заложения поисковой скважины.

УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)

### **Сравнительная изотопно-геохимическая характеристика нефтей силурийских и верхнедевонских резервуаров Денисовского прогиба**

Котик И. С.<sup>1</sup>, Саетгараев А. Д.<sup>2</sup>, Бушнев Д. А.<sup>1</sup>, Валяева О. В.<sup>1</sup>, Котик О. С.<sup>1</sup>, Савельева А. А.<sup>1</sup>

*1 – Институт геологии им. Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия*

*2 - ООО «Лукойл-Пермь», г. Пермь, Россия*

Изучение нефтей методами органической и изотопной геохимии является необходимым исследованием для определения типа исходного генерировавшего ее органического вещества, фациальных обстановок накопления и окислительно-восстановительной среды при его захоронении, а также для проведения корреляционных связей в системе «нефть-нефть», «нефть-нефтематеринская порода».

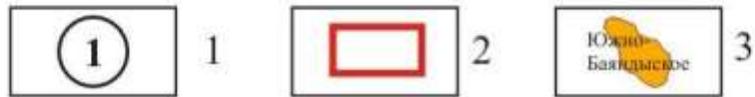
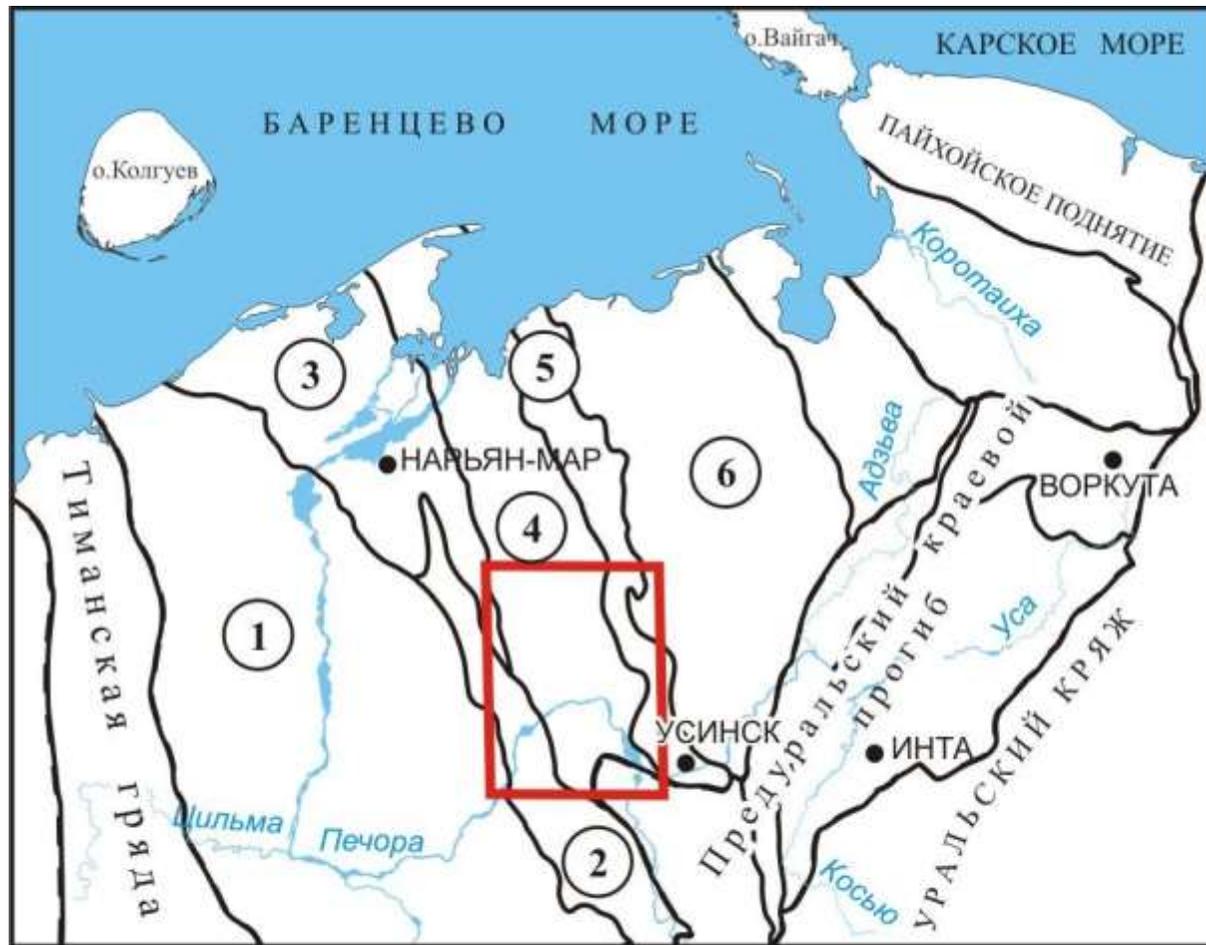
За последние годы в результате геологоразведочных работ, проведенных ООО «Лукойл-Коми» (в настоящее время ООО «Лукойл-Пермь»), в южной части Денисовского прогиба открыты ряд нефтяных месторождений в верхнедевонских рифогенных отложениях, а также получен приток нефти из верхнего силура на Кэрлайской структуре.

С целью определения углеводородного состава нефтей и установления корреляционных связей был проведен комплекс аналитических исследований, включающий газовую хроматографию, хромато-масс-спектрометрию и определение изотопного состава углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ , ‰).

Объектом исследований являлись образцы нефтей из коллекторов верхнего девона Баяндыского, Восточно-Ламбейшорского, Прохоровского, Верхне-Ипатского, им. А. Алабушина, Западно-Командиршорского и Северо-Мишваньского месторождений, а также нефть из верхнесилурийских коллекторов Кэрлайской площади (рисунок 1).

Изучение углеводородного состава насыщенной (*n*-алканы и изопреноиды) фракции нефтей из фаменских резервуаров методом газовой хроматографии показало, что они имеют схожее молекулярно-массовое распределение. Они характеризуются групповым максимумом в области *n*-C<sub>12</sub>–*n*-C<sub>17</sub> при небольшом преобладании нечетных гомологов ( $K_{\text{нч}}\text{C}_{17} - 1,02-1,13$ ), отношениями  $\text{Pr}/\text{Ph} - 1,13-1,46$ ,  $\text{Pr}/\text{n-C}_{17} - 0,43-0,59$ ,  $\text{Ph}/\text{n-C}_{18} - 0,38-0,52$  (рисунок 2, а). Нефть из верхнего силура отличается от всех остальных более выраженным преобладанием нечетных УВ (*n*-C<sub>15</sub>, *n*-C<sub>17</sub>) в низкомолекулярной области ( $K_{\text{нч}}\text{C}_{17} - 1,52$ ) (рисунок 2, б), пониженным  $\text{Pr}/\text{n-C}_{17}$  и наиболее высоким  $\text{Ph}/\text{n-C}_{18}$ . На диаграмме (рисунок 3) видно, что она лежит в стороне от поля значений фаменских нефтей.

По распределению стеранов C<sub>27</sub>:C<sub>28</sub>:C<sub>29</sub> во всех нефтях из фамена преобладает этилхолестан (C<sub>29</sub>). Отличием силурийских нефтей является повышенные содержания C<sub>28</sub> при пониженных C<sub>27</sub> и C<sub>29</sub>. Сопоставление с данными по нефтям других областей Тимано-Печорской провинции показывает схожесть состава стеранов изученных фаменских нефтей с нефтями франско-фаменских резервуаров, генетически связанных с доманиковыми нефтематеринскими породами (рисунок 4). Силурийская нефть по составу стеранов приближена к нефтям верхнесилурийско-нижнедевонского комплекса (рисунок 4).



1 – тектонические элементы: 1-Ижма-Печорская синеклиза, 2-Печоро-Кожвинский мегавал, 3-Малоземельско-Колгуевская моноклираль, 4-Денисовский прогиб, 5-Колвинский мегавал, 6-Хорейверская впадина; 2 – район исследований; 3 – месторождения углеводородов

Рисунок 1 – Обзорная карта района исследований

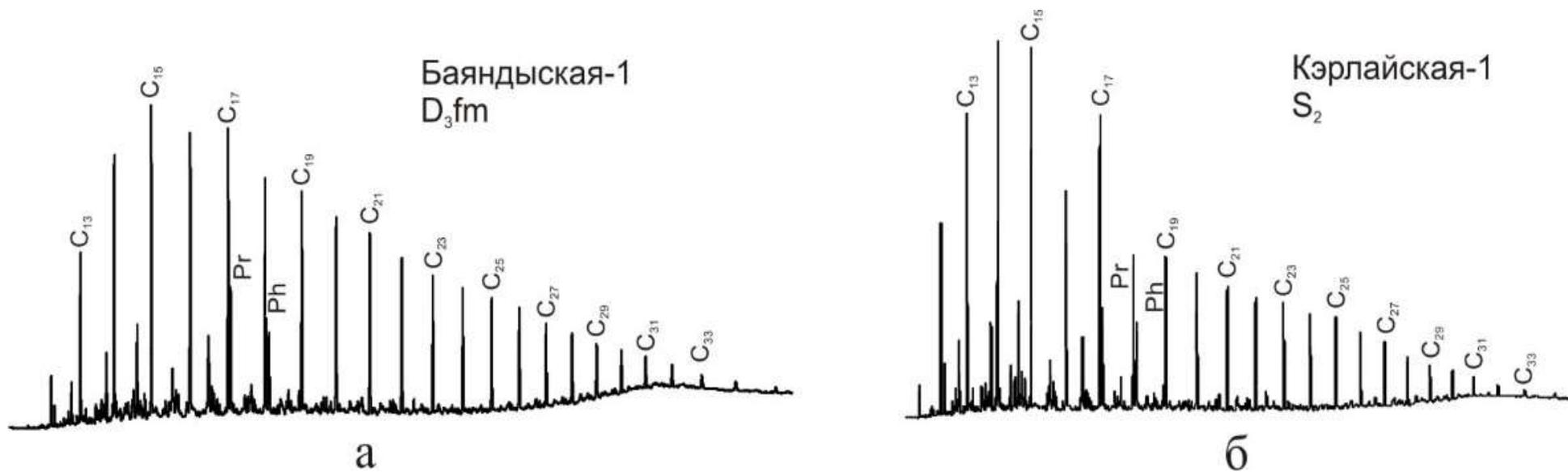
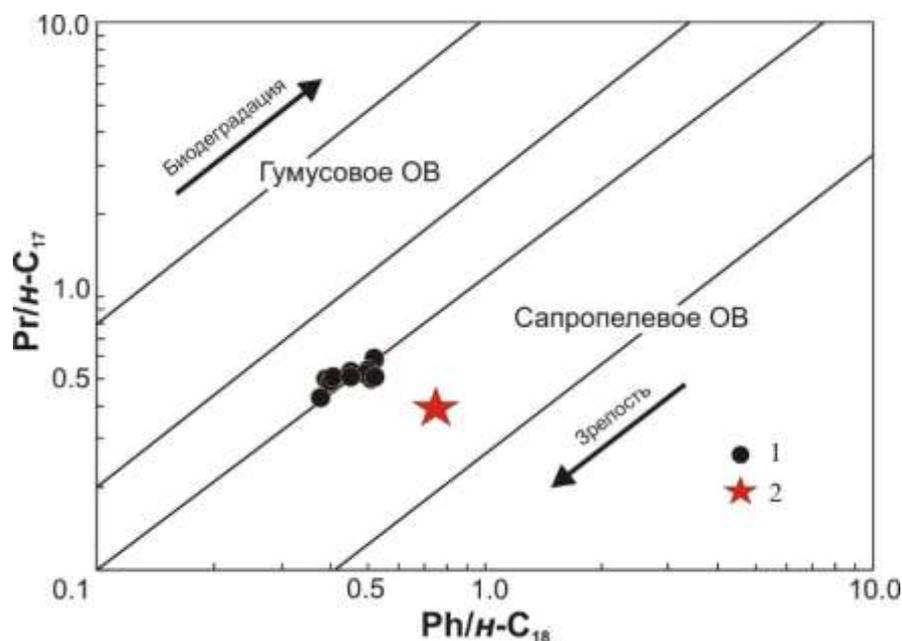
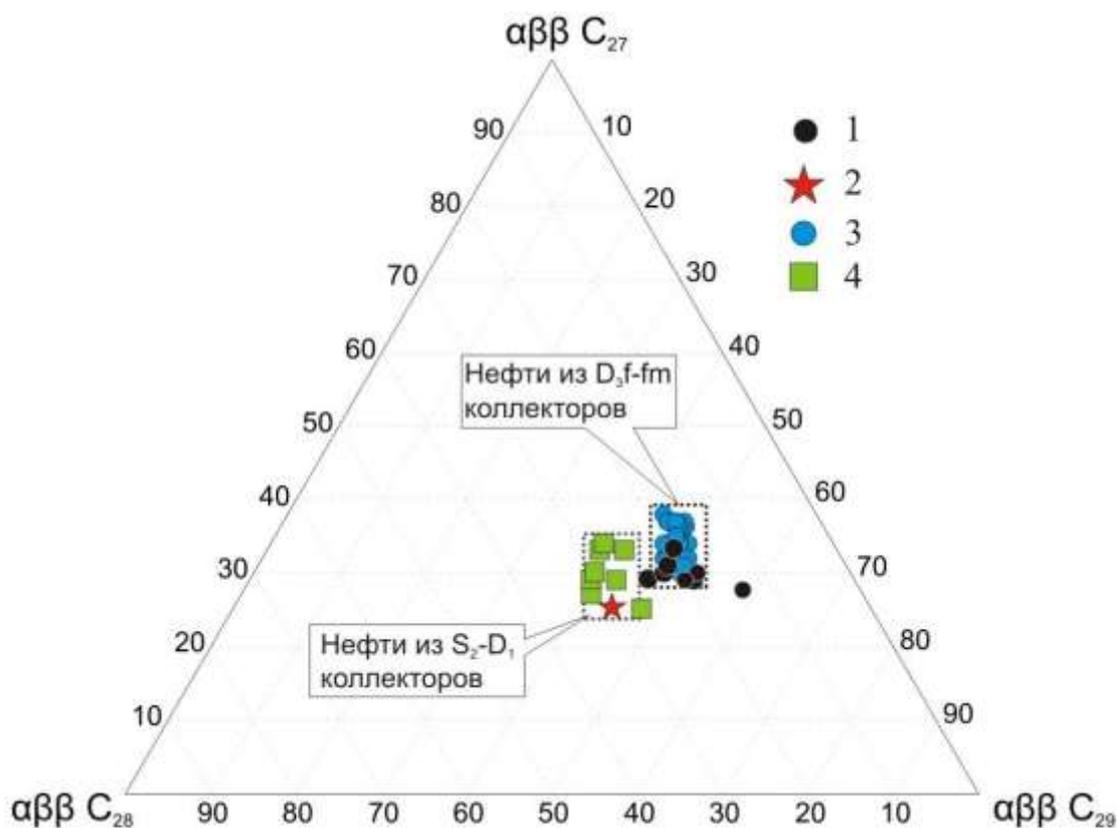


Рисунок 2 – Хроматограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции нефтей из фаменских (а) и верхнесилурийских (б) резервуаров



- 1 – изученные нефти из фаменских коллекторов Денисовского прогиба;  
 2 – нефть из верхнего силура скв. Кэрлайская-1

Рисунок 3 – Диаграмма отношений нормальных и изопреноидных алканов  $Pr/n-C_{17} - Ph/n-C_{18}$

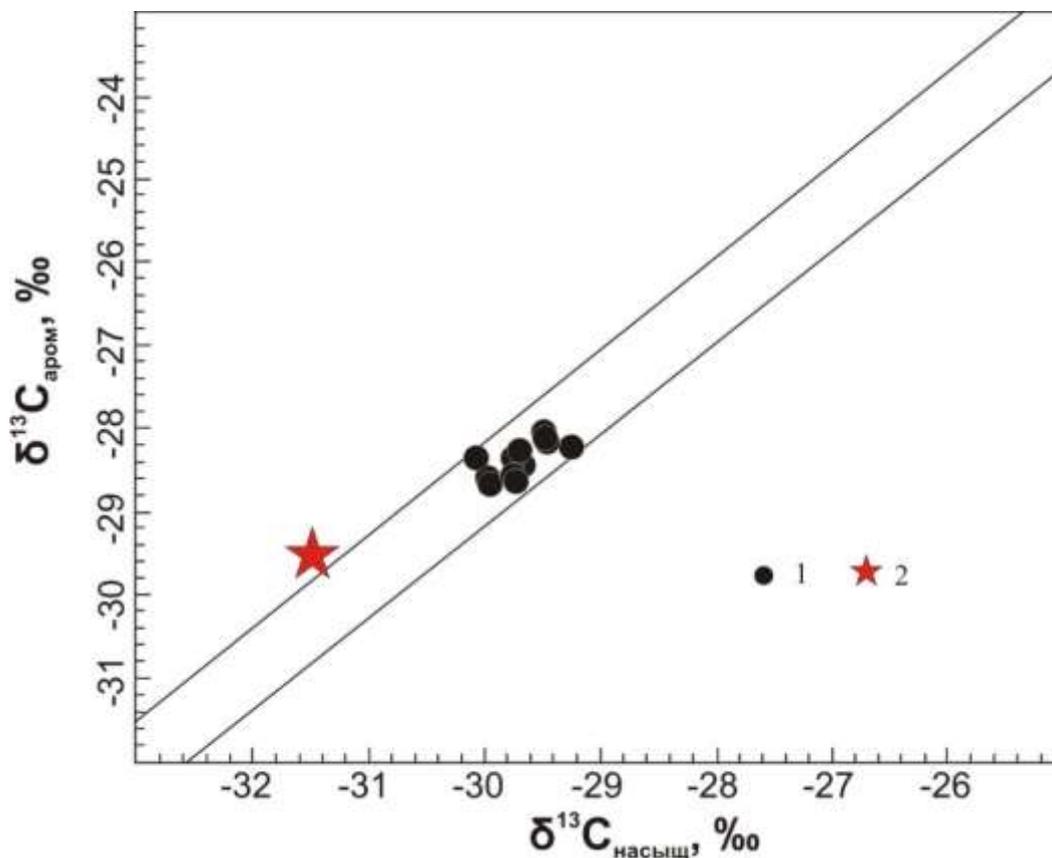


- 1 – изученные нефти из фаменских коллекторов Денисовского прогиба;  
 2 – нефть из верхнего силура скв. Кэрлайская-1;  
 3 – нефти из верхнедевонских коллекторов Тимано-Печорской провинции, генетически связанные с доманиковыми нефтематеринскими породами [1];  
 4 – нефти из нижнепалеозойских коллекторов Варандей-Адзвинской структурной зоны [2]

Рисунок 4 – Треугольная диаграмма сопоставления распределения стеранов  $\alpha\beta$  исследованных нефтей с нефтями из нижнепалеозойских ( $S_2-D_1$ ) и верхнедевонских ( $D_3f-fm$ ) отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Таким образом, изученные нефти Денисовского прогиба являются отражением двух генетических групп нефтей – силурийской и верхнедевонской (доманиковой).

Определение изотопного состава углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ , ‰) в нефтях и их отдельных фракциях также показало различия между нефтями из фаменских коллекторов и нефтью из верхнего силура. Она отличается наиболее легким изотопным составом углерода как нефти, так и ее отдельных фракций (рисунок 5).



- 1 – изученные нефти из фаменских коллекторов Денисовского прогиба;  
2 – нефть из верхнего силура скв. Кэрлайская-1

Рисунок 5 – Изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) насыщенной и ароматической фракций нефтей

Проведенные исследования показали, что нефти из верхнедевонских и верхнесилурийских резервуаров имеют различия в распределении углеводородов-биомаркеров и изотопном составе углерода. Это позволяет сформировать геохимический облик («геохимический паспорт») нефтей различного генотипа. В дальнейшем вновь выявленные нефтяные залежи в Денисовском прогибе по изотопно-геохимическим параметрам можно будет относить к верхнедевонскому или силурийскому генотипу нефти.

#### Библиографический список:

1. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева, А.А. Деревесникова // Геология и геофизика. – 2017. – Том. 58. № 3-4. – С. 410–422.
2. Геохимическая характеристика нефтей из отложений нижнего палеозоя Варандей-Адзьвинской структурной зоны Печорской синеклизы / О.В. Валяева, Д.А. Бушнев // Известия Коми НЦ УрО РАН. Серия "Науки о Земле". – 2022. – № 2 (54). – С. 30–40.

## Пограничные зоны поперечных поднятий с впадинами Предуральяского краевого прогиба, их границы и нефтегазоносность

Ростовщиков В. Б.<sup>1</sup>, Демченко Н. П.<sup>1</sup>, Сбитнева Я. С.<sup>1</sup>, Сотникова А. Г.<sup>2</sup>, Колоколова И. В.<sup>2</sup>

*1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

*2 - Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва, Россия*

Поперечные поднятия и с ними пограничные впадины северного сегмента Предуральяского прогиба с одной стороны являются объектами чрезвычайно сложного строения, с другой характеризуются высокими перспективами открытия скоплений УВ, в том числе крупных.

**Цель исследований.** Сформулировать суть поперечных поднятий с тектонодинамических позиций как структурно-тектонических элементов, образованных в заключительные стадии орогенеза на Урале и Пай-Хое, определить границы поперечных поднятий и приграничных зон соседних впадин, которые на сегодня являются дискуссионными, и дать прогноз нефтегазоносности.

**Объекты исследований.** Косью-Роговская впадина, Воркутское поперечное поднятие, Гряда Чернышева (Рисунок 1).

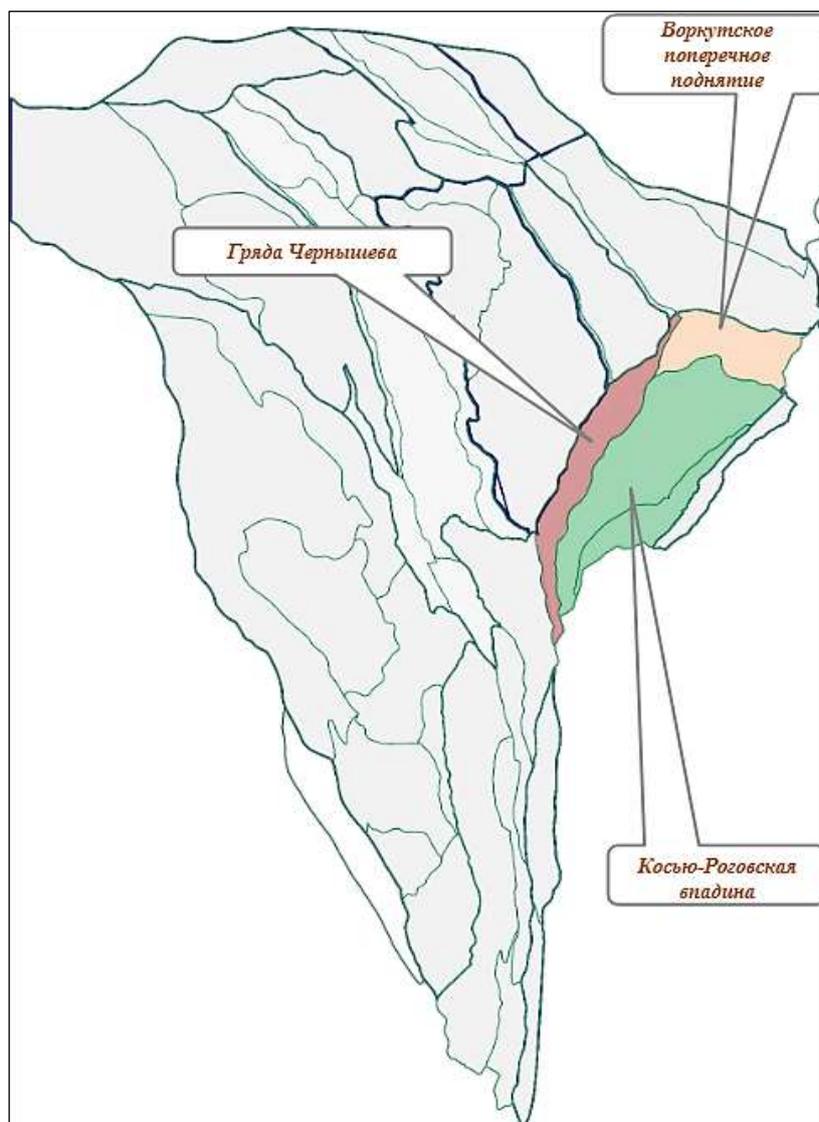


Рисунок 1 - Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция. Обзорная карта территории исследования

**Суть** - поперечные поднятия краевых прогибов – это структурно-тектонические образования переходного типа от платформ к прогибам, формировавшиеся под воздействием горообразовательных процессов в орогенах на заключительных стадиях замыкания геосинклинальных областей.

Для них характерны, с одной стороны, черты осадочного чехла платформ, их краевых частей, с другой - сложные тектонические формы, образованные под влиянием тангенциальных сил со стороны орогенов наложенных на активацию вертикальных движений

Ориентировка структур указывает на направление этих тангенциальных напряжений.

Для каждого поперечного поднятия характерны свои черты геологического строения, обусловленные условиями их формирования.

Исходя из вышеизложенного определяем границы поперечных поднятий и приграничные зоны с впадинами северной части Предуральяского краевого прогиба. Это важно для прогноза нефтегазоносности подобных зон. Для примера рассмотрим Косью-Роговскую впадину (КРВ).

Сегодня за базовый принят вариант тектонического районирования ТП НИЦ (2012 год), где границы гряды Чернышева установлены по выходам коренных пород на поверхность, а Воркутского поперечного поднятия по южной границе Воркутской ступени КРВ. С точки зрения прогноза нефтегазоносности данные границы можно рассматривать условно, не отражающих особенности условий формирования и строения этих зон

В таком варианте имеются противоречия геологического плана, не объясняются условия формирования приграничных зон Предуральяского прогиба и, в частности, Косью-Роговской впадины. Рассмотрим примеры.

2. Гряда Чернышева - клин надвига которой пересекает разрез Косью-Роговской впадины на различных стратиграфических уровнях.

Если рассматривать северную часть КРВ и ее границы, то очевидно, что к поперечному поднятию, разделяющему эти два элемента можно отнести только гряду Чернова, а не в целом значительную приподнятую слабонарушенную часть КРВ, т.е Воркутскую ступень (по Дедееву В.А., Тимонину, Острижному М.Ю., Ростовщикову В.Б. и др.). Данная территория в тектоническом плане мало отличается от Кочмесской ступени.

В строении Кочмесской и Воркутской ступеней много общего:

- пограничные зоны с Хорейверской впадиной Печорской плиты и Коротаихинской впадины проходят по шовным структурам (поперечным поднятиям) гряд Чернышева и Чернова;
- ступени примыкающих к поперечным поднятиям центральным элементам имеют крупные куполовидные поднятия седиментационного происхождения: Кочмесское и Ярвожское.

Все, о чем здесь говорится – это не ради внести какие-то свои коррективы в строение Предуральяского краевого прогиба, а это только попытка по-новому взглянуть на прогноз нефтегазоносности краевых частей впадин, в том числе Косью-Роговской.

Косью-Роговская ограничена с северо-запада- грядой Чернышева, и Воркутской ловушкой пограничной зоны гряды Чернова (Рисунки 2- 5).

#### **Перспективы нефтегазоносности.**

##### **Северо-западная приграничная зона (Воргамусюрско-Поварницкая структурная зона).**

Здесь выделяется целый ряд крупных объектов (структурно-тектонические ловушки) в палеозое: Воргамусюрская, Восточно-Воргамусюрская, Адакская, Поварницкая, Западно-Поварницкая[2].

Общая геологическая ситуация показывает, что них следует ожидать в основном нефтяные залежи в карбоне- верхнем девоне, нижнем девоне- силуре.

Оценка, выполненная различными авторами, варьирует от 200 до 400 млн. тн извлекаемых ресурсов нефти [3].

Нефти могут быть от легких (скв.1-Воргамусюрская) до тяжелых (скв. 21 Поварницкая).

Нарушенность приграничной зоны значительно меньше, чем в пределах гряды Чернышева, что позволяет прогнозировать удовлетворительные условия для консервации УВ на протяжении всего геологического времени их существования.

# КРВ      Воркутское поперечное поднятие

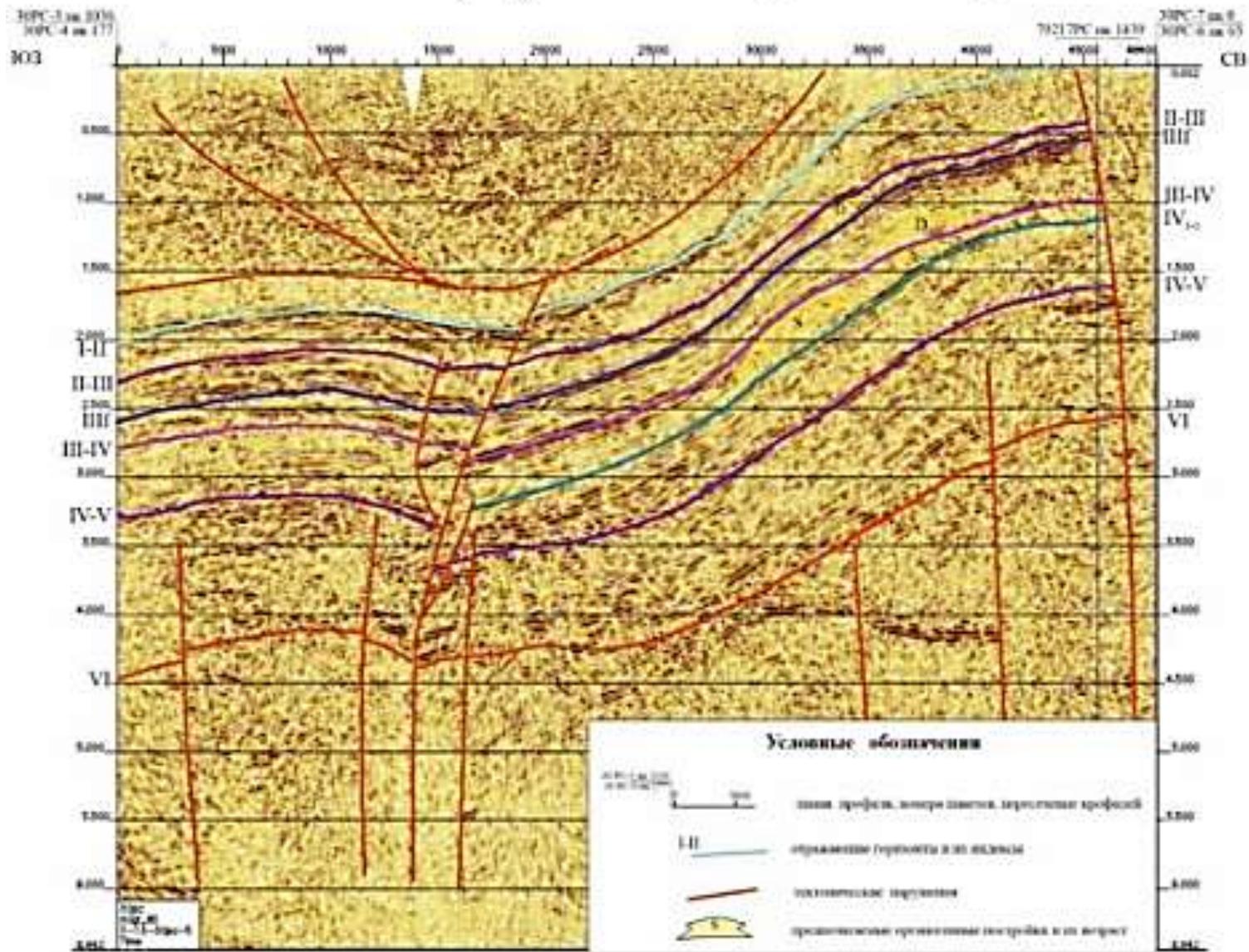


Рисунок 2 - Временной сейсмический разрез по профилю 30РС-5 (ОАО «Севергеофизика», 2013 г.)

# Горст Чернова

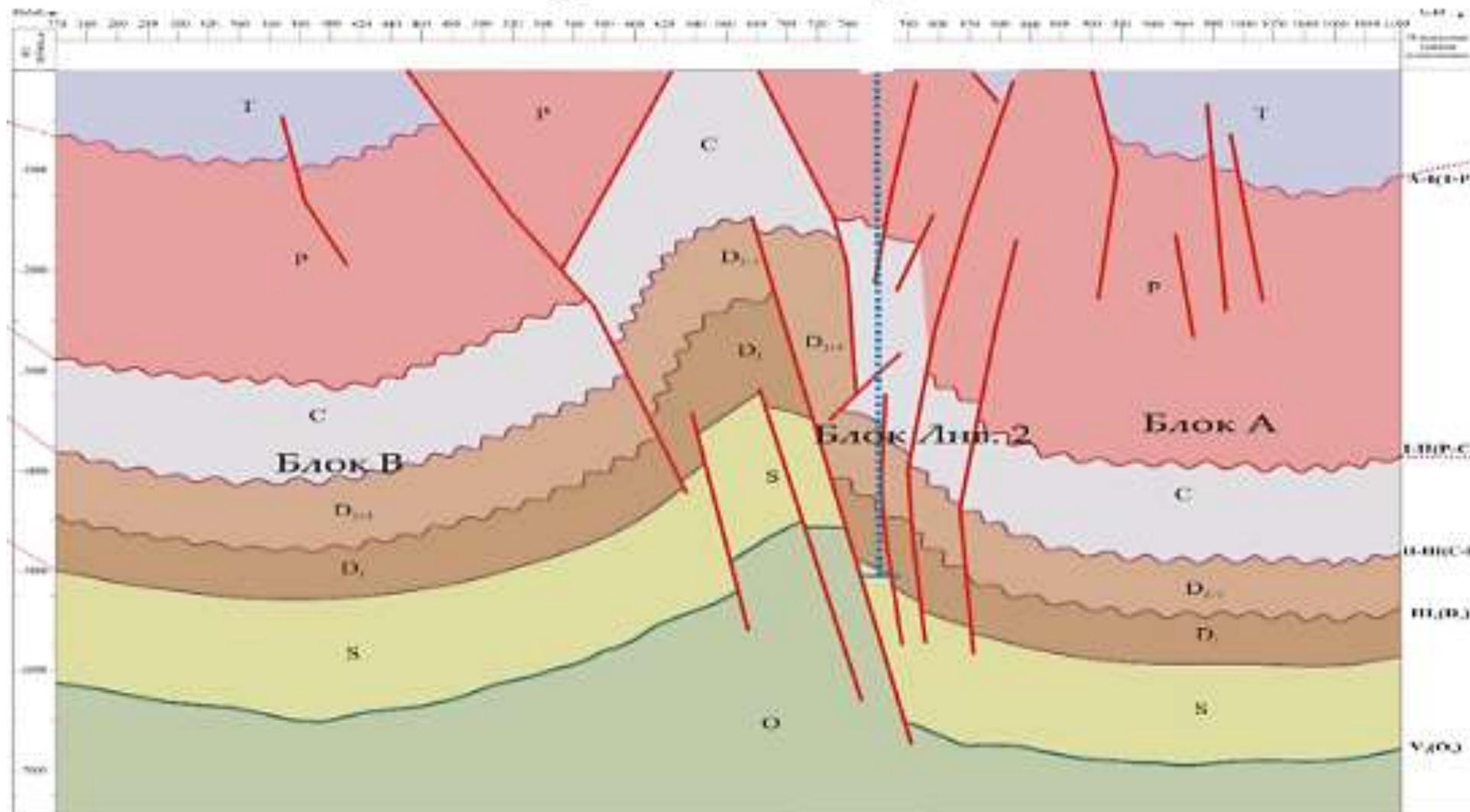


Рисунок 3 - Сейсмогеологический профиль через Горст Чернова поперечное по (Шаяхметов М.И., 2015 г.)

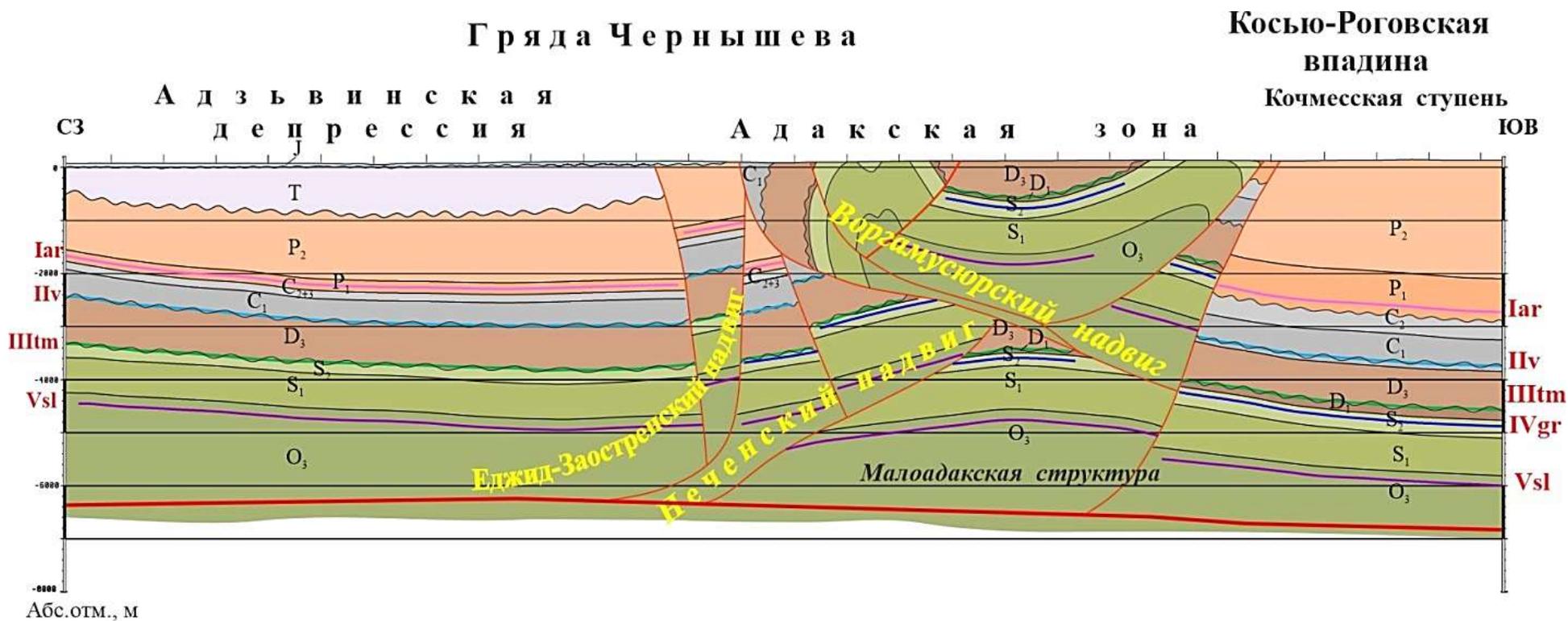
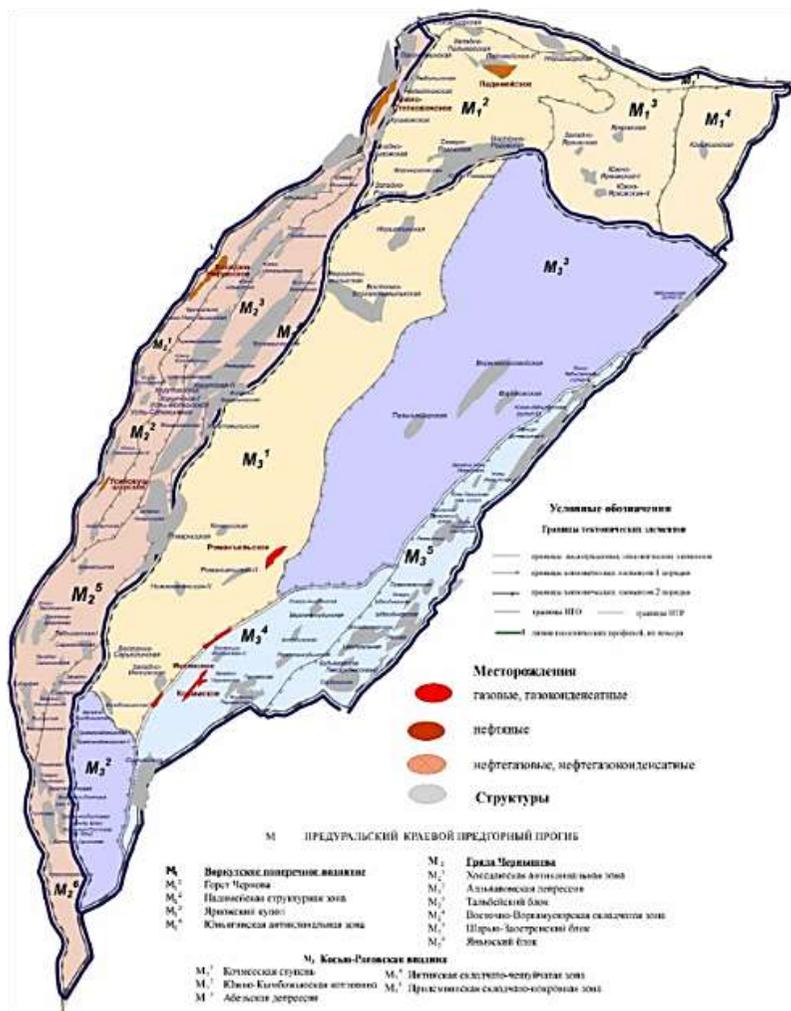


Рисунок 4 - Сейсмогеологический разрез по профилю 20994-04 (Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г.Ухта)

Фрагмент карты тектонического и нефтегазогеологического районирования северо-восточной части ТП НГП (ОАО ТП НИЦ, ОАО «Севергеофизика», 2018 г.)



Карта зонального тектонодинамического районирования Косью-Роговской впадины (УГТУ, Сбитнева Я. С., 2021 г.)

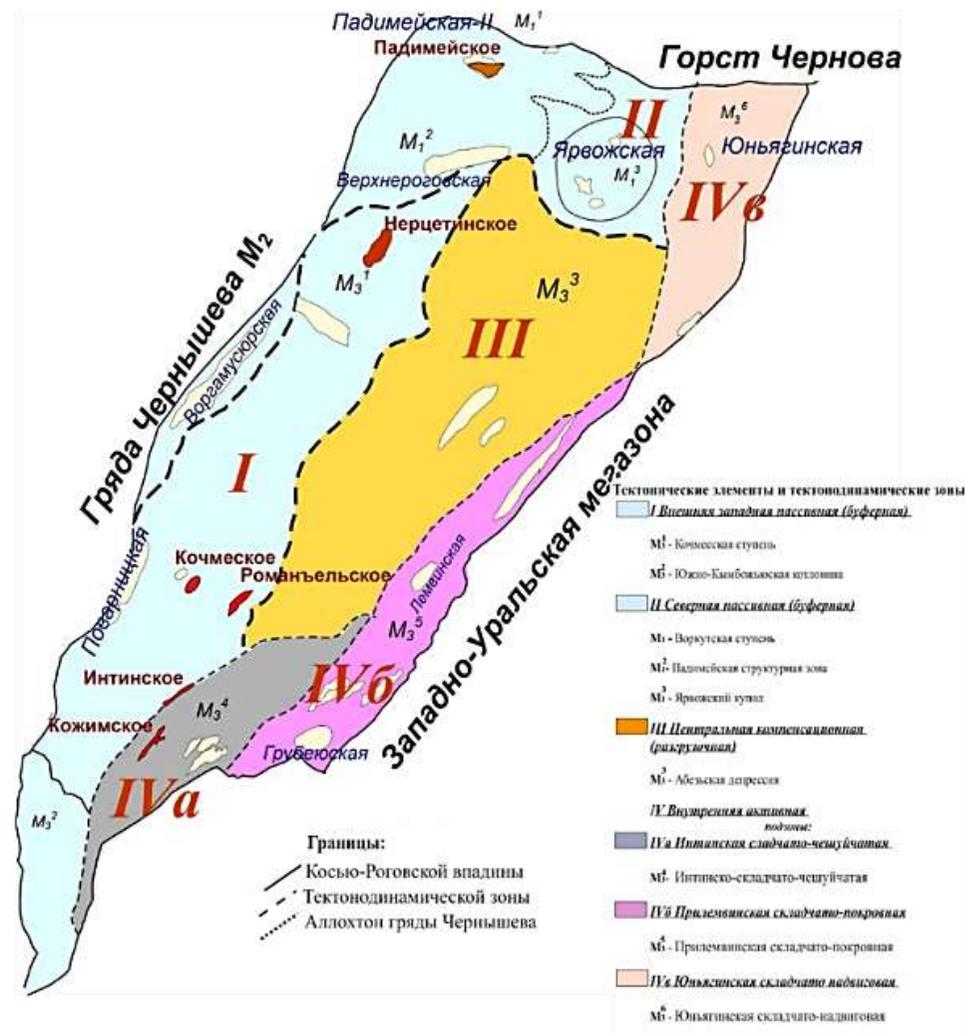


Рисунок 5 - Сравнительное тектоническое районирование КРВ [1]

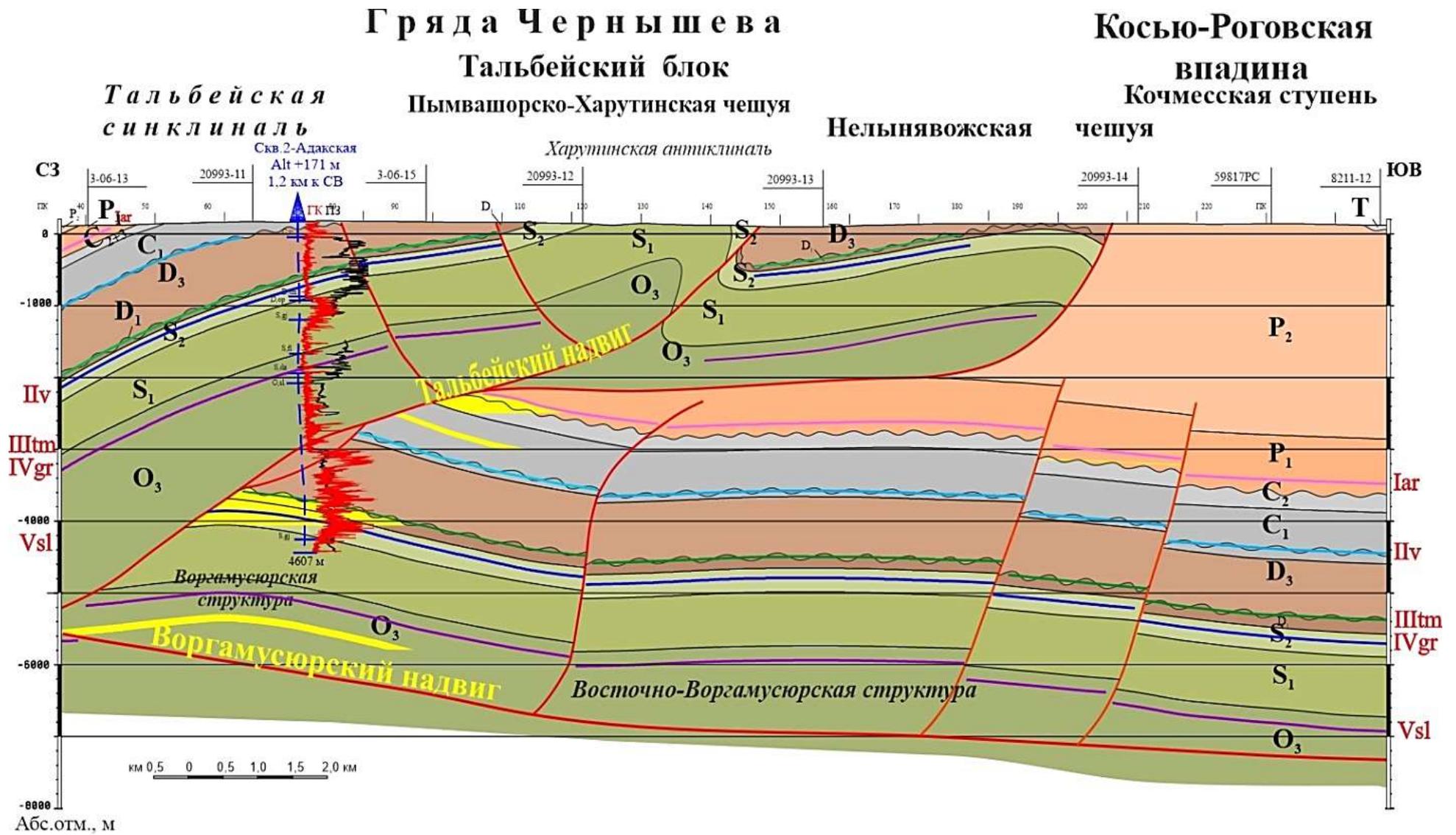


Рисунок 6- Воргамусюрская структура. Фрагмент сейсмогеологического разреза по линии профиля 3-06-11 через скв. 2-Адакская (Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта)

### Северная приграничная зона (Воркутская ступень).

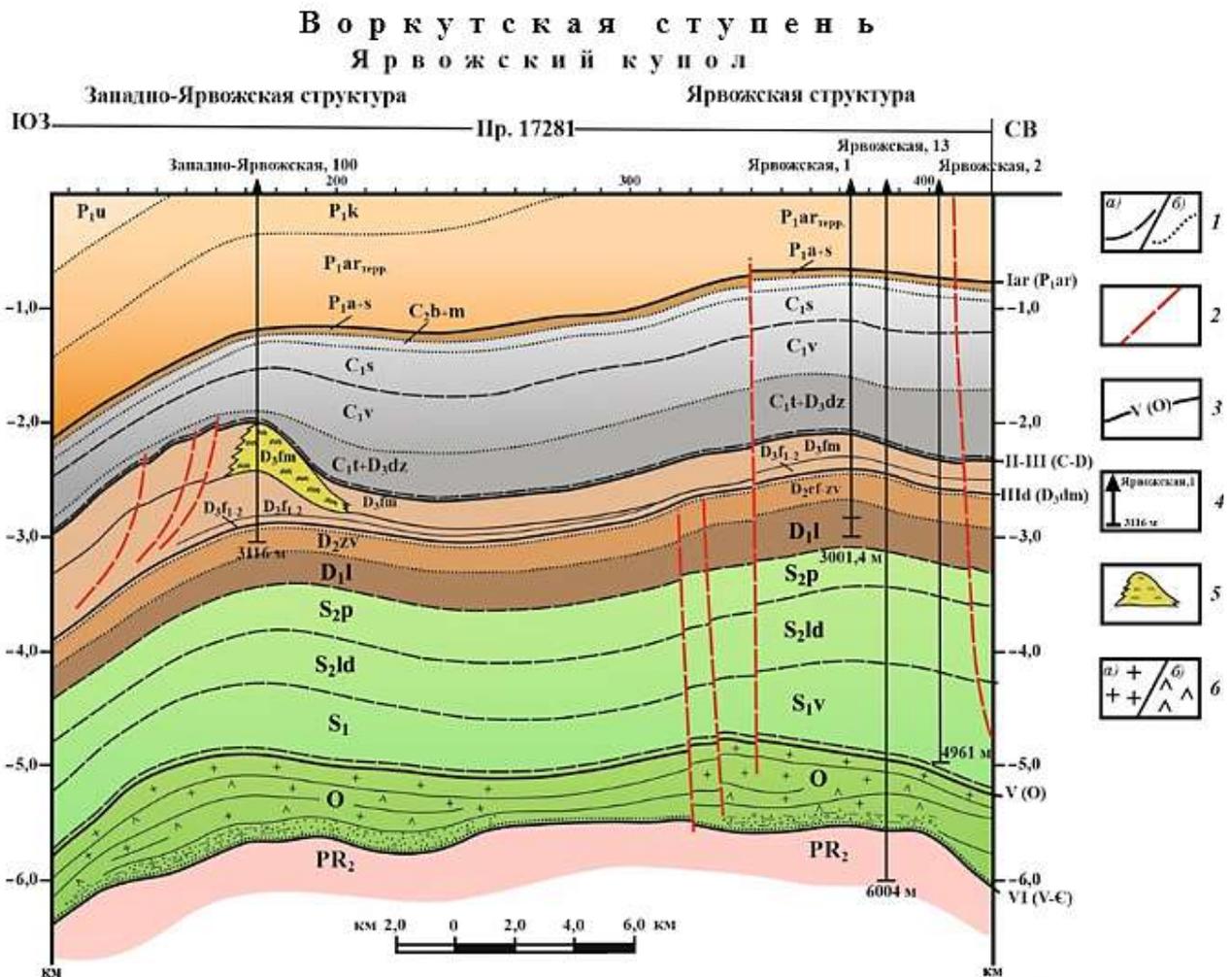
Особое бассейновое положение Воркутской ступени в палеозое предопределило в основном уплотнение разреза в период седиментации. По северо-западу ступени проходит граница шельфа с формированием рифогенных построек различного типа и депрессионной зоной с формированием уплотненных глинисто-карбонатных фаций доманикого типа.

Крупнейшее Ярвожское поднятие до сих пор остается слабоизученным объектом. Пробуренные скважины не дали однозначного ответа как о наличии коллекторов, так и о наличии покрышек.

При формировании Воркутской ступени глубокому размыву были подвержены нижнекаменноугольно-нижнепермские карбонатные отложения. На границах размыва формировались зоны высокоемких кавернозных коллекторов гипергенного происхождения. Глинистые отложения нижней перми могли являться покрышками для таких коллекторов.

Примером подобной ловушки является залежь нефти в нижнекаменноугольных отложениях на Падимейском месторождении.

Нефтегазоносность доманиково-турнейских рифов также пока не изучена. Вопрос заключается не в наличии самих рифов, а в надежных покрышках для них (Рисунок 7).



1 - геологические границы: а) согласные, б) несогласные; 2 - тектонические нарушения; 3 - отражающий горизонт, его индекс и стратиграфическая привязка; 4 - положение скважины на профиле, ее название, номер и глубина забоя в м; 5 - рифогенные образования; 6 - литологическая характеристика пород: а) каменная соль, б) ангидриты.

Рисунок 7 - Фрагмент геолого-геофизического разреза по линии профиля 17281 по материалам ПГО «Печорагеофизика», 1990 г

Особое место занимает вопрос о границах соленосного бассейна в ордовике. Разработка технологии картирования солей сейсморазведкой позволит более конкретно говорить о перспективности подсолевых отложений в пределах тектонических ступеней КРВ.

## **Выводы.**

1. Приграничные зоны впадин с поперечными поднятиями Предуральяского краевого прогиба являются актуальными объектами поисков новых скоплений УВ, в том числе и крупных.
2. Для реализации перспектив нефтегазоносности ПЗ необходимо:
  - разработать модели геологического строения с обоснованием границ поперечных поднятий и зон, примыкающих к ним;
  - провести оценку потенциальных ресурсов УВ на основе новых представлений о границах ПЗ;
  - поставить вопрос перед производственными организациями о необходимости разработки технологии картирования солевых отложений в ордовике. Определение границ солевого бассейна позволит по-новому оценить перспективы нижнепалеозойских отложений в пределах Предуральяского краевого прогиба (его северного сегмента).

## **Библиографический список:**

1. Сбитнева Я.С. Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине //Геология нефти и газа. – 2021. –№1. С. 105-120.
2. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И., Колоколова И.В., Сотникова А.Г., Лукова С.А., Сбитнева Я.С. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции //Геология нефти и газа. – 2023. –№3. С. 7-17.
3. Соборнов К.О. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева //Георесурсы. – 2023. – Т.25. – №2. С. 187-202
3. Геологическое 3D-моделирование / К.Е. Закревский // М.: ООО «ИПЦ Маска» – 2009 – 376 с.

УДК 550.85 (470.13)

### **Оценка нефтегазоматеринских свойств пород различного литологического состава по данным кернa и геофизических исследований скважин**

Вишератина Н. П.<sup>1</sup>, Куницына Т. Н.<sup>1</sup>, Кочкина Ю. В.<sup>2</sup>

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

*2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия*

Тимано-Печорская провинция обладает значительным ресурсным потенциалом углеводородного (УВ) сырья, приуроченным как к традиционным поровым и кавернозно-поровым коллекторам, так и сложнопостроенным природным резервуарам, связанным с низкопроницаемыми и низкопоровыми отложениями. Оценка УВ-потенциала любых толщ связана с изучением нефтегазоматеринских (НГМ) пород, с их способностью генерировать УВ. Основным критерием НГМ-свойств отложений является наличие в них органического вещества (ОВ) и степень его зрелости.

ОВ в том или ином количестве присутствует во всех типах осадочных горных пород, полное его отсутствие является исключением из правила. Концентрация ОВ в породах в основном зависит от трех факторов: литолого-фациальных условий, скорости накопления осадков и исходной биопродуктивности бассейна (Страхов, 1954; Вассоевич, 1973; Юдович, 1988 и др.). Оценка содержания ОВ в породе ( $C_{орг}$ ) наиболее часто выполняется по данным кернa, отобранного при бурении скважин (пиролитические методы исследования, сжигание декарбонатизированного образца). Однако исследования по керну, как правило, выполняются в ограниченном объеме и на ограниченном участке разреза, что не дает полного представления о характере распространения пород с повышенным содержанием  $C_{орг}$  в целом. Для того, чтобы установить более четкие закономерности распространения ОВ по всей глубине залегания отложений, расчет его содержания возможно проводить по данным геофизических исследований скважин (ГИС) [1].

Специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта ранее в пределах Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба были оценены ресурсы газа мощной толщи нижнепермской терригенной молассы, характеризующейся тонкослоистым песчано-

глинистым составом пород и обладающей НГМ-свойствами, выделены перспективные участки для лицензирования и проведения геологоразведочных работ [2, 3]. Установление НГМ-свойств молассы проводилось на основе палеотектонической реконструкции развития территории, построения моделей прогрева отложений, изучения содержания ОБ в породе ( $C_{орг}$ ), определения отражательной способности витринита и других исследований. Сопоставление  $C_{орг}$ , определенного по керну, и рассчитанного по данным ГИС, показали удовлетворительную сходимость [2].

В данной работе предпринята попытка распространить полученный положительный опыт по установлению пород с повышенным содержанием ОБ по данным ГИС на другие районы прогиба и на породы различного литологического состава. Для эксперимента выбраны скважины, в которых проведены геохимические исследования керна ( $C_{орг}^{керна}$ ) при высокотемпературном пиролизе и выполнен полный комплекс ГИС. Рассмотрены терригенные ( $C_{1rd-bb}$ ,  $D_2-D_3tm$ ) и карбонатные ( $D_3f_3-fm_2$ ,  $D_3dm$ ,  $D_1$ ) отложения скважин 1-Харутамыльская, 2-Адакская, расположенных на гряде Чернышева, и 58-Вуктыльская, 1-Белая, 1-Восточно-Вуктыльская, пробуренных в районе Вуктыльского НГКМ.

Среди выбранных образцов керна (таблица 1) единичные образцы характеризуются высоким содержанием ОБ и их в соответствии с классификацией Е.С. Ларской [4] можно отнести к высокопродуктивным отложениям (содержание  $C_{орг}$  не менее 2 %). При этом самыми продуктивными являются доманикоидные отложения гряды Чернышева.

Расчеты ОБ по данным ГИС ( $C_{орг}^{ГИС}$ ), основанные на ряде отличительных признаков фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, содержащих ОБ от несодержащих, и проведенные по всему интервалу обработки, помогают установить более четкие закономерности распространения ОБ по всей толщине отложений.

Для определения  $C_{орг}^{ГИС}$  использовалась методика Q.R. Passey [1], в которой применяется нормализация показаний методов пористости (акустического, нейтронного или плотностного) и сопротивления пород. Перемасштабирование кривых выполняется таким образом, что их совпадение наблюдается в интервалах пород с различной пористостью, но с низким содержанием ОБ, в то время как превышение кривой сопротивления (R) над нормализованной кривой пористости отмечается в интервале НГМ-пород. Это приращение характеризует параметр  $\Delta \text{LogR}$ , который рассчитывается следующим образом:

$$\Delta \text{LogR} \Delta t = \log(\rho_{п}/\rho_{гп}) + 0,02 \cdot (\Delta t - \Delta t_{гп}) \quad (1)$$

$$\text{либо } \Delta \text{LogRN} = \log(\rho_{п}/\rho_{гп}) + 4 \cdot (Wn - Wn_{гп}), \quad (2)$$

где  $\Delta t$ , мкс/фТ;  $\Delta t_{гп}$ , мкс/фТ;  $\rho_{гп}$ , Ом·м;  $\rho_{п}$ , Ом·м;  $Wn$ , доли ед.;  $Wn_{гп}$ , доли ед. – показания соответствующих методов ГИС в опорном интервале с низким содержанием ОБ.

Следует отметить, что традиционные неглинистые нефтегазонасыщенные коллекторы характеризуются аналогичным приращением. В связи с этим в рассматриваемых разрезах были выделены коллекторы и оценена их насыщенность. Они не учитывались при учете пород с генерационным потенциалом.

Содержание  $C_{орг}$  пропорционально относительному приращению  $\Delta \text{LogR}$  и определяется выражением

$$C_{орг} = \Delta \text{LogR} \cdot 10^{(2,297 - 0,1688 \cdot \text{LOM})}, \quad (3)$$

учитывающим степень метаморфизма ОБ (LOM) НГМ-пород.

Значение LOM в формуле (3) может быть определено, если известна стадия зрелости ОБ, в следующем диапазоне значений:

- LOM = 6 для незрелого ОБ (породы молодые или неглубоко залегающие, отсутствие генерации УВ);
- LOM = 8÷10 для зрелого ОБ (происходит генерация нефти или газа);
- LOM = 12 для перезрелого ОБ (все УВ «выгорели»).

Для оценки входящих в расчет  $C_{орг}$  геофизических параметров ( $W$ ,  $\Delta t$ ,  $\rho_{п}$ ,  $J_{\gamma}$ ) выполнена количественная интерпретация материалов ГИС. Расчет  $C_{орг}$  был проведен по формулам (1) – (3), при этом показатель LOM для всех исследованных интервалов отложений условно принят равным восьми, как для пород, достигших степени зрелости МК4 (зрелое ОБ).

По результатам комплексной обработки выделено пять классов пород, характеризующихся следующими параметрами по ГИС:

1. Породы-коллекторы водонасыщенные, имеющие прямые и косвенные качественные признаки фильтрации промывочной жидкости (ПЖ) в пласт или выделенные по количественным критериям, характеризующим пласты-коллекторы; имеющие низкие значения  $\rho_{п}$  и  $J_{\gamma}$ ;  $C_{орг} < 2\%$ ; на нормализованных кривых совпадение кривых  $W$ ,  $\rho_{п}$ .

2. Породы-коллекторы нефте-(газо-)насыщенные, имеющие прямые и косвенные качественные признаки фильтрации ПЖ в пласт или выделенные по количественным критериям, характеризующим пласты-коллекторы; имеющие низкие значения  $J_{\gamma}$ ;  $C_{орг} > 2\%$ ; высокие значения  $\rho_{п}$ ; на нормализованных кривых значение  $\rho_{п}$  выше  $W$ .

3. Плотные неглинистые породы-неколлекторы: признаки коллектора отсутствуют,  $K_{п} < K_{п}^{FP}$ , значения  $\rho_{п}$  высокие;  $J_{\gamma}$  низкие;  $C_{орг} > 2\%$  (за счет высоких значений  $\rho_{п}$ ).

4. Пласты, обладающие генерационным потенциалом: признаки коллектора отсутствуют; значения  $\rho_{п}$  и  $J_{\gamma}$  высокие;  $C_{орг} > 2\%$ .

5. Глинистые пласты, не обладающие генерационным потенциалом: признаки коллектора отсутствуют; значения  $\rho_{п}$  низкие;  $J_{\gamma}$  высокие;  $C_{орг} < 2\%$ .

Для сопоставления данных  $C_{орг}^{кern}$  и  $C_{орг}^{ГИС}$  проведена увязка керна с данными ГИС.

Терригенные отложения. Отложения  $C_{1rd-bb}$  рассмотрены в скв. 58-Вуктыльская (интервал обработки 4504 – 4610 м общей толщиной (Н) 106 м) и 1-Восточно-Вуктыльская (интервал обработки 4602 – 4924 м, Н=322 м). Содержание  $C_{орг}^{ГИС}$  в отложениях  $C_{1rd-bb}$  (таблица 2) изменяется от нуля до 12,0 % (среднее 3,8 %) и от нуля до 5,4 % (среднее 2,0 %) для скв. 58-Вуктыльская и 1-Восточно-Вуктыльская соответственно. При сопоставлении с керном по пластопересечениям получены удовлетворительные результаты (рисунок 1).

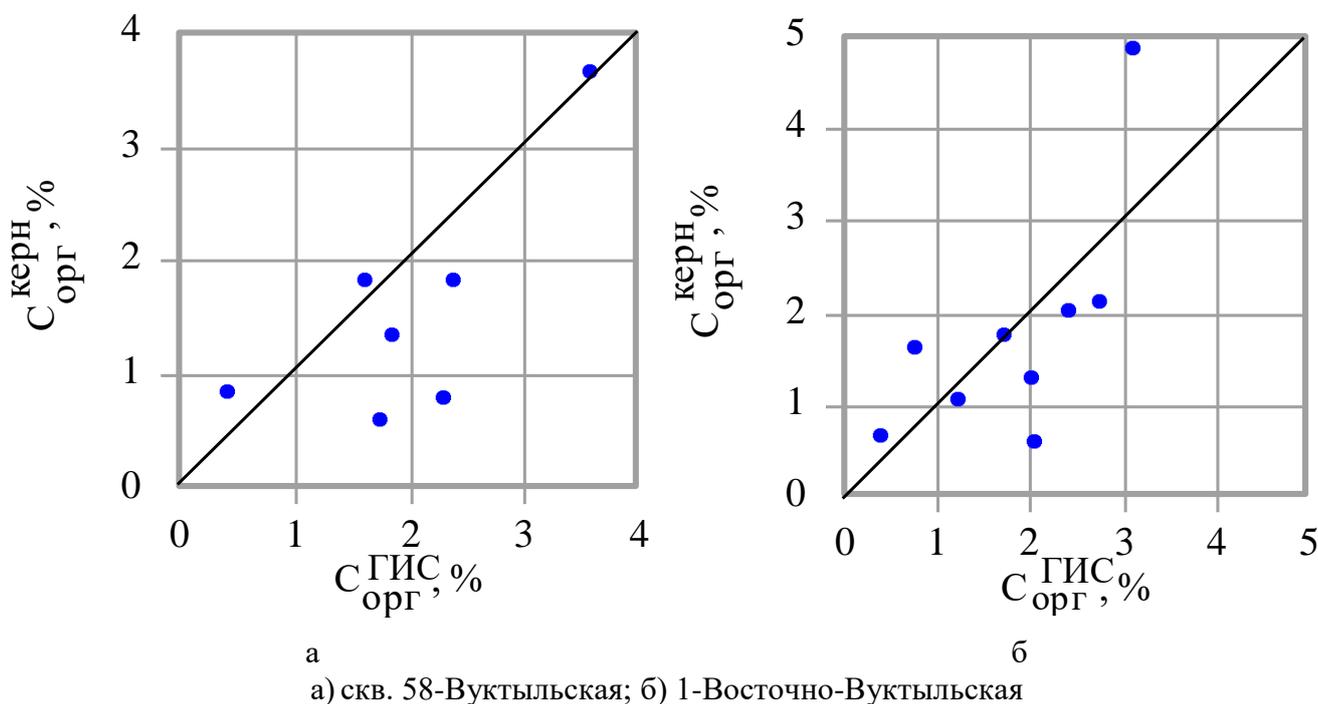


Рисунок 1 – Сопоставление  $C_{орг}^{кern}$  и  $C_{орг}^{ГИС}$

Суммарная толщина пород, имеющих повышенное содержание ОВ ( $C_{орг} > 2\%$ ) и обладающих генерационным потенциалом в этих скважинах, составляет 49,6 и 75,9 м, средневзвешенные по толщине значения  $C_{орг}^{ГИС}$  7,1 и 3,6 % соответственно.

В скв. 1-Белая рассмотрены терригенные отложения  $D_2-D_3$  в интервале обработки 3973 – 4302 м (Н=329 м). По данным керна (14 обр.) содержание ОВ варьирует в пределах 0,01 – 0,61 %. По данным ГИС от 0,03 % до 12 %. Сопоставление с керном удовлетворительное (рисунок 2).

Таблица 1 – Определение  $C_{орг}$  по данным керна

Возраст отложений		$C_{1rd-bb}$	$D_{3f_3-fm_2}$	$D_{3dm}$	$D_{2kd-D_{3tm}}$	$D_{1op-sk}$
Литологический состав		Терригенный	Карбонатный	Карбонатный	Терригенный	Карбонатный
Номер скважины	Распределение образцов	Пределы изменения $C_{орг}$ , % Среднее значение, % (количество определений, ед.)				
		1-Харутамыльская	Всего	–	$\frac{0,26 - 3,18}{1,36}$ (6)	1,83 (1)
	$C_{орг} \geq 2\%$	–	$\frac{2,01 - 3,18}{2,55}$ (3)	–	–	$\frac{2,06 - 2,36}{2,21}$ (2)
2-Адакская	Всего	–	$\frac{0,37 - 0,60}{0,5}$ (4)	$\frac{2,6 - 10,0}{5,9}$ (3)	–	–
	$C_{орг} \geq 2\%$	–	–	$\frac{2,6 - 10,0}{5,9}$ (3)	–	–
58-Вуктыльская	Всего	$\frac{0,7 - 3,7}{1,5}$ (8)	$\frac{0,031 - 1,43}{0,37}$ (8)	–	–	–
	$C_{орг} \geq 2\%$	$\frac{3,7}{3,7}$ (1)	–	–	–	–
1-Восточно-Вуктыльская	Всего	$\frac{0,01 - 4,9}{1,2}$ (15)	–	–	–	–
	$C_{орг} \geq 2\%$	$\frac{2,09 - 4,92}{3,06}$ (3)	–	–	–	–
1-Белая	Всего	–	–	–	$\frac{0,01 - 0,61}{0,18}$ (14)	–
	$C_{орг} \geq 2\%$	–	–	–	–	–

Таблица 2 – Определение  $C_{орг}$  по данным ГИС

Возраст отложений		$C_{1rd-bb}$	$D_{3f-fm}$	$D_{3dm}$	$D_{3sr-D_{2kv}}$	$D_{1sk-op}$
Литологический состав		Терригенный	Карбонатный	Карбонатный	Терригенный	Карбонатный
Номер скв.	Распределение $C_{орг}$ по разрезу	Пределы изменения $C_{орг}, \%$ Среднее значение, % (Толщина НГМ-пород, м)				
		1-Харутамыльк-ская	по всему разрезу	–	$\frac{0,27 - 10,8}{2,9}$	$\frac{3,92 - 11,6}{8,8}$
	обладающие генерационным потенциалом	–	$\frac{2,0 - 10,6}{4,1 (106)}$	$\frac{2,0 - 11,6}{9,0 (28,7)}$	–	$\frac{2,0 - 11,9}{5,6 (64,3)}$
2-Адакская	по всему разрезу	–	$\frac{0,0 - 10,9}{2,1}$	$\frac{4,2 - 12,2}{9,3}$	–	$\frac{0,8 - 11,1}{5,9}$
	обладающие генерационным потенциалом	–	$\frac{2,0 - 10,9}{3,3 (151,1)}$	$\frac{4,2 - 12,0}{9,3 (22,1)}$	–	$\frac{2,2 - 11,1}{6,5 (72,5)}$
58-Вуктыль-ская	по всему разрезу	$\frac{0 - 12,0}{3,8}$	$\frac{0,1 - 12,2}{6,4}$	$\frac{3,5 - 11,2}{8,4}$	–	–
	обладающие генерационным потенциалом	$\frac{2,3 - 12,0}{7,1 (49,6)}$	$\frac{2,0 - 12,2}{8,5 (225,8)}$	$\frac{3,6 - 11,2}{10,1 (10,0)}$	–	–
1-Восточно-Вуктыльская	по всему разрезу	$\frac{0 - 5,4}{2,0}$	–	–	–	–
	обладающие генерационным потенциалом	$\frac{2,0 - 5,4}{3,4 (75,9)}$	–	–	–	–
1-Белая	по всему разрезу	–	–	–	$\frac{0,03 - 12,0}{2,37}$	–
	обладающие генерационным потенциалом	–	–	–	$\frac{2,0 - 12,0}{3,6 (79,5)}$	–

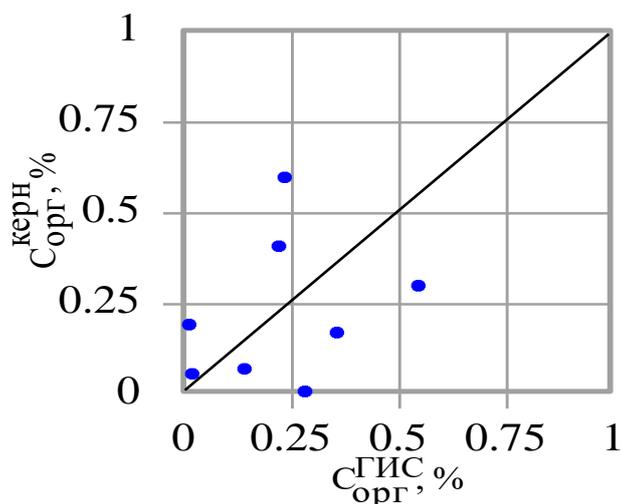


Рисунок 2 – Сопоставление  $C_{\text{орг}}^{\text{керна}}$  и  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  в скв. 1-Белая

Суммарная толщина пород с повышенным содержанием ОБ ( $C_{\text{орг}} > 2\%$ ) в скв. 1-Белая составляет 79,5 м, средневзвешенные по толщине значения  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  3,6 %.

Карбонатные отложения. При определении  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  в карбонатных отложениях потребовалась настройка расчетных значений на данные керна (нормализация кривых по данным керна).

В верхнедевонских отложениях  $D_3f_3\text{-fm}_2$  расчеты  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  проведены в скв. 1-Харутамылькская (интервал 2572 – 3390 м,  $H=818$  м), 2-Адакская (интервал 3230 – 3877 м,  $H=647$ ) и 58-Вуктылькская (интервал 4796 – 5568 м,  $H=772$  м).

Содержание  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  по всей толще изменяется от нулевых значений до 12,2 %, средние – от 2,1 % (скв. 2-Адакская) до 6,4 % (58-Вуктылькская) (см. таблицу 2). По данным керна значения  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  низкие, в основном менее 2 % (исключение – 3 образца по скв. 1-Харутамылькская с содержанием  $C_{\text{орг}} > 2\%$ ).

Сопоставление  $C_{\text{орг}}^{\text{керна}}$  и  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  приведено на рисунке 3.

Суммарные толщины пород с повышенным содержанием ОБ ( $C_{\text{орг}} > 2\%$ ) по рассматриваемым скважинам составили: 106 м (1-Харутамылькская), 151 м (2-Адакская) и 225,8 м (58-Вуктылькская). Средневзвешенные по толщине значения  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  соответственно составили 4,1; 3,3; 8,5 % (высокие значения  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}} = 8,5\%$  в скв. 58-Вуктылькская возможно связаны с низким качеством ГИС).

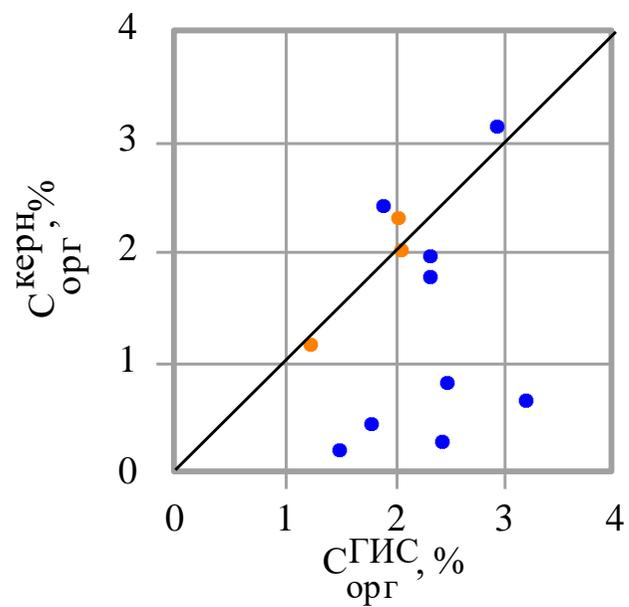
В отложениях  $D_3dm$  в рассматриваемых скважинах 1-Харутамылькская, 2-Адакская и 58-Вуктылькская (интервалы обработки 3390 – 3420 м,  $H=30$  м; 3877 – 3903 м,  $H=26$  м; 5568 – 5580 м,  $H=12$  м, соответственно), значения  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  изменяются в пределах 2,0 – 12,0 %. По данным керна – от 2,6 до 10 %, среднее – 5,9 % (скв. 2-Адакская, 3 обр.).

Суммарные толщины пород с повышенным содержанием ОБ ( $C_{\text{орг}} > 2\%$ ) изменяются от 10 м (скв. 58-Вуктылькская) до 28,7 м (скв. 1-Харутамылькская), средневзвешенные по толщине значения  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  – от 9,0 до 10,1 % (см. таблицу 2).

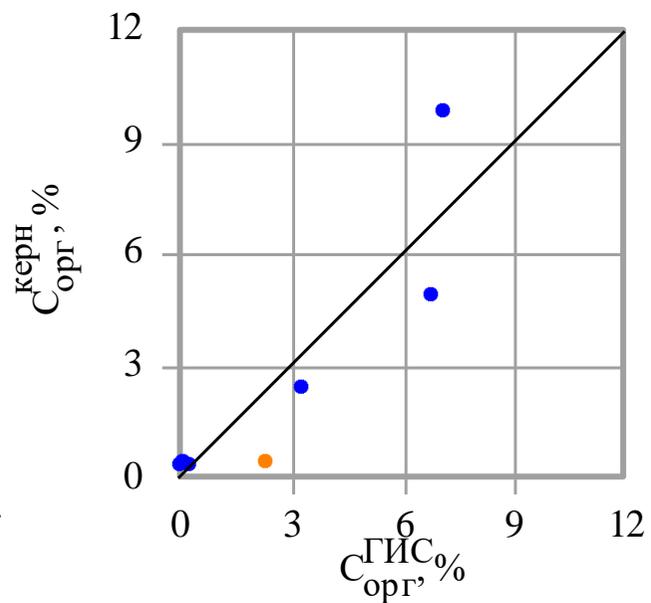
Отложения  $D_1$  проанализированы в скв. 1-Харутамылькская (интервал 3430 – 3600 м,  $H=170$  м) и 2-Адакская (интервал 3905 – 4056 м,  $H=151$  м). Эффективная толщина пород с повышенным содержанием  $C_{\text{орг}}$  в этих скважинах составляет 64,3 и 72,5 м соответственно, средневзвешенные по толщине значения содержания  $C_{\text{орг}}$  – 5,6 и 6,5 %.

Пример обработки  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$  показан на рисунках 4 и 5.

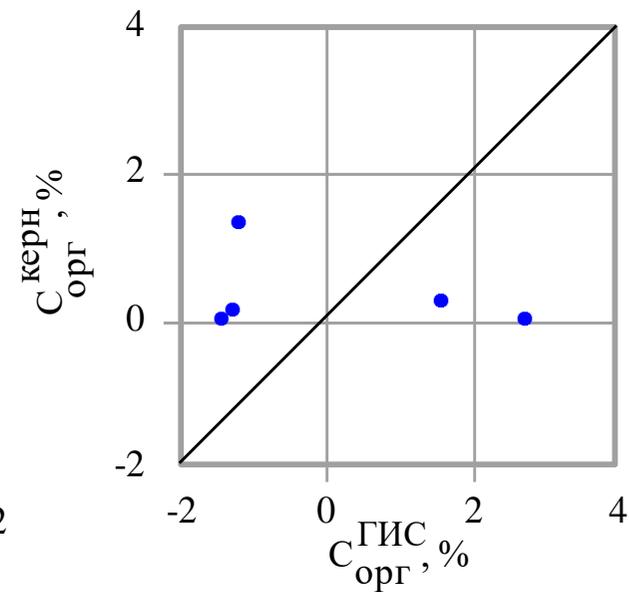
Таким образом, определение содержания ОБ возможно проводить не только по данным керна, но и по данным ГИС. Поскольку исследования по керну выполняются в ограниченном объеме и на ограниченном участке разреза, это не дает полного представления о характере распространения пород с повышенным содержанием  $C_{\text{орг}}$  в целом. Расчет содержания  $C_{\text{орг}}$  по данным ГИС позволяет установить более четкие закономерности распространения ОБ по всей глубине залегания отложений, а также определять суммарную толщину отложений с повышенным содержанием ОБ.



а



б



в

Условные обозначения: ● D<sub>3</sub> ● D<sub>1</sub>  
 а) скв. 1-Харутамыльская; б) 2-Адакская; в) 58-Вуктыльская

Рисунок 3 – Сопоставление  $C_{\text{орг}}^{\text{кern}}$  и  $C_{\text{орг}}^{\text{ГИС}}$

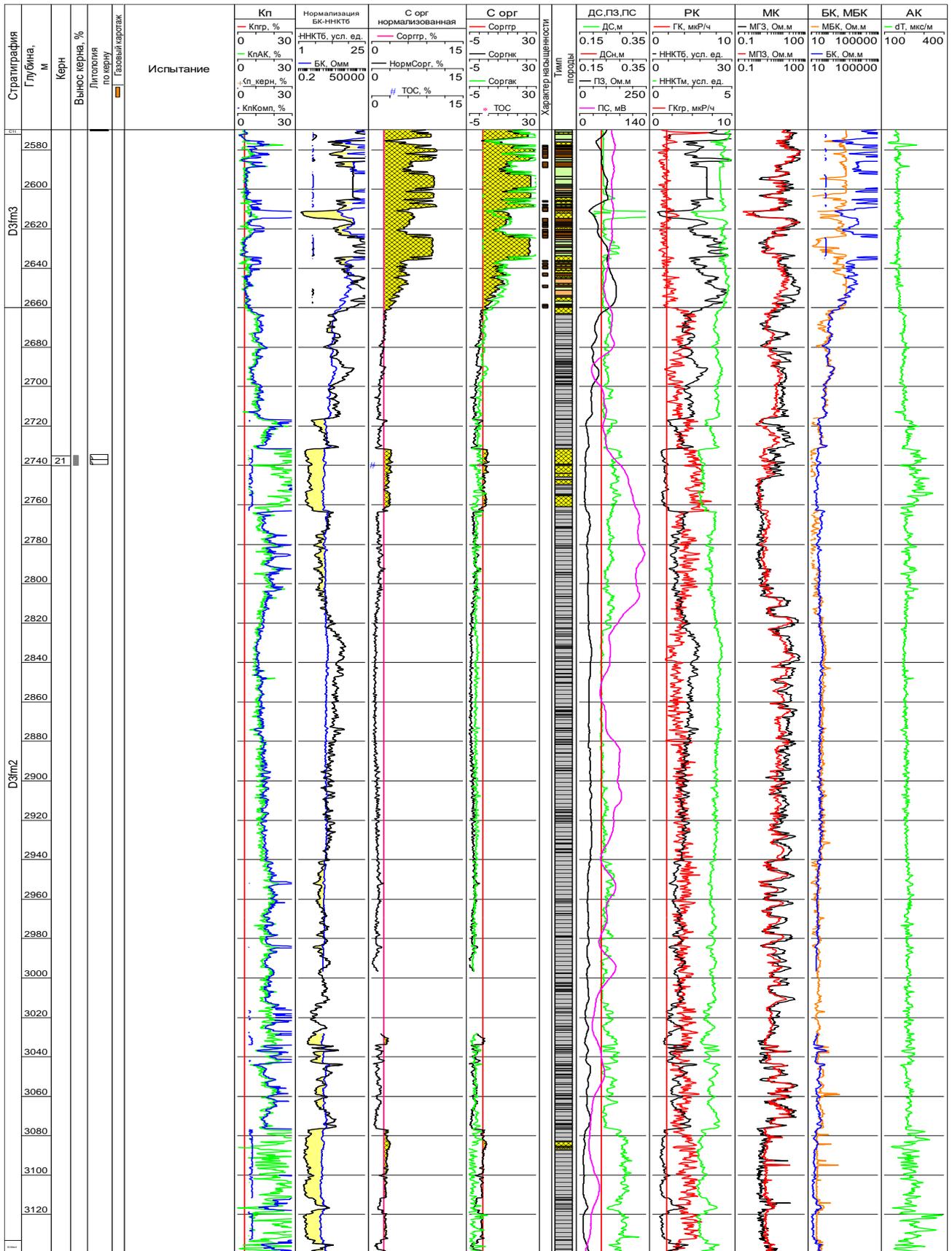
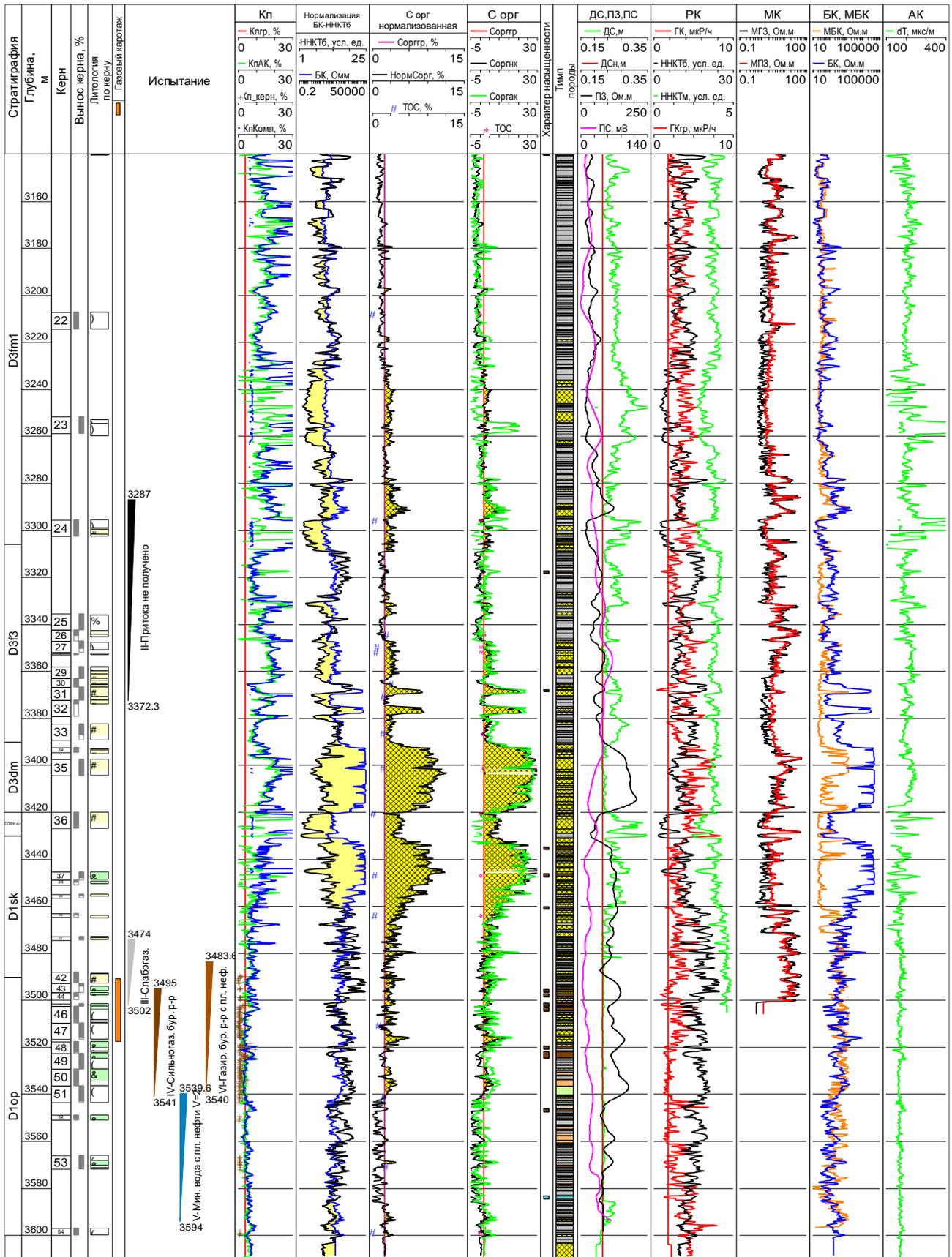


Рисунок 4 – Результаты расчета содержания ОВ по данным ГИС в скв. 1-Харутамыльская в отложениях D<sub>3</sub>



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Водонасыщенные коллекторы
- Продуктивные коллекторы
- Плосы с генерационным потенциалом
- Глинистые породы
- Плотные породы
- Коллекторы смешанного типа
- Известняк
- Доломит
- Доломит глинистый
- Аргиллит

Рисунок 5 – Результаты расчета содержания ОВ по данным ГИС в скв. 1-Харутамыльская в отложениях D<sub>1</sub>

Предложенные методы оценки ОВ могут применяться для количественной оценки НГМ-потенциала отложений, а конечные результаты расчетов могут использоваться для принятия управленческих решений.

#### **Библиографический список:**

1. Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B. et al. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs // The AAPG Bulletin, 1990. V. 74, № 17. P. 1777 – 1794.
2. Апробация методик оценки содержания органического вещества в низкопроницаемых нефтегазоматеринских породах по данным ГИС (на примере верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины) / Н.П. Вишератина, Т.Н. Куницына, О.В. Ефимова, Ю.В. Кочкина // Рассохинские чтения: материалы Междунар. конференции (2 – 3 февраля 2023 г.). В 2 ч. Ч. 1. Ухта, 2023. С. 18 – 23.
3. Оценка нефтегазоматеринских свойств верхнеартинской терригенной молассы Верхнепечорской впадины по данным геофизических исследований скважин / Н.П. Вишератина, Т.Н. Куницына, О.В. Ефимова, Ю.В. Кочкина // Вести газовой науки. М., 2023. – № 4 (56). С. 4 – 11.
4. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М.: Недра, 1983. – 190 с.

УДК 553.98: 552.54

### **Нефтегазоносность и характеристика карбонатных коллекторов в верхнесилурийских отложениях южной части Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны**

Ульныров И. Л.

*Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия*

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции основным объектом обеспечения прироста запасов нефти является карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс [1, 3]. Верхнесилурийско-нижнедевонские карбонатные отложения могут служить эталонным объектом для прогноза и поиска новых залежей углеводородов как в пределах района исследования, так и на прилегающих к ней районах и структурах Печороморского шельфа. Породы-коллекторы нижнепалеозойского комплекса Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны представлены вторичными доломитами, которые подвергались эпигенетическим процессам и впоследствии изменениям.

Согласно принятому тектоническому районированию [4], изучаемая территория расположена на северо-востоке Печорской синеклизы (рис. 1).

Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона представляет собой сложнопостроенную структуру северо-западного простирания, северная часть которой погружается в акваторию Печорского моря. С запада и востока она граничит с Хорейверской и Коротаихинской впадинами, а на юге сочленяется с грядой Чернышева.

Особенностью строения зоны являются линейные надвигово-блоковые и блоково-чешуйчатые структуры валов Сорокина и Гамбурцева, Сарембой-Леккейягинской зоны.

В разрезе осадочного чехла выделяются отложения от ордовика до мела включительно. Расчленение и стратиграфическая характеристика разрезов ордовика, силура и нижнего девона Тимано-Печорской провинции приводится в соответствии со стратиграфическими схемами ордовика и силура Восточно-Европейской платформы [5]. В верхнесилурийском интервале выделяются два уровня стратиграфических границ гердьюского и гребенского горизонтов, относящихся к лудловскому и пржидольскому отделам соответственно.

На территории вала Гамбурцева в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского НГК промышленная нефтеносность установлена Черпаюском, Хасырейском и Нядейюском нефтяных месторождениях. Основные залежи нефти локализуются в карбонатных породах верхнего силура и нижнего девона. Верхнесилурийские отложения ВАСЗ представлены доломитами и известняками, часто с глинистой примесью.

Проведенные исследования пустотного пространства керн скважин выполнялись с помощью микроскопического анализа в шлифах, на электронном микроскопе TESCAN VEGA3 LMN, оснащенного энергодисперсионным спектрометром (ЭДС) «Oxford Instruments X-Max 50 мм<sup>2</sup>» (ЦКП «Геонаука», г. Сыктывкар), а также на анализаторе пористости и газопроницаемости ПИК-ПП.

Вскрытая скважинами мощность толщи верхнего силура изменяется в пределах 400-950 м в направлении с юга на север. Интервал расчленяется на пять толщ, отличающихся по литологии, в частности по глинистому составу: известково-доломитовая, доломитовая, глинистая, доломито-известковая, глинисто-доломитовая (рис.2).

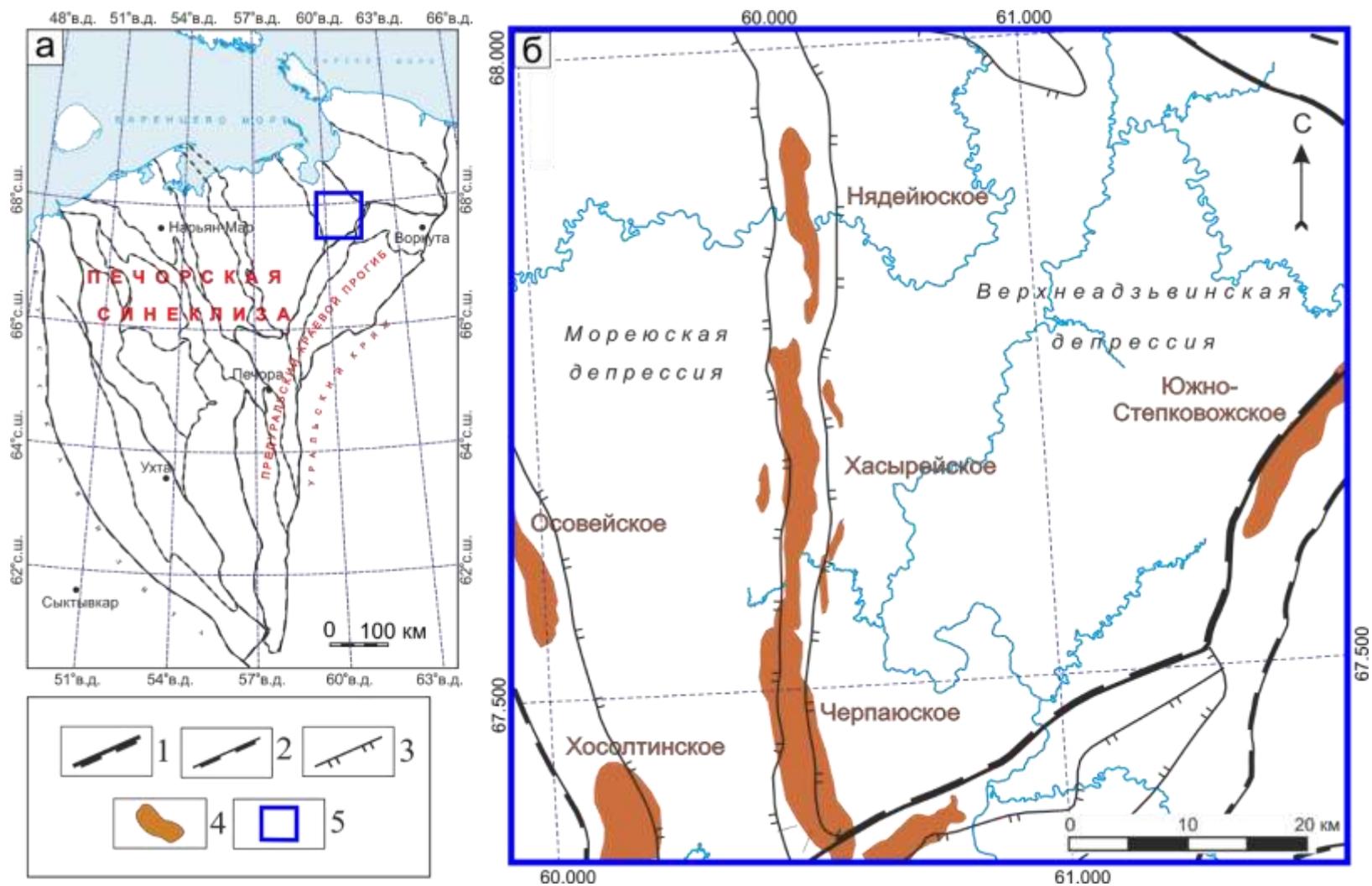
Породы-коллекторы приурочены к верхней части пачки гребенского горизонта, представленного кораллово-биокластовыми перекристаллизованными известняками и вторичными доломитами (пачка S<sub>2gr</sub> II). Об этом свидетельствует битумонасыщение керн нефти и визуально наблюдаемая пористость и кавернозность с системой тонких открытых и закрытых трещин. Основные промышленные притоки нефти получены в нижнедевонских пластах [2]. Помимо этого, притоки установлены в 100-150 метрах от подошвы гердьюского горизонта, в форме маломощных линз и прослоев.

По классификации пор и пустот в горных породах (по М.К.Калинко, 1958) - породы имеют средне-грубопоровые (поры диаметром 0,3–2 мм) и трещиноватые участки, сложенные эвгедральными кристаллами доломита с размерами от 50 до 200 мкм.

Коллекторы в гребенских отложениях отнесены к каверно-поровому и трещинному типу, а в гердьюских породах к поровому и трещинно-поровому, с преимущественным распространением вторичных межкристаллических и слепковых пустот выщелачивания раковин. Поры открытые или заполнены битумом, иногда зацементированы более крупными кристаллами доломита или ангидрита. Показатели общей пористости по керну варьируют в пределах 0,8–4,5% в южной части вала до 9,5%, при средней проницаемости 0,5–1,5 мД, реже до 10-15 мД (рис.3). Распределение пустотного пространства в породе неравномерное. Относительно крупные поры формируют неразрывные цепочки и сеть открытых зигзагообразных микротрещин. Крупные трещины реже заполнены битумом и/или залечены среднезернистым доломитом, кальцитом, либо ангидритом.

В целом изученные породы можно отнести к классу средне-низкоемких и слабопроницаемых с неоднородным распределением фильтрационно-емкостных свойств. В отложениях верхнего силура выделены 4 типа пород-коллекторов. Породы-коллекторы верхнего силура связаны с перекристаллизованными мелко-среднезернистыми, доломитами, где наблюдаются, открытые и заполненные битумом поры и каверны, образование которых происходило по выщелоченным органическим остаткам. А также мелкозернистые доломиты, в которых кроме открытых пустот встречается система открытых и закрытых трещин.





а – обзорная карта Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции;  
 б – фрагмент схемы тектонического районирования Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны [4].  
 Условные обозначения: 1–3 – границы тектонических элементов: 1 – надпорядковых, 2 – первого порядка, 3 – второго порядка;  
 4 – нефтяные месторождения; 6 – район работ.

Рисунок 1 – Геологическое и тектоническое строение района исследований

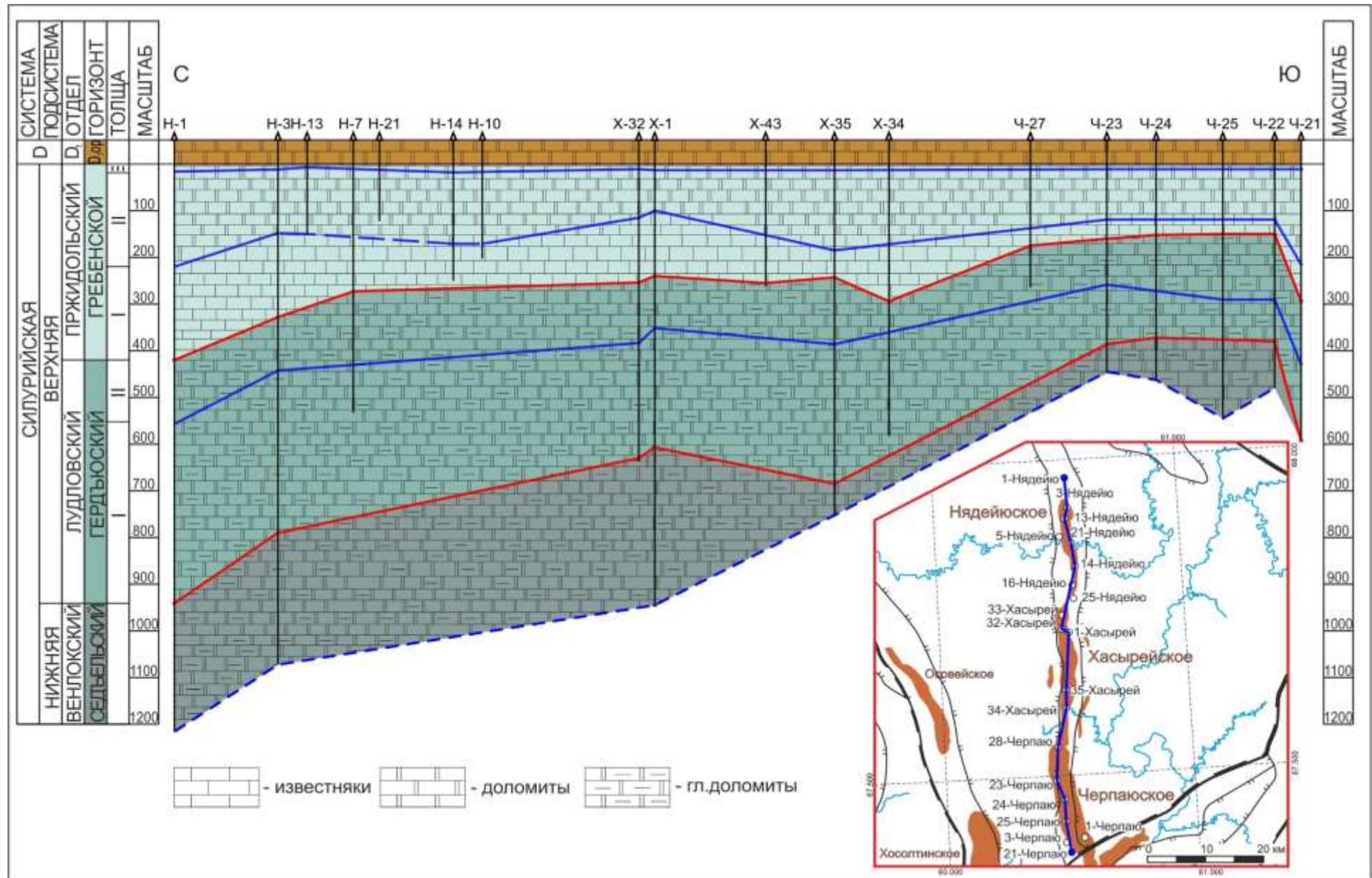


Рисунок 2 - Литологический профиль верхнесилурийских отложений вдоль вала Гамбурцева к началу раннеохлокского времени

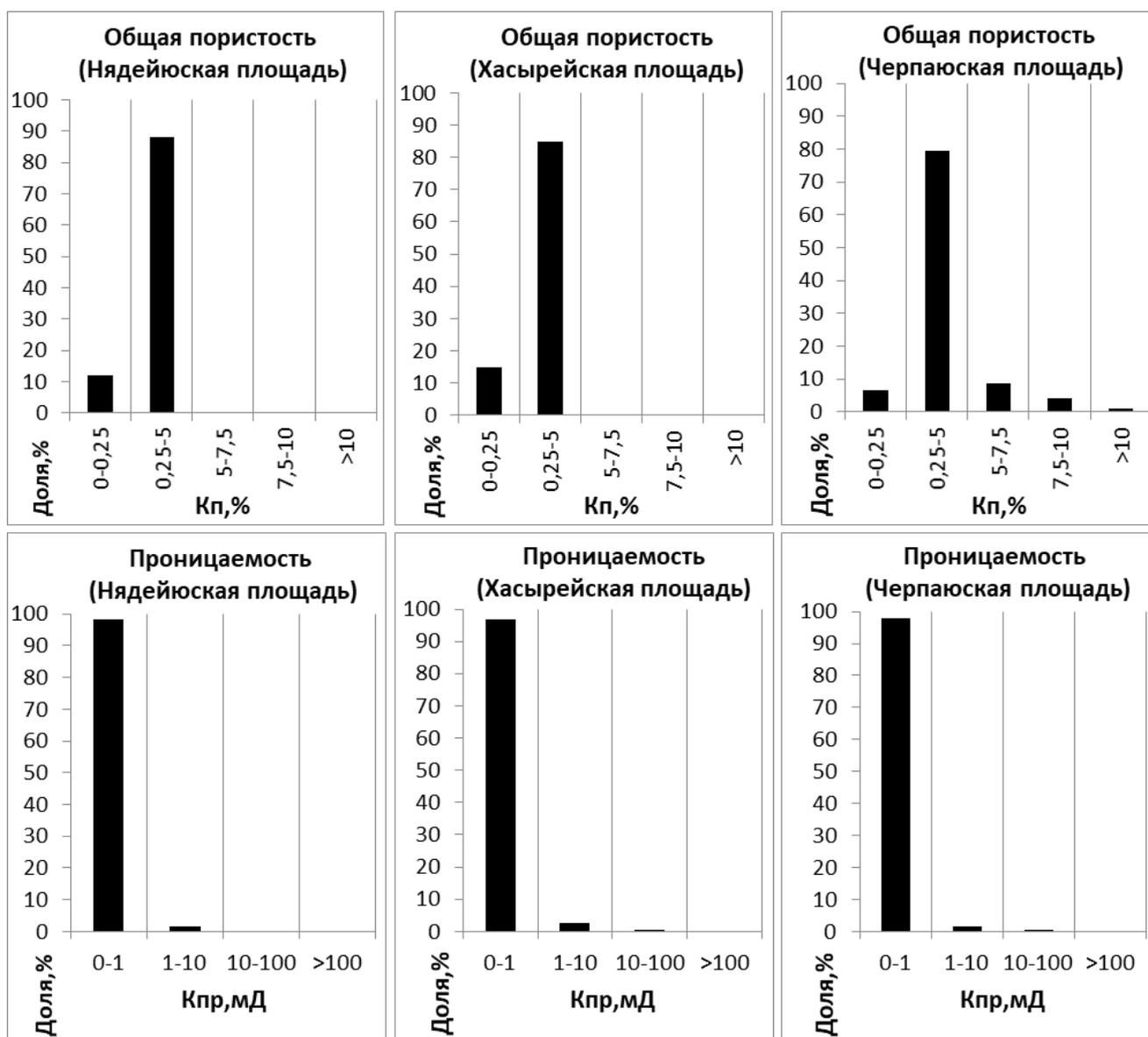


Рисунок 3 - Петрофизические показатели в верхнесилурийских породах вала Гамбурцева

### Библиографический список:

1. Жемчугова В.А., Мельников С.В., Данилов В.Н. Нижний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность). - М.: Издательство Академии горных наук, 2001. - 109 с.
2. Куранов А.В. Невостребованные нефтегазовые объекты Тимано-Печорской провинции, их углеводородный потенциал и перспективы вовлечения в освоение // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2015. - Т.10. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/8\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/8_2015.pdf)
3. Мартынов А.В. Литолого-фациальные критерии прогноза нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских отложений Тимано-Печорской провинции // Автореф. дис. канд. геолого-минерал. Наук. Санкт-Петербург, 1998. 27 с.
4. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. -Т.6. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf)
5. Решения межведомственного стратиграфического совещания по ордовику и силуру Восточно-Европейской платформы с региональными стратиграфическими схемами.-Л., ВСЕГЕИ, 2019. - 96 с.

**Трудноизвлекаемые запасы: особенности состава и распространения сверхвязкой нефти и природных битумов Волго-Урала**Мударисова Р. А.<sup>1,2</sup>, Пунанова С. А.<sup>3</sup>*1 – Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ, г. Казань, Россия**2 – Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань, Россия**3 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, г. Россия*

**Аннотация.** Изучаются особенности состава и распространения сверхвязкой нефти (СВН) и природных битумов (ПБ) в отложениях пермской системы центральных областей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Природные битумы относятся к числу нетрадиционных видов энергоресурсов, интенсивно и успешно осваивающиеся во всем мире. В исследовании показано, что на образование залежей СВН и ПБ значительное влияние оказали: формирование ловушек, вторичные преобразования породы-коллектора, миграция нефти, а также биогеохимические процессы в зоне гипергенеза. Показаны особенности изменения состава гипергенно преобразованных СВН и ПБ в связи с геологическими факторами формирования залежей. Приведены геохимические показатели вторично преобразованных нафтидов, их углеводородный (УВ) и микроэлементный (МЭ) составы, обращено внимание на экологические проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, сверхвязкая нефть, природные битумы, гипергенез, факторный анализ, мегарезервуары, микроэлементы.

**Введение.** В старых нефтедобывающих районах в связи с падением темпов добычи традиционных УВ изучение трудноизвлекаемых запасов, как дополнительных источников УВ сырья, на текущем этапе развития нефтегазового комплекса страны становится все более актуальным. Примером подобного источника УВ, в центральных районах Волго-Уральского НГБ, в частности в республике Татарстан, являются тяжелые окисленные СВН и ПБ, залегающие, как правило, на небольших, до 400 м, глубинах. Подобные скопления в республике Татарстан приурочены к западному склону Южно-Татарского свода и прилегающему к нему восточному борту Мелекесской впадины. Нефтеносные продуктивные горизонты представлены терригенными породами уфимского яруса и терригенно-карбонатными породами казанского яруса пермской системы. Условия формирования СВН и ПБ в республике Татарстан долгое время изучались и были опубликованы в работах: С.С. Эллерна, Б.В. Успенского, Н.Г. Нурғалиевой, Э.К. Швыдкина, Г.А. Петрова, Е.Д. Войтовича, А.З. Ахметшина, И.С. Гольдберга, Р.С. Хисамова, Р.Х. Муслимова, Г.П. Каюковой, Р.З. Мухаметшина и многих других.

Сверхвязкая нефть и природные битумы, являющиеся продуктом преобразования исходных нафтидов под влиянием процессов гипергенеза, обогащены металлами, активно изучаются и разрабатываются во всем мире. Скопления СВН и ПБ, обладающие значительными запасами и нередко приуроченные к неантиклинальным ловушкам, являются мегарезервуарами, и известны не только в Волго-Уральском, а также в Тимано-Печорском, Западно-Сибирском, Енисейско-Анабарском НГБ, в Прикаспийском (Республика Казахстан), Западно-Канадском, Венесуэльском и других НГБ мира.

**Статистическая обработка аналитических данных.** На образование залежей СВН и ПБ в отложениях пермской системы Волго-Уральского НГБ значительное влияние оказали: формирование ловушки, вторичные преобразования породы-коллектора, миграция нефти, а также последующая биodeградация залежи нефти. Статистическая обработка результатов лабораторных исследований проведена для Горского месторождения СВН, самого крупного месторождения в нижнеказанском карбонатном нефтебитуминозном комплексе. Факторный анализ данных проводился с целью уменьшения количества геологических, геохимических, парамагнитных и фильтрационно-емкостных параметров с выделением главных компонент и классификации переменных параметров, а также выделения ведущих факторов формирования скоплений СВН и ПБ (таблица 1). Первый фактор в полученной матрице факторных нагрузок интерпретируется как терригенно-карбонатный, с долей 49%, и указывает на существование морского бассейна седиментации в раннеказанское время с привнесом терригенного материала

на изучаемой территории. Второй фактор, имеющий вес 28%, характеризуется как флюидный, связанный с миграцией УВ из нижележащих продуктивных отложений по трещиноватым зонам и с процессами доломитизации карбонатных пород Горского месторождения СВН. Третий фактор указывает на наличие СВН, с весом в 17%, и связан с последующими окислительными процессами в зоне гипергенеза. Факторный анализ подтверждает гипотезу формирования залежей СВН на Мелекесской впадине и отражается в экспериментальных данных [1, 2].

Таблица 1 - Факторные нагрузки по геологическим, геохимическим, парамагнитным и фильтрационно-емкостным параметрам карбонатных отложений казанского руса Горского месторождения СВН

Параметр	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3
Na <sub>2</sub> O (%)	<b>-0,784</b>	0,536	0,159
MgO (%)	<b>0,885</b>	0,383	-0,241
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (%)	<b>-0,954</b>	0,213	-0,199
SiO <sub>2</sub> (%)	<b>-0,967</b>	0,209	-0,066
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (%)	<b>-0,869</b>	0,454	-0,102
SO <sub>3</sub> (%)	-0,596	-0,541	-0,571
Cl (%)	0,134	<b>0,882</b>	-0,158
K <sub>2</sub> O (%)	<b>-0,950</b>	0,114	-0,281
CaO (%)	<b>0,726</b>	-0,658	-0,179
MnO (%)	<b>-0,724</b>	-0,485	0,400
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (%)	<b>-0,951</b>	-0,092	-0,070
SrO (%)	-0,327	0,582	-0,585
ZrO <sub>2</sub> (%)	-0,606	<b>0,707</b>	0,068
Потери при прокаливании	<b>0,912</b>	-0,102	-0,394
Коэффициент открытой пористости	0,580	<b>0,794</b>	0,174
Коэффициент проницаемости	0,090	<b>0,726</b>	0,439
Коэффициент нефтенасыщенности, масс.	0,501	0,238	<b>0,821</b>
Коэффициент нефтенасыщенности, об.	0,423	-0,014	<b>0,905</b>
δ <sup>13</sup> C (VPDB*), ‰	<b>0,705</b>	0,391	-0,582
δ <sup>18</sup> O (VPDB*), ‰	0,631	0,596	-0,392
Mn <sup>2+</sup> **	0,613	-0,595	-0,394
Параметр α **	-0,447	<b>-0,834</b>	0,142
<b>Собственное значение фактора</b>	<b>10,78</b>	<b>6,11</b>	<b>3,65</b>
<b>Вес фактора, %</b>	<b>48,99</b>	<b>27,78</b>	<b>16,59</b>

Примечание: \*(VPDB) — международный стандарт МАГАТЭ NBS-18 и IAEA-603, представляющий собой кальцит с известным изотопным соотношением углерода и кислорода  
\*\* – общая концентрация марганца Mn<sup>2+</sup> и параметр α, определенные по спектрам электронного парамагнитного резонанса [2]. Параметр α является мерой относительной заселенности позиции Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> примесными ионами Mn<sup>2+</sup> в структуре минерала доломита

#### **Влияние процессов биодегradации и гипергенеза на состав нефти и ее производных.**

В зависимости от процессов физико-химического и бактериального воздействия на нефть в залежах и на путях миграции образуется широкий спектр нафтидов – от слабо деградированных средних и тяжелых вязких и СВН до ряда ПБ (мальт, асфальтов, асфальтитов, оксикеритов, гуминокеритов). Отмечается, что в условиях гипергенеза нефти подвергаются процессам физического выветривания, неорганического окисления, вымывания водами (промывания), биодегradации и осернения, т.е. процессам вторичного их преобразования. Одним из распространенных гипергенных процессов является анаэробное окисление, протекающее в нефтяном пласте при наличии в пластовых водах способных к восстановлению кислородсодержащих соединений (сульфатов, нитратов и окислов других соединений), а также

при существовании специфических бактерий, потребляющих УВ и изменяющих углеводородный состав флюида (изотопные данные подтверждают бактериальную активность в этой зоне). При этом, в первую очередь деградируют n-парафины, затем изопреноиды, реже низкомолекулярные нафтены, а неуглеводородные компоненты – смолы и асфальтены накапливаются, образуя низкопарафинистую, более тяжелую высоковязкую и сернистую нефть. В Татарстане на ряде месторождений ПБ высокое современное гипсометрическое положение пермских толщ обуславливает выходы битумоносных пород на дневную поверхность. Залежи этого типа залегают выше местных базисов эрозии, или урезов воды, на 20-50 м. Например, битумы Сугушлинского, Шугуровского и Спиридоновского месторождений на Южно-Татарском своде геохимиками и ранее (В.А. Успенский, Ф.Б. Иденбом) рассматривались как «останцы» былых месторождений нефти, разрушенных в зоне аэрации [3]. На основании классификации тяжелых нефтей и ПБ (таблица 2) определенная часть ресурсов УВ в пермских отложениях может быть отнесена к категории СВН.

Таблица 2 – Свойства нефти и природных битумов (по данным И.С. Гольдберга, 1981)

Класс природных УВ	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость мПа*с или тпл., °С	Консистенция	Содержание		
				асф.-смолист. компонент., %	серы, %	металлов, г/т
<b>Нефть</b>						
Обычная	До 0,934	< 50	жидкая	< 25	< 0,5	< 100
Высоковязкая	0,935-0,965	50-1000	вязко-жидк.	25-35		< 300
<b>Природные битумы</b>						
Мальты	0,966- 1,03	1000-2000	вязкая	35-60	до 6	> 300
Асфальты	1,03-1,10	<100 °С	полутвердая	60-75	до 8	> 800
Асфальтиты	1,05-1,20	100-300	твердая	> 75	-	> 2000
Кериты	1,07-2,0	неплавкие	твердая	>90	-	-
Озокериты	0,85-0,97		воскообразн.	< 50	-	-

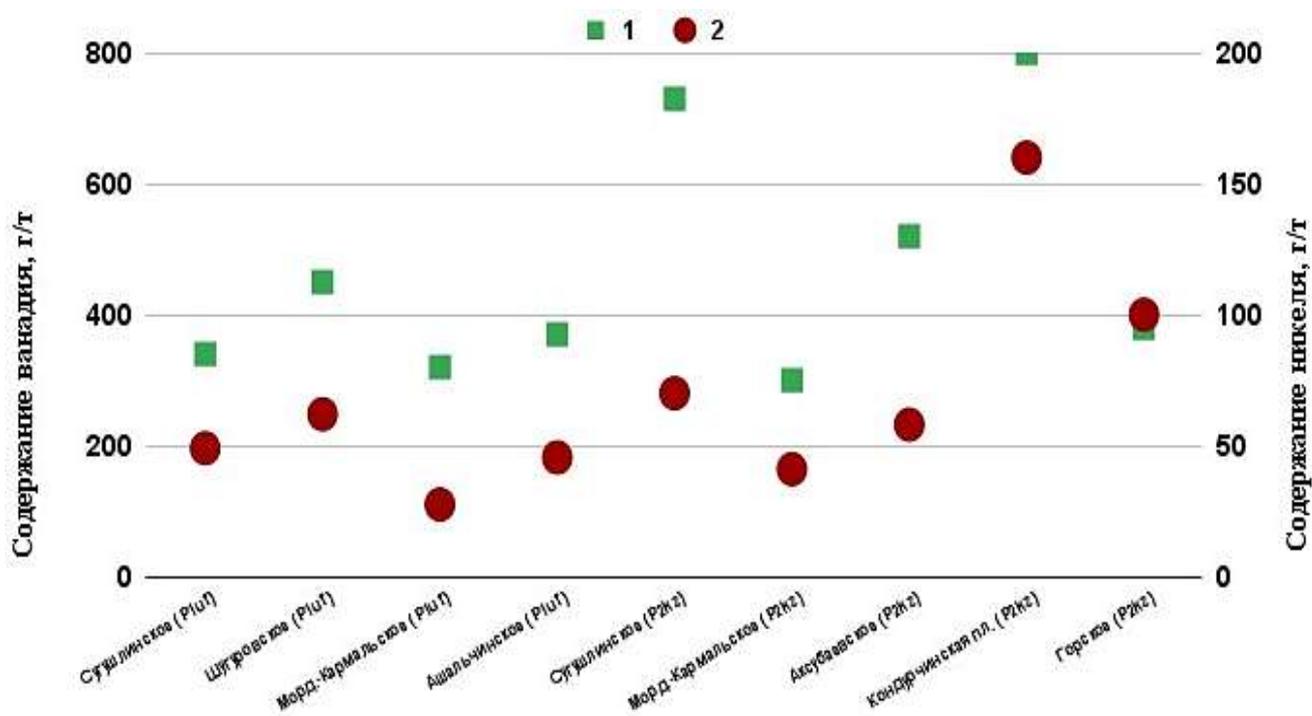
В зонах гипергенеза под действием перечисленных процессов изменяются не только физико-химические свойства нефти и ее УВ состав, но и содержание МЭ (таблица 3) и их соотношения ( $V/Ni > 1$ , ванадиевый тип нефти). В связи с потерей легких фракций в нефтях значительно возрастает абсолютная концентрация элементов, связанных со смолисто-асфальтовыми компонентами – V, Ni, Co, Mo, Cr и др. Кроме того, смолисто-асфальтовыми гетероатомные компоненты нефтей, контактирующих с маломинерализованными пластовыми водами в зоне гипергенеза, способны сорбировать из вод МЭ с переменной валентностью (V, Fe, U) [4]. ПБ и СВН, содержащие повышенные концентрации МЭ, особенно ванадия, считаются промышленно ванадиевоносными и являются рудными скоплениями ванадия и некоторых других металлов. Рисунок 1 иллюстрирует промышленные концентрации ванадия и никеля в пермских отложениях Республики Татарстан.

**Экологические риски и безопасность разработки.** Необходимо принимать во внимание и экологические риски разработки месторождений СВН и ПБ. Многие потенциально токсичные элементы, такие как V, Ni, Co, Mo, Cr, Cu, Zn и др., встречающиеся в нефтях в высоких концентрациях, образуют в природной нефти и битумах биологически инертные соединения. Однако, при тепловом воздействии на пласт, увеличении давлений и закачке химических реагентов при гидроразрыве пласта происходит высвобождение элементоорганических компонентов и возможное образование газообразных соединений вредных элементов с опасностью их выброса в окружающую среду. Переход потенциальной формы токсичности в реальную происходит только при высвобождении МЭ в свободную для контактов с биотой фазу; условия высвобождения определяются прочностью связи элементов в структуре УВ и характером техногенного воздействия.

Таблица 3 – Содержание ванадия и никеля в нефтидах некоторых регионов развития СВН и ПБ

Нефтегазоносный бассейн, структурный элемент	Основные месторождения и возраст нефтегазоносного комплекса	Содержание МЭ в нефтидах, г/т		V/Ni
		V	Ni	
Тимано-Печорский НГБ, Ухто-Ижемский вал, Варандей-Адьзвинская структура	Усть-Войское, Ижемское, Усинское, Ярегское; D, C-P	*253	*100	*2,53
Волго-Уральский НГБ, Южно-Татарский свод, Мелекесская впадина	Нурлатское, Ашальчинское, Сугушлинское, Горское; C <sub>1</sub> , P <sub>1</sub> , P <sub>2</sub>	*900 **1200	*100 **340	*9,0 **3,5
Лено-Тунгусский НГБ, Лено-Алданская НГО, Оленекский свод	Оленекское; PR <sub>2</sub> , J <sub>3</sub>	*124 **3640	*53,6 **640	*2,3 **5,7
Западно-Венесуэльский (Маракайбский) НГБ	Западная Мара, Мара, Бочакеро; K, P-N	*216-1000 **935-1250	*96 **110-150	*2,2-10,4 **8,5-8,3

Примечание: содержания V и Ni в \*сверхвязкой нефти и \*\*природных битумах



Месторождения сверхвязкой нефти Татарстана

Содержание: 1 – ванадия, 2 – никеля

Рисунок 1 – Содержание V и Ni (г/т) в СВН из пермских отложений Татарстана (по данным Каюковой, Романова, Муслимова и др.)

**Выводы.** При статистической обработке данных экспериментальных исследований карбонатных отложений Горского месторождения (оценка важности факторов) выявлено, что главными процессами формирования залежи СВН являются: образование органогенной ловушки – 49%, доломитизация отложений и миграция нефти из нижележащих горизонтов – 28% и гипергенные преобразования нефти в залежи – 17%. Биодеградация нафтидов повлияла не только на изменение плотности и вязкости, но и на микроэлементный состав самой нефти. Тяжелые сверхвязкие вторично высокообогащенные в процессах гипергенеза микроэлементами нефти Республики Татарстан образуют провинции промышленно ванадиевоносных СВН и ПБ. Содержания высокотоксичных и летучих элементов необходимо оценивать на предварительных этапах разработки любых месторождений УВ, особенно СВН и ПБ.

**Финансирование.** FMME-2025-0012 Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года).

**Благодарности.** Работа выполнена за счет гранта Республики Татарстан, предоставленного молодым ученым и молодежным научным коллективам на проведение научных исследований в наиболее перспективных и значимых для развития Республики Татарстан областях.

#### **Библиографический список:**

1. Мударисова Р.А. Особенности образования залежи и состава сверхвязкой нефти Горского месторождения Республики Татарстан / Р.А. Мударисова, С.А. Пунанова // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 8. – С. 28–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-28-33
2. Характеристика карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти, изученных методом электронного парамагнитного резонанса / Р.А. Мударисова, Ю.В. Волков, Н.М. Хасанова, Б.В. Успенский – DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.8> // Георесурсы. – 2022. – Т.24, №3. – С.90–98.
3. Мухаметшин Р.З. Состав природных битумов Урало-Поволжья / Р.З. Мухаметшин, С.А. Пунанова // Химия твердого топлива. – 2014. – № 1. – С. 58–70.
4. Пунанова С.А. Промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы: мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах / С.А. Пунанова // Рассохинские чтения: материалы международной конференции; под редакцией Р.В. Агиней. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2023. – С. 73–78.

УДК 553.98:551.734.5.26.03(470.13)

#### **Рифы и бокситы северо-запада Русской плиты в материалах XIII Петербургского международного образовательного форума «Природные ресурсы России на служении Отечеству»**

Богданов Б. П.<sup>1</sup>, Капитонова Т. Ф.<sup>2</sup>, Горобец С. А.<sup>3</sup>, Бестужева Н. А.<sup>4</sup>, Заборовская В. В.<sup>1</sup>

*1- Ухтинский Государственный Технический Университет, г. Ухта, Россия*

*2 - СОШ ГБОУ №365 им. М.П. Краснолуцкого, г. Санкт-Петербург, Россия*

*3- ООО «Петрофизик», г. Ухта, Россия*

*4 - Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,  
г. Москва, Россия*

Международный Форум «Природные ресурсы России на служении Отечеству», организованный Правительством и Комитетом по образованию Санкт-Петербурга и проведенный 27-31 марта 2023 г. в СОШ ГБОУ № 365 им. М.П. Краснолуцкого Фрунзенского района Санкт-Петербурга (завуч Т.Ф. Капитонова) в форме семинара был посвящен ценности научного знания, нравственному отношению к использованию природных ресурсов России в системе формирования мировоззрения школьника.

После предварительного ознакомления слушателей с одним из разделов будущего Форума по особенностям строения рифов, современные оазисы которых называются «чудом света», а их ископаемые аналоги являются коллекторами нефти, газа и широкого спектра других полезных минералов, восьмиклассникам и другим участникам был задан вопрос: «Могут ли быть рифы в Ленинградской области и их возможная роль в минерально-сырьевой базе области и региона?» И случилось чудо - такие рифы нашлись.

Данная статья является запоздалым комментарием к проведенному мероприятию, необходимость которого возникла в связи с желанием вместе со школьниками ответить на вопрос Форума.

Цель исследования: обоснование перспектив нефтегазо- и бокситоносности верхнедевонских рифов в обрамлении Московской синеклизы и рекомендации по продолжению поисковых и разведочных работ для открытия новых месторождений.

**Введение.** Спикер площадки Форума, кандидат геолого-минералогических наук Борис Павлович Богданов и главный геолог ООО «Петрофизик» Семен Алексеевич Горобец, а также геологи В.В.Заборовская, Н.А. Бестужева, специалисты из Тимано-Печорской провинции дополнили исследования двадцатипятилетней давности [5 ], современными геолого-геофизическими материалами по Ленинградской области и ее периферии и представили новые построения, на которых ранее известные рифы доманиково-позднефранского возраста были с разной степенью достоверности протрассированы на расстояние свыше 1 500 км с Тиманского кряжа через тектонические элементы Вычегодского прогиба, Волго-Уральской антеклизы, Кировско-Кажимского авлакогена на северное обрамление Московской синеклизы к месторождениям бокситов Тихвинского района.

Первое в стране Тихвинское месторождение бокситов было открыто в 1916 г. Разведку его проводила американская алюминиевая компания совместно с Геологическим комитетом России. Ссылаясь на высокое содержание в боксите кремнезема, американская компания не сочла возможным рекомендовать Тихвинское месторождение для промышленного освоения. В начале первой пятилетки советские геологи опровергли заключение американской компании и доказали промышленное значение тихвинских бокситов. На их базе в 1932 г. был построен Волховский алюминиевый завод.

В 1931 г. было открыто уникальное Северо-Уральское месторождение высококачественных бокситов. Оно послужило базой для строительства в 1939 г. Уральского алюминиевого завода. А на базе Тихвинского месторождения были построены в 1938 г. Тихвинский глиноземный завод и в 1939 г. Днепровский алюминиевый завод. В 1932-1935 гг. на Южном Урале были выявлены Южно-Уральские бокситовые месторождения. В те же годы первые бокситовые месторождения были обнаружены в Казахстане и Сибири. В связи с этим поиски бокситов в Тихвинском районе утратили свою актуальность окончательно к середине 50-х годов прошлого века.

В Тихвинско-Бокситогорском районе к 1955 г. было открыто 45 залежей и месторождений бокситов в полосе протяженностью 175 км на границе девонских карбонатных и каменноугольных терригенных пород [9].

Сегодня начались иные времена, когда каждый муниципалитет старается привлечь инвестиции для наращивания своей минерально-сырьевой базы, для увеличения занятости населения, для получения прибыли, для процветания жителей региона. А потому XIII Международный Форум школьников намерен внести свою лепту в процветание Санкт-Петербурга и области и предлагает возобновить геологоразведочные работы на бокситы, нефть и сопутствующие минералы в Ленинградской области и прилегающей с востока Московской синеклизе, чему посвящает это исследование.

**Бокситы и рифы Тимана.** В Республике Коми с 1998 года добываются бокситы на рудниках Среднего Тимана в 300-х км к северо-западу от г. Ухта и запасы руды для экономически оправданной добычи значительны. Тем не менее, можно предположить, что установленные ниже закономерности образования и нахождения бокситов будут полезны при поисковых работах как в Коми, так и в других регионах России и мира и дополнят уже известные наблюдения в Ленинградской области.

В пределах Среднего и Южного Тимана установлена крупная бокситоносная провинция, в составе которой выделены два стратиграфических уровня: рифейско-девонский и девонско-каменноугольный [2, 10] (рис. 1,2,3). Рифейско-девонские бокситы открыты на Среднем Тимане в 1970 г. Они принадлежат двум группам месторождений: Ворыквинской и Заостровской. В Ворыквинской группе известно 4 месторождения: Вежаю-Ворыквинское, Верхне-Щугорское, Восточное и Светлинское. Заостровская группа включает 2 месторождения: Заостровское и Володинское. Все эти месторождения являются продуктами латеритного выветривания позднепротерозойских карбонатно-терригенных пород и представлены как осадочными, так и переотложенными бокситами. Глубина залегания бокситовых тел изменяется от 0,5 м до 350 м, мощность рудных тел – от 1,0 до 50,0 м. По минеральному составу бокситы гематит-бёмитовые и гематит-шамозит-бёмитовые. В настоящее время бокситы Вежаю-Ворыквинского месторождения разрабатываются открытым (карьерным) способом. Руда поставляется для переработки на глинозём и алюминий на Уральские заводы. На Восточном месторождении мощность бокситовых тел изменяется от 1,5 до 46 м и составляет в среднем 6,3 м. В бокситах месторождения повышено содержание ниобия, тантала, галлия, скандия, ванадия и редких земель цериевой группы. На Верхне-Щугорском месторождении рудные тела отличаются линейной формой, они имеют среднюю мощность 7,9 м при протяжённости до 4500 м. На Светлинском месторождении широко развиты огнеупорные (осветлённые) бокситы с содержанием глинозёма более 65% преимущественно бёмитового состава. Володинское месторождение вскрыто редкой сетью буровых скважин. Бокситы залегают на глубине 50-70 м, мощность рудных тел в среднем составляет около 2 м. Здесь широко развиты диаспоровые разновидности при почти полном отсутствии бёмита. Заостровское месторождение также разведано редкой сетью скважин. Средняя мощность бокситового тела составляет 5,1 м. Бокситы Четласского Камня разнообразны по составу и типам разреза (составу пород субстрата). Все известные месторождения здесь приурочены к зоне, сложенной породами быстринской серии, образующей, по представлениям Б.П.Богданова, А.М.Плякина [2] и других рифогенную формацию с полным комплексом типичных фаций: предрифовой, рифовой, зарифовой.

Девонско-каменноугольные бокситы визейского яруса развиты преимущественно на Южном Тимане, где выделено две группы месторождений: Тимшерско-Пузлинская и Кедва-Вольская (рис.1,3). Бокситы Тимшерско-Пузлинской группы высокоглинозёмистые, высококремнистые, в значительной части пиритизированные (высокосернистые). Средняя глубина залегания рудных залежей составляет 60 м, а средняя мощность – около 1,5 м. Форма залежей пластовая и линзовидно-пластовая. Иногда в разрезе отмечается несколько маломощных бокситовых пластов. По минеральному составу бокситы Тимшерско-Пузлинской группы каолинит-бёмитовые, реже – гематит-каолинит-бёмитовые; бокситы Кедвинско-Вольской группы преимущественно гиббситовые (каолинит-гиббситовые, каолинит-бёмит-гиббситовые и каолинит-гиббсит-бёмитовые).

Как показывает проведенный анализ [9, 10], все визейские бокситовые залежи Южного Тимана залегают на карбонатном субстрате, сложенном отложениями франского и фаменского ярусов. В предвизейское время эрозионный рельеф представлял собой сравнительно выровненную поверхность, на которой морфологически в виде цепочек вершин выделялись зоны рифовых барьеров и атолловидных построек, одиночные рифы. Эти вершины подверглись интенсивным гипергенным изменениям с формированием кор выветривания, материал которых накапливался в понижениях рельефа. Окончательное перераспределение материала произошло во время тульской трансгрессии в прибрежно-морских условиях, когда осадки выровняли предрифовые и межрифовые понижения и продвинулись далее на запад. Существенную долю в бокситах рассматриваемых залежей составляет двуокись алюминия, освобождающаяся из размытых частей рифовых построек.

Совмещенные в плане положения Верхнеухтинской, Лоимской и Ваповской залежей бокситов и зон карбонатных построек показывает, что залежи размещаются вдоль склонов рифов [5]. Бокситовые залежи 1-ая и 2-ая Вольские пространственно совпадают со склонами сирачойского и ранневлановского барьерных рифов. Тимшерские и 1-ая Черская залежи размещаются над Тимшерской атолловидной постройкой, которые по характерной сейсмической записи видны на временных разрезах сейсмических профилей (рис. 3).

Южнее средне - верхнефранские барьерные рифы появляются на Сысольском и Верхнекамском сводах, пересекают Кировско-Кажимский авлакоген в районе Сырьян, далее устремляются на северо-западный борт Московской синеклизы, оставляя к западу опорную скважину 1-Опарино, где на глубине 1 830 м вскрыты черные сланцы доманика (рудкинская свита) (рис.10). Далее к северу средне-верхнефранские барьерные рифы мы видим в цоколе Тихвинских месторождений бокситов на северном обрамлении Московской синеклизы (рис.6).

**Обоснование рифов на Тихвинских месторождениях.** На примере Тимано-Печорской провинции и для Тихвинских бокситовых месторождений нами установлена связь бокситов и рифов. Ф.А. Киреев (1974г.) показывает, что Тихвинский бокситоносный район, расположенный на смежных территориях Ленинградской и Вологодской областей, прослеживается сравнительно узкой полосой в субмеридиональном направлении на протяжении около 160 км от реки Меты на юге до южного края Онежского озера. Линзовидные осадочные залежи бокситов располагаются в верховьях небольших эрозионных долин девонского палеорельефа. Формирование месторождений происходило в тульское время визейского века. В структурно-тектоническом отношении рассматриваемый район приурочен к северо-западному и западному ограничениям Московской синеклизы в 200-250 км к юго-востоку от склона Балтийского кристаллического щита. Эта территория представляет собой область развития осадочных отложений от верхнепротерозойских до каменноугольных включительно, залегающих на сложно дислоцированном кристаллическом фундаменте гранито-гнейсового состава архейско-раннепротерозойского возраста.

По палеогеоморфологической схеме довизейской поверхности в Тихвинском бокситоносном районе выделяются две зоны: континентальная (водораздельная) и прибрежно-морская, охватывающая, соответственно, западную и восточную части территории. Поверхность девона на границе этих двух зон резко понижается к востоку, образуя уступ с понижением 20-50м на расстоянии нескольких километров. Уступ представляет собой восточную границу ряда валообразных структур в верхнедевонских породах, следующих друг за другом в северо-восточном направлении (рис.7). Наиболее значительная из них - так называемый Кильозерский вал, протягивающийся с юго-запада на северо-восток от верхнего течения р. Паши. В цоколе Кильозерского вала залегают снежские и надснежские слои (нижневоронежский подгоризонт), представленные биогермными известняками и доломитами, морфология кровли которых, по нашему мнению, полностью соответствует таковой, характерной для барьерных рифов. Кильозерская возвышенность формировалась в основном в докаменноугольное время, о чем свидетельствуют примыкающие к структуре породы карбона, последовательно выклинивающиеся на ее склонах (рис.6).

На южном продолжении Кильозерского вала находятся Бокситогорская, Анисимовская возвышенности и другие валообразные структуры, которые протягиваются на юг на 700 км до скважины №123 в деревне Микулино западнее г. Ярцево, при этом абсолютные отметки довизейской поверхности этих поднятий составляют от 0 до +175-200 м. По материалам Г.Д. Родионовой и соавторов [7], здесь семилукский (доманиковый) горизонт сложен доломитами перекристаллизованными, песчаниковидными, массивными, кавернозными, с кораллами и строматопорами (рис. 4), имеющими по ГИС характеристику, свойственную рифовым массивам. Литологически он не отличим от нижележащих саргаевских отложений, вместе с которыми составляет руднянскую толщу мощностью 80-90 м.

**Выраженность рифов в палеогеоморфологических критериях.** Надо подчеркнуть, что знание основных закономерностей строения довизейской поверхности являлось необходимым условием для успешных поисков залежей бокситов, огнеупорных глин и бурых углей, поскольку уже на ранних стадиях поисковых работ была установлена тесная генетическая связь осадков тульского возраста с определенными формами вмещающего их рельефа. Многолетними геологическими исследованиями установлено, что довизейская поверхность в пределах северо-западной окраины Подмосквовного бассейна осложнена различными преимущественно эрозионными формами рельефа. Геологами неоднократно предпринимались попытки обобщить представления о довизейском рельефе - в виде палеогеоморфологических схем (Малявкин, 1925; Брунс, 1935, 1939; Котлуков, 1940 г.; Вишняков, 1940; Хавин, 1956 г., 1958; Кофман, 1955 г., 1962, 1964). Схему палеогеоморфологического районирования довизейской поверхности, охватывающую рассматриваемую территорию, предложил в 1940 г. В. А. Котлуков.

Схема В. А. Котлукова, детализированная для Тихвинского бокситового района С. Г. Вишняковым, использовалась геологами при поисках полезных ископаемых вплоть до 1955 г. По мере дальнейшего развития поисковых и геолого-съёмочных работ она потребовала существенных поправок. Оказалось, необходимым пересмотреть существующие представления о древнем рельефе на основе нового фактического материала. В. С. Кофман и Е. И. Хавин разработали региональную палеогеоморфологическую схему довизейской поверхности, существенно отличающуюся от рассмотренной выше (рис.7). В данной схеме довизейская поверхность в пределах северо-западной окраины Подмосквовного бассейна (от р. Андомы на севере и до оз. Селигер на юге) подразделяется на две зоны: континентальную (водораздельную) и прибрежно-морскую, охватывающие соответственно западную (приглинтовую) и восточную части территории. Поверхность континентальной зоны расчленена системой долин, которая в своем развитии была подчинена колебаниям уровня визейского моря, наступавшего с востока и юго-востока. Новые представления о рельефе довизейской поверхности позволили заключить, что все части континентальной зоны, характеризующиеся общностью палеогеоморфологического строения, от р. Белой на юге и до р. Андомы на севере, в равной мере перспективны для поисков бокситов. Справедливость этой точки зрения подтвердилась в 1961 г., после того как было обнаружено новое месторождение бокситовых пород вблизи д. Лемы (20 км юго-западнее г. Вытегры), в районе, считавшимся ранее неблагоприятным для развития бокситоносной фации (Кофман, 1962).

В 1961 -1962 гг. Е. Д. Остромецкой была выявлена крупная довизейская возвышенность в Боровичско-Любытинском районе на участке Кончанское - Косунские Горы. Значительное поднятие в довизейском рельефе с абсолютными высотами 150 — 160 м наметилось также на западной периферии Валдайской впадины в Демянском районе.

Совокупность валообразных поднятий на предвизейской поверхности Тихвинского района и наше предположение об их рифовой природе с приуроченными к ним залежами бокситов очень показательно выглядят на карте бокситовых площадей (рис.7), составленной в 60-х годах, где они вытянуты в северо-восточном направлении над зоной выделяемого нами барьерного рифа.

Палеогеоморфологическое расчленение довизейских отложений в 2012 г. было подкреплено диссертацией А.Б. Тарасенко, которая описала особенности строения и обстановки формирования отложений франского яруса в Приильменской части Главного девонского поля [11], выделив для свинордско-бурегского времени три ландшафтные зоны: низкодинамичное глубоководье, штормового воздействия и подвижное мелководье с подвижной гидродинамикой, изолированное мелководье с переменной гидродинамикой,- которые в переводе на фации можно интерпретировать как депрессионные, рифовые, зарифовые. Она была в шаге от того, чтобы составить классическую модель седиментации разнофациальных карбонатных пород с рифами и вмещающими их породами М.М. Грачевского и соавторов [6]. Отождествив зоны А.Б.Тарасенко с фациями барьерного рифа и вмещающими его отложениями, данный шаг делаем мы. На современной геологической карте семилукско-снежским слоям соответствует смотинско-ловатская свита известняков и доломитов, протягивающаяся узкой извилистой полосой от Паши на севере до Великих Лук и Ярцево на юге на расстояние свыше 700 км.

Опыт изучения рифов разных геологических эпох показывает, что чаще всего рифы приурочены к разломам фундамента, получая по ним питательные вещества в виде десятков химических элементов. Разломы под Тихвинско-Бокситогорскими месторождениями бокситов мы можем видеть на карте аномального магнитного поля в виде интенсивных аномалий.

В масштабах планеты связь месторождений и проявлений бокситов с субстратом, сложенным карбонатными органогенными породами рифового генезиса, или когда эти породы находятся в непосредственной близости, очевидно проступает при ознакомлении с работами Д.Г. Сапожникова [9], Г.И. Бушинского, Б.А. Богатырева [1], Б.П. Богданова [2,4,5], и многих других исследователей.

По данным Г.И. Бушинского (1971г.), под бокситоносными горизонтами визейского яруса верхнедевонские отложения представлены светло-серыми, голубоватыми глинами, которые, по нашему мнению, соответствуют по описанию породам толщ заполнения, развитым в Тимано-Печорской провинции. Под ними следует ожидать появления доманикоидных

образований рудкинского горизонта, являющихся депрессионными аналогами семилукских, бурежских, снежских и надснежских рифовых карбонатов [9], (рис. 8). И именно породы рудкинского горизонта, как показано ниже, мы увидим внутри Московской синеклизы.

Область развития специфических фаций рудкинских слоев (свиты) показана М.И. Соколовой и М.Ф. Филипповой [14], А.И. Ляшенко [7], и охватывает центральную часть Московской синеклизы и склоны обрамляющих ее Сысольского, Котельнического, Токмовского, Воронежского сводов. В разрезе у г. Любима, по данным Л. М. Бириной, в основании рудкинского надгоризонта с размывом на онколитовых известняках дубниковского горизонта залегает известняк черный со значительным количеством органического вещества, микрозернистый, глинистый и известняк раковинно-детритусовый, с постройками кораллов. Вверх по разрезу известняки сменяются глинами известковистыми, с прослоями брахиоподовых ракушечников и глинистых известняков, особенно обильных в нижней их части. В Солигаличе рудкинский надгоризонт представлен сходным типом пород, в которых отмечен алевроитовый материал. В Вологде, по данным А. Н. Гейслера, порховско-ильменской части разреза по стратиграфическому положению отвечают глины, а бурежскому горизонту — глинистые известняки. Весьма интересные фациальные изменения в рудкинском надгоризонте происходят к востоку от Любима. В Шарье он представлен, по данным Л. М. Бириной, известняками желтовато-серыми, чередующимися с битуминозными микрослоистыми известняками и почти черными сланцеватыми глинами. Значительное обогащение органическим веществом рудкинского надгоризонта является характерной особенностью зоны меридионального направления, протягивающейся к югу от Шарьи, через западную и центральную части Токмовского свода (Каверино, Морсово, Токмово, Иску), а также его северный склон, к которому принадлежат разрезы Лысково и Горького. Особенно заметное увеличение битуминозности пород отмечает М. Ф. Филиппова в Токмово. Известково-глинистые, битуминозные сланцы образуют здесь по всему разрезу горизонта прослой мощностью от 0,1 до 2,5 м. Сланцы содержат массу разнообразных раковин, нередко сильно раздавленных. Мощность рудкинского надгоризонта в Токмово 22 м, в Горьком 24 м. Подтверждением наличия впадины с глубоководными черными кремнисто-битуминозными породами является схематический литологический профиль по линии Главное Девонское поле – Волго-Уральская область, приведенный С.В.Тихомировым (рис.8).

Возможное наличие рифов в прибортовых частях Московской синеклизы обосновывается и аномалиями волнового поля на временных сейсмических разрезах, а в центральной части синеклизы по данным бурения и сейсморазведки МОГТ-2Д закартированы системы атолловидных и одиночных рифов в Нижегородской и Костромской областях, образуя с рифами Кировской области, Республик Марий Эл и Татарстана вполне понятную седиментационную модель (Богданов и др., 2003г.) (рис.9,10).

Совокупность литологических и палеогеоморфологических признаков позволяет составить гипотетическую модель седиментации в доманиково-позднефранском бассейне центральной части Русской платформы, главную роль в котором могут играть резервуары барьерных и одиночных рифов доманиково-среднефранского возраста, в том числе бокситоносные, геохимические критерии и глубины залегания позволяют предполагать их углеводородное заполнение. Ярким примером перспективности опосредования барьерных рифов доманикового (семилукского) возраста является Тимано-Печорская провинция, где на удалении около 200 км к северу от ближайших разрабатываемых нефтяных месторождений были сначала предсказаны [6], а затем в 80-е годы прошлого века закартированы сейсморазведкой МОГТ и открыты глубоким бурением Низевое, Южно-Низевое, Макарьельское, Верхневольминское, Южно-Седмесское нефтяные месторождения. Тем самым подтверждена перспективность 250-километровой зоны древнего из франских барьерных рифов – доманикового.

Рассматриваемая территория относится к Северо-Западному экономическому району. Специализированные предприятия занимаются добычей бурого угля, горючих сланцев, торфа, бокситов, огнеупорных глин, фосфоритов, песков, известняков и доломитов, ПГС, минеральных красок. Всего к 1990 г. Российской Федерации досталось свыше 800 месторождений и проявлений полезных ископаемых, большинство которых находятся в зоне выделенного нами доманиково-среднефранского барьерного рифа, а не меньшее количество залежей ожидает открытия после публикации этих материалов.

### Выводы и рекомендации:

1. Установлена приуроченность месторождений и проявлений девонско-визейских бокситов Тихвинского района к зонам позднедевонских рифов.
2. Методика поиска и картирования разнотипных рифов в Тимано-Камско-Волго-Уральском регионе отработана весьма надежно.
3. Методика опоискования и разведки бокситовых месторождений предполагает комплексирование сейсморазведки и бурения. Буровые работы должны выполняться после интерпретации материалов сейсморазведки и выполнять роль картировочного бурения.
4. В Тимано-Камско-Волго-Уральском регионе в доманиково-турнейских отложениях закартированы тысячи километров барьерных рифов, десятки одиночных рифов, из которых в первую очередь для поиска бокситов представляют интерес непосредственно перекрываемые отложениями визейского яруса в приповерхностных условиях, как это наблюдается на Южном Тимане, на западном борту Московской синеклизы в полосе от Тихвинских месторождений бокситов на севере до Великих Лук на юге.
5. Для оценки масштабов бокситообразования в девоне и визе целесообразно провести комплексные научно-исследовательские работы для всей Тимано-Камско-Волго-Уральской области.
6. Внутри некомпенсированной впадины должны быть одиночные рифы, атолл видные постройки типа Рождественско-Тужинской в Нижегородской области, перспективные на нефть и газ.

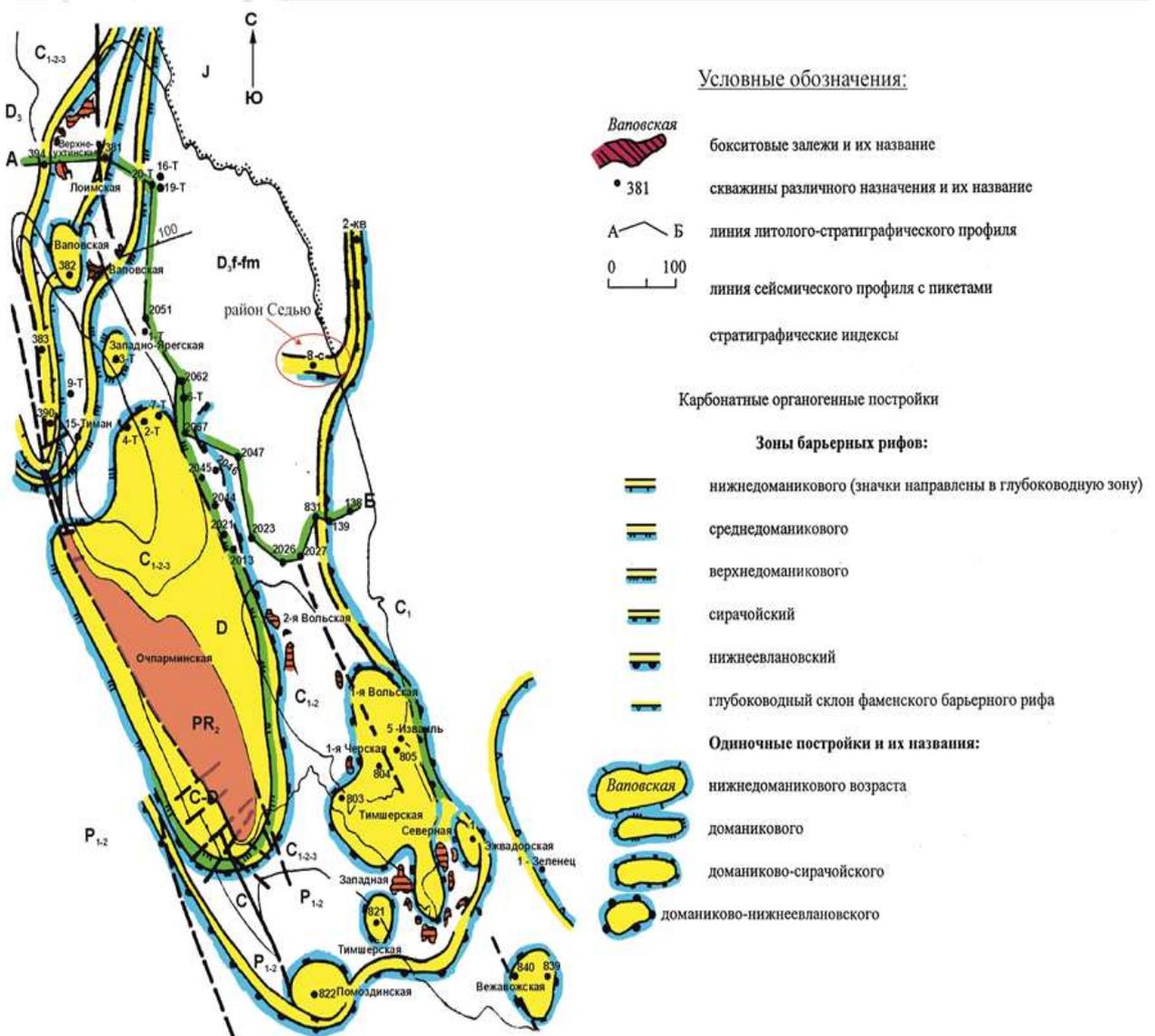


Рисунок 1 - Залежи бокситов девонско-визейского возраста южного Тимана на склонах доманиково-среднефранских рифов (составил Б.П. Богданов, 2000г.)

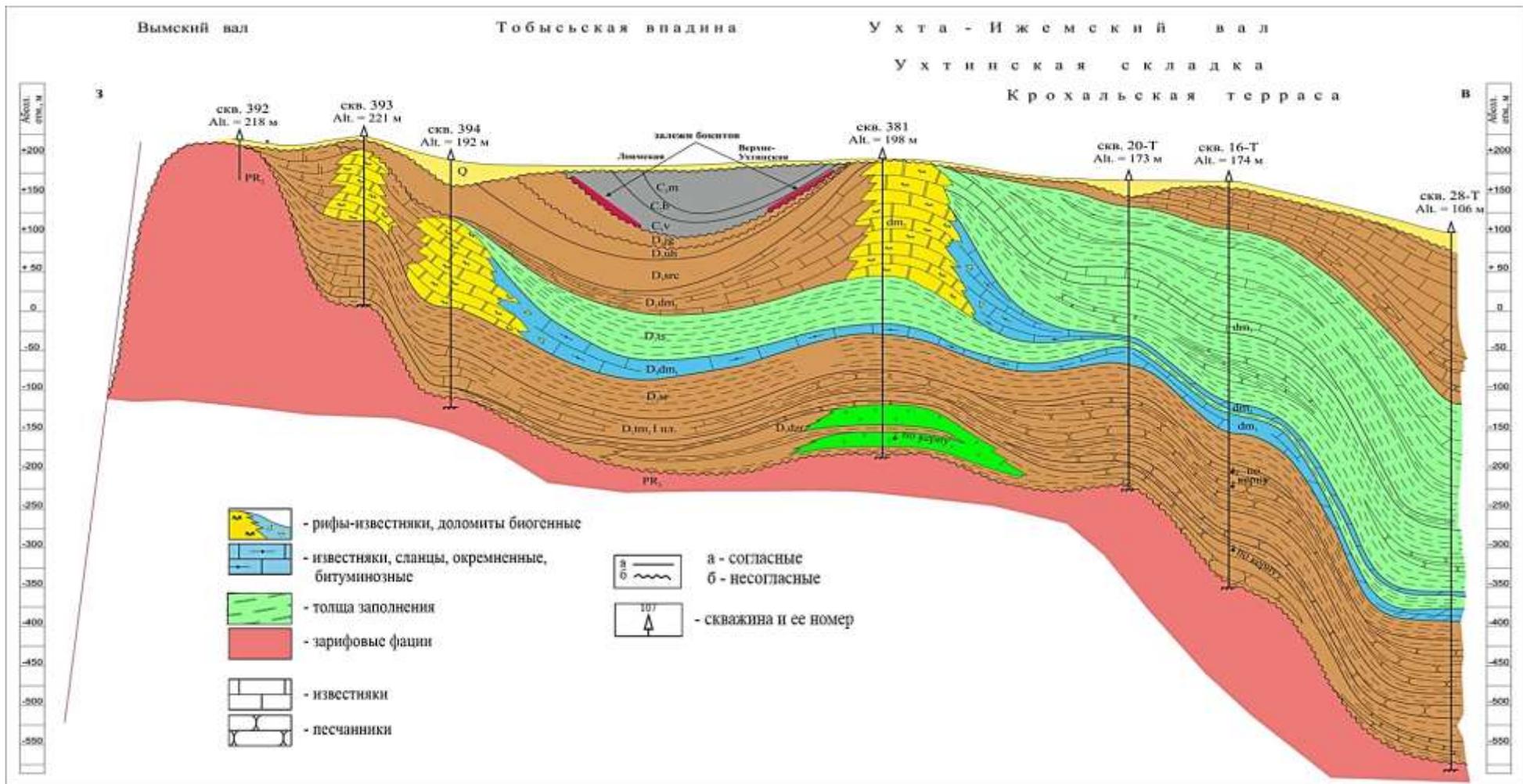


Рисунок 2 - Геологический разрез через Ухтинскую складку, Тобьскую синклинали и залежи бокситов (составил Б.П. Богданов, 2000г.)

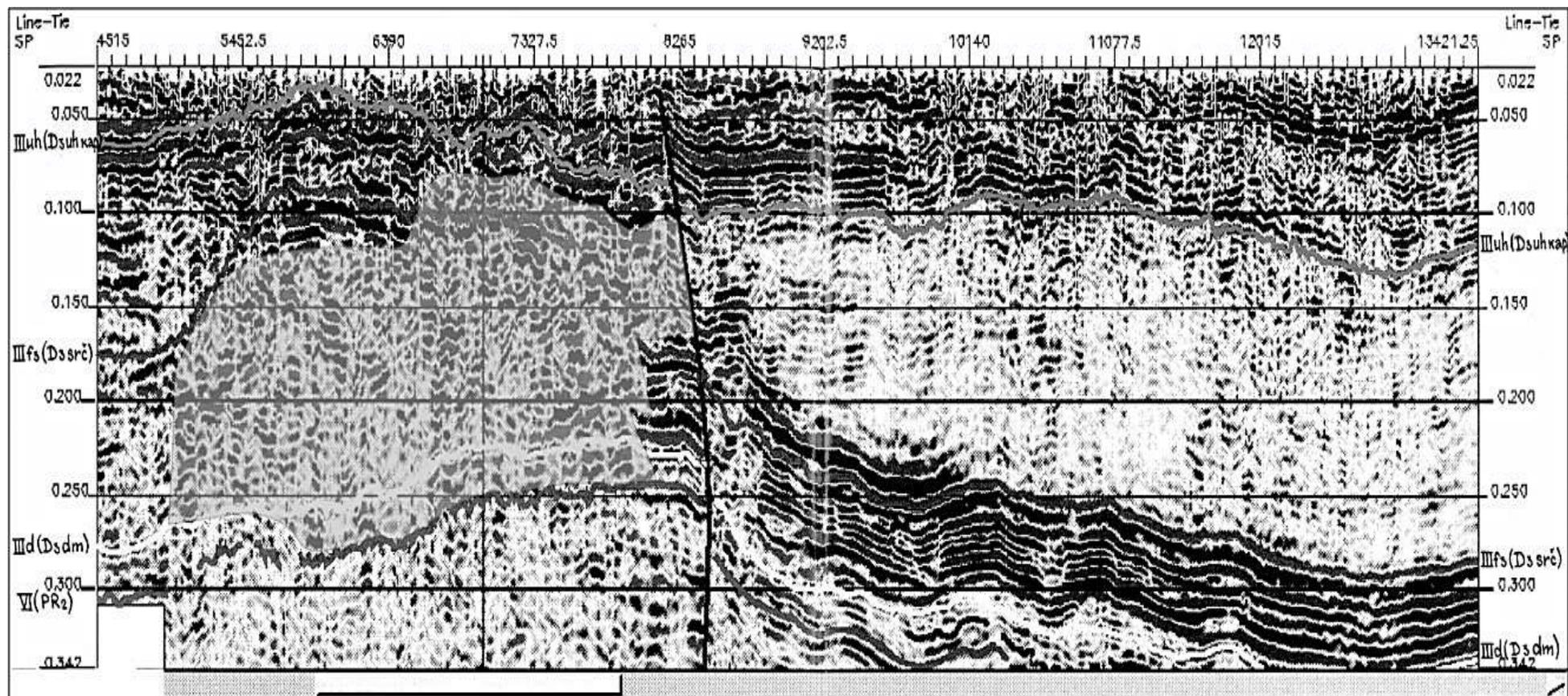


Рисунок 3 - Рифы доманика-сирачоя на временном разрезе сейсмического профиля 0-02 Южного Тимана

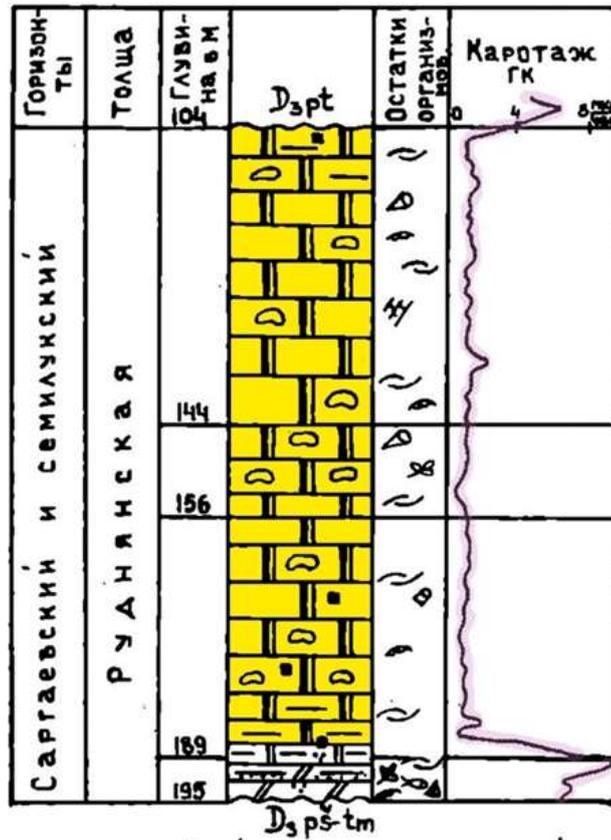
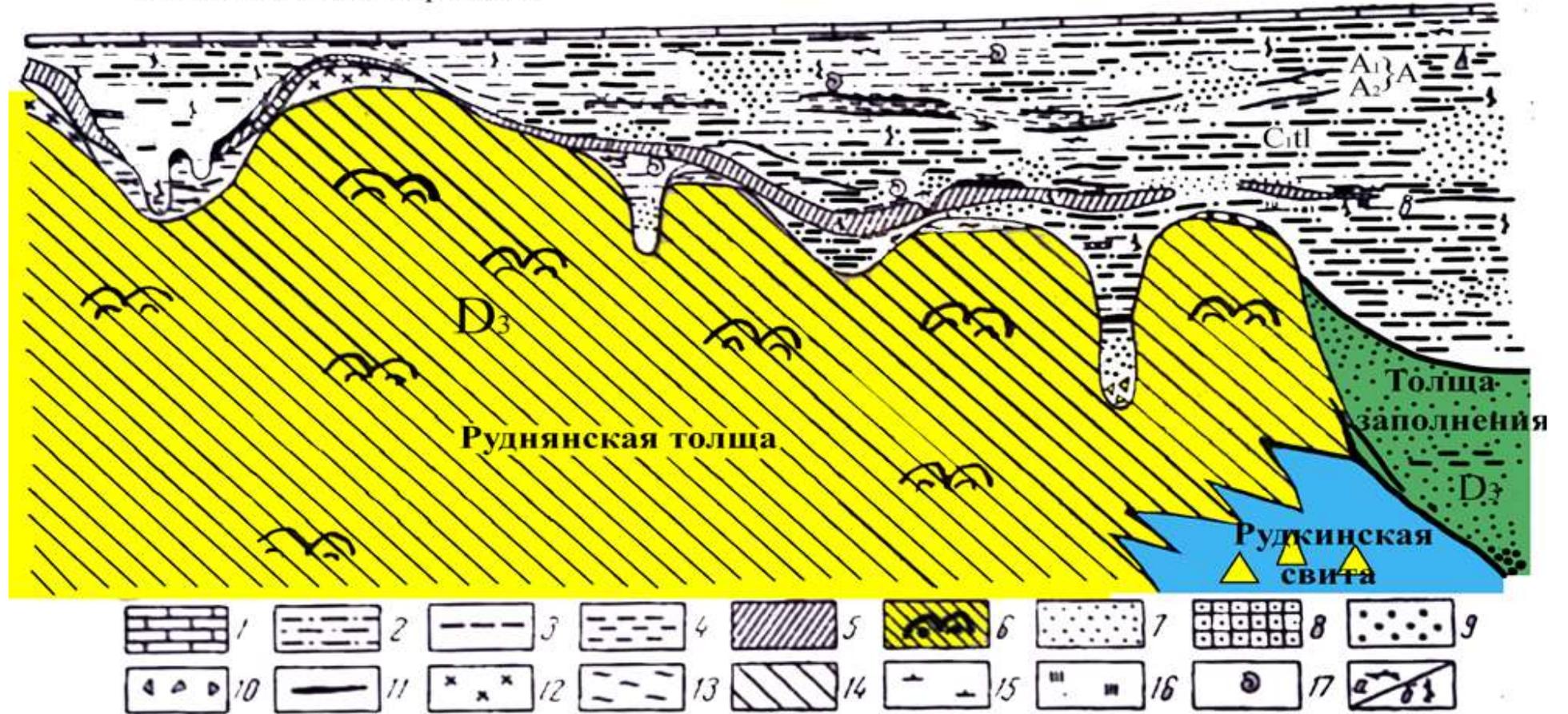


Рисунок 4 - Опорный разрез руднянской толщи, вскрытый в скв.123 у дер. Микулино, западная часть Московской синеклизы (по Г.Д. Родионовой, 1995г.)



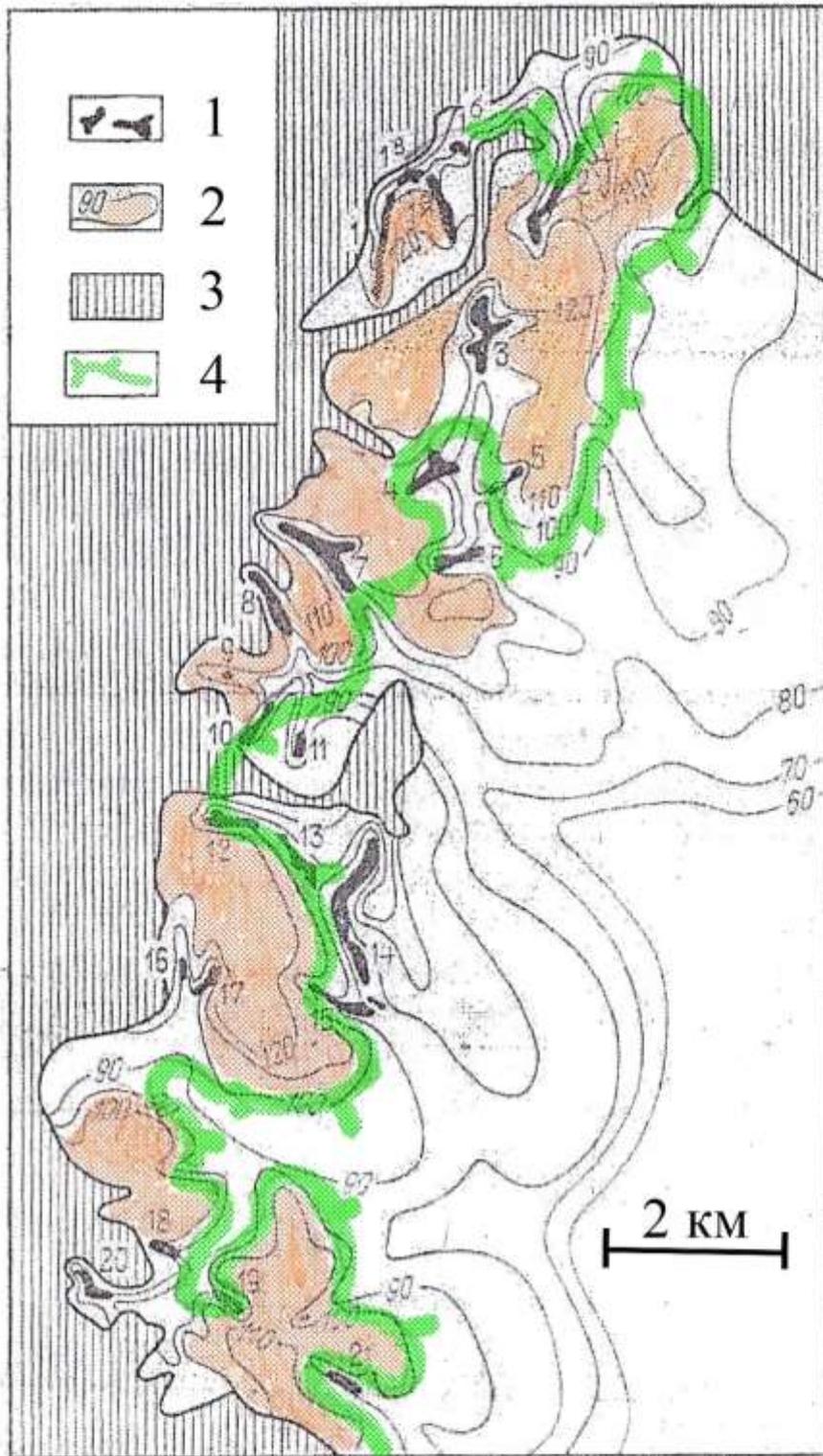
Рисунок 5 - Коры выветривания по уступам рифовмещающих карбонатов в карьерах разработки бокситов тихвинских месторождений

С Район Любытино-Боровичей Район Угловки Ю



- 1 - известняки (C1a, слой а); 2 - глина песчаная и алевроитовая; 3 - глина углистая; 4 - глина огнеупорная тонкодисперсная - «мыленка»; 5 - глина огнеупорная сухарная и полусухарная; 6 - бокситовая порода - сиаллит; 7 песок; 8 - песчаник; 9 - гравий и галька; 10 - конгломератовидная порода; 11 - уголь бурый; 12 - довизейская кора выветривания; 13 - пестроцветные глины лихвинского надгоризонта; 14 - отложения верхнего девона; 15 - известковистость; 16 - сухаристость; 17 - остатки фауны; 18 - растительные остатки; а - переотложенные; б - in situ; «В», «А1», «А2» - горизонты угля

Рисунок 6 - Барьерный риф в цоколе тихвинских месторождений бокситов (по В.С. Кофману и Е.Д. Остромецкой, 1967г. с дополнениями Б.П. Богданова и Н.А. Бестужевой, 2025г.)



- 1 - залежи бокситов;
- 2 - поднятия дорудного рельефа в изолиниях, м ;
- 3 - пестроцветные глины верхнего девона;
- 4 - глубоководный склон верхнефранского барьерного рифа (штрихи направлены в глубоководную зону)

Рисунок 7 - Схема дорудного рельефа центральной части Тихвинского бокситоносного района (по Ф.А. Кирееву, 1972г. с дополнениями Б.П. Богданова, 2025г.)

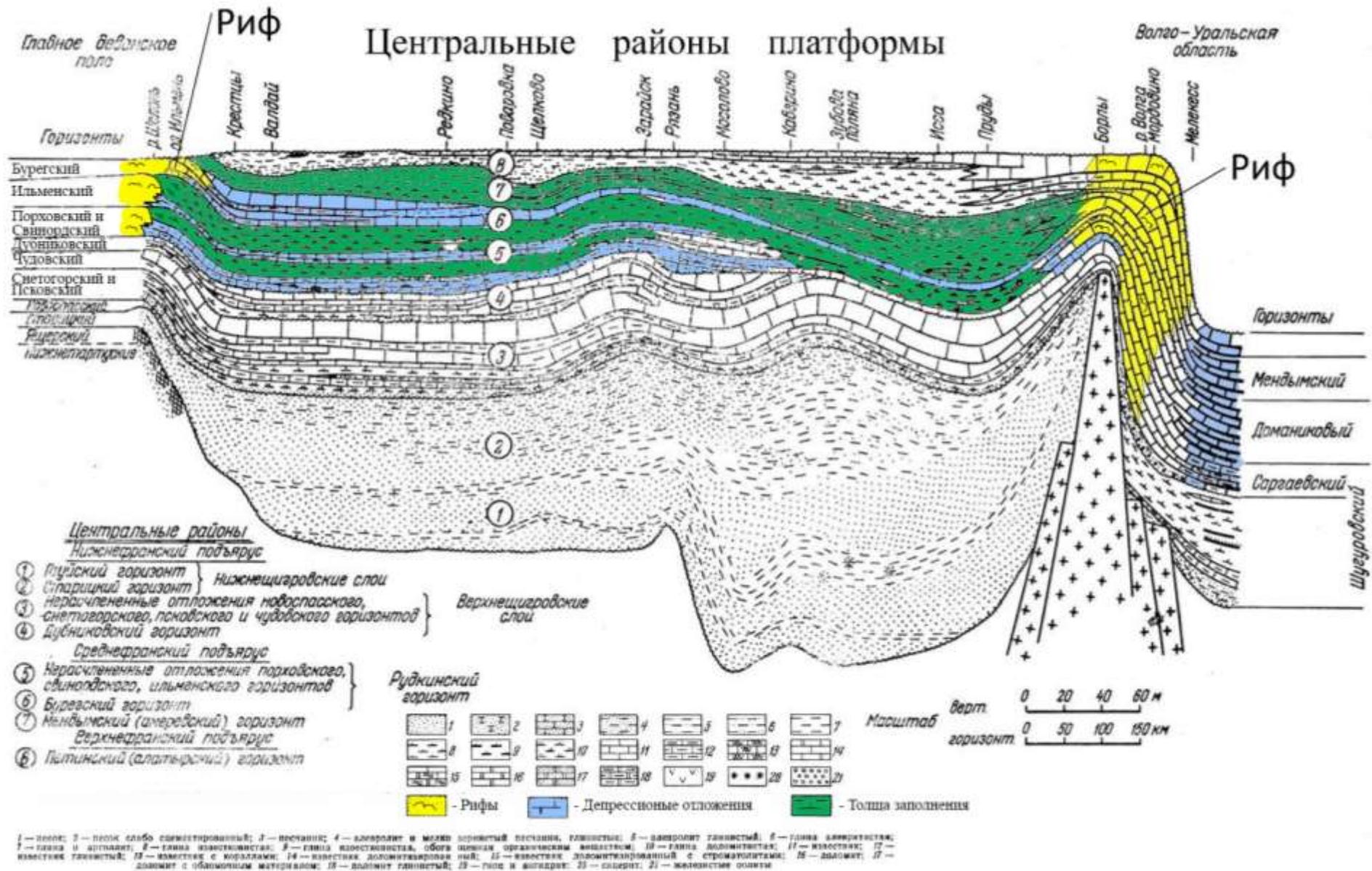


Рисунок 8 - Схематический фациальный разрез через франские отложения от Главного девонского поля до Волго-Уральской нефтеносной области (по Тихомирову С.В., 1967г. с дополнениями Богданова Б.П., Бестужева Н.А.)

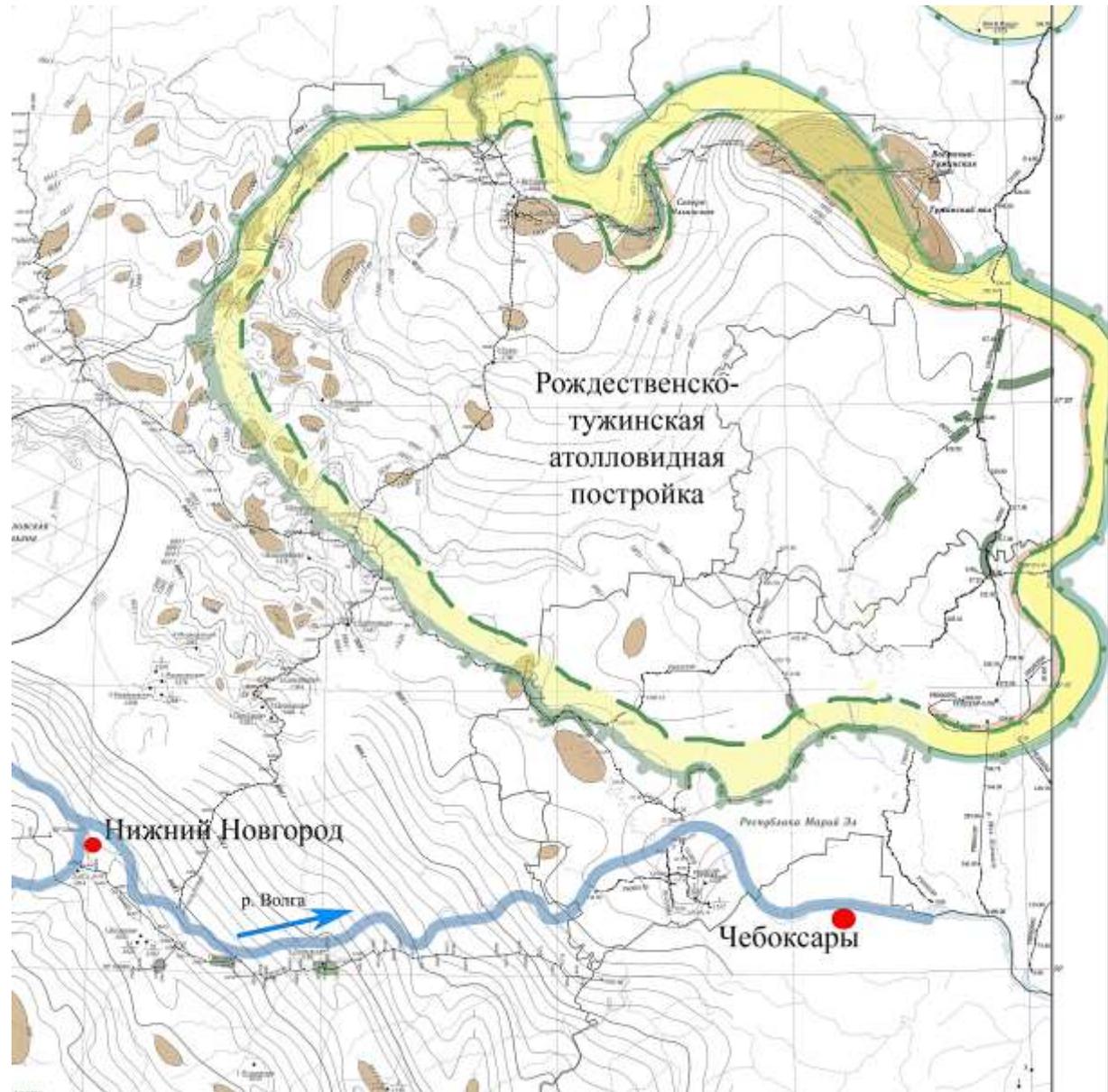
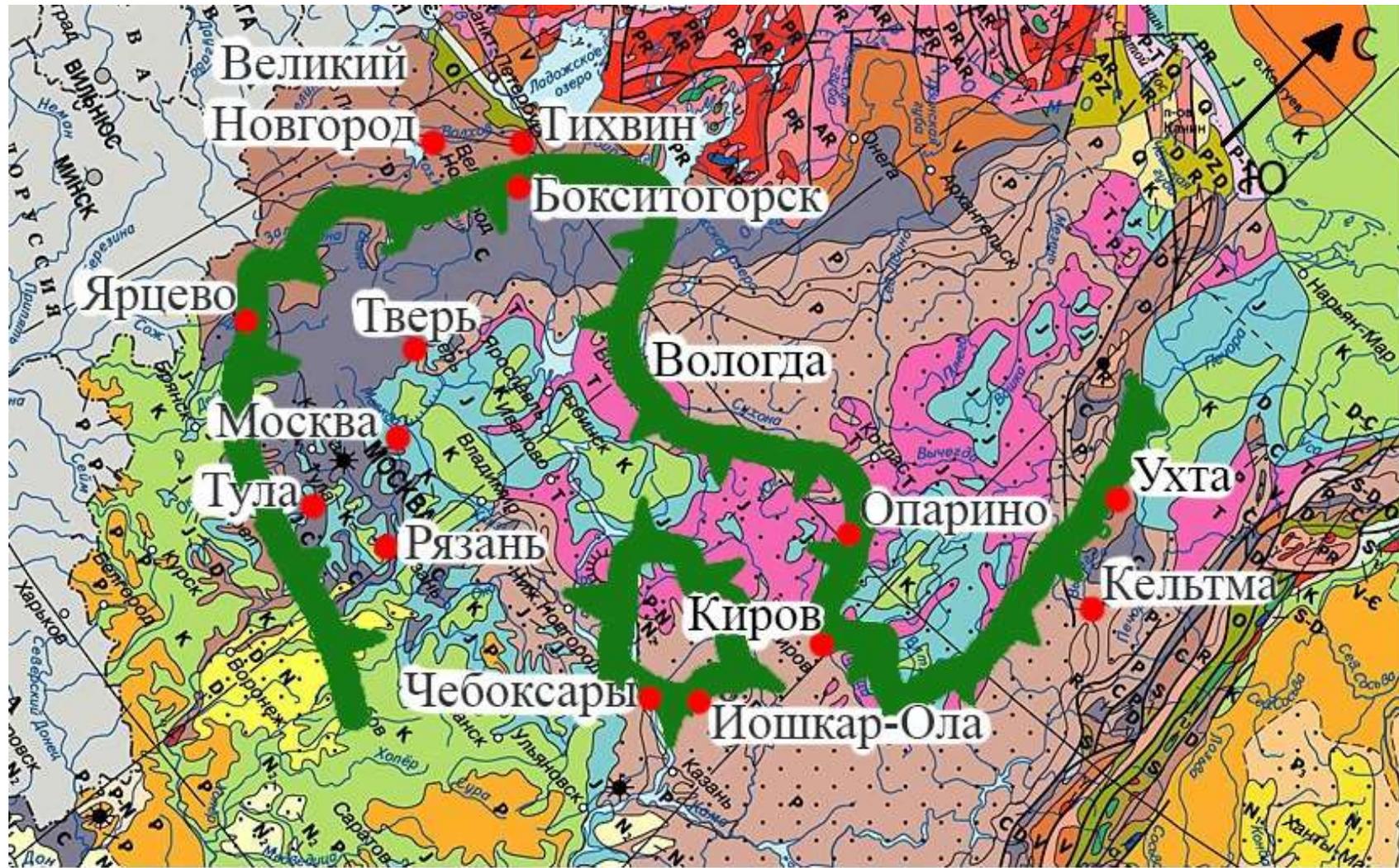


Рисунок 9 - Предполагаемая Рождественско-Тужинская атолловидная постройка доманиково-среднефранского возраста на территории Нижегородской, Костромской, Кировской областей, Республики Марий Эл (по Б.П. Богданову, 2003-25гг.)



- города
- преображенско-тужинская атолловидная постройка
- барьерный риф доманиково-среднефранского возраста

ВСЕГЕИ, 1995г.

Рисунок 10 - Фрагмент доманиково-среднефранского барьерного рифа на геологической карте России (составили Б.П. Богданов, Н.А. Бестужева, 2025г.)

### **Библиографический список:**

1. Богатырев Б.А. Месторождения бокситов подвижных поясов земной коры: Условия образования и закономерности размещения. – Диссертация на соискание ученой степени доктора г.-м. н. М., 1999. 84 с.
2. Богданов Б.П., Плякин А.М. Фациальные особенности быстринской рифогенной формации Среднего Тимана//Материалы XIII геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар, 1999. - С. 92-94.
3. Богданов Б.П., Грунис Е.Б. Возможности открытий крупных месторождений углеводородов в малоизученных объектах Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций. Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа // Сб. научн. трудов. - М.: ООО «Геоинформмарк», 2004.- С. 80-89.
4. Б.П. Богданов, Е.И. Панкратова. Рифовое обрамление доманиковой впадины в центральной России в связи с перспективами нефтегазоносности//Наука сегодня: проблемы и перспективы развития [Текст]: сборник научных трудов по материалам VII международной научно-практической конференции, г. Вологда, 28 октября 2015 г.: в 4 частях. Часть 1. - Вологда: ООО "Маркер", 2015. С. 129-133.
5. Богданов Б.П. Рифы и бокситы. Рассохинские чтения [Текст]: материалы международной конференции (2-3 февраля 2017 года). В 2ч. Ч.1/ под ред. Н.Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ, 2017.-288 с.: ил.
6. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. Изд. 2-е перераб. И доп. М., «Недра», 1976. 296с, Авт.: М.М. Грачевский, Ю.М. Берлин, И.Т. Дубовской, Г.Ф. Ульмишек.
7. Ляшенко А.И. Биостратиграфия среднедевонских и франских отложений центральных областей Русской платформы. «Нефтегазоносность Урало-Волжской области». Изд. АН СССР, 1956.
8. Платформенные бокситы СССР. Изд-во «Наука», 1971г.
9. Плякин А.М. О бокситах Среднего Тимана//Геология рудных месторождений, 1974. -№3.-С. 65-72.
10. Родионова Г.Д., В.Т. Умнова, Л.И. Кононова и др. Девон Воронежской антеклизы и Московской синеклизы, М.: 1995-265с.
- 11.Тарасенко А.Б. Особенности строения и обстановки формирования отложений франского яруса в Приильменской части Главного девонского поля. – Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Санкт-Петербург, 2012г.
12. Тихомиров С.В. Этапы осадконакопления девона Русской платформы. Недрa, М.,1967.
- 13.Тихонович Н.Н. Девонские отложения Русской платформы и Приуралья. Гостоптехиздат, 1951.
14. Филиппова М.Ф. Девон центральных областей Русской платформы. Тр. ВНИГНИ, Гостоптехиздат, 1953.

УДК 550.8.013

### **Прогноз состава залежей УВ на больших глубинах в Интинской складчатой зоне Предуральского краевого прогиба**

Сенин С. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

В связи с открытием в последние годы на территории Китая, Мексиканского залива, Северного моря большого количества залежей нефти и газа на глубинах 5-6 км и более проблема прогноза состава залежей на больших глубинах вновь приобрела актуальность. Ведется обширная дискуссия о методах данного прогноза и их достоверности. В данной статье приведены результаты прогнозирования состава залежей на основе методов бассейнового моделирования для территории Интинской складчатой зоны Предуральского краевого прогиба, где подготовлен к бурению ряд высокоамплитудных локальных структур и ожидается открытие крупных залежей УВ.

Геологоразведочные работы в пределах Интинской складчатой зоны ведутся ООО «Тимано-Печорская газовая компания». В 2016 г. скважиной 24-Интинская была открыта нефтяная залежь в нижнепермских отложениях автохтонного блока Интинского месторождения, на основании чего недропользователем был сделан вывод о значительном нефтяном потенциале всего автохтона [3].

По результатам обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D (С.Н. Птецов, 2017 г.) на Интинско-Кожимской площади была подготовлена к глубокому бурению Западно-Интинская структура, связанная с выделяемым по сейсмическим данным крупным одиночным рифом фаменского возраста. Были оценены ресурсы нефти в количестве, позволяющим характеризовать ожидаемое месторождение как крупное. Основной объем учтенных ресурсов структуры приурочен к фаменским отложениям автохтона, также залежи ожидаются в турнейских и визейских отложениях в автохтонном и нижнепермско-каменноугольных отложениях в аллохтонном залегании.

На близлежащих Интинском и Кожимском месторождениях выявлен ряд газоконденсатных залежей в пермско-каменноугольных отложениях аллохтонной, а также нефтяная залежь - в автохтонной части разреза. В геохимическом отношении наиболее изучена залежь Южного блока Интинского месторождения, где в скважине 2-Интинская проведены испытания на конденсатность и исследование фазового поведения флюида. Давление начала конденсации получено равным пластовому (27,2 МПа), конденсатный фактор высокий -  $240 \text{ см}^3 / \text{м}^3$ .

Конденсат в поверхностных условиях характеризуется плотностью  $721,6 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью  $0,76 \text{ мм}^2/\text{с}$ , содержанием серы - 1,15%. Температура застывания составляет  $-21^\circ\text{C}$ , температура начала кипения равна  $+36^\circ\text{C}$ , до  $100^\circ\text{C}$  выкипает 43% флюида, до  $200^\circ\text{C}$  - 87%, до температуры конца кипения ( $+280^\circ\text{C}$ ) выкипает 95% конденсата.

В автохтонном блоке Интинского месторождения скважиной 24-Интинская по результатам испытания в эксплуатационной колонне интервала 3800-3846 м, 3782-3846 м, 3690-3740 м выявлена залежь нефти в ассельско-сакмарских отложениях. Нефть данной залежи представляет собой маловязкую жидкость светло-коричневого цвета. Плотность нефти при  $20^\circ\text{C}$  составила  $0,8108 \text{ г/см}^3$ . Фракционный состав характеризуется следующими параметрами: температура начала кипения  $+61,0^\circ\text{C}$ , выход бензиновой фракции НК- $200^\circ\text{C}$  составил 48,0 % об., фракции НК- $300^\circ\text{C}$  - 73,5 %об., остаток после фракционной разгонки в сумме с потерями составил 26,5 %об. По результатам компонентного анализа содержание смол составляет 3,60 % масс., асфальтенов - 0,46 %масс., парафинов - 0,15 %масс., содержание общей серы составило 0,28 %масс. Исследованная нефть по своим физико-химическим параметрам характеризуется как особо лёгкая, малоасфальтенистая, малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

Таким образом, в нижнепермско-каменноугольной части разреза на Интинском и Кожимском месторождениях на настоящий момент выявлены газоконденсатные и нефтяные флюиды. Задача прогноза состава залежей в высокоперспективных, но пока не изученных бурением глубоко залегающих фаменских отложениях требует своего решения, которому посвящена данная статья.

В целом в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции зона больших глубин изучена пока достаточно слабо. Всего в регионе пробурено 2 сверхглубокие скважины и около 200 глубоких (из них более 80 скважин - в диапазоне глубин 4500-4600 м), при этом открыты лишь единичные залежи УВ. Глубокопогруженные залежи установлены на Вуктыльском месторождении (отложения  $D_{3z1-nm}$ , глубина до 5016 м), им. Ю.Россихина ( $D_2-D_{3f1}$ , 4500-4600 м), Верхнелайском ( $D_{3f1}$ , 4500-4600 м) и Западно-Командиршорском месторождениях ( $S_1$ , 4550-4600 м). Приток газа получен на Кочмесском месторождении ( $O_3$ , 5190 м), нефти - на Нерцетинском ( $D_1$ , 5040 м) и Северо-Мастеръельском месторождениях ( $O_1$ , 5152-5160 м,  $O_3$ , 4832-4868 м, 4982-5002 м).

При таком небольшом объеме накопленных фактических данных о нефтегазоносности больших глубин прогноз по методу аналогий проблематичен, требуется применение расчетных методов прогноза. В последние десятилетия в мировой и отечественной практике распространенным методом прогноза фазового и вещественного состава залежей стало использование программных пакетов бассейнового моделирования. Вещественный состав залежей, т.е. содержания тех или иных газовых и жидких соединений или их групп, рассчитывается при помощи интегрированного модуля для моделирования созревания керогена и вторичного крекинга УВ в залежный период. Фазовый состав оценивается на основе расчетных значений пластовых термобарических условий и состава флюида, при помощи уравнений состояния многокомпонентной пластовой УВ смеси.

В настоящее время в печати ведется полемика о правильности и достоверности данного метода прогноза, основанного на математическом моделировании генетических процессов. Оппоненты данного подхода указывают на постоянное увеличение глубин обнаружения нефтяных залежей по мере совершенствования буровых технологий, позволяющих вскрывать все более глубокие горизонты осадочного чехла. Полагают, что наличие жидких УВ в жестких термобарических условиях, наблюдаемых на больших глубинах, противоречит результатам прогноза с использованием компьютерного моделирования на основе кинетических уравнений, описывающих термический крекинг УВ [4, 9, 10]. Указывают, что термическая деструкция может иметь не первый, а более высокий порядок химической реакции, а также на влияние различных природных факторов на замедление данного процесса (рост пластового давления, наличие в пластовых смесях соединений, служащих ингибиторами реакций деструкции, например, толуола и тетралина, и т.п.) [8]. В качестве альтернативы предлагаются методы термодинамических расчетов, определяющих термическую устойчивость тех или иных соединений в пластовых УВ смесях, которые пока, к сожалению, не носят универсальный характер для всех классов соединений нефти и не адаптированы для практического использования с целью прогноза [5]. В то же время, авторы альтернативных методов оценки термической стабильности нефтей не оспаривают развитие вторичного крекинга УВ в недрах, а только повышают максимальную температуру полной реализации данного процесса [8, 9].

В свою очередь, полученные на основе традиционного кинетического подхода результаты удовлетворительно объясняют возможность существования высокотемпературных залежей нефти. Общей особенностью таких залежей в бассейнах Северного моря, Мексиканского залива, Таримского бассейна в Китае является молодой возраст процессов, приведших к погружению на большие глубины и формирование высокотемпературных условий. Расчеты показывают, что короткое время пребывания залежей нефти в экстремальных температурных условиях приводит лишь к начальной стадии развития термического крекинга УВ [11].

Очевидно, что процессы термической деструкции УВ широко распространены в природе, в основном, в зонах больших глубин. Напомним, что еще в XIX – начале XX в.в., до того, как были сформулированы современные представления о зональности образования и накопления УВ в недрах, на основе простого сопоставления приуроченности залежей нефти и степени углефикации растительных остатков во вмещающих породах было установлено, что по мере роста углефикации сначала постепенно снижается плотность нефтей, а затем их залежи вовсе перестают встречаться при достижении антрацитовой стадии метаморфизма углей. Такая зональность была установлена в различных нефтегазоносных бассейнах Америки и Европы [7]. Данные наблюдения хорошо соотносятся с результатами компьютерного моделирования процессов генерации и крекинга УВ. Таким образом, осознавая некоторое несовершенство метода компьютерного моделирования ожидаемого состава залежей УВ с применением кинетических спектров термической деструкции жидких УВ, можно считать его единственным, на сегодня, доступным широкому пользователю методом прогноза, дающим удовлетворительные результаты [12].

В настоящей работе для целей прогноза фазового и вещественного состава глубокозалегающих скоплений УВ в автохтоне Интинской складчатой зоны была построена 3D компьютерная бассейновая модель, включающая Западно-Интинскую и близлежащие площади. В качестве структурной основы для моделирования использованы результаты обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D (С.Н. Птецов, 2017 г.).

При построении модели с целью упрощения наполнения модели и экономии машинного времени были сделаны следующие допущения:

- наличие одной богатой нефтегазоматеринской толщи доманиковского возраста мощностью 20 м,
- наличие одного природного резервуара позднефранско-фаменского возраста, однородного по своим свойствам,
- наличие одной глинистой покрышки в основании визейского яруса, рассеивание УВ через покрышку не учитывалось,
- отсутствие поступления УВ, в том числе газовых, из нижележащих отложений (т.к. существование нефтегазоматеринских пород в поддоманиковых и нижнепалеозойских отложениях исследуемого района не ожидается).

Процесс генерации нефтяных и газовых УВ керогеном доманика моделировался на основе кинетического спектра, полученного экспериментальным путем по образцам незрелых доманиковых отложений Ухтинского района [1]. Вторичный крекинг УВ в залежный период моделировался с использованием спектра [12]. Фазовый состав скоплений определялся расчетным путем на основе уравнения состояния Пенга-Робинсона.

Особенностью исследуемой территории является инверсия тектонических процессов погружения, сопровождавшаяся глубоким размывом средне-верхнепермских и, возможно, триасовых отложений. Амплитуда размыва по данным изучения углей Интинского и Кожимского угольных месторождений и прилегающих площадей достигала 2 км [6].

Трехмерное компьютерное моделирование образования и сохранения залежей УВ на больших глубинах в Интинской складчатой зоне выполнено в 2 вариантах: с активированным и деактивированным вторичным крекингом УВ в залежный период. В варианте без реализации крекинга все прогнозные залежи имеют нефтяной состав, расчетное газосодержание составляет  $162-512 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Данный вариант расчета никак не объясняет наличие газоконденсатных залежей выше по разрезу в пермо-карбонных отложениях аллохтона: при отсутствии в них собственных материнских пород [2] вероятный источник газа в нижележащих отложениях по результатам моделирования также не обнаруживается.

В варианте расчета с активированным вторичным крекингом получена следующая стадийность формирования залежей в фаменских отложениях:

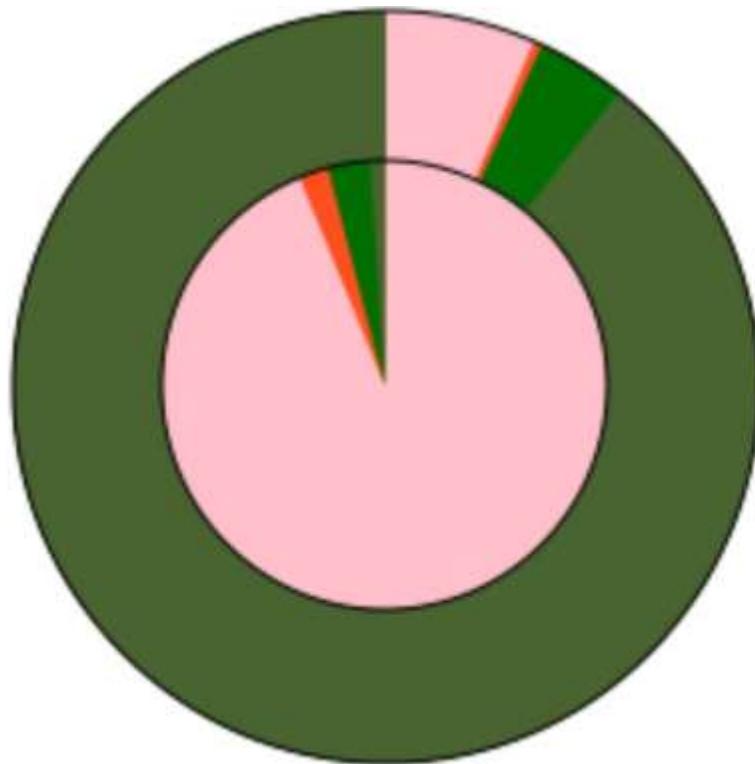
- 256 млн. лет назад (начало поздней перми) - возникли нефтяные палеозалежи;
- 240 млн. лет назад (средний-поздний триас) - максимальное прогибание бассейна в результате накопления моласс, нефтяные залежи в фаменских отложениях погружены на глубины 5900-6800 м и в результате термического крекинга жидких УВ при палеотемпературах  $200-230^\circ\text{C}$  и возникновения больших объемов газа преобразованы во вторичные газоконденсатные залежи с низким содержанием конденсата;
- 210 млн. лет назад (юра) - в результате размыва пермо-триасовых отложений амплитудой около 2 км газоконденсатные залежи выведены на современные глубины 4500-5000 м, пластовое давление и температура снизились до  $92-109^\circ\text{C}$ , на наименее погруженных структурах небольшое количество конденсата выпало в жидкую фазу и образовало тонкие нефтяные оторочки;
- позднее вплоть до современного момента в отсутствии сколько-нибудь значительного прогибания бассейна, и на фоне постепенного «остывания» бассейна существенных изменений в составе залежей не происходило.

Таким образом, расчет с задействованным вторичным крекингом показывает, что жидкие УВ практически полностью разрушены в результате длительного воздействия экстремально высоких палеотемператур  $200-230^\circ\text{C}$  (рис.1). Состав газов прогнозируемых залежей на 93,8-97,8% масс. представлен метаном.

Результаты расчета фазового состояния залежей представлены на фазовых диаграммах (рис.2). Диаграмма по прогнозируемой залежи на Западно-Интинской структуре демонстрирует попадание точки с координатами (Рпл. – Тпл.) в область двухфазного состояния УВ системы, а на Угольной структуре – в область однофазного газового состояния. Это объясняется, во-первых, несколько более жесткими пластовыми условиями на Угольной структуре, и во-вторых, меньшим ожидаемым содержанием жидких УВ.

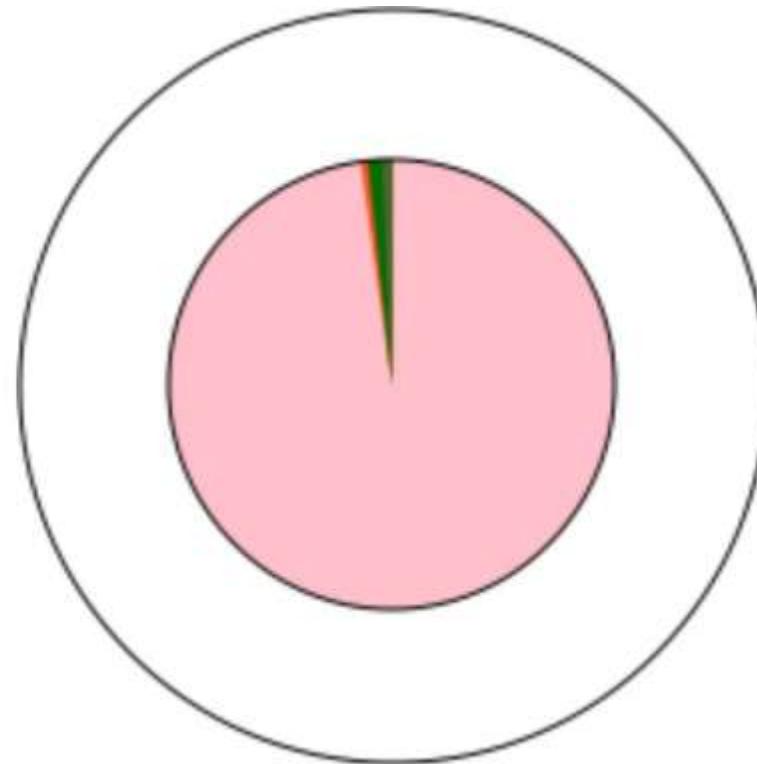
На современный момент времени на Западно-Интинской структуре прогнозируется двухфазная газоконденсатная залежь с тонкой нефтяной оторочкой. Расчетное значение конденсатного фактора  $36 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , расчетные пластовые условия: температура  $92^\circ\text{C}$ , давление 42,5 МПа.

На расположенной к востоку Угольной структуре, погруженной несколько глубже Западно-Интинской структуры (4900-5050 м в своде структуры по подошве визейских отложений), при наличии благоприятного природного резервуара может быть выявлена однофазная газоконденсатная залежь, конденсатный фактор  $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , расчетные пластовые условия: температура  $109^\circ\text{C}$ , давление 49,5 МПа.



Component	[mass%]	Liquid Vapor
Methane	06.5	93.8
PK_C2-C5	00.4	02.1
PK_C6-C14	03.9	03.1
PK_C15+	89.3	01.0

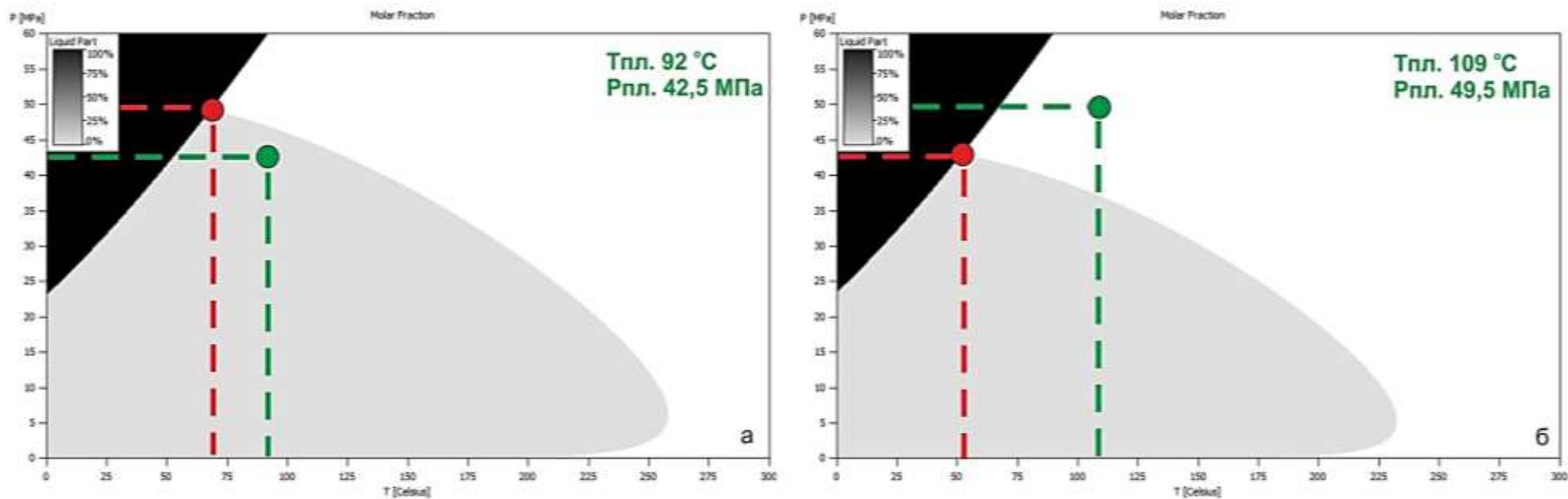
a



Component	[mass%]	Liquid Vapor
Methane	00.0	97.8
PK_C2-C5	00.0	00.5
PK_C6-C14	00.0	01.0
PK_C15+	00.0	00.7

b

Рисунок 1 - Углеводородный состав прогнозируемых залежей на Западно-Интинской (а) и Угольной (б) структурах (внешний круг – состав оторочки, внутренний круг – состав газовой части залежи)



Области на диаграмме:



Рисунок 2 - Фазовые диаграммы прогнозируемых залежей на Западно-Интинской (а) и Угольной (б) структурах

Таким образом, второй вариант расчетов с активированным вторичным крекингом обнаруживает на исследуемой территории возможный источник образования больших объемов газа за счет термического крекинга нефтяных УВ. Образование залежей нефти и газоконденсата в пермско-каменноугольных отложениях аллохтонных блоков в таком случае могло происходить по следующей схеме:

- образование в фаменских отложениях залежей первичных нефтей за счет генерации в нефтегазоматеринских породах доманикового возраста, вертикальная миграция некоторых объемов нефти в вышележащие отложения перми-карбона;

- крекинг основной части жидких УВ в фаменских отложениях при погружении в зону сверхбольших глубин (до 6800 м) и весьма высоких температур (до 230°C) с образованием больших объемов газа, при этом в пермско-каменноугольных отложениях первичные нефтяные залежи не достигли достаточных температур для интенсивного крекинга жидких УВ и сохранили свой нефтяной состав;

- вертикальная миграция газа в пермско-каменноугольные отложения, формирование в ассимилировавших этот газ ловушках вторичных газоконденсатных залежей за счет испарения первичных нефтей.

Выводы:

По результатам трехмерного бассейнового моделирования представлена модель формирования залежей УВ и спрогнозирован состав залежей фаменских отложений автохтона Интинской складчатой зоны, залегающих в зоне больших глубин. Ожидаются газоконденсатные залежи с низким содержанием конденсата, на некоторых структурах содержащие тонкие нефтяные оторочки конденсатогенного происхождения.

Наличие нефтей в вышележащих пермских карбонатных отложениях автохтона объясняется их сохранением при закономерно более низких палеотемпературах в зоне «обычных» глубин.

Автор отдает себе отчет в том, что использованная методика, подвергаемая достаточно справедливой критике в литературе, не обладает абсолютной надежностью. Тем не менее, данная методика позволяет дать непротиворечивое объяснение образованию известных на настоящий момент залежей в аллохтоне и спрогнозировать состав залежей неизученных бурением фаменских отложений автохтона. Достоверность данного прогноза и в целом надежность использованного метода бассейнового моделирования может быть проверена в ближайшей перспективе при разбуривании ожидаемой залежи в фаменских отложениях на Западно-Интинской площади.

### **Библиографический список:**

1. Астахов С.М. Физическое моделирование флюидообразования в нефтегазоматеринских породах и математическое моделирование нефтегазонакопления в осадочных бассейнах : диссертация ... доктора геолого-минералогических наук : 25.00.12. — Ростов-на-Дону, 2018. — 393 с.
2. Данилевский С.А., СклярOVA З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, МПР РК, ГУП РК ТП НИЦ, 2003.
3. Данилов В.Н., Птецов С.Н., Милетенко И.Н. Инта – второй Вуктыл? «Тимано-Печорская газовая компания»: подведение итогов и планы на будущее // Нефтегазовая вертикаль, 2017, №3-4.
4. Косенкова Н.Н., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Обзор современных представлений о процессах формирования залежей углеводородов на больших глубинах // Нефтяное хозяйство. 2022. № 5. С. 6-12. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-5-6-12
5. Прищепa О.М., Луцкий Д.С., Киреев С.Б., Синица Н.В. Термодинамическое моделирование как основа прогноза фазовых состояний углеводородных флюидов на больших и сверхбольших глубинах // Записки Горного института. 2024. Т. 269. С. 815-832. EDN CWLSTC
6. Степанов Ю.В. Прогнозные карты для поисков технологических углей в Печорском бассейне / Материалы по геологии и полезным ископаемым северо-востока Европейской части СССР. Выпуск 7. Сыктывкар: Коми книжное издательство, 1972.
7. Тайхмюллер М. Метаморфизм ископаемых углей и поиски нефти / Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. Л.: Гостоптехиздат, 1961.

8. F. Dominé, R. Bounaceur, G. Scacchi, P.-M. Marquaire, D. Dessort, et al.. Up to what temperature is petroleum stable? New insights from a 5200 free radical reactions model. *Organic Geochemistry*, 2002, 33 (12), pp.1487-1499.
9. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part II: oil-gas cracking // *Marine and Petroleum Geology*. 1995. Vol. 12, No. 3, pp. 321-340. DOI: 10.1016/0264-8172(95)98382-F
10. Prischepa O.M., Kireev S.B., Nefedov Y.V., Martynov A.V., Lutsky D.S., Krykova T.N., Sinita N. and Xu R. (2023), Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation. *Front. Earth Sci.* 11:1192051. doi: 10.3389/feart.2023.1192051
11. Vandenbroucke M. et al. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) / *Organic Geochemistry* 30 (1999) 1105±1125.
12. Waples D. W. The kinetics of in-reservoir oil destruction and gas formation: constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics. *Organic Geochemistry*, 31(6), (2000), 553–575. doi: 10.1016/s0146-6380(00)00023-1

УДК 553.98

### **О роли укрепления взаимодействия между ВУЗами и промышленными предприятиями для обеспечения устойчивого развития страны**

Грохотов Е. И., Прищепа О. М., Устюгов Д. Л., Таловина И. В.

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия*

В условиях современного геополитического миропорядка для обеспечения устойчивого развития нашей страны требуется появление и успешное внедрение передовых технологий и технических средств во всех сферах экономики, в том числе в нефтегазовой отрасли. Не секрет, что наряду с ведущими учеными, академиками, огромный вклад в технологический прогресс вносят проекты молодых ученых. В этой связи таргетированная подготовка кадров высшей квалификации сегодня выходит на первый план, так как именно выпускники ВУЗов становятся драйверами новых идей, технологий и технических средств. Однако качественная подготовка молодых специалистов требует большего вовлечения промышленных предприятий уже во время обучения студентов с тем, чтобы выпускник обеспечил развитие отдельного предприятия или компании за счет знаний, навыков и компетенций, полученных в ВУЗе [1].

Рассмотрим, откуда же эти компетенции берутся. Очевидно, что фундамент закладывается при получении базового образования в школах. Цель школьного образования – сформировать знания и ценности базовых основ мировоззрения у выпускника, успешно освоившего учебные программы по всем предметам в рамках установленных государственных стандартов. Однако, по опыту нашего ВУЗа мы видим, что зачастую образовательные программы в школах часто не дают того объема, который необходим для создания базиса для успешного обучения в университете. Это касается и черчения, и астрономии, которая исчезла 30 лет назад из обязательной образовательной программы и вернулась лишь недавно, и других предметов. Не нужно далеко ходить – в этом году под влиянием так называемого общественного мнения о чрезмерной перегруженности учеников, вновь изменили, а именно упростили школьную программу, в частности по иностранному языку, поменяв учебник. Возникает вопрос – насколько государственный стандарт по школьному образованию соответствует объективной реальности и требованиям, предъявляемым ВУЗами к абитуриентам.

Точно так же обстоят дела с выпускниками ВУЗов. Промышленные предприятия и Компании хотят получить молодого квалифицированного специалиста, у которого сформировано целостное мировоззрение о полученной специальности, он имеет не просто качественные теоретические знания, но и обладает достаточным практическим опытом их применения. Безусловно, во многих случаях сегодня это не так. Компаниям приходится доучивать или переучивать молодых специалистов, что называется «под себя», под свои задачи [2].

В конечном итоге, имея много вопросов по интегрированной связи образовательных звеньев с производством, возникает проблема, и даже угроза устойчивого развития страны, потенциального ослабления ее суверенитета, в этом случае технологии и специалистов приходится приобретать за рубежом. Это отчетливо видно по санкциям, наложенным на нефтегазовую отрасль в последние годы, в частности в связи с уходом с отечественного рынка мировых сервисных гигантов.

Очевидно, что необходимы реформы как базового школьного образования, так и высшего технического образования. Ряд мероприятий по взаимодействию ВУЗа с производственными площадками, проводимых в Санкт-Петербургском горном университете, уже показал свою эффективность.

Напомню, что ВУЗы помимо образовательной деятельности имеют возможность привлекать студентов и аспирантов в научную деятельность на базе научных подразделений – центров и лабораторий, которые выполняют как фундаментальные научные исследования, так и хоздоговора с промышленными предприятиями и Компаниями. В рамках выполнения такого вида договоров создаются рабочие коллективы, в том числе с привлечением обучающихся, где они на реальных (а не модельных) данных могут закрепить теоретические знания, полученные в ходе учебного процесса. Очень важным звеном в век цифровых технологий представляется создание и оснащение компьютерных классов мощной вычислительной техникой и передовым, теперь уже преимущественно отечественным, программным обеспечением (рис. 1). И если программное обеспечение (учебные лицензии) в основном разработчики предоставляют ВУЗам безвозмездно, то оснащение компьютерных классов ложится, в том числе, на плечи предприятий и компаний-партнеров.

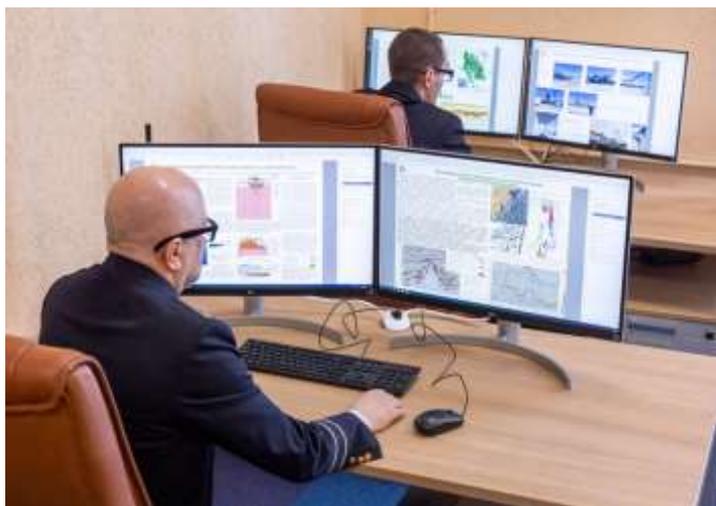


Рисунок 1 – Моделирование геологических процессов в специализированной компьютерной аудитории

Отдельно стоит отметить необходимость разработки или актуализации под современные реалии профстандартов для нефтегазовых геологов и геофизиков.

Наконец, очевидна крайняя необходимость привлечения сотрудников предприятий и компаний в ГЭК. При написании дипломных работ следует создавать мультидисциплинарную команду из 4-5 студентов геологов и геофизиков под руководством сотрудника нефтегазовой компании, которая за отведенный семестр успешно создаст комплексный дипломный проект, включающий весь спектр геолого-геофизических работ от интерпретации данных сейсморазведки, петрофизического и геохимического моделирования, до создания 3D геологической модели и оценки ресурсного потенциала [3]. Создание таких мультидисциплинарных коллективов при подготовке выпускных квалификационных работ будет способствовать расширению навыков и компетенций у выпускников и, соответственно, даст им конкурентное преимущество при дальнейшем трудоустройстве. Однако здесь есть две проблемы – наличие исходного геолого-геофизического материала и заинтересованность руководителя с производства. Все это могут и должны закрывать Компании.

Безусловно, во многих ВУЗах часть студентов учится по целевым грантам от предприятий, но насколько предприятия и компании удовлетворены так называемым качеством молодого специалиста? Претензии обычно касаются отсутствию или недостатку практического опыта. Учитывая зарубежный опыт, где, например, в британских профильных учреждениях высшего образования (по геологическим направлениям) количество часов для практик у студентов примерно равно количеству часов теоретического обучения, следует уделить особое внимание производственным практикам. В частности, необходимо создание учебных полигонов на базе ВУЗов, где студентам после прохождения теоретической части смогут показать реальный эксперимент. Это касается и полевой геофизики, и таких, так называемых «второстепенных», предметов для геолога, как бурение скважин и разработка месторождений (рис. 2). При проведении геологической съемки следует проводить работы и документировать полевые данные в строгом соответствии с принятыми стандартами. Также одним из нововведений в Горном университете является получение сертификатов рабочих профессий во время производственных практик. О которых, кстати, еще один факт. Часто от студентов мы слышим, что компании отказываются давать материал для диплома или не обеспечивают их работой по специальности во время прохождения практики. И это очень большой вопрос к Компаниям, которые внутри своей структуры должны уделять большее внимание этому аспекту.

Ведь со стороны ВУЗа мы готовы обеспечить качественную подготовку специалистов. Под руководством опытного профессорско-преподавательского состава студенты во время обучения имеют возможность участвовать в различных конференциях, семинарах, конкурсах и олимпиадах, при желании после окончания учебы поступить в аспирантуру и выполнить научные исследования, результатом которых станет кандидатская диссертация. Отдельно хочется остановиться на привлечении студентов к выполнению работ в рамках грантов и НИР. Опыт показывает, что вероятность выигрыша грантакратно возрастает, если будет доказана его эффективность в плане внедрения в производство. Таким образом, данные научные работы обязательно необходимо выполнять в связке с индустриальным партнером для гарантии внедрения инновационной разработки.

Сегодня мы планируем внедрить в Горном университете краткосрочные стажировки в производственных организациях. Идея состоит в том, чтобы небольшая делегация от ВУЗа (3-4 человека) решала свои задачи, при этом обеспечивая предприятию решение конкретной технологической проблемы. Так, обучающиеся могут собрать материал для написания диплома или диссертации, сотрудник кафедры повысит свою квалификацию с учетом современной техники и технологии проведения работ, а специалист научного подразделения, возглавляющий группу, сможет предложить решение производственной проблемы. Выгода очевидна для всех!

И в заключении нельзя не сказать два слова о важном. Первое – это воспитание. Возвращаемся к школам. В недалекие нулевые из формулировки о миссии школы, которая, если кратко резюмировать, гласила «Обучать и воспитывать», убрали понятие «воспитывать». Речь о нравственном воспитании, о воспитании любви к Родине, о ценностях и, наконец, об идеологии. Что мы получили сегодня? Вопрос риторический, пусть каждый ответит сам. Однако очевидно, что если ситуация продолжится в этом ключе, то неизбежен рост количества конфликтов, в том числе мировых, войн и другого рода конфронтаций... Второе – руководство. При имеющемся многообразии природных ресурсов, огромном научном и техническом потенциале мы сегодня по ряду направлений и целых отраслей находимся далеко не в авангарде. Первопричина этому в слабом институте руководителей. Нам на смену приходят молодые руководители, однако часто они не обладают достаточными навыками коммуникации, психологии и этики. Одной из причин создавшейся ситуации видится неконтролируемый переход молодого поколения в онлайн. Поэтому стоит задуматься о государственном регулировании и в этом аспекте. Ведь через десяток лет успешными промышленными предприятиями будет попросту некому управлять.

Резюмируя все изложенное, следует расставить ряд акцентов. Первое – необходимо более продуманное государственное регулирование образовательного и воспитательного процесса в линейке школа-ВУЗ-производство. И второе – для повышения качества выпускников ВУЗов крайне необходимо более глубокое и многостороннее вовлечение промышленных предприятий в учебный процесс, в том числе при подготовке руководящих кадров.



Рисунок 2 – Учебно-научный полигон «Саблино» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II

**Библиографический список:**

1. Litvinenko V. S., Tsvetkov P. S., Molodtsov K. V. The social and market mechanism of sustainable development of public companies in the mineral resource sector EURASIAN MINING (Q1, Business and International Management). 2020. №1. pp. 36-41.
2. Литвиненко В.С., Петров Е. И., Василевская Д. В., Яковенко А. В. , Наумов И. А., Ратников М. А. Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами. Записки Горного института. 2023. №259. pp. 95-111. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.100>
3. Грохотов Е.И. Оценка рисков при освоении месторождений углеводородов на труднодоступных территориях и акваториях. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2012. № 6, с. 23-28.



## СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.24:622.276

### Определение допустимого значения депрессии, необходимой для поддержания целостности призабойной зоны и фильтровой зоны эксплуатационной колонны

Асадова Г. Ш.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

На завершающем этапе буровых работ необходимо одновременно решать две задачи: улучшение экономических показателей строительства скважины и повышение ее эксплуатационных свойств, включая увеличение первичной добычи и сокращение времени освоения.

Эти задачи усложняются при разработке месторождений со слабо проводящими алевролитовыми пластами. Вскрытие таких пластов напрямую влияет на их коллекторские свойства. Высокая плотность бурового раствора создает значительное гидростатическое давление, превышающее пластовое, что приводит к проникновению фильтрата в призабойную зону и снижению проницаемости.

Для минимизации этих эффектов важно применять системы вскрытия, сохраняющие естественное состояние пластов. Обычно продуктивные пласты вскрываются при репрессии 16–29 МПа, что вызывает глубокое проникновение фильтрата (до 1,9–2,6 м). Содержание глины в коллекторах варьируется от 10% до 30%, что определяет проницаемость в диапазоне  $(0,5-10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^{-3}$ .

Исследования показали, что стандартные буровые растворы снижают проницаемость в 2–3 раза, тогда как применение поверхностно-активных веществ и кальциевых растворов восстанавливает ее до 80–90%.

В Азербайджане и на суше и в морских условиях во время вскрытия продуктивных пластов растворы с добавлением ПАВ и растворы с высоким содержанием кальция используются в широких масштабах. Большое количество скважин пробурены с использованием этих растворов и они с малым сроком освоения с высоким показателем добычи были введены в эксплуатацию.

Таблица 1 - Предел прочности пластовых пород, при сжатии по одной оси

Глубина отбора образца породы, м	Прочность породы при одноосном сжатии, МПа	Расчетное значение депрессии, МПа
3083-3090	38,3	10,1
3115-3120	50,4	16,7
3218-3231	43,5	11,3
3413-3421	34,8	8,1
3603-3610	29,1	8,5
3640-3651	29,2	8,6
3700-3713	30,4	8,9
3741-3750	33,6	9,2
3760-3785	57,2	21,6
3801-3812	46,0	15,4
3790-3803	51,0	17,3
3680-3688	38,9	16,9
3780-3791	42,6	15,1
4513-4520	37,6	10,3
4777-4787	30,6	7,1

Таблица 2

Продуктивный пласт (горизонт)	Продуктивный пласт (горизонт)	Значение депрессии, МПа	
		Фактические	Расчетные
XI	4403-4392	55-58	18-20
V	3402-3408	40-45	14-15
VII	3505-3490	26-33	19-21
III	3038-3032	30-33	13-15
III	3140-3132	36-39	12-15
VIII	3475-3471	30-35	15-16
VI	3377-3340	30-33	13-15
VI	3180-3174	25-30	13-15
VII	3434-3429	28-32	14-16

В последние годы из-за нехватки химических реагентов при вскрытии пластов не применялись специальные растворы. В условиях значительного снижения пластовых давлений использование традиционных растворов при высокой репрессии осложнило освоение скважин. Для получения притока создавалась высокая депрессия (27–57 МПа), что приводило к длительному освоению и низкой добыче нефти. В ряде скважин высокая депрессия вызывала нарушение призабойной зоны, поступление песчано-глинистой смеси и деформацию эксплуатационной колонны. Подобные осложнения часто встречаются в продуктивных пластах Прикуринского месторождения. Во время бурения и перфорации ухудшаются коллекторские свойства призабойной зоны, требуя создания высокой депрессии для притока. Это приводит к нарушениям целостности призабойной зоны, поступлению глинисто-песчаной смеси и образованию песчаных пробок, вызывающих деформацию колонны. Разрушение призабойной зоны и деформация эксплуатационной колонны особенно характерны для пластов из слабо проводящих алевролитов (глин). Исследования показывают, что для сохранения целостности призабойной зоны во время освоения депрессия должна соответствовать сопротивлению разрушению породы.

Устойчивость призабойной зоны продуктивного пласта определяется из нижеследующих зависимостей [5]:

$$\Delta P \leq \sigma_{slx} - 2[\xi(P_d - P_l)],$$

здесь  $\Delta P$  - депрессия, которую можно подать в пласт, МПа;

$\sigma_{slx}$  – предел прочности пластовых пород, при сжатии по одной оси, МПа.

$\xi$  - коэффициент бокового сжатия ( для рассматриваемых площадей -0,43);

$P_d$  - горное давление, МПа;

$P_l$  - пластовое давление, МПа.

Для определения предела прочности нескольких образцов пластовых пород, при сжатии по одной оси взятых на глубине 3000-4800м ПП-а, были проведены лабораторные эксперименты [4] их результаты приведены в таблице 1. Как видно из таблицы 2, значения  $\sigma_{slx}$  меняются в пределах 30-58 МПа. Используя эти показатели, при помощи предложенной выше формулы, непосредственно по горизонтам (глубинам), были рассчитаны критические значения депрессии. Как видно из таблицы, расчетное значение предела депрессии во время освоения и эксплуатации скважины значительно ниже значения фактической депрессии.

Предел прочности пластовых пород, при сжатии по одной оси  $\sigma_{slx}$  (если не проводились лабораторные эксперименты) находим по эмпирическим формулы, полученным аналитическим методом используя статистические промысловые данные по ПП нормально освоенных и введенных в эксплуатацию скважин.

для I горизонта (3325-3400 м)  $\sigma_{slx} = 1,81 (H \times 10^{-2} - 6,5);$

для II горизонта (3400-3652 м)  $\sigma_{slx} = 1,93 (H \times 10^{-2} - 7,9);$

для III горизонта (3650-3810 м)  $\sigma_{slx} = 1,59 (H \times 10^{-2} - 9,3);$

для III горизонта (3700-3850 м)	$\sigma_{slx} = 1,67 (H \times 10^{-2} - 8,1);$
для III горизонта (4400-4450 м)	$\sigma_{slx} = 1,1 (H \times 10^{-2} - 9,0);$
для III горизонта (4950-5050 м)	$\sigma_{slx} = 1,38 (H \times 10^{-2} - 10,8);$
Площадь Гарабаглы	
для II горизонта (3550-3650 м)	$\sigma_{slx} = 1,74 (H \times 10^{-2} - 5,1);$
для III горизонта (3650-3750 м)	$\sigma_{slx} = 1,40 (H \times 10^{-2} - 2,9)$
для III горизонта (3750-3850 м)	$\sigma_{slx} = 1,55 (H \times 10^{-2} - 6,8).$

#### **Заключение.**

Таким образом, в статье рассматривается влияние депрессии на целостность призабойной зоны при освоении скважин в слабо проводящих алевролитовых пластах. Высокая депрессия (27–57 МПа) приводит к ухудшению коллекторских свойств, поступлению песчано-глинистой смеси и деформации эксплуатационной колонны. Для предотвращения этих осложнений рекомендуется, чтобы депрессия соответствовала прочностным характеристикам пород. Лабораторные исследования образцов пород с глубины 3000–4800 м показали предел прочности при одноосном сжатии в диапазоне 30–58 МПа. Расчетные значения допустимой депрессии оказались значительно ниже фактических, что указывает на необходимость корректировки технологических режимов освоения и эксплуатации скважин.

#### **Библиографический список:**

1. Асадова Г.Ш. «К вопросу эрозионного воздействия бурового раствора на стенки скважины при бурении в глинистых отложениях.» Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, ВНИОЭНГ, Москва, 3, 2013.
2. Асадова Г.Ш. «Борьба с осложнениями, связанными с деформацией стенок ствола скважины при бурении.» Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, ВНИОЭНГ, Москва, 6, 2013.
3. А.И. Булатов, О.В. Савенок. «ЗАКАНЧИВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН Теория и практика», «Просвещение-Юг» Краснодар 2010.
4. А. И. Ермолаев, С. И. Ефимов, П. В. Пятибратов, Е. Д. Миниханов, Н. В. Дубиня, А. М. Леонова «Оценка предельного забойного давления, исключая разрушение призабойной зоны пласта, на основе геомеханических исследований керна» SOCAR Proceedings Special Issue No. 1 (2023) 061-069.

УДК 622.276

### **Многофункциональные методы воздействия на залежи: пути повышения эффективности разработки нефтяных месторождений**

Аббасова С. В., Wang Jiaojiao

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** Статья посвящена актуальным вопросам разработки нефтяных месторождений на поздних стадиях эксплуатации. Основное внимание уделено многофункциональным методам воздействия, направленным на увеличение охвата пласта и повышение коэффициента нефтеотдачи. Рассматриваются физико-химические технологии, включая применение гелеобразующих составов, растворов ПАВ и полимеров. Обсуждаются преимущества использования осадкообразующих реагентов для регулирования фильтрационных потоков и снижения обводненности добываемой продукции. Приводятся результаты лабораторных и промысловых исследований, подчеркивающих значимость адаптации методов под геолого-физические особенности залежей. Упомянуты перспективы внедрения экологически безопасных технологий и интеллектуальных систем мониторинга, что способствует устойчивому развитию отрасли и минимизации экологических рисков.

**Ключевые слова:** коллектор, призабойная зона, охват пласта, многофункциональные методы воздействия.

Современная нефтедобыча сталкивается с множеством вызовов, связанных с разработкой месторождений на поздних стадиях эксплуатации. Одной из ключевых проблем является низкий охват пласта вытесняющим агентом и преждевременное обводнение добываемой продукции. Это связано с послойной неоднородностью продуктивных коллекторов и различиями в подвижности нефти и воды.

В процессе вытеснения нефти из продуктивных послойно-неоднородных по проницаемости коллекторов происходит прорыв воды от нагнетательных к добывающим скважинам по наиболее проницаемым пропласткам, участкам. Неполному охвату пласта закачиваемой воды также способствует различие соотношений подвижностей нефти и воды [1, 2]. В результате происходит быстрое обводнение добываемой продукции и снижение охвата пласта дренированием. Зачастую ошибочно принимается, что послойно-неоднородные по проницаемости пласты обводнены целиком.

Одним из путей повышения охвата нефтяных пластов с целью стабилизации добычи нефти и снижения темпов обводненности, является применение методов и технологий, основанных на ограничении фильтрации воды по пластам. К ним можно отнести различного вида технологии, заключающиеся в искусственном изменении проницаемостной неоднородности пластов в нагнетательных и добывающих скважинах, регулировании направления фильтрационных потоков и способствующих, в конечном счете, снижению естественной и техногенной неоднородности продуктивного коллектора.

В результате их использования в разработку оказываются вовлеченными застойные зоны с повышенной нефтенасыщенностью, наблюдается сокращение объемов попутно добываемой воды, повышается рентабельность добычи нефти.

Основным направлением разработки таких технологий является использование многофункциональных методов комплексного воздействия. Эти методы позволяют одновременно увеличивать коэффициент вытеснения нефти и охват пласта закачиваемыми агентами, включая воду, растворы химических реагентов, полимеры и гелеобразующие системы.

Анализ результатов промысловых испытаний методов и технологий, основанных на ограничении фильтрации воды по пластам показал, что для залежей, находящихся на поздней стадии разработки, наиболее перспективными являются физико-химические методы воздействия на пласт. Наибольшей успешностью и эффективностью характеризуются многофункциональные комбинированные методы обработки призабойной зоны скважины (ОПЗ), сочетающие подключение в разработку недренируемых пластов и пропластков за счет воздействия растворителями, кислотами, растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ), теплоносителями и снижением проницаемости промытых зон путем закачки твердеющих, геле- или осадкообразующих составов, а также различных суспензий [3-5].

Основные задачи, которые решаются с помощью данных технологий, - продление срока рентабельной эксплуатации залежи на поздней стадии разработки за счет улучшения выработки низкопроницаемых пропластков в неоднородных пластах и повышению нефтеотдачи увеличением охвата пласта по толщине и простираению.

Причем в первое время применения указанных методов воздействия на обводненные пласты их использовали или для повышения коэффициента вытеснения нефти из пористой среды, или для увеличения коэффициента охвата воздействием закачиваемой водой. В последние годы стали применять многофункциональные методы комплексного воздействия на залежь, позволяющие одновременно увеличить как коэффициент вытеснения нефти, так и охват пласта воздействием [1, 3-6].

В настоящее время разработано множество методов создания композиционных систем, различающихся по физико-химическим принципам воздействия на пласт [2]. Причем композиции должны иметь высокую подвижность и проникающую способность, быть технологичными в обращении (малокомпонентными, нетоксичными, транспортабельными, трудновоспламеняемыми и др.). Реагенты должны быть недефицитными, удобными для хранения и дешевыми.

Одним из перспективных методов служит разработанный в [1, 4] новый технологический процесс регулирования продвижения вытесняющего агента потокоотклоняющими материалами. Процесс предназначен для улучшения технологических показателей добычи нефти на участках залежи путем выборочной обработки призабойной зоны нагнетательных и высокообводненных добывающих скважин материалами, обеспечивающими перераспределение в объеме пласта потоков нефти и воды.

В работе [4] представлены исследования осадкообразования составами химреагентов: хлорное железо и аммиак, сернокислая медь и едкий натр, сополимеры метас и гипан на моделях пористой среды проницаемостью от 0,2 до 1,5 мкм<sup>2</sup>. Пластовой водой являлась модель хлоркальциевой воды девонских отложений.

Исследования композиционных систем, в основе которых лежит процесс осадкообразования химреагентами, показали: в однородных по проницаемости искусственных образцах образованный осадок в пористой среде распределялся неравномерно по длине образца. Имеются зоны максимального скопления осадка, которые расположены на торце образца со стороны закачки реагента, и на контакте двух жидкостей. На контакте двух жидкостей зона смешения зависит от объема закачанного реагента и от проницаемости пористой среды. По результатам исследований зоны смешения определено, что отношение длины зоны смешения к длине обрабатываемой зоны во всех исследуемых случаях составляло 16-18%, а наполнение пор осадком было менее 1%.

Количественная оценка осадка, образующегося в исследуемой модели пласта при взаимодействии растворов сополимера и пластовой воды показало, что величина зоны смешения по глубине и в этом случае составила 16-17% от длины зоны обработанной реагентом. По характеру распределения осадка в обработанной зоне это согласуется с результатами исследования зоны смешения химическими реагентами. Но в данном случае заполнение пор осадком было большим и составляло примерно 3% от объема пор.

Проведены также исследования влияния осадков на проницаемость всего образца. Исследования изменения фильтрационных характеристик моделей показало, что взаимодействие реагентов приводило к существенному снижению проницаемости образца в целом (37-67%) и особенно в зоне смешения (43-76%). Опытами также установлено заметное влияние на изменение фильтрационной характеристики природы реагента. Так, при взаимодействии сульфата цинка с пластовой водой проницаемость снижена на 37%, хлорного железа и аммиака – на 67%, а сополимера до 64%. Однако во всех случаях без исключения при обратной фильтрации количество вымытых реагентов и продуктов их взаимодействия достигало 50% от закачанного объема [4].

В условиях неоднородных, обводненных нефтяных пластов широкое распространение получили методы увеличения нефтеотдачи, которые реализуются на практике путем обработок нагнетательных скважин композициями осадкогелеобразующих растворов и несколько ее модификаций [1]. Технология разработана с использованием результатов лабораторных исследований, в процессе которых рассмотрена возможность применения гелей коагуляционного типа на основе жидкого стекла и глинистой суспензии.

Разработка и внедрение многофункциональных методов воздействия на залежь требуют учета ряда факторов, включая геологические особенности пластов, свойства используемых реагентов, а также экономические и экологические аспекты. Комплексное воздействие направлено не только на увеличение коэффициента вытеснения нефти и охвата пласта, но и на обеспечение долгосрочной стабильности процесса разработки.

Одной из ключевых задач при применении данных технологий является выбор оптимального состава композиционных систем для конкретных условий залежи. Например, для пластов с высокой степенью обводнения предпочтительнее использование гелеобразующих растворов, способных изолировать водонасыщенные зоны и перераспределять фильтрационные потоки в направлении нефтенасыщенных областей. В то же время для участков с повышенной вязкостью нефти и низкой проницаемостью пластов целесообразно применять растворы ПАВ и полимеров, которые снижают капиллярные силы и повышают текучесть нефти.

Особое внимание уделяется методам контроля и мониторинга эффективности применения многофункциональных технологий. На ранних стадиях разработки пластов использование интеллектуальных систем позволяет оперативно отслеживать изменения в геолого-физических параметрах залежи, что обеспечивает гибкость и адаптивность применяемых методов. В рамках таких систем широко используются методы геофизических исследований, а также анализ данных из нагнетательных и добывающих скважин. Это позволяет оптимизировать процессы закачки реагентов, минимизировать потери и повысить рентабельность добычи.

Кроме того, в последние годы активно изучается возможность использования биоразлагаемых и экологически безопасных реагентов, которые не создают угрозы загрязнения окружающей среды. Такие технологии приобретают особую актуальность в условиях ужесточения экологических требований к нефтедобыче.

Важное значение приобретают также исследования, направленные на разработку методов, основанных на использовании в практике нефтедобыче, побочных продуктов нефтепереработки и нефтехимии.

Для различных условий проведения водоизоляционных работ свойства композиционных систем могут резко отличаться.

В результате различных исследований были выработаны общие правила для создания композиционных систем.

1. Изыскание материалов, обладающих важнейшими из свойств, необходимых для изоляции в определенных геолого-физических или технологических условиях. К таким материалам могут быть отнесены, например, полимерные материалы селективного действия.

2. Регулирование свойств (управление параметрами) водоизолирующих свойств для возможности их эффективного применения в широком диапазоне геолого-физических и промыслово-технических условиях с помощью изменения состава специальными добавками (осадкообразователями).

3. Сочетание существующих неизолирующих материалов и реагентов, а также изолирующих материалов для обеспечения всех требований достижения эффективной изоляции водопритоков.

Для повышения эффективности многофункциональных методов важно проводить их адаптацию под изменяющиеся условия залежи. Например, при прогрессирующем обводнении скважин необходимо вовремя изменять состав и параметры закачиваемых растворов, включая концентрацию реагентов, скорость закачки и объемы обработки. Это требует тесного взаимодействия между инженерами-разработчиками, геологами и специалистами по добыче, а также использования передовых технологий моделирования и анализа.

Применение многофункциональных композиционных систем для воздействия на призабойную зону нагнетательных и добывающих скважин является энерго- и ресурсосберегающими технологиями. Различные композиционные системы могут быть использованы как при выравнивании фронта вытеснения нефти водой в послойно-неоднородных пластах (закачка в нагнетательные скважины), так и при селективной водоизоляции в добывающих скважинах.

Таким образом, развитие методов комплексного воздействия на залежь является ключевым фактором повышения эффективности нефтедобычи. Современные технологии, основанные на применении композиционных систем, позволяют не только улучшить выработку остаточных запасов нефти, но и снизить техногенную нагрузку на окружающую среду, что делает их актуальными для решения задач устойчивого развития отрасли.

#### **Библиографический список:**

1. Абасов М.Т., Стреков А.С., Эфендиев Г.М. Повышение эффективности ограничения водопритоков в нефтяных скважинах. Баку: Nafta-Press, 2009, 256 с.
2. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991, 347 с.
3. Газизов А.Ш., Газизов А.А., Смирнов С.Р. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения непроизводительной фильтрации закачиваемых пластовых вод по промытым зонам пласта // Нефтепромысловое дело, 2000, №7, с. 2-10.
4. Поддубный Ю.А., Сазонова В.М., Сидоров И.А., Усачев П.М. Применение новых водоизолирующих материалов для ограничения притока вод в нефтяные скважины. М.: ВНИИОЭНГ, 1976, 62 с.
5. Ахмад Ф.Ф., Гайбалыев Г.Г. Интенсификации притока нефти путём изоляции притоков воды в призабойной зоне. Scientific Petroleum, 2022, №2, с. 23-27.
6. Газизов А.А. Развитие технологий комплексного действия – эффективное решение проблемы повышения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело, 2001, №1, с. 4-10.

## **Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи**

Бирюкова М. Е., Сафронов В. А.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

В данной статье рассмотрен комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта, являющимся на сегодняшний день достаточно эффективным методом. А также проведен сравнительный анализ со стандартным подходом к обработке ПЗП.

Обработка призабойной зоны пласта — это комплекс мероприятий и технологий, направленных на оптимизацию добычи углеводородов из подземных резервуаров, в области, прилегающей к скважине. Призабойная зона — это участок породы, находящийся непосредственно вокруг скважины, где происходят основные процессы фильтрации, переноса и вытеснения флюидов.

Основные аспекты обработки призабойной зоны включают:

1. Улучшение проницаемости;
2. Стимуляция притока;
3. Контроль за потоками;
4. Мониторинг и моделирование;

Стандартный метод ОПЗ учитывает лишь основной параметр — эффективная толщина пласта. А до настоящего времени применялись лишь два основных типа обработок — это солянокислотная (раствор 12% HCl), и глинокислотная (раствор 12% HCl + 3% HF) [4].

Как показывает практика, эффективность стандартных методов проведения обработки призабойной зоны снижается, что требует применения новых, более показательных подходов [1].

Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта включает в себя использование различных методов и технологий для оптимизации добычи углеводородов. Этот подход учитывает геологические, гидродинамические и технологические аспекты, что позволяет более эффективно управлять процессами в призабойной зоне.

Также стоит отметить, что качество добываемой нефти из пласта зависит от нескольких факторов, включая:

1. Геологические условия:
  - Тип породы, из которой извлекается нефть (например, карбонатные, песчаниковые пласты).
  - Структура пласта, наличие трещин и пористости, которые влияют на движение нефти.
2. Химический состав нефти:
  - Содержание различных углеводородов (парафинов, нафтенов, ароматических углеводородов).
  - Уровень содержания серы, азота, кислорода и других примесей, которые могут ухудшать качество нефти.
3. Температурные и давление условия:
  - Температура и давление в пласте могут влиять на физические свойства нефти, такие как вязкость и плотность.
4. Методы добычи:
  - Используемые технологии и методы (например, первичная, вторичная или третичная добыча) могут влиять на качество извлекаемой нефти.
  - Применение гидравлического разрыва, кислотных обработок и других методов стимуляции.
5. Процесс переработки:
  - Технологии, используемые на этапе переработки нефти, могут изменять ее качество, включая очистку от примесей и разделение на фракции.
6. Экологические факторы:
  - Наличие загрязняющих веществ и условия окружающей среды, которые могут влиять на состав и качество нефти.

Все эти факторы в совокупности определяют как физико-химические свойства добываемой нефти, так и ее экономическую ценность.

На сегодняшний день выделили три основных этапа создания наиболее благоприятного и подходящего дизайна ОПЗ – комплексный подход к обработке ПЗП. Он же включает в себя следующие этапы:

1. Определение рациональности применения обработки ПЗП, то есть учитывается следующая информация по скважине, потенциально подобранной под ОПЗ: история работы скважины, изменение давления пласта, учитывается также проведение всех капитальных ремонтов скважины, а также ГТМ. Также на данной скважине проводят гидродинамические исследования с целью анализа меры загрязненности призабойной зоны, проницаемости и энергетического состояние залежи.

2. Далее осуществляется выбор реагентов, а также необходимого объема и концентрации с учетом последовательности их закачки. Состав, объем и концентрация выбранных реагентов подбирается на основе минералогического состава пласта, его температуры, структуры загрязняющих компонентов и приблизительный радиус их распределения.

На рисунке 1 продемонстрирована диаграмма, показывающая удельный прирост дебита на одну скважину.

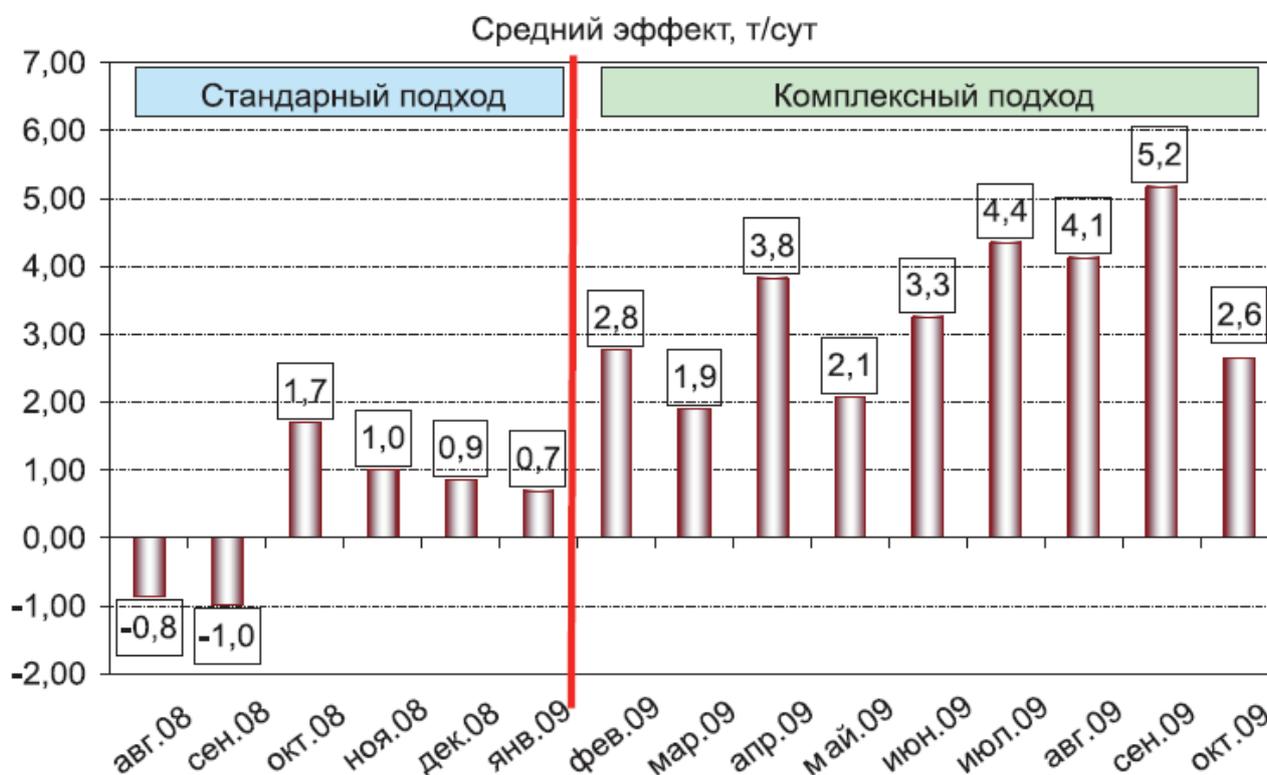


Рисунок 1 – Удельный прирост дебита на одну скважину

3. На заключительном этапе формируется дизайн ОПЗ, указываются все стадии проведения обработки ПЗП. Обязательно учитываются следующие критерии: конструкция подземного и наземного оборудования, проницаемость пласта, так как это напрямую влияет на предельно допустимое давление закачки реагента и буферной жидкости при ОПЗ. В случае отсутствия пакера, давление закачки не должно быть выше давления апрессовки, в то время как давление на забое скважины не должно быть выше давления ГРП [3].

На рисунке 2 можно увидеть диаграмму, показывающую соотношение успешных и неуспешных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин за каждый месяц рассматриваемого периода.

В заключении стоит отметить, что существующий в настоящее время комплексный подход к обработке ПЗП не только широко применяется, но и, в сравнении со стандартным методом, доля успешных его операций возросла в среднем по добывающим и нагнетательным скважинам на 40%. Это говорит о высокой эффективности и точности данного метода.

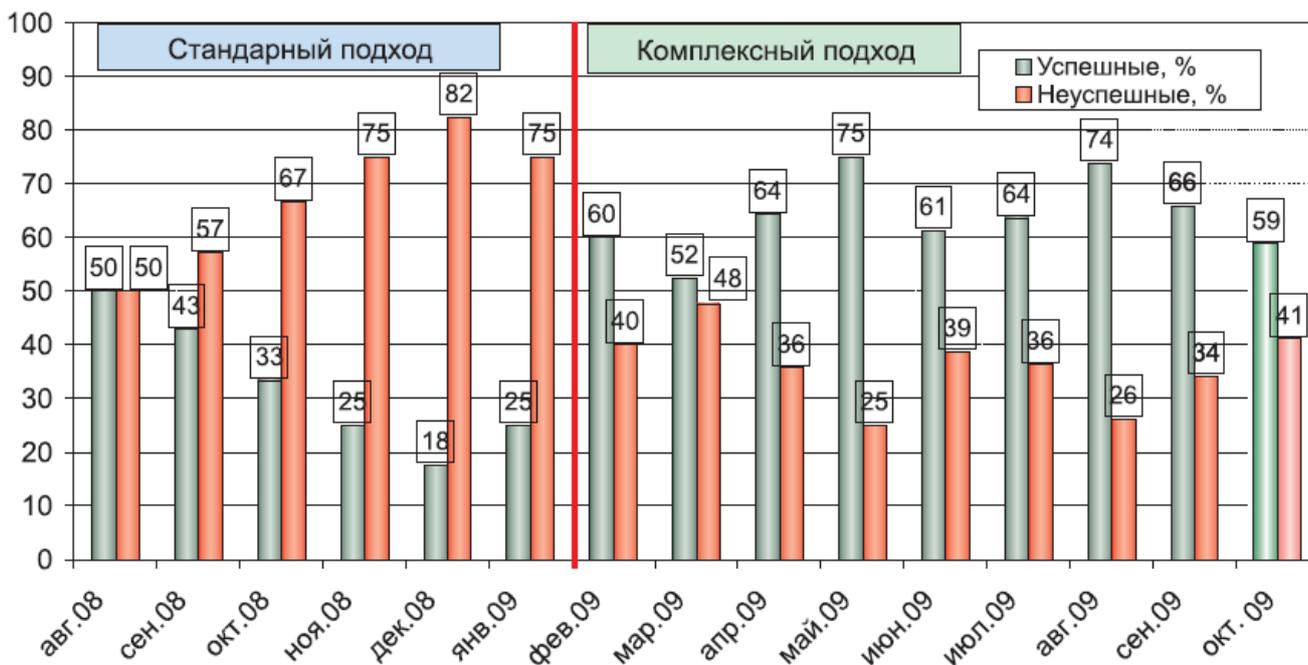


Рисунок 2 - Соотношение успешных и неуспешных обработок нагнетательных скважин за каждый месяц рассматриваемого периода.

### Библиографический список:

1. Покрепин, Б. В. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Б. В. Покрепин. - Волгоград: Ин-Фолио, 2008. Текст: непосредственный.
2. Schechter R.S. Oil Well Stimulation. Englewood Cliffs, USA, Prentice Hall. 1992. Текст: непосредственный.
3. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи [Электронный ресурс] Режим доступа: <file:///C:/Users/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%81/Downloads/kompleksnyy-podhod-k-obrabotke-prizaboynoy-zony-plasta-kak-sposob-intensifikatsii-dobychi.pdf> (дата обращения 24.11. 2024).
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с. Текст: непосредственный.
5. Поплыгин В.В, Поплыгина И.С. Изменение продуктивности скважин в бобриковских терригенных отложениях месторождений Верхнего Прикамья при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2012. - № 5. - С. 63-69. Текст: непосредственный.

УДК 622.276.6

### Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Тайлаковского месторождения

Бирюкова М. Е.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

В данной статье приведен сравнительный анализ применения гидравлического разрыва на различных скважинах Тайлаковского месторождения. После применения ГРП дебит скважины увеличивается, то есть данный прием помогает «обновить» простаивающие длительное время скважины, если применение традиционных способов уже не дает значительных результатов, или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна.

Гидравлический разрыв пласта представляет собой технологию, используемую в нефтегазовой промышленности для увеличения проницаемости горных пород и улучшения добычи углеводородов [3]. Процесс включает в себя следующие основные этапы:

1. Подготовка скважины: скважина подготавливается для проведения ГРП, включая установку оборудования и подготовку необходимых материалов.

2. Заранее закачиваемая жидкость: в скважину закачивается специальная жидкость (обычно водная), которая под высоким давлением вводится в призабойную зону пласта. Эта жидкость может содержать различные добавки, такие как песок (для поддержания трещин открытыми) и химические реагенты.

3. Создание трещин: под высоким давлением жидкость заставляет породу разрываться, создавая трещины в горной породе. Эти трещины позволяют углеводородам легче перемещаться к скважине.

4. Поддержка трещин: после создания трещин в них закачивается пропант (обычно песок), который помогает удерживать трещины открытыми, чтобы обеспечить постоянный поток углеводородов.

5. Завершение процесса: после завершения закачки жидкости и пропанта, давление в скважине снижается, и излишки жидкости могут быть откачаны. Скважина готова к эксплуатации.

ГРП широко используется для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, таких как сланцевые и угольные пласты, и позволяет значительно увеличить объемы добычи.

Результативность применения ГРП по Тайлаковскому месторождению составила 92 %. Удельный дебит в среднем по скважинам увеличился в 7,5 раз. Расчетная продолжительность эффекта – 4 года [1].

Рост дебита нефти после проведения гидроразрыва пласта во многом зависит от потенциальных возможностей скважины, а также геологических условий, химического состава нефти и так далее [4].

Данные о результатах применения гидроразрыва продемонстрированы в таблице 1. Показатели суточной добычи нефти до и после гидроразрыва можно увидеть на рисунке 1. Из 77 скважин лишь 6 из них дали дебит, меньший, нежели до проведения гидроразрыва. Удельное отношение получившегося после гидроразрыва дебита к максимальному дебиту до ГРП равно 2,5.

Таблица 1 – Эффективность ГРП на Тайлаковском месторождении.

№ скв.	Дата проведения	Показатели до проведения		Показатели после проведения		Доп. добыча нефти, тыс. т
		нефть, т/сут	жидкость, т/сут	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7
1150	21.10.2022	12,43	28,04	18,63	120,19	6,20
646	31.08.2022	6,56	11,56	40,92	117,96	34,36
310	30.08.2022	14,05	27,36	24,63	52,41	10,58
177р	27.08.2022	6,00	143,26	7,10	77,84	1,10
180	25.07.2022	5,40	10,49	12,53	60,87	7,13
656	02.07.2022	7,82	11,90	12,91	32,08	5,09
654	04.05.2022	4,47	212,55	8,19	19,80	3,72
1166	18.04.2022	14,97	17,81	18,63	49,68	3,66
985	13.04.2022	17,57	21,97	23,92	47,97	6,35
989	10.02.2022	7,94	14,84	19,99	43,93	12,05
1689	31.01.2022	11,22	36,82	4,42	49,97	-6,80
4325	26.01.2022	0,71	1,43	18,09	29,78	17,37
796	29.04.2020	6,92	17,94	18,09	62,09	11,17
1680	27.04.2020	7,08	19,31	9,04	29,49	1,96
1233	31.03.2020	17,32	33,74	25,50	60,98	8,18
784	26.03.2020	13,53	44,17	22,26	79,68	8,73
651	21.03.2020	13,70	19,25	21,42	67,69	7,72

№ скв.	Дата проведения	Показатели до проведения		Показатели после проведения		Доп. добыча нефти, тыс. т
		нефть, т/сут	жидкость, т/сут	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7
813	16.03.2020	14,70	35,51	13,11	86,02	-1,58
1702	28.02.2020	4,90	20,12	12,77	30,17	7,87
521	14.02.2020	3,24	66,28	2,87	33,81	-0,37
1441	12.01.2020	14,60	18,40	22,10	58,00	7,50
1921	10.01.2020	4,14	60,45	23,60	90,93	19,46
513	07.01.2020	11,45	18,69	15,30	25,91	3,85
481	19.12.2019	10,49	14,26	19,69	36,77	9,20
933	14.12.2019	15,04	22,37	14,76	49,29	-0,28
672	30.11.2019	5,03	25,22	4,91	75,36	-0,12
3380	24.11.2019	2,79	13,87	2,86	36,70	0,06
1348	16.11.2019	17,35	29,45	34,39	106,94	17,03
475	25.10.2019	1,71	22,58	9,53	84,18	7,82
484	22.10.2019	11,44	34,25	20,81	62,65	9,38
929	28.09.2019	22,68	28,13	28,32	42,39	5,64
1981	16.09.2019	2,76	63,57	7,80	72,66	5,04
106	09.08.2019	20,11	40,43	25,10	62,43	5,00
689	05.08.2019	10,05	19,32	24,21	48,51	14,16
501	10.07.2019	3,31	44,98	8,84	107,95	5,53
972	08.06.2019	20,45	30,45	36,07	49,14	15,63
2341	05.06.2019	8,49	97,27	10,75	184,20	2,26
441	03.06.2019	3,27	5,52	10,83	35,23	7,56
1131	24.05.2019	6,45	76,09	14,13	143,29	7,68
887	24.05.2019	11,60	34,47	15,35	79,63	3,74
773	17.05.2019	8,21	34,21	16,51	80,43	8,30
3708	11.05.2019	9,60	17,69	23,69	66,31	14,09
740	30.03.2019	5,17	23,84	10,21	79,21	5,03
4322	25.02.2019	12,10	25,10	26,43	75,68	14,33
188	31.01.2019	11,24	16,55	14,71	43,71	3,47
1180	20.01.2019	9,44	29,80	10,01	79,68	0,58
4332	10.01.2019	5,42	25,59	10,44	47,44	5,02
1143	07.12.2018	10,81	22,20	10,56	46,23	-0,26
1352	30.11.2018	3,86	11,42	9,35	44,35	5,49
1488	19.11.2018	11,21	19,35	11,40	54,73	0,19
171	16.11.2018	13,38	25,45	16,79	37,26	3,42
578	15.11.2018	11,86	24,10	19,26	45,95	7,40
145	13.11.2018	9,71	41,60	12,47	98,75	2,76
999	09.11.2018	7,40	39,24	11,12	95,21	3,72
771	06.11.2018	9,97	26,47	22,74	43,46	12,77
1253	27.10.2018	11,59	58,51	18,64	115,84	7,05
583	20.10.2018	5,15	13,55	22,06	53,96	16,90
779	17.10.2018	11,29	16,79	14,47	42,47	3,17
4335	29.09.2018	5,80	14,52	9,23	72,23	3,44
4269	06.09.2018	11,16	26,33	18,34	113,58	7,18
184	05.09.2018	4,60	74,25	14,62	28,35	10,02

№ скв.	Дата проведения	Показатели до проведения		Показатели после проведения		Доп. добыча нефти, тыс. т
		нефть, т/сут	жидкость, т/сут	нефть, т/сут	жидкость, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7
4376	05.09.2018	10,84	33,51	19,61	54,05	8,77
1660	02.09.2018	6,46	16,09	20,48	96,17	14,02
318	02.09.2018	3,68	11,45	7,76	27,07	4,08
746	31.08.2018	12,23	21,49	11,94	33,88	-0,29
136	10.08.2018	20,81	56,64	64,65	287,65	43,84
1722	30.06.2018	6,72	26,11	8,82	29,82	2,10
515	22.06.2018	12,38	29,64	14,58	33,25	2,20
502	11.06.2018	2,06	9,06	5,03	29,68	2,97
1097	13.05.2018	17,41	34,13	25,00	57,74	7,60
4283	23.04.2018	9,81	34,70	13,76	147,14	3,96
775	12.04.2018	10,11	16,74	16,00	44,90	5,89
468	17.03.2018	9,67	28,89	20,86	44,99	11,19
642	17.03.2018	8,97	17,16	15,77	52,83	6,80
1957	15.03.2018	3,52	8,94	4,49	23,08	0,97
631	06.03.2018	11,06	13,90	17,50	29,16	6,44
128	08.02.2018	15,80	36,80	25,45	97,97	9,65

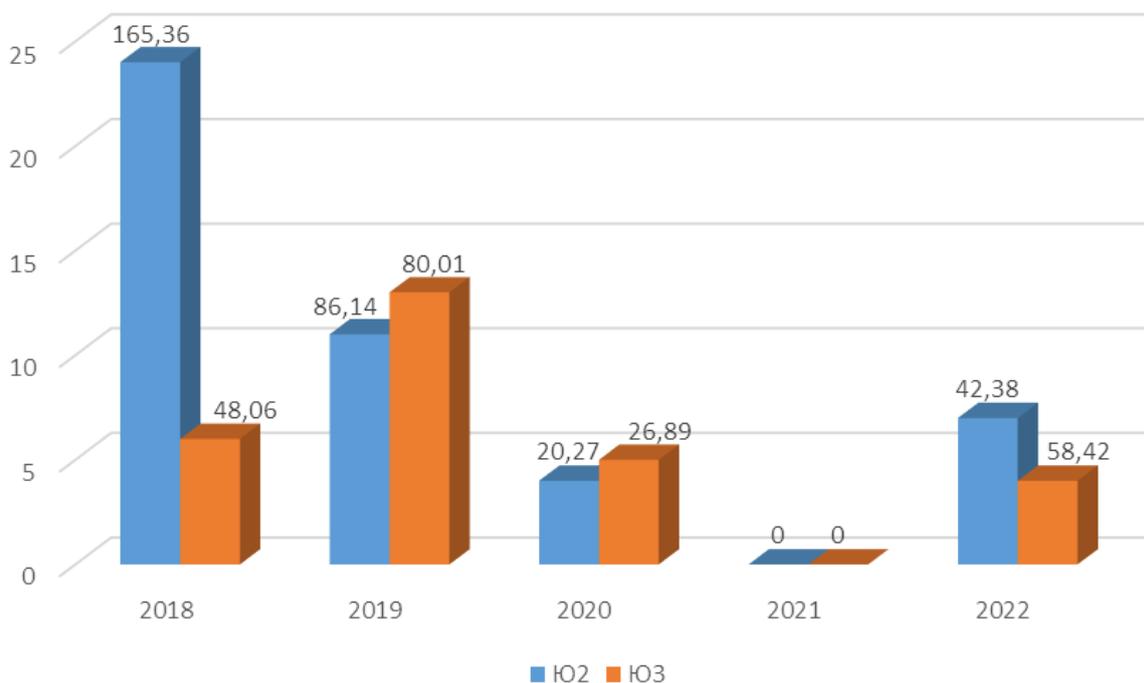


Рисунок 1 – Дополнительная добыча от ГРП за период 2018-2022 гг. на Тайлаковском месторождении (объект Ю2-3)

Также стоит отметить ключевые факторы, от которых зависит эффективность проведения гидравлического разрыва пласта:

1. Геологические условия: структура и состав горной породы, включая ее пористость и проницаемость, наличие трещин и других геологических особенностей, которые могут повлиять на распространение разрывов.

2. Параметры закачиваемой жидкости: тип и состав жидкости, используемой для ГРП, вязкость жидкости, которая влияет на способность создавать и поддерживать трещины.

3. Давление и объем закачиваемой жидкости: давление, при котором осуществляется закачка, должно быть достаточным для создания трещин, объем закачиваемой жидкости, который влияет на масштаб разрыва и количество созданных трещин.

4. Выбор пропанта: используемый пропант должен быть достаточного качества и размера, чтобы поддерживать трещины открытыми, количество пропанта, закачиваемого вместе с жидкостью, также имеет значение.

5. Технологические методы: применяемые технологии и оборудование для проведения ГРП, включая насосное оборудование и системы контроля, методология проведения операции, включая последовательность действий и мониторинг процесса.

6. Мониторинг и анализ: эффективность мониторинга во время и после проведения ГРП позволяет оценить результаты и внести коррективы в дальнейшие операции, анализ данных о потоках и давлениях после ГРП для оценки его успешности.

7. Экологические и регуляторные факторы: соблюдение экологических норм и требований может влиять на выбор методов и технологий, локальные условия и требования, касающиеся проведения ГРП [5].

Все эти факторы в совокупности определяют, насколько успешно будет проведен гидравлический разрыв пласта и как это отразится на последующей добыче углеводородов.

В заключении стоит отметить, следующее:

В данной работе был проведен анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Тайлаковском месторождении.

По результатам проведенного анализа можно указать следующее: из 77 проведенных мероприятий ГРП, 71 оказалось успешным. Следовательно, процент успешности составил 92%, дополнительная добыча составила 554,86 тыс. тонн нефти.

#### **Библиографический список:**

1. Ковалев Н.И., Гиляев Г.Г., Хабибуллин М.Я. Интенсификация добычи нефти. Наземное и подземное оборудование. Краснодар: Просвещение-Юг, 2005. 335 с. Текст: непосредственный.
2. Рудой В.С., Жданова С.А. Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Сб. научн. тр. ВНИИнефть. 2005. Вып. 132. 180 с. Текст: непосредственный.
3. Альмухаметова Э.М., Ворсина Н.А., Сыртланов О.В. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. Вып. 3 (93). С. 23-29. Текст: непосредственный.
4. Бутов Л.Н. Применение различных методов повышения нефтеотдачи пластов // Сер. «Нефтепромысловое дело». М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 58 с. Текст: непосредственный.
5. Девликамов В.В., Зейгман Ю.В. Техника и технология добычи нефти. Уфа: Изд-во УНИ, 1987. 116 с. Текст: непосредственный.

УДК 622.276

#### **О способе изоляции водопритока в добывающих скважинах эксплуатирующих трещиноватые коллектора /**

#### **On the way to the water shutoff wells of fractured reservoirs**

Габидуллаева Ш. А. / Gabibullaeva Sh.A

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

This article provides a way to water shutoff of fractured reservoirs to production wells. It is known that the fractured reservoirs has its spesificheskies characteristics. Therefore, technology that gives positive results in the formations, even the high permeability, can show itself ineffective when applied in fractured formations. To get positive results, careful preparation is required both in the preparation of the composition and in the preparation of the well for the process to operation. Conducted laboratory studies indicate the effectiveness of the proposed work, taking into account the above requirements.

**Keywords:** model, bottomhole zone, composition, the warrant, oil, cement, clay, permeability.

Представленная работа посвящена такой проблеме разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами как изоляция водопритока.

Известен способ изоляции притока воды из пластов в добывающие скважины с использованием мазута [1]. Следует отметить, что данный метод эффективен для изоляции воды в некоторых случаях. Однако изоляционные работы, проводимые этим методом, не дают долговременного эффекта, а в пластах с аномальным давлением вообще неэффективны, так как этот состав имеет пастообразную консистенцию форму пасты и не обладает достаточной прочностью. По этой причине при увеличении перепада давления состав выталкивается из пласта в скважину. Если принять во внимание этот процесс, то изоляционные работы, проводимые с использованием предлагаемой эмульсии, не могут быть эффективными в трещиноватых слоях.

Известны также методы изоляции водопритока с применением деэмульгатора в составе водонефтяной эмульсии [2].

В этом случае из-за отсутствия в предлагаемом способе компонента, способного затвердевать, неизбежно, что состав легко выйдет из трещин в изоляционных работах, проводимых в растрескавшихся слоях, а это не может дать никакого эффекта.

Глина, полимер и вода используются в составе другого метода изоляции подземных вод [3]. Здесь в качестве полимера хранится 5%-ный раствор сополимера акрил-нитрил-бутадиен-стирола в воде и дополнительно в цементе. Правда, наличие глины в составе позволяет сделать вывод, что она закрывает поры за счет своего набухания при контакте с водой. Однако, это свойство глины не вызывает ее повторного набухания после попадания в поры при укладке ее на землю в процессе приготовления состава [3]. С другой стороны, совместное присутствие воды и цемента в композиции может создать осложнения до момента ее закачки в скважину, а также существует вероятность ее затвердевания в нефтяных порах. Кроме того, сомнительно, что этот состав сохраняется под высоким давлением в трещиноватых слоях.

В другой работе после закачки в скважину эластичного вещества, содержащего полиакриламид, для изоляции воды закачивают цементный раствор, чтобы предотвратить забор этой массы обратно в скважину [4].

Исходя из свойств компонентов состава, можно сказать, что изоляционные работы, проводимые данным методом, не дадут должного эффекта в трещиноватых слоях с аномальным давлением и температурой. Поэтому, принимая во внимание эти трудности, был разработан новый метод, который может дать положительные результаты при выполнении этих условий, и ингредиенты, которые могут дать положительные результаты в операции выделения воды, проводимой этим методом.

Следует отметить, что приготовление цементного раствора на масляной основе (или раствора нефцецементно-бентонитовой глины) играет важную роль в решении проблемы, требующей большого внимания. Таким образом, раствор готовят путем смешивания необходимого количества сухого цемента с чистой сырой нефтью без воды. Приготовленный раствор не может затвердеть, пока не вступит в контакт с водой. Потому что, чтобы цемент затвердел, важно смешивать его при контакте с водой. Поэтому раствор, приготовленный добавлением сухого цемента в масло с нулевым содержанием влаги, можно хранить и транспортировать на большие расстояния. Одним из важных факторов является закачка закачиваемого раствора в пласт с помощью одномерных труб, чтобы заранее убедиться в эффективности водоизоляционных мероприятий. Потому что, если трубы имеют разные диаметры, велика вероятность того, что в стыках соединительных частей разных размеров труб останутся остатки воды, участвовавшие в промывке зоны фильтра. В этом случае эти остатки воды могут смешиваться с цементом (цементно-глиняной смесью), содержащимся в проходящем через него тампонажном растворе, и превращаться в твердые частицы за счет температуры там при движении по стволу скважины [5]. Он способен закрыть устья трещин в призабойной зоне скважины и отсекает закачиваемый туда раствор.

Предлагаемые нами ингредиенты по принципу действия схожи. Итак, во-первых, необходимое количество сухого цемента растворялось в сырой нефти с нулевым содержанием влаги и сохранялось длительное время.

В качестве второго варианта к сухому маслу добавляли сухую цементно-бentonитовую глину в том же количестве, что и в первом варианте, но путем замены 10% сухого цемента на сухую бentonитовую глину, и после хранения содержимого обоих вариантов в течение В течение длительного времени в результате проверки было установлено, что изменений нет.

Затем к этим ингредиентам по отдельности добавляли такое же количество воды. Через 24 часа проверяли оба компонента с добавлением воды и определяли их затвердевание. Обе затвердевшие части очищали промывкой и проверяли их объемы. В результате было установлено, что объем твердой части с добавлением бentonитовой глины заметно больше, чем объем твердой части только с цементом. Это показывает, что после затвердевания в поступающем в трещины цементном растворе происходит сжатие (усадка) в объеме твердой части, а это увеличивает вероятность того, что твердая часть в определенной степени растечется по трещине в слое и, следовательно, в этих местах могут произойти новые утечки воды. Однако цемент, содержащий частицы бentonитовой глины, не дает усадки из-за набухания бentonитовой глины после высыхания, в связи с чем вероятность отрыва от поверхности трещины близка к нулю. По этой причине применение состава, содержащего бentonитовую глину, для изоляции воды в трещиноватых слоях создает основу для получения более высокой эффективности [6].

Предлагаемая композиция и способ ее применения имеют преимущество также в том, что входящие в нее компоненты состоят из веществ, ежедневно используемых в нефтяной промышленности, и сырой нефти, являющейся продуктом самой скважины, и готовятся путем «простой метод».

Процесс изоляции проводят следующим образом: сначала, рассчитывая пластовое давление скважины, готовят глинистый раствор с удельным весом, равным 1,4-1,65, для его закалки, проводят его закалку. В этом случае за трубой обычно хранится раствор глины, а в трубе хранится либо раствор глины, либо вода, чтобы предотвратить падение давления. На следующем этапе готовят раствор цемента на масляной основе (или раствор цементно-бentonитовой глины на масляной основе). В этом процессе трубы элеватора поднимаются примерно на 200 метров после завершения процесса, чтобы элеватор не оставался внутри цемента и не затвердевал. Перед закачкой приготовленного раствора в скважину туда в качестве разделительной жидкости закачивают 1 м<sup>3</sup> сырой нефти, раствор цемента на нефтяной основе (или раствор цементно-бentonитовой глины на нефтяной основе) в расчетном объеме, а затем еще 2 м<sup>3</sup> сырой нефти закачивается. Объем раствора цемента на нефтяной основе (цементно-бentonитовой глины) рассчитывается таким образом, чтобы при закачке этого объема в скважину состояние, когда обратный ящик трубы открыт, оставалось открытым до момента подачи подготовленного состава. до фильтра и в тот момент, когда состав достигает зоны фильтра (в результате этого процесса блок контролирует объем состава, впрыскиваемого в резервуар, выполняется осуществляется таким образом, чтобы при достижении закачиваемого в пласт материала через расчетную трубу зоны фильтра задняя часть трубы закрывалась, чтобы поступающий в скважину материал выталкивался в пласт) задняя часть трубы закрыт, чтобы давление не падало и закачиваемый материал попадал в пласт. Сразу после этого в ствол скважины (треснутую) зона водоема. Цемент (или цементно-бentonитовая глинистая смесь), содержащийся в приготовленном здесь растворе, смешивается с пластовыми водами в этих трещинах и создается основа для твердения цемента (и набухания за счет присутствия глины). Затем скважину закрывают на 24-48 часов. Этого времени достаточно, чтобы цементный раствор на масляной основе достаточно затвердел. По истечении этого времени колодец тихо активизируется и впитывается.

Сказанное выше подтвердилось и многочисленными лабораторными экспериментами. Ниже приведены результаты лабораторных экспериментов. Эксперименты проводились по двум направлениям: изучение влияния длительного хранения цементного раствора на масляной основе на его качество, долговечность изоляции воды в трещиноватых слоях при высоком давлении [7].

По первому направлению эксперименты проводились следующим образом: такое же количество цемента (с заменой 10% сухого цемента сухой бentonитовой глиной) добавлялось к такому же объему масла с влажностью ноль, единица, две, и пять. Наблюдая, что раствор затвердевает быстрее в емкостях с более высоким процентом влажности, все растворы с процентом влажности затвердевали, тогда как раствор цемента на масляной основе без воды хранился в течение нескольких месяцев, не закаленный. Подробно это описано выше.

Во второй серии экспериментов исследовались возможности покрытия толщины этого слоя композиции, приготовленной с помощью уплотнителя. Для этого к экспериментальному устройству были параллельно подключены две разные модели проводящего слоя (рисунок). Данная схема представляет собой модель слоистого слоя без гидродинамического взаимодействия. Проводники слоев – 21 и 5. Остаточная нефть в экспериментах не моделировалась.

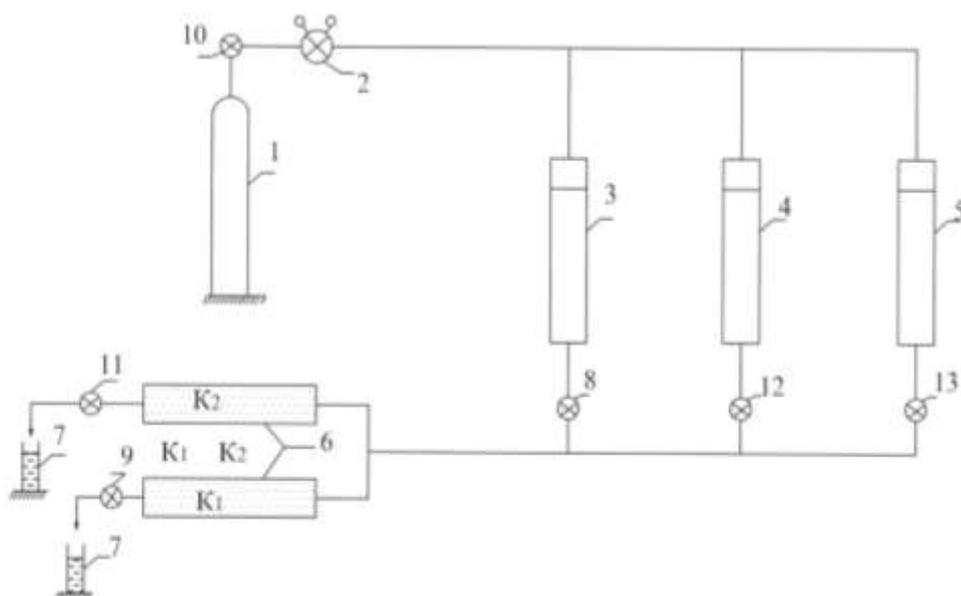
Во-первых, обе модели заполняются водой вязкостью 15 сПз под вакуумом. Затем к схеме подключили обе модели, насыщенные водой. Пока ящики 8, 9, 10 и 11 оставались открытыми, из системы резервуаров с водой из 3-х емкостей выдавливалось масло. Компрессия 0,5 атм. осуществляется под давлением. Масло, вытесненное из пористой среды, измерялось с помощью манометра 7. Процесс сжатия нефти показал, что в разработку был включен только высокопроницаемый пласт, а низкопроницаемый пласт не был покрыт сжимающим агентом. Компрессию нефти продолжали до тех пор, пока содержание воды в продукте высокопроницаемого слоя не достигло 96%. В это время через систему слоев проходила вода в объеме 7 пор. Время уплотнения перед изоляционными работами составило 125 минут. Затем, как и в первой серии экспериментов, части состава впрыскивают из контейнеров 4 и 5 для выделения. Впрыск этих деталей составляет 1 атм. выстрелил под давлением. Измерения показали, что инжестируемый материал проник только в высокопроводящий слой. После периода затишья процесс сжатия нефти водой начинается снова. Давление сжатия 0,5 атм. случается. Продолжение процесса уплотнения после изоляционных работ показало, что слой с высокой проводимостью был изолирован, не будучи полностью развитым, и к застройке добавился слой с низкой проводимостью. Если до проведения изолирующих работ сжатие происходило только в высокопроницаемом слое пласта, то после изолирующих работ наблюдалось движение нефти только в низкопроницаемом слое. Это показывает, что приготовленный состав сначала попадает только в части слоя с высокой проницаемостью (в трещиноватых слоях этими частями могут быть трещины) и затвердевает, встречаясь там с частицами воды и перекрывая поток воды из этих частей [8].

После этого мы изменили процедуру проведения экспериментов. Итак, после создания слоев с двумя разными проницаемостями по вышеописанной процедуре, после создания в них модели пласта, как и в первом варианте, мы нанесли на модель подготовленный состав не со входа модели, а с ее выхода. В данном случае состав составляет 0,5 атм. давление входило только в модель высокопроницаемого пласта. Включение состава в модель низкопроницаемого пласта не ощущалось. Затем модель закрывали и оставляли в покое в течение 24 часов, чтобы дать возможность введенной композиции затвердеть. По истечении времени давление на входе модели снова сначала 0,5 атм., а затем 1,0 атм. даже если мы подняли ее до цены, то стало ясно, что в высокопроницаемом пласте процесс сжатия не произошел, а наоборот, в низкопроницаемой части пласта сжатие нефти ускорилось.

Эксперименты в обоих вариантах показывают, что предлагаемые состав и способ полностью пригодны для предотвращения перетока воды из трещиноватых пластов в добывающие скважины. Приготавливаемый состав готовится в зависимости от параметров каждой скважины и эксплуатируемого ею пласта [9].

Кроме того, были проведены эксперименты по определению изменения объема цементного раствора, содержащего бентосную глину, после высыхания. Эти эксперименты были простыми и проводились как с количественными измерениями, так и с наблюдением зрительных образов. Для этого подбирается композиция, состоящая из двух частей [10].

400 грамм сухого цемента в качестве первого ингредиента, смеси цемент + бентонитовая глина общим весом 400 грамм в качестве второго ингредиента (360 грамм цемента + 40 грамм бентонитовой глины, 370 грамм цемента + 30 грамм бентонитовой глины, 380 г. грамм цемента + 20 г бентонитовой глины и 390 г бентонитовой глины). Затем каждый из подготовленных ингредиентов смешивали с 200 граммами воды и разливали отдельно в емкости одинакового размера и формы (размеры емкостей в форме стандартного срезанного конуса: диаметр горловины - 75 мм, диаметр - 75 мм. диаметр нижней части 65 мм, глубина 40 мм) время затвердевания (начало и окончание затвердевания) определяют в тепловой бане, затем эти образцы вынимают из форм и закаляют и полностью высушивают при комнатной температуре. ожидал [11].



Период ожидания занимал в некоторых случаях 3 дня, а в некоторых 5-6 дней. По истечении этого периода высушенные ингредиенты снова помещали в эти контейнеры и проверяли их размеры и внешний вид. Лишь на верхней стороне образца из цемента наблюдалось осаждение поверхности [12].

Верхняя поверхность одних образцов, содержащих бентонитовую глину (когда доля бентонитовой глины невелика), а поверхность других была выпуклой. Последнее состояние наблюдалось в смесях с большим количеством глины. Кроме того, в емкости только с цементным раствором наблюдалось отделение цементного порошка от стенки емкости. Во многих отобранных образцах этот зазор составляет по всей окружности образца, иногда по диаметру 0,2 мм (по 0,1 мм с каждой стороны, а в некоторых образцах этот зазор достигает 0,3 мм). В смешанных случаях это условие составляет менее 0,1 мм в сухом образце глиняно-цементной смеси с низким содержанием глины, а в случаях с относительно большим количеством глины разрыв вообще отсутствует [13].

Результаты проведенных экспериментов приведены в таблице 1.

Таблица 1

№	Состав образцов	Параметры образцов до затвердения мм × мм × мм	Параметры образцов после затвердения мм × мм × мм
1	цемент – 100%	75x65x40	(74,7-74,8)x64,7-64,8 x39, 9
2	цемент – 97 % глина - 3 %	75x65x40	75x65x40
3	цемент – 95 % глина - 5 %	75x65x40	75x65x40,1
4	цемент – 92 % глина - 8 %	75x65x40	75x65x40,2
5	цемент – 90 % глина - 10 %	75x65x40	75x65x40,3
6	цемент – 87 % глина - 13 %	75x65x40	75x65x40,3
7	цемент – 85 % глина - 15 %	75x65x40	75x65x40,3

Анализ полученных результатов показывает эффективность предложенной технологии.

### **Библиографический список:**

1. М.Н. Галямов, Р.Ш. Рахимкулов «Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. М. Недра, 1978, с.51.
2. Исмаилов А.Ч., Мамедов Н.Х., Юсифов Р.А. и б. «Метод изоляции слоев» Аз. Патент № 99/001298, 1998 г.
3. Гусейнов В.Г., Усейнов А.У., Мамедов К.Г. и б. «Композиция для изоляции пластовых вод, поступающих в скважину» Аз.Патент № а2003 0087, 2003 г.
4. Багиров М.К., Эфендиев И.Ю., Казимов Ш.П. и б. «Способ изоляции пластовой воды в нефтяных скважинах» Аз. Патент № а2002 0042, 2002 г.
5. Петров Н.А. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков. – М.: Химия, 2005. – 171 с.
6. Кузнецов М.А., Ишкинов С.М., Кузнецова Т.И. и др. Технология ограничения притоков воды в добывающие скважины. Нефтяное хозяйство, 2017, №7
7. Othman A., Aljawad M.S., Al-Ramadan M. et al. Evaluation of a Novel Emulsion Preparation Method for Reducing Water-Cut in Production. Society of Petroleum Engineers, ADIPEC, November 4–7, 2024, SPE-222588-MS
8. Дурягин В.Н., Стрижнев К.В., Осадчий В.Е. Обоснование селективности воздействия гелеобразующей композиции при проведении водоизоляционных работ в условиях коллекторов трещинно-порового типа. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. №1. с.79-92.
9. Никитин М.Н., Петухов А.В. Гелобразующий состав на основе силикат натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещинных коллекторах. Нефтяное Хозяйство -2011 - № 5, с.143-153.
- 10.Рогачев М.К., Кондрашев А.О., Кондрашев О.Ф. Водоизоляционный полимерный состав для низкопроницаемых коллекторов// Нефтяное хозяйство. № 4. 2014. С. 63-65.
11. Силин М.А., Рудь М.И., Фам Х.К., и др. Новый эмульгатор для получения битумных эмульсий, применяемых в технологии селективной изоляции водопритоков //Нефтепромысловое дело. -№ 9. -2010. -С. 20-22.
12. Силин М.А., Рудь М.И., Фам Х.К., и др. Разработка битумной эмульсии для применения в технологии селективной изоляции водопритоков// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-№ 11.-2010.-С. 11-13.
13. Телин А.Г., Самардаков В.В., Игдавлетова М.З. О приоритетах в выборе потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи. Нефтепромысловое дело, 2001, №1, с.19-22.

УДК 662.276.1

### **Назначение методов воздействия на призабойную зону скважины**

Исмаилов Ш. З., Дадаш-заде М. А., Султанова А. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

Углеводороды, по прогнозам ученых мира, как минимум до 2050 года продолжают оставаться доминирующими энергоносителями, на 70-80% обеспечивающими мировое производство энергии. Как ожидается, в ближайшие 30 лет потребность нефти в мире будет возрастать на 1,5-2,1% ежегодно, а потребность газа к 2030 году удвоится. Экономические анализы показывают, что прогнозируется также, что мировая цена на нефть будет расти, а в будущем увеличится в несколько раз.

Однако надо отметить, что смена устойчивой и длительной динамики роста на тенденцию к падению в условиях роста цен на углеводородное сырье свидетельствует о возможном достижении пиков добычи, причиной которого является истощение активной части запасов и исчерпание значительных в отрасли технологических резервов добычи.

В условиях, когда спрос на нефть и газ превышает ценность углеводородов будет расти в геометрической прогрессии, а рост цен на нефть и газ повлечет за собой в мире общее подорожание.

В данной ситуации большой интерес представляет важность сконцентрировать имеющиеся финансовые, материальные и людские ресурсы на решении приоритетных задач нефтедобычи.

Научные работы в данном аспекте считаются важнейшими комплексными задачами развития нефтяной и газовой промышленности. Это требует необходимости решения задач, которые обуславливаются одновременным рассмотрением, учитывая сложность и степень неравновесных процессов в промышленности [6-8].

Отметим, что часто применяемые в настоящее время подходы как на научном, так и практическом случаях дают неудовлетворительные результаты. Так, например, многие задачи нефтегазодобычи при решении используют квази-равновесные системы, в которых внутреннее переустройство происходит намного быстрее, чем взаимодействие с внешней средой.

Развитие в последнее время нелинейных синергетических методов позволяет отметить, что «силовое воздействие» на сложные системы не всегда дает необходимый эффект, а зачастую сопровождается ухудшением исходных и конечных результатов.

В данное время при моделировании процессов увеличения добычи нефти превалирует детерминированный подход, заключающийся в расчете фильтрационных течений в реальном пласте на основе численного решения общих уравнений движения жидкостей и газов в пористой среде. Однако опыт моделирования сложных систем показывает, что подобный подход может иметь только ограниченное применение.

Отметим, что это связано не только со сложностью данных моделей, но и с потерей целостности описания при практическом применении в процессах разработки нефтяных и газовых месторождений.

Кроме того, необходимо отметить, что имеются ограничения как внешнего (например, невозможность точного определения динамики отбора углеводородов, динамики ввода новых скважин или математические особенности, финансовые возможности и др.), так и внутреннего характера (отсутствие достоверной информации о детальном геологическом строении пласта, погрешности в промысловых данных и т.д.)

В процессе эксплуатации скважин наблюдается снижение добычи нефти за счет уменьшения проницаемости околоскважинного пространства продуктивного пласта. Это приводит к нестабильности данной зоны. В процессе вскрытия скважины и ее эксплуатации нарушается природная структура пласта, что приводит к нарушению энергомеханического равновесия пласта и скважины. В данном случае в околоскважинном пространстве возникают физико-механические и гидродинамические изменения свойств и характеристик пласта, пластовой жидкости (нефти) и возникают физико-химические превращения, то есть отложения асфальтенов, парафинов, гидратов, разбухание глинистых частиц. В данном случае происходит разрушение коллекторов, физическая блокировка притока жидкости к забою скважины [1, 2].

Это, в свою очередь, приводит к нарушению гидродинамического равновесия пласта, что выражается уменьшением капиллярности и трещиноватости пристенной зоны скважины. В данном случае удерживаются водородные связи в углеводородных системах и происходит перераспределение давления. Все данные технологические процессы и неполностью указанные параметры существенно нарушают проницаемость и пористость околоскважинного пространства, образуя неоднородную по проницаемости и пористости новую зону, что приводит к кратному снижению добычи углеводородов. Отметим, что коэффициент проницаемости в данном интервале непрерывно ухудшается по данной функции, снижается от внешнего контура к внутреннему контуру, то есть до стенки скважины. При этом на внешнем контуре значение коэффициента проницаемости равно значению коэффициента естественной проницаемости пласта, а у стенки эксплуатационной скважины проницаемость имеет минимальное значение. Практика показывает, что коэффициент проницаемости выражает усредненное значение неоднородной по проницаемости данной зоны.

Отметим, что для облегчения притока или поглощения в данных условиях пользуются искусственным воздействием на породы призабойной зоны с целью увеличения их пропускных свойств. В данном случае с этой целью увеличивают число и размер дренажных каналов, степень трещиноватости породы, а также частично удаляют тяжелые фракции, то есть смолы,

парафины, осевшие на стенках поровых каналов. В основном, по характеру воздействия на призабойную зону методы увеличения ее проницаемости разделяют на три основные группы: механические, химические и тепловые. Отметим, что для получения лучших результатов часто эти методы сочетают один с другим или данные методы применяют последовательно [2, 3].

Часто выбор методов воздействия на призабойную зону определяется условиями пласта и призабойной зоны. Отметим, что в условиях Азербайджана часто в призабойной зоне пласта накапливаются парафины и смолы, что, в конечном счете, снижает производительность скважины. Химические методы, например, обработка пласта кислотами, дают хорошие результаты. Весьма успешно их применяют в различных породах, так, например, песчаниках и слабопроницаемых карбонатных породах [1-4].

Известно, что в процессе закачки объем раствора можно определить как:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} r \frac{dP}{dr} \quad (1)$$

Где  $Q$  –объемный расход закачиваемой жидкости;

$k$  -проницаемость;

$h$  -мощность пласта;

$\mu$  -динамическая вязкость закачиваемой жидкости;

$r$  -искомый радиус;

$\frac{dP}{dr}$  -градиент давления.

Запишем данное уравнение для пласта и призабойной зоны. Соответственно для пласта:

$$\frac{1}{k_n} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi h}{\mu} dP \quad (2)$$

И для призабойной зоны

$$\frac{1}{k_1} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi h}{\mu} dP \quad (3)$$

Где  $k_n$  –проницаемость пласта;

$k_1$  -проницаемость призабойной зоны.

Для пласта примем граничные условия:

$$\begin{aligned} r = R_1 & \quad P = P_1 \\ r = R_n & \quad P = P_k \end{aligned} \quad (4)$$

Тогда после интегрирования имеем:

$$\frac{1}{k_n} \ln \frac{R_k}{R_1} = \frac{2\pi h}{Q\mu} (P_c - P_1) \quad (5)$$

Где  $R_1$  –радиус проникновения кислоты в пласт с учетом призабойной зоны.

Соответственно для призабойной зоны имеем

$$\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{R_c} = \frac{2\pi h}{Q\mu} (P_1 - P_k) \quad (6)$$

Решая совместно данные уравнения, имеем:

$$Q = \frac{2\pi h k_n}{\mu} \frac{P_c - P_k}{\ln \frac{R_k}{R_1} - \frac{k_n}{k_1} \ln \frac{R_1}{R_c}} \quad (7)$$

Данное уравнение дает возможность определить объемный расход закачиваемой кислоты с учетом проницаемости призабойной зоны. Если  $k_n = k_1$  и  $R_1 = R_c$ , то имеем уравнение Дюпюи [5].

Теперь определим время закачки раствора в пласт. Соответственно для системы пласт и скважина имеем:

$$Q \cdot t = \lambda (\rho_k - \bar{\rho}) \quad (8)$$

Где  $\lambda$  – объем порового пространства, куда закачивается раствор кислоты, м<sup>3</sup>;

$\rho_k$  – плотность раствора кислоты в условиях устья скважины, кг/м<sup>3</sup>;

$\bar{\rho}$  – средневзвешенная по объему плотность раствора кислоты, кг/м<sup>3</sup>.

$$\bar{\rho} = \frac{1}{\lambda} \int_{\lambda} \rho d\lambda \quad (9)$$

Объем порового пространства, куда закачивается раствор кислоты определяется как:

$$\lambda = \pi (R_1^2 - R_c^2) h \cdot m \quad (10)$$

Где  $m$  – пористость призабойной зоны. Тогда имеем:

$$Qt = \pi (R_1^2 - R_c^2) h \cdot m (\rho_k - \bar{\rho}) \quad (11)$$

Решая совместно, получим:

$$\frac{2\pi h k_n}{\mu} \frac{P_c - P_k}{\ln \frac{R_k}{R_1} + \frac{k_n}{k_1} \ln \frac{R_1}{R_c}} = \pi (R_1^2 - R_c^2) h \cdot m (\rho_k - \bar{\rho}) \quad (12)$$

Введем обозначения:

$$\varepsilon = \frac{\rho_c}{\rho_k}; \quad R^* = \frac{R_k}{R_c}; \quad \xi = \frac{\bar{\rho}}{\rho_k}$$

Откуда имеем:

$$t = \frac{R_c^2 m \mu \ln R^* (1 - \xi)}{2k_n (1 - \xi)} (R_k^{*2} - 1) \quad (13)$$

Данные уравнения дают возможность определить время закачки данного раствора в призабойную зону пласта.

#### **Выводы:**

✓ Анализ показал, что предложенная методика расчета дает возможность определения основных параметров раствора, закачиваемого в скважину с целью увеличения производительности скважин.

✓ На основе данных расчетных формул, с учетом физических параметров самого пласта и призабойной зоны можно определить объемный расход закачиваемого жидкостного раствора.

✓ Проведенный анализ показал, что, учитывая параметры пласта и закачиваемой жидкости, можно определить время закачки жидкости в призабойной зоне пласта для увеличения производительности эксплуатационных скважин при стабильном изменении показателей нефтяного пласта.

### **Библиографический список:**

1. Коротаев Ю.П., Зотов С.А., Алиев З.С. «Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин», М. Недра, 1989, 270 с.
2. Лапук Б.Б., Закиров С.Н. «Проектирование и разработка газовых месторождений», М., Недра, 1974, 378 с.
3. Ширковский А.И., Задора Г.И. «Добыча и подземное хранилище газа». М., Недра. 1994, 217 с.
4. «Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа», Д.Л.Катц, Д.Корнелли, Р.Кобаяши и др. М., Недра, 1965
5. Исмаилов Ш.З., Сулейманов А.А., Новрузова С.Г., Меликов Г.Х. и др. «Технология скважинной добычи нефти и газа», Баку, Эльм, 2022, 540 с.
6. Белман Р., Заде Л. «Принятие решений в расплывчатых условиях», Москва, Мир, 2016, 204 с.
7. Бендат Дж., Пирсол А. «Применение корреляционного и спектрального анализа», Москва, Мир, 2018, 312 с.
8. Каневская Р.Д. «Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов», Москва, «Ижевск», 2015, 242 с.

УДК 622.276.52

### **Исследование последовательности разработки отдельных частей газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой и ее влияния на углеводородную отдачу пласта**

Маммедова Г. Г.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** Увеличивается особая значимость газа и конденсата в энергетическом секторе. В этой связи следует оценить широкие перспективы газовых и газоконденсатных месторождений, а также крупных запасов углеводородов. В статье рассматриваются принципы разработки нефтяных и газовых месторождений, выбор способа разработки, преимущества и недостатки отдельных способов разработки на примере газоконденсатного месторождения, особое внимание уделено изучению последовательности разработки отдельных участков нефтегазоконденсатного месторождения и ее влиянию на углеводородоотдачу залежи.

В том числе проблемы, возникающие в процессе разработки, такие как накопление воды в стволе скважины, движение газовой, нефтегазовой контактной, негативное влияние на проницаемость при движении нефти в газовый пласт и т.д., пути их решения, новые преимущества и недостатки, а также отражено влияние ряда факторов на коэффициент отдачи углеводородов.

Выбран ряд методов и проведены эксперименты по определению типа залежей, подсчету и прогнозированию запасов углеводородов месторождения. Метод промышленно значимой опытной эксплуатации используется в качестве экспресс-метода разработки месторождений. Целью применения данного метода является аппроксимация параметров пласта к моменту окончания геологоразведочных работ и одновременно уточнение запасов углеводородов газоконденсатно-газоконденсатнонефтяного месторождения.

**Ключевые слова:** газоконденсатное месторождение, нефтегазоносная зона, запасы углеводородов, нефтяная оторочка, показатели разработки, потери конденсата, пластовое давление.

Системы разработки газовых и нефтяных конденсатных месторождений весьма разнообразны. Они различаются главным образом последовательностью извлечения нефти, газа и конденсата из пласта. Проблема создания эффективной системы разработки нефтегазоконденсатных месторождений и полного извлечения углеводородов из недр имеет важное народнохозяйственное значение. Поэтому одним из актуальных вопросов является правильная оценка последовательности ввода в разработку нефтегазоносных зон нефтегазоконденсатного месторождения наиболее рациональным способом. Очевидно, что от правильного решения этого вопроса зависит максимальная углеводородоотдача пласта.

Метод опытной эксплуатации промышленного значения (ОЭПЗ) используется в качестве экспресс-метода разработки месторождений. Целью применения данного метода является аппроксимация параметров пласта к моменту окончания геологоразведочных работ и уточнение запасов углеводородов газоконденсат-газоконденсатнефтяного месторождения. Опыт показал важность включения в ОЭПЗ месторождений газа и газоконденсата.

При включении газоконденсатного месторождения в ОЭПЗ необходимо учитывать некоторые особенности. То есть, в газоконденсатных месторождениях нефтяные и газовые зоны находятся как во взаимодействии друг с другом, так и под воздействием естественной энергии пласта.

Эти факторы следует учитывать при рассмотрении вопроса разработки месторождения, особенно нефтяной оторочки, если она имеет промышленно значимые запасы. Поэтому выбранный метод разработки цикла ОЭПЗ должен обеспечивать максимальную отдачу углеводородов из пласта. Залогом достижения этой цели является правильное определение последовательности ввода в разработку отдельных участков пласта и уровня падения давления, обеспечивающего полезное истощение пласта. Исходя из этого, можно считать нижеследующие вопросы актуальными.

1. Установление цикла ОЭПЗ газоконденсатно-нефтенасыщенной зоны, существенно влияющего на показатели разработки месторождения.

2. Определение соотношения газоконденсатных и нефтяных зон пласта и его влияния на последовательность разработки газоконденсатной системы с целью увеличения добычи углеводородов.

Существуют различные классификации месторождений, основанные на термодинамических свойствах пластовых жидкостей. Однако, поскольку они недостаточно обоснованы, их нельзя применять в теоретических вопросах.

Некоторые классификации основаны на составе пластовой системы части месторождения и сравнении геологических запасов нефти, газа и конденсата отдельных компонентов относительно друг друга. На основании данного фактора оценивается значимость каждого компонента в разработке рассматриваемого месторождения.

По мнению некоторых авторов, при классификации месторождений нефти и газа состояние газоконденсатной смеси можно определить на основе их термодинамических свойств, начального давления конденсации и пластового давления.

Прежде всего, для определения типа месторождения необходимо знать физико-химические свойства жидкой или газовой фазы пластовой системы или добываемой продукции.

Когда в пласте имеется нефтяная оторочка, основная трудность заключается в оценке ее запасов. Если известны запасы нефти на месторождении, становится проще создать эффективную систему разработки этого месторождения. Однако в период действия ОЭПЗ запасы нефтяной оторочки неизвестны, и их определение является одним из основных вопросов ОЭПЗ. Эксперименты проводились в основном с газоконденсатными смесями и модельными бинарными системами «легкой» нефти, термодинамические свойства которых нам хорошо известны.

В целом месторождения углеводородов подразделяются на следующие типы:

1. Нефтяные месторождения — добываемые углеводороды состоят только из нефти различного состава.

2. Газовые месторождения — основная часть добываемых углеводородов состоит из природного газа (в основном метана ( $\text{CH}_4$ )).

3. Газоконденсатные месторождения – добываемый углеводород состоит из двух фаз: газа (природного газа) и конденсата ( $\text{C}_{5+}$ ).

Иногда в природе встречаются залежи газоконденсата, имеющие также нефтяную оторочку. Такие месторождения называются нефтегазоконденсатными. Нефтяная оторочка располагается в нижних частях структуры и различается по размерам. Такие месторождения могут обрабатываться следующими способами:

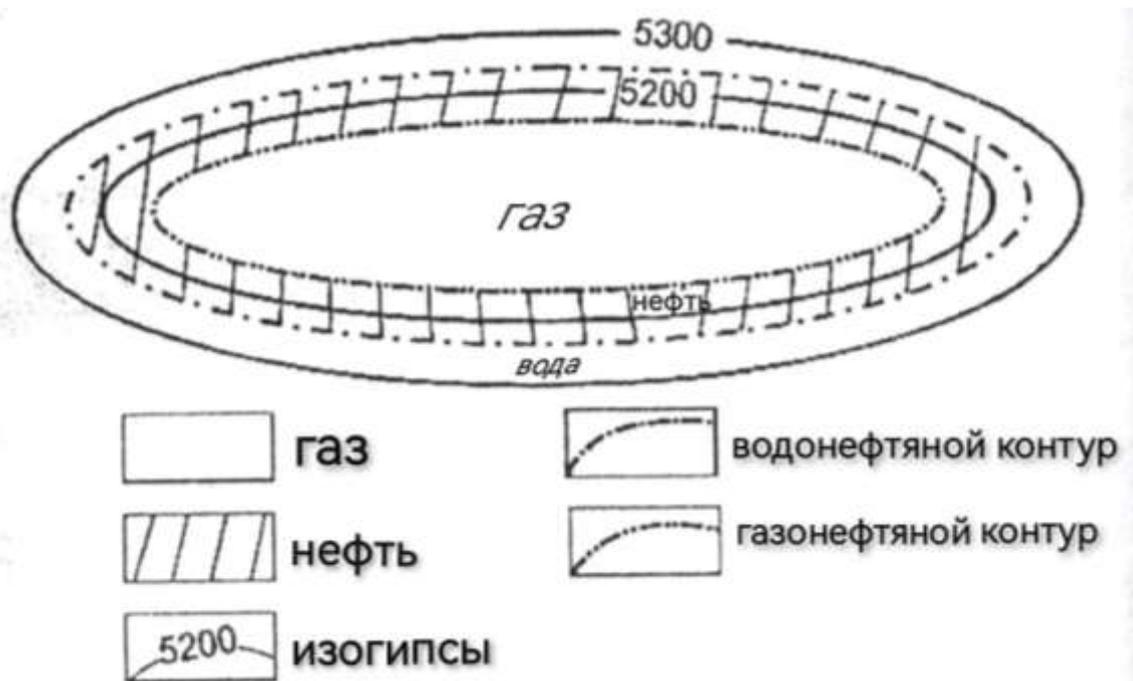


Рисунок 1 - Газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой

Однако известные работы не в полной мере отражают процессы, происходящие на нефтегазоконденсатном месторождении. Это связано с тем, что в лабораторных условиях с помощью используемых методов исследования невозможно создать газоконденсатно-нефтяную систему (газоконденсатную шапку и нефтяную оторочку).

Разработка нефтегазоконденсатных месторождений ведется в известных режимах. В результате существующие способы разработки различаются последовательностью извлечения пластовых флюидов.

Если оценивать выработанность нефтегазоконденсатных месторождений существующими методами в целом, то можно показать, что эти методы не обеспечивают интенсивной эксплуатации месторождения и максимальной отдачи углеводородов.

На коэффициент отдачи углеводородов газоконденсатно-нефтяного месторождения влияют следующие факторы: начальное давление конденсации, начальное пластовое давление, соотношение нефтяных и газоконденсатных объемов месторождения, а также порядок включения этих зон в разработку.

Сравнение экспериментальных исследований, проведенных на газоконденсатных месторождениях нефти при условии  $P_0 \geq P_k$ , показывает, что важнейшим фактором, влияющим на добычу углеводородов, является последовательность включенных в разработку нефтегазоносных зон.

В настоящее время наибольшим результатом является истощение газоконденсатно-нефтяного месторождения за счет добычи газа в первую очередь из газоконденсатной зоны.

Этот процесс продолжается до тех пор, пока пластовое давление не упадет на 10% ниже начального пластового давления. Нефтяная оторочка в этот период остается неосвоенной. После того, как пластовое давление падает на 10% ниже прежнего значения, месторождение разрабатывается на истощение путем извлечения нефти из нефтяной оторочки.

При этом на отдачу углеводородов влияет и фактор газоконденсата. Результаты экспериментов показывают, что с ростом коэффициента газоконденсатности увеличивается и коэффициент отдачи углеводородов.

Кроме того, существенное влияние на объемы добычи углеводородов оказывает также соотношение зон нефтеносности и газоносности ( $V_p/V_q$ ). Таким образом, по мере уменьшения соотношения  $V_p/V_q$  общая добыча углеводородов увеличивается. Эта закономерность имеет большое значение в последовательности включения в разработку отдельных участков газоконденсатно-нефтяного пласта.

Помимо всего вышесказанного, следует отметить, что наличие попутной воды в пласте оказывает положительное влияние на коэффициент извлечения углеводородов, как при добыче газа из газоконденсатной зоны, так и нефти из нефтяной оторочки. Комплекс проводимых работ в целом позволяет решать задачи, направленные на достижение главной цели – увеличение извлекаемых запасов жидких и газообразных углеводородов (коэффициента отдачи углеводородов). Все вышеизложенное еще раз доказывает, что если нефтяная оторочка на газоконденсатном месторождении имеет промышленно значимые запасы, то для достижения высокого конечного выхода углеводородов необходимо правильно контролировать скорость падения давления на месторождении и необходимо своевременно вводить в разработку нефтяные оторочки.

В результате экспериментального исследования сделан вывод о том, что с увеличением количества нефти в системе газ-конденсат-нефть увеличиваются потери конденсата в пласте, удельный вес конденсата уменьшается при низких значениях содержания нефтяной фазы, а при значениях выше 15% ÷ 25% начинает расти.

#### **Библиографический список:**

1. А.Х.Мирзаджанзаде, А.Г.Ковалев, Т.А.Аллахвердиев «Разработка газоконденсатных месторождений», Москва Недра, 1967»
2. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва, Недра, 1980, стр.116-147.
3. Саяхов Ф.Л., Шагиев Р.Г. и др. Гидродинамические аспекты остановки газовых скважин при наличии жидкой водной фазы в условиях крайнего севера // Нефть и газ, 1989, стр. 93
4. Мамедова Г.Г. Negative features of gas condensation deposits development and ways to eliminate them. Scientific proceedings scientific research institute “geotechnological problems of oil, gas and chemistry” 2022, №1 pp19-24, issn2218-5054
5. Гусейнов Ф.А., Технология добычи и эксплуатации скважин, журнал АНТ №8 Баку 2010г.
6. Мамедова Г.Г. Особенность газоконденсатных месторождений. Материалы научно-технической конференции (22-25 апреля 2014 г.) Ухтинский государственный технический университет, 2014, стр.81-84

УДК 622.276.5

#### **Перспективы использования диоксида углерода для повышения КИН**

Мамедова Е. В.

*Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** В статье описывается актуальная проблема извлечения нефти, особенно в условиях истощения традиционных запасов. Для вязких типов нефти тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН), такие как закачка пара, горячей воды или других теплоносителей, являются одними из наиболее эффективных решений данной задачи. Однако, ситуации, связанные с геолого-физическими условиями и глубиной залегания продуктивных слоев, могут значительно ограничить эффективность этих методов.

Применение газов, а также комбинированных технологий имеет большой потенциал для повышения эффективности извлечения нефтей. Совместная закачка различных газовых агентов, таких как углеводородные газы, азот, воздух, дымовые газы или диоксид углерода, помогает решать несколько задач одновременно таких, как увеличение проницаемости пласта и поддержку давления в пласте.

Таким образом, применение газового подхода позволяет повысить эффективность методов извлечения, а также улучшить экономическую и экологическую составляющую процесса.

**Ключевые слова:** углекислый газ, пластовая нефть, соляная кислота, ПАВ, увеличение нефтеотдачи.

**Abstract:** The article discusses the current issue of oil extraction, especially in the context of the depletion of traditional reserves. For viscous types of oil, thermal enhanced oil recovery (EOR) methods, such as steam injection, hot water injection, or other heat carriers, are among the most effective solutions to this challenge. However, situations related to the geological and physical conditions, as well as the depth of productive layers, can significantly limit the effectiveness of these methods.

The use of gases, as well as combined technologies, holds great potential for improving oil recovery efficiency. The simultaneous injection of various gas agents, such as hydrocarbon gases, nitrogen, air, flue gases, or carbon dioxide, helps solve several tasks at once, such as increasing reservoir permeability and maintaining reservoir pressure.

Thus, the application of gas-based approaches enhances the effectiveness of extraction methods, as well as improving the economic and environmental aspects of the process.

**Key words:** carbon dioxide, reservoir oil, hydrochloric acid, surfactants, enhanced oil recovery

**Введение.** Закачка CO<sub>2</sub> в пласт часто используется нефтяниками в рамках технологий увеличения извлечения нефти (Enhanced Oil Recovery, EOR). Применение этого процесса позволяет увеличить давление в пласте и улучшить вытеснение нефти, что особенно эффективно при наличии высоковязкой нефти или условия низкого давления в пласте.

Взаимодействие нефти и диоксида углерода в пластовых условиях оказывает значительное влияние на эффективность использования газа для разботки нефтяных месторождений, а также на характеристики самой нефти.

При растворении CO<sub>2</sub> в нефти, его молекулы влияют на физико-химические свойства нефти, такие как вязкость, плотность и растворимость углеводородов. Снижение вязкости пластовой нефти облегчает её фильтрацию в пластах и улучшает добычу. Этот процесс также может изменять фазовое состояние углеводородов, приводя переходу фаз, например, переход от жидкой фазы к газообразной или к более низкой плотности, что также может повысить добычу.

**Методика исследования.** В условиях высоких давлений диоксид углерода может находиться в сверхкритическом состоянии, что позволяет ему эффективно взаимодействовать с нефтью и улучшать извлечение углеводородов. В то время как при низких давлениях растворение диоксида углерода будет ограничено.

На свойства нефти и поведение системы в целом может повлиять реакция диоксида углерода с минералами и пластовой водой. Например, образование карбонатных отложений или реакции с кислотами, что может изменить пористость и проницаемость пласта.

Таким образом, растворение CO<sub>2</sub> в нефти и взаимодействие этих двух компонентов в пластовых условиях играют ключевую роль в эффективности и характеристиках методов увеличения извлечения нефти.

Углекислый газ, относительно других газов, обладает высокой растворимостью в пластовой нефти, особенно с увеличением давления. С ростом же температуры, наоборот, наблюдается снижение растворимости диоксида углерода.

Важным условием успешности этого процесса является высокая растворимость газа в пластовой нефти. Это необходимо для того, чтобы газ эффективно взаимодействовал с углеводородной жидкостью, растворяясь в ней и тем самым способствуя улучшению нефтеотдачи.

Когда газ растворяется в нефти, происходит её объёмное расширение. Это способствует снижению капиллярного давления, удерживающего остаточную нефть в пористой среде, и облегчает её извлечение. Как указывалось, выше, процесс растворения газа также может повлиять на физико-химические свойства нефти, такие как её вязкость и текучесть, что также улучшает извлечение. К примеру, углекислый газ (CO<sub>2</sub>), растворяясь в нефти, может значительно уменьшить её вязкость, что позволяет извлечь нефть даже из более глубоких и плотных пластов (рис.1).

Таким образом, закачка газа после водяного воздействия не только способствует увеличению объёма нефти, но и улучшает её текучесть, облегчая процесс вытекания нефти из поровых каналов. Важно отметить, что эффективность этого процесса напрямую зависит от растворимости выбранного газа в нефти, а также от физико-химических характеристик самого пласта и нефти.

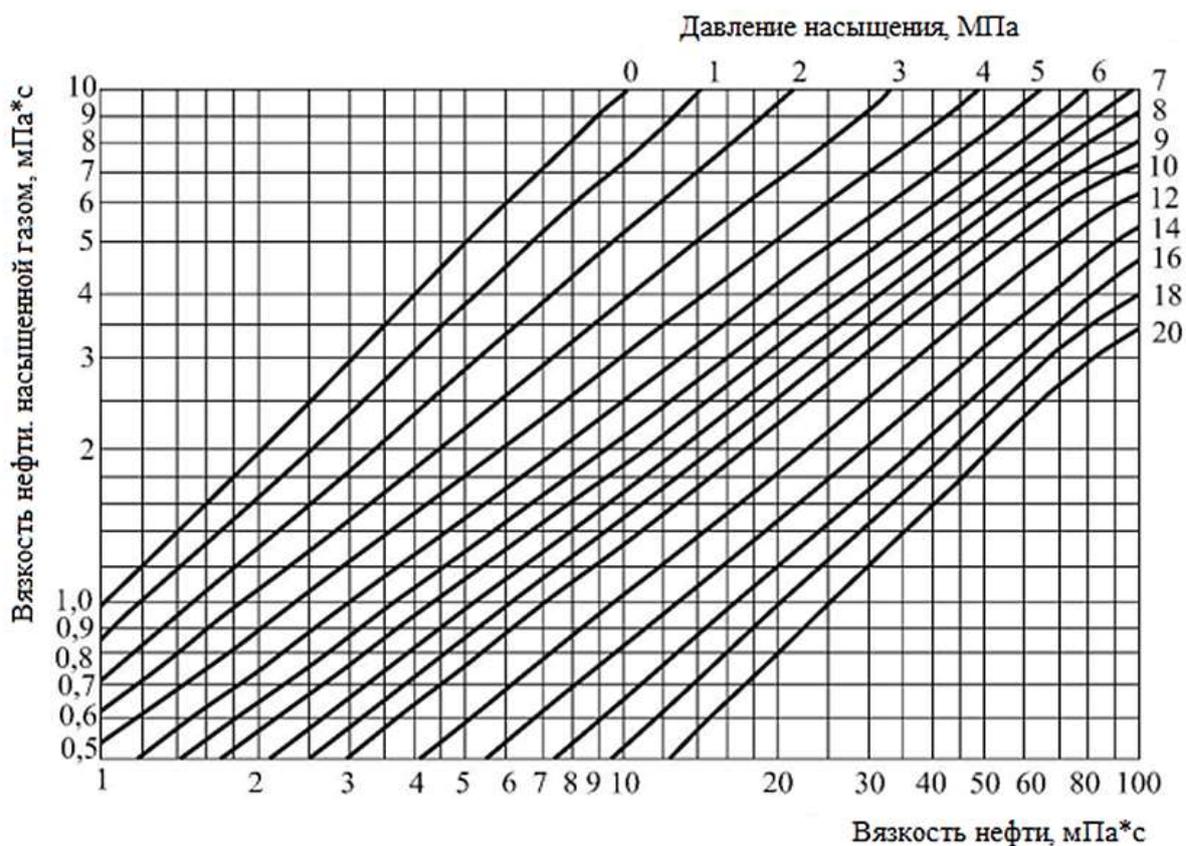


Рисунок 1 - Зависимость вязкости нефти от давления насыщения CO<sub>2</sub>

Остаточная нефть, находящаяся в промытой зоне, удерживается за счет капиллярного давления в виде мелких капель, которые связаны с пористой средой. Закачиваемый газ может снизить это капиллярное давление, облегчая высвобождение нефти. С другой стороны, расширение нефтяной фазы способствует разрыву капиллярных связей, облегчая извлечение остатков нефти из пористого пласта. Углекислый газ (CO<sub>2</sub>) не только растворяется в нефти, но и может действовать как растворитель, снижая её вязкость и улучшая текучесть.

На промыслах применяют следующие методы закачки диоксида углерода в пласт:

- нагнетание насыщенной углекислым газом воды;
- закачка непосредственно CO<sub>2</sub> в газообразном состоянии;
- закачка в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии.

Однако, в технологии увеличения нефтеотдачи использование углекислого газа (CO<sub>2</sub>) имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Одним из основных недостатков является его высокая коррозионная активность, которая обусловлена растворимостью CO<sub>2</sub> в воде, что ведет к образованию угольной кислоты (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) и снижению pH в среде.

Это, в свою очередь, увеличивает риск коррозии металлов и других материалов, которые используются в оборудовании для закачки CO<sub>2</sub> в пласты, а также хранения, транспортировки. Использование особого коррозионностойкого оборудования ведет к резкому возрастанию себестоимости нефти, добытой с помощью газовых методов.

Для нагнетания углекислого газа можно использовать газовые месторождения, однако, его количество в них недостаточно. На промыслах в качестве источников пользуются услугами химических заводов и систем энергоснабжения.

На нефтяных промыслах Апшерона проводились промысловые исследования с целью получения углекислого газа непосредственно в самом пласте. Для чего в скважину закачивали раствор соляной кислоты 21% концентрации, а для повышения темпа продавки затем нагнетали сульфанол (в качестве ПАВа) и пластовую воду.

Исследования проводились по трем нагнетательным скважинам (скв.№1, св.№2, скв.№3). После нагнетания HCl и синтетического поверхностно-активного вещества в пласт, через определённый период времени начинается закачка воды.

До и после проведения мероприятий для каждой нагнетательной скважины фиксировались суточные показатели, которые впоследствии подвергались анализу. Из данных по скважинам до мероприятий видно, что их приемистость варьировалась в разные дни. Главной причиной этих колебаний является насыщение призабойной зоны различными солями, что ведет к ухудшению проницаемости данной зоны. Это, в свою очередь, препятствует стабильному и эффективному нагнетанию агентов в пласт.

По нагнетательной скважине №1 приемистость после мероприятия увеличилась в среднем на 40 м<sup>3</sup>/сут (от 167 до 200 м<sup>3</sup>/сут) м<sup>3</sup>/сут, по скв.№2 – на 60 м<sup>3</sup>/сут (от 50 до 120 м<sup>3</sup>/сут), а по скв.№3 почти на 110 м<sup>3</sup>/сут (от 15 до 120 м<sup>3</sup>/сут.).

Общий прирост добычи нефти, зарегистрированный по четырем реагирующим добываемым скважинам после проведения мероприятия за три месяца составил около 29тонн. Результат показан в таблице 1.

Таблица 1 - Эффективность от проведенного мероприятия

№ скв. нагнетательных	№ скв. добывающих	Дополнительная добыча по месяцам, в тоннах			
		Период (месяц)			Всего
		I	II	III	
1	9	1,5	2,8	2,6	6,9
2	7	2,0	3,0	2,5	7,5
	8	1,6	2,8	2,6	6,8
3	10	1,6	3,0	2,7	7,5
Итого:		6,7	11,6	10,4	28,7

#### Выводы.

Рассмотренные в статье методы повышения нефтеотдачи показали преимущества применения углекислого газа. Описаны негативные стороны использования диоксида углерода, в некоторых случаях сложность составляет подбор источника газа для его дальнейшего внедрения в пласт. Создание в пласте оторочки соляной кислоты и ПАВ, обеспечивает образование двуокиси углерода, что приводит к снижению вязкости нефти, увеличению охвата пласта и в результате повышает производительность добывающих скважин.

#### Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтяных месторождений / Баку. Изд-во “Элм”, 1997, 407с.
2. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209; URL: <https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849> (дата обращения: 07.11.2017).
3. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти / Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 4. С. 62-66.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985 – 308 с
5. Кокорев В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2009. – № 11. – С. 24-26.
6. З. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений //Успехи химии. 2007. Т.76 (10). С.1034 – 1052.

## О способе эффективного вытеснения нефти путем закачки в пласт холодной воды

Абдуллаев М. Г., Мансурова С. И., Азизли Ф. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

Известно, что в глубоких скважинах температура варьируется в широких пределах. В результате такого положительного состояния, при закачке холодной воды в скважину температура жидкости увеличивается вдоль стенки скважины, а ее температура на забое скважины приближается к температуре пласта, это приводит к тому, что за короткий промежуток времени его температура становится равной температуре пласта и за счет этого нефть полностью вытесняется из пласта. Следует отметить, что если первоначальный объем закачанной в пласт воды велик, то температура на забое скважины будет ниже. Это оказывает негативное влияние на температуру закачиваемой воды [2, 7, 9 и т. д.]. Однако если учесть, что температура закачиваемой воды интенсивно меняется по глубине скважины, то естественно возникает вопрос, можно ли найти начальный объем, при котором при закачке воды в скважину ее температура равна температуре пласта на дне скважине, т. е. закаченная вода поступает при температуре пласта? С этой целью ниже проводится соответствующие исследования.

Для изучения температуры воды в пласте при закачке в него холодной воды известно, что в первую очередь важно знать изменение температуры по стволу (длине) нагнетательной скважины. Этот вопрос изучался во многих научных исследованиях [1, 3, 4, 6, 9 и т.д.]. Сравнительно точное решение этой задачи обеспечивают следующие условия [4]. Изменение теплопроводности в вертикальном направлении не учитывается, предполагается, что оно изменяется линейно по длине скважины, с одинаковой температурой по сечению скважины.

Учитывая вышеизложенное, ниже исследуется проблема изменения температуры закачиваемой в пласт воды по стволу скважины и по продуктивному пласту. Также прорабатывается поиск оптимального режима полного вытеснения и извлечения нефти холодной водой. Для этого аналитическим методом рассчитывают температуру по стволу скважины. Формула, предложенная для этой цели Чекалюком, наряду с параметрами закачку воду, будет учитывать и характер теплопроводности, а также зависимость температуры от времени закачки:

$$T(H,t) = T_0 + \Gamma H - (M + \Gamma) \frac{Q_0 c_p}{\lambda k(t)} \left[ 1 - \ell^{-\frac{\lambda k(t) H}{Q_0 c_p}} \right] + \Delta T_0 \ell^{-\frac{\lambda k(t) H}{Q_0 c_p}} \quad (1)$$

здесь,  $T(H,t)$  – температура воды, нагнетаемой в пласт на глубину  $H$  через время  $t$ ;

$T_0$  – температура нейтрального слоя -  $^{\circ}C$ ;

$\Gamma$  – геометрический градиент  $^{\circ}C/m$ ;

$H$  – глубина,  $m$ ,

$Q_0$  – расход закачиваемой воды  $m^3/час$ ;

$c_p$  – теплоемкость закачиваемой воды  $-ккал/м^3 \cdot ^{\circ}C$ ;

$\lambda$  – теплопроводность породы  $ккал/м \cdot час \cdot ^{\circ}C$ ;

$\Delta T_0$  – разница между температурой закачиваемой воды и температурой нейтрального слоя –  $^{\circ}C$ ;

$k(t)$  – является функцией времени:

$$k(t) = - \frac{2\pi}{\ln \left[ 1 + \sqrt{\frac{\pi a t}{r_0^2}} \right]} \quad (2)$$

здесь,  $a$  – температурапроводность породы-  $m^2/час$ ;

$r_0$  – радиус ствола скважины в  $m$ ;

Константа  $M$  определяется следующим образом:

$$M = \frac{A}{c_p} \left[ \frac{P_z - P_y}{\gamma H} - 1 \right] \quad (3)$$

здесь,  $A$  – тепловой эквивалент механической работы  $ккал/кг \cdot м$ ;

$P_z$  и  $P_y$  - давление в забое на устье скважины-  $кг/см^2$ ;

$\gamma$  - удельный вес закачиваемой воды.

Функция  $k(t)$  рассчитывалась при различных значениях времени  $t$  с использованием формулы (2). Тогда, учитывая различные температуры закачиваемой воды ( $T = 5; 10; 15; 20; 25; 30$ ), различные глубины залегания продуктивного пласта ( $H=0 - 5000$  м) и соответствующие им значения коэффициента  $k(t)$  функция, закачиваемая вода, изменения температуры были обнаружены вдоль ствола скважины (рисунок 1). Как видно из рисунка 1, характер изменения закачиваемой воды по стволу скважины зависит от объема закачиваемой воды, а также от разницы между температурой породы вблизи устья скважины и температурой закачиваемой воды. Расчеты также показывают, что даже если объем закачиваемой воды одинаков, температура воды на забое скважины меняется в зависимости от глубины скважины, а темп изменения температуры закачиваемой воды уменьшается по мере увеличения объема закаченной воды.

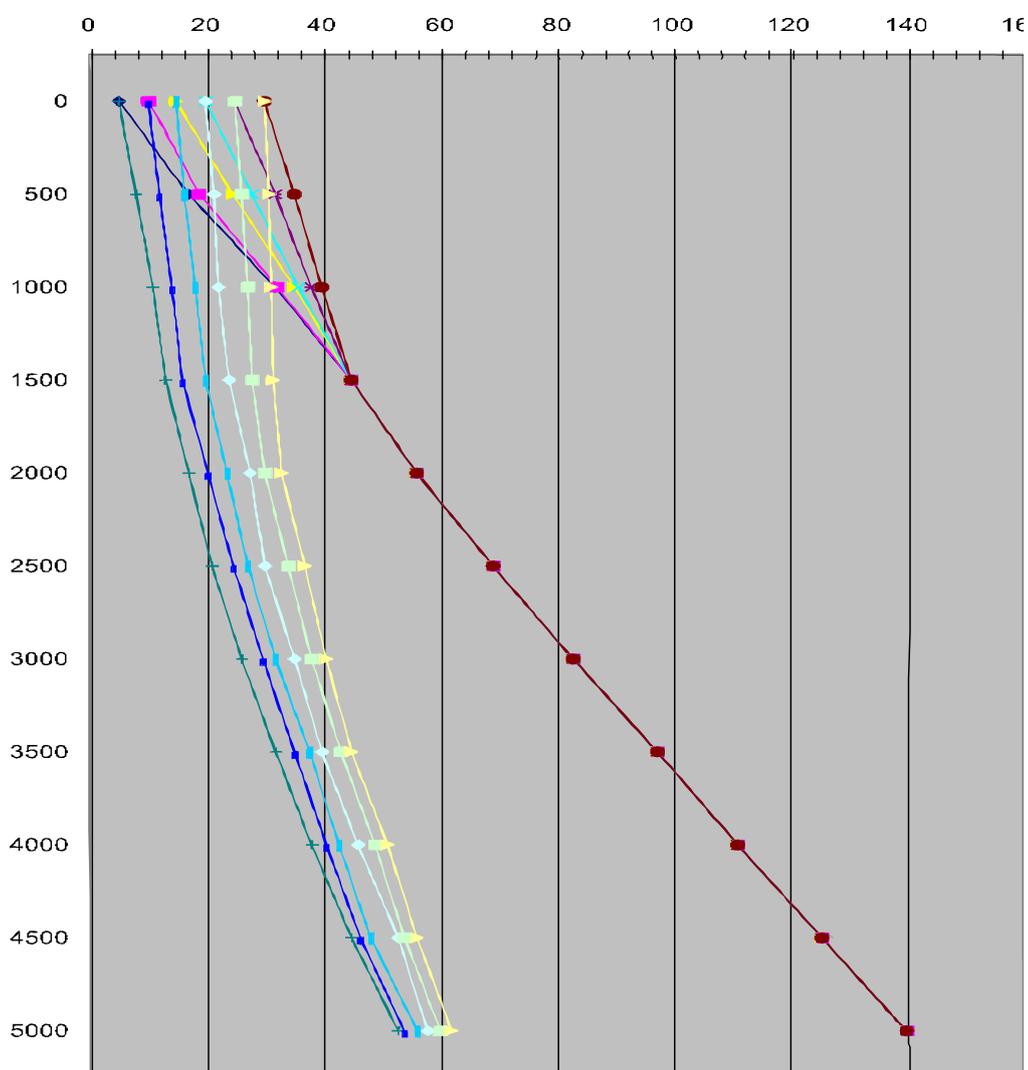


Рисунок 1 - График температуры воды, закачиваемой в пласт по стволу нагнетательной скважины, в зависимости от глубины скважины, начальной температуры и объема закачиваемой воды.

Найдя температуру закачиваемой воды на забое скважины, при различных значениях упомянутых параметров, можно найти распределение температуры в буровом растворе по расчетной схеме Х.А. Лорье [9]:

$$\frac{T - T_{пл}}{T_b - T_{пл}} = \operatorname{erfc} \left[ \frac{\xi}{2\sqrt{\frac{c_p}{c}(\tau - \xi)}} \right] \sigma^*(\tau - \xi) \quad (4)$$

здесь  $\sigma^*(\tau - \xi)$  - это единая функция, равная:

$$\begin{cases} 0 & \text{при } (\tau - \xi) \leq 0 \\ 1 & \text{при } (\tau - \xi) > 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\xi = \frac{4\pi\lambda r^2}{hQ_0 c_{ж}}; \quad \tau = \frac{4\lambda t}{c_{пл} h^2} \quad (6)$$

$T_{пл}$  - начальная температура пласта;

$T_e$  - температура закачиваемой воды на забое нагнетательной скважины;

$c_{ж}$ ,  $c_{пл}$ , и  $c$  - соответственно - удельная теплоемкость фильтруемой жидкости в пласте, пласте и околопластовой среде.

В качестве исходных параметров отчета принимаются:

$$c_{ж} = 1 \text{ kkal/kq} \cdot ^\circ\text{C}; \quad c_{пл} = 0,34 \text{ kkal/kq} \cdot ^\circ\text{C}; \quad c = 0,489 \text{ kkal/kq} \cdot ^\circ\text{C};$$

$$\lambda = 0,802 \text{ kkal/m} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$$

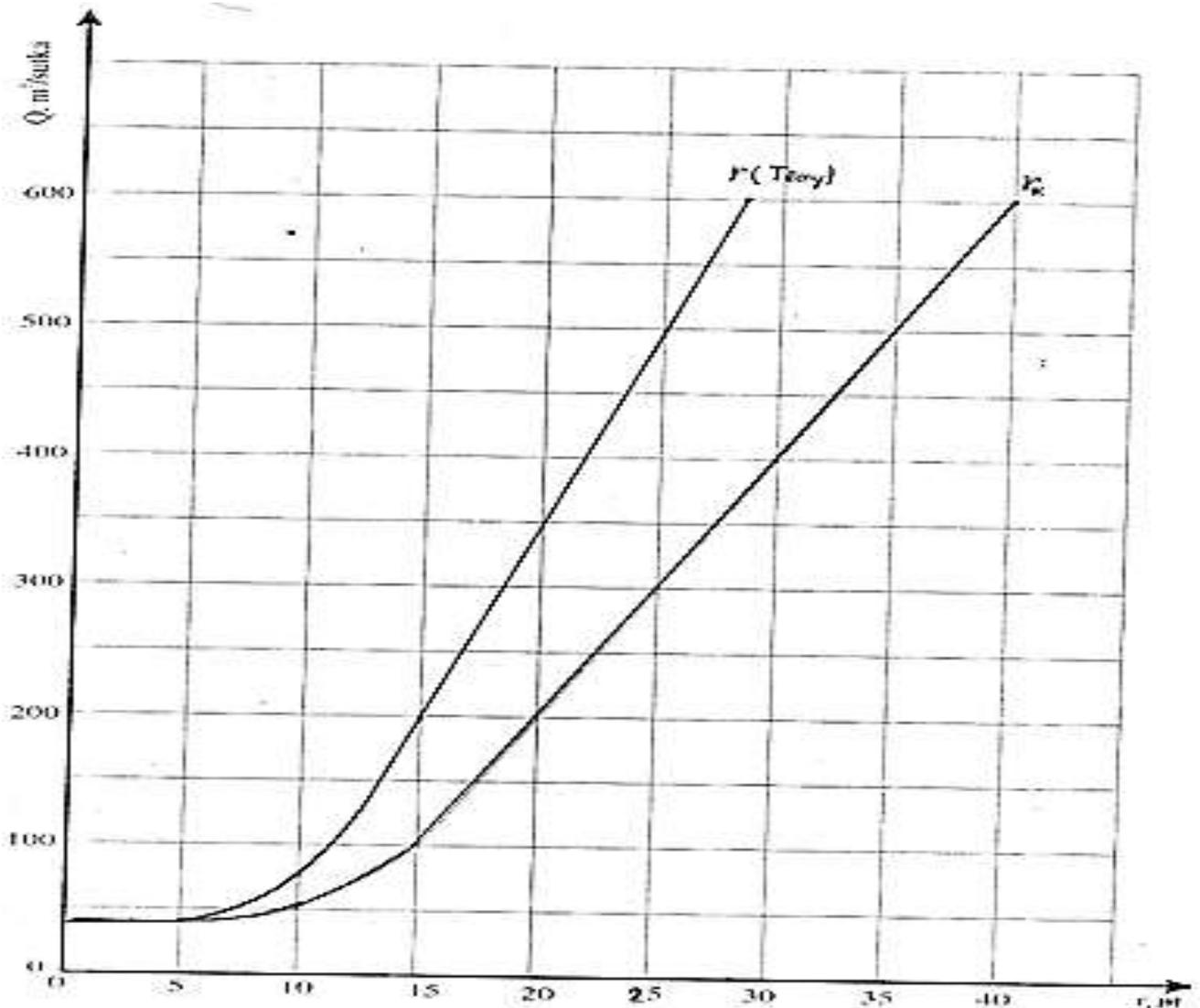


Рисунок 2 - Закачиваемая в пласт холодная вода нагревается до температуры пласта толщины «цилиндрической стенки» завися от объема закачиваемой воды.

Расчеты, сделанные по (1), показывают, что если в пласт закачивается вода с температурой 5-30 °С и объемом 30-35 м<sup>3</sup>/сутки, то вода поступает в пласт при температуре пласта, т. е. закачиваемая вода, повышая температуру по стволу скважины, достигает температуры пласта. Несмотря на изменение эффективной мощности продуктивного слоя в широких пределах (0-60 м), объем в размере 30 м<sup>3</sup>/сутки удовлетворяет условию  $T_z = T_{пл}$ . Этот процесс продолжается до тех пор, пока водо-нефтяной контакт не достигнет расстояния 5 м от забоя скважины. Это означает, что нефть вокруг нагнетательной скважины сжимается горячей водой с температурой, равной температуре самого пласта, на расстояние радиуса 5 м. Это рассчитывается по формуле (4). В зависимости от толщины пласта закачку воды в пласт в объеме 30 м<sup>3</sup>/сутки следует продолжать до 54 дней. Это обеспечивает равенство температуры закачиваемой воды температуре пласта и вытеснение нефти на расстоянии, равном радиусу 5 м. После этого, увеличив объем закачиваемой воды до 50 м<sup>3</sup>/сутки, обеспечивают вытеснение водонефтяного контакта на расстояние 10 м от забоя скважины. В этом случае ширина «цилиндрической стены», температура которой равна температуре пласта, составляет 2 м. Таким образом, увеличив объем закачиваемой воды и закачав ее в пласт на 100, 200, 300, 400, 500, 600 м<sup>3</sup>/сутки, как показано на рисунке 2, мы получим «цилиндрическую стенку» с наружным диаметром 40 м и шириной 10 м, температура которого равна температуре пласта. На основании расчетов будет создана номограмма (рисунок 3).

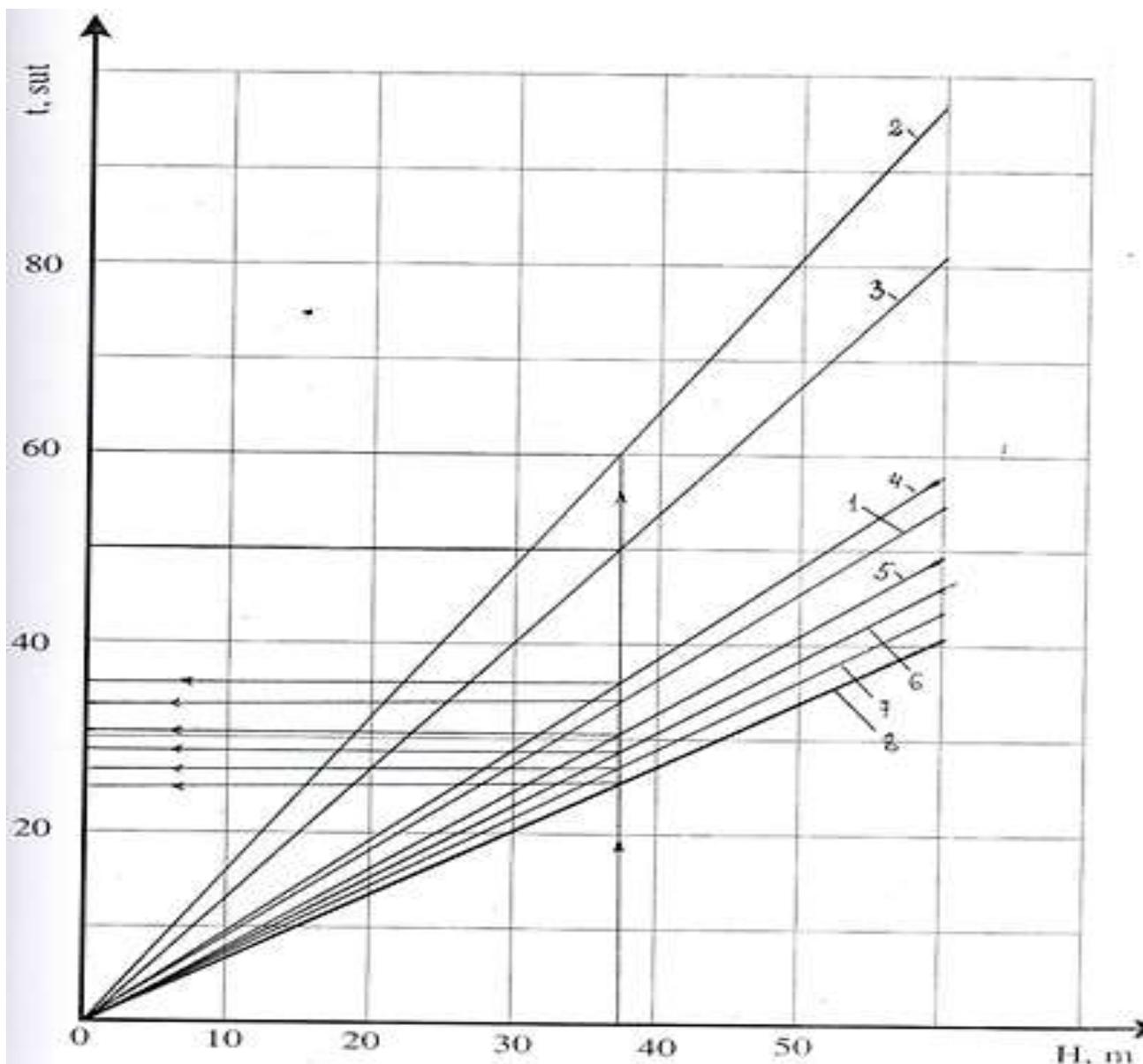


Рисунок 3-Номограмма закачиваемой холодной воды в пласт при оптимальном режиме

С помощью этой номограммы можно обеспечить эффективность вытеснения нефти, доведя температуру закачиваемой в пласт воды до температуры пласта, то есть провести вытеснение «горячей водой». Это является причиной увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов. Для использования номограммы достаточно знать эффективную мощность пласта, которая будет проведена закачку воды.  $h$  – зная эффективную мощности пласта, необходимо отметить это значение на оси абсцисс и провести из этой точки перпендикуляр, пересекающий линии 1-8. В строках 1–8 показаны последовательные объемы закачки воды от 30 до 600 объемов. Затем следует провести перпендикуляры к оси ординат из точек пересечения с линиями 1-8 проведенных перпендикуляров. Пересечение этих перпендикуляров с осью ординат показывает, сколько раз в день будет перекачиваться объем и обеспечивает эффективность вытеснения. Следует отметить, что на многих месторождениях приемистость пластов очень высокая и составляет 200 - 600 (например, Сангачальское море - Дуванное море - месторождение Булла). Если на таких месторождениях закачивать воду с начальной температурой 5-30 °С в указанном объеме (200-600 °С), то возможно охлаждение прискважинной зоны, что может ухудшить водопр прием и нефтеотдачу пластов [4]. Кроме того, закачиваемая вода может прорвать часть пласта, что приведет к обводнению окружающих нефтяных скважин. Очевидно, что, закачка больших объемов холодной воды охлаждает значительную часть призабойной зоны скважины. В результате ухудшается извлечение нефти из пласта и увеличивается объем остающейся в пласте нефти. По этой причине предлагаемый нами метод (номограмма) является более оптимальным и с его помощью можно добиться положительных показателей.

Известно, что при исследовании нагнетательных скважин определяются многие фильтрационные параметры. Параметры, которые будут обнаружены в разных обстоятельствах, также различны. Ожидается, что параметры, полученные в результате исследований, проводимых после работы с предлагаемым нами методом, позволят более точно оценить пласт.

В заключение можно прийти к следующему выводу:

Предлагаемый способ закачки холодной воды в пласт (первая номограмма) обеспечивает увеличение коэффициента извлечения нефти из пластов.

1. Предлагаемый способ закачки холодной воды в пласт предотвращает обводнение продукции скважин.

2. Этот метод увеличивает водопр приемистость пластов.

3. Параметры, найденные в результате применения предлагаемого метода, более точно характеризуют пласт.

### **Библиографический список:**

1. Абдуллаев М.Г. Разработка термохимических методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Дисс. к.т.н. Баку, 2002, 144 с.
2. Авдонин Н.А. О влиянии охлаждения пласта на него нефтеотдачу. НТС по добыче нефти, вып.28, М., «Недра», 1965, с. 66-70.
3. Авдонин Н.А., Орлов В.С. Влияние закачки холодной и горячей воды на температурный режим месторождения Узень. Нефтяное хозяйство, 1967, №3, с. 43-47.
4. Авдонин Н.А., Буйкис А.Я., Орлов В.С. Исследование влияния закачки холодной и горячей воды на температурный режим месторождения Узень. Труды ВНИИ, вып.50, М., «Недра», 1967, с.253-265.
5. Вахитов,Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта, М., Недра, 1978, 216с.
6. Коробов Г. Ю., Мордвинов В. А. Распределение температуры по стволу добывающей скважины // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 57-59.
7. Мехтиев Ш.Ф., Мирзаджанзаде А.Х, Алиев С.А. и др. «О некоторых факторах, обуславливающих изменение температуры в недрах нефтяных месторождений» Уч. Зап. АГУ им. Кирова, геол.-географ. Серия №4, 1959г.
8. Мираджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного пласта, М., Недра, 1992, 270с.
9. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М. 1965, 238с.

## Применение мобильных установок при наземном обустройстве месторождений

Сабитов М. И., Сивкова М. И.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Обустройством нефтегазовых месторождений называется комплекс работ по строительству на территории лицензионного участка взаимосвязанной системы сооружений, позволяющих вести безаварийную эксплуатацию скважины и добычу углеводородного сырья по утвержденной проектной документации.

Главной задачей при формировании вариантов обустройства месторождения и проектировании объектов подготовки скважинной продукции является снижение объема капитальных вложений (CAPEX).

Целью работы является сбор, систематизация и анализ теоретического материала по применению мобильных установок при наземном обустройстве нефтегазовых месторождений.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Осуществить сбор отечественных литературных источников по теме наземного обустройства нефтегазовых месторождений;
2. Обобщить, систематизировать, проанализировать информацию, полученную из литературных источников;
3. Рассмотреть российский и международный опыт применения мобильных установок;
4. Выявить проблемы и перспективы развития мобильных установок.

В качестве способа оптимизации экономических затрат в работе рассматривается применение мобильных установок. Мобильная установка состоит из блоков максимальной заводской готовности, с размещением оборудования на автомобильных шасси или санях. Блоки имеют конструкцию, позволяющую в любое время произвести оперативный монтаж, демонтаж, мобилизацию и подготовку установки к эксплуатации на новом месте, как в полном составе оборудования комплекса, так и отдельно взятыми модулями. Конструктивное исполнение мобильных установок обеспечивает надежное и безопасное функционирование в соответствии с требованиями действующей нормативной документации и требованиям заказчика.

Использование мобильных установок в настоящее время вызвано следующими причинами:

- Значительная удаленность месторождения от крупных логистических и инфраструктурных центров;
- Минимизация объемов и сроков выполнения строительно-монтажных работ на месторождении, как следствие ускоренный переход от этапа опытно-промышленной разработки к полномасштабной разработке месторождения;
- Ранняя коммерциализация сырья, уменьшение срока окупаемости проекта;
- Высокая вероятность наступления геологических рисков (сценарий Р90 или неподтверждение проектных дебитов скважин);
- Монтаж/демонтаж оборудования с возможной последующей передислокацией и многократным использованием.

Особенно актуально внедрение мобильных установок при обустройстве как планируемых к разработке, так и разрабатываемых активов Восточной Сибири и северной части Западной Сибири. Эксплуатация месторождений в данных регионах из-за территориального расположения осложняется совокупностью природных факторов: труднопроходимый ландшафт (болота, реки, озера), повсеместное распространение многолетнемерзлых грунтов, аномально низкие температуры.

Большая часть разрабатываемых активов за рубежом являются морскими (шельфовыми), добыча на которых осуществляется с помощью морских добывающих платформ. Эксплуатация морских месторождений осуществляется в приблизительно 50 странах, но почти половина всей добычи сконцентрирована в пяти странах-лидерах: Саудовская Аравия, Бразилия, Мексика, Норвегия и США. На добывающих платформах этих стран встречаются следующие установки в мобильном исполнении:

- Измерительные системы;
- Сепарационные установки;
- Модульные насосные станции;
- Модульные трубчатые нагреватели;
- Модульные резервуары-накопители;
- Системы факельные модульные;
- Газотурбинные двигатели для генерации электроэнергии.

Наблюдается определенное сходство в принципе работы и конструктивном строении установок при обустройстве на суше и морской нефтегазодобывающей платформе.

Также за рубежом (Китай, страны Западной Европы) существует тенденция применения компактных мобильных установок для малотоннажного сжижения природного газа и получения газомоторного топлива.

В июле 2017 года Национальная комиссия по развитию и реформам Китайской Народной Республики представила доклад «Мнения об ускорении использования природного газа», в котором особое внимание уделялось использованию природного газа в качестве одного из основных источников энергии. Добыча нетрадиционного природного газа особенно важна в Китае для обеспечения энергетической безопасности и независимости, а также по соображениям защиты окружающей среды. Исходя из этого, существует необходимость в разработке мобильной и гибкой технологии сжижения природного газа.

В настоящее время российский рынок мобильных технологий широко представлен следующим оборудованием: мобильная установка подготовки нефти (МУПН), мобильная установка подготовки газа (МУПГ), мобильная установка предварительного сброса воды (МУПСВ), мобильный энергоцентр и другое технологическое оборудование. Организации, предоставляющие комплексные услуги в данном направлении: АО «МНГИ», ООО «Компания ОЙЛТИМ», АО «Акционерная компания ОЗНА».

Рассмотрим наиболее крупные реализованные проекты в Западной и Восточной Сибири:

1. МУПГ Уренгойского месторождения, участок 3А. В 2024 году в Ямало-Ненецком автономном округе началась промышленная добыча природного газа и газового конденсата на участке 3А ачимовских залежей Уренгойского месторождения ООО «Газпромнефть-Заполярье». Опытно-промышленные работы велись с применением мобильных сепарационных установок и установки стабилизации конденсата. Это дало возможность еще до начала промышленной эксплуатации участка месторождения добывать углеводороды для переработки и поставки потребителям. Сложное технологическое оборудование для обустройства доставлялось сразу в блочно-модульном исполнении — в максимальной заводской готовности.

Это позволило сократить сроки монтажа и реализовать проект в сжатые сроки — всего за три года. Основной производственный комплекс включает свыше 100 производственных и вспомогательных объектов для приема, подготовки и отгрузки углеводородов. Ключевые объекты обустройства — установки предварительной подготовки газа и стабилизации конденсата. Все основное оборудование произведено на российских предприятиях. Ежегодная добыча на участке 3А Уренгойского месторождения составит до 5 млрд куб. м газа и млн тонн газового конденсата [1].

2. Мобильная установка дезтанизации конденсата на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ). В 2023 году в Новом Уренгое реализован проект переработки газового конденсата на мобильной установке дезтанизации. Техническое решение с привлечением мобильной установки по переработке газового конденсата на Уренгойском ЗПКТ является первым положительным опытом применения подобных объектов для компании «Газпром переработка». В дальнейшем такие установки могут рассматриваться как оптимальное решение по переработке балансовых избытков сырья в момент пикового роста добычи, превышающего имеющиеся мощности стационарного оборудования». Поставщиком и изготовителем мобильной установки была выбрана «Компания ОЙЛТИМ» (центральный офис в Томске). Мощность установки не уточняется. Использование блочно-модульного

оборудования максимальной заводской готовности позволяет снизить срок выполнения строительно-монтажных работ, понизить риск неоправданных затрат на возведение объекта капитального строительства, снизить металлоемкость и площадь застройки, а также обеспечить возможность модернизации и ремонта оборудования без его замены. Завод по подготовке конденсата к транспорту входит в Уренгойский газодобывающий комплекс, который обеспечивает прием и переработку нестабильного газового конденсата крупнейших месторождений Надым-Пур-Газовского региона [2].

3. МУПН нефтяной оторочки Чаяндинского месторождения. В 2021 году «Газпромнефть-Заполярье» ввело в эксплуатацию первую очередь модернизированной установки подготовки нефти на Чаяндинском месторождении в Якутии. Полномасштабный запуск системы позволит предприятию нарастить добычу на промысле до 1,7 млн тонн нефти в год. Обновленная установка подготовки нефти (УПН) объединяет ранее действовавшую УПН мощностью около 130 тысяч тонн и новое блочно-модульное оборудование. Вторая очередь УПН будет введена в эксплуатацию до конца 2021 года. Реализация проекта позволит предприятию нарастить объемы добычи нефти, которые ограничивались производительностью имевшейся установки. С вводом в эксплуатацию всего комплекса расширения УПН объем сдачи нефти в магистральный трубопровод «Восточная Сибирь — Тихий океан» составит до 5 тыс. тонн в сутки. При расширении установки подготовки нефти было задействовано блочно-модульное оборудование. Его применение сократило сроки строительства на 10 месяцев. Производственные модули были доставлены на промысел в максимальной заводской готовности, что позволило значительно уменьшить как объем строительно-монтажных работ, так и сопутствующие затраты [3].

На основе накопленного опыта эксплуатации мобильных установок можно выделить следующие проблемы:

1. Проектную мощность мобильной установки возможно увеличить за счет увеличения количества блоков ввиду ограниченности габаритов в отличие от капитальных установок.

2. Межремонтный период мобильных установок меньше, чем у капитальных, и зависит от типа оборудования.

3. По заявленным характеристикам компаний-производителей мобильного оборудования, период эксплуатации, в среднем, составляет 20 лет, что уступает капитальным установкам.

4. В условиях автономной эксплуатации газового месторождения, на значительном удалении от точки сдачи, мобильные установки эксплуатируются при незначительном объеме добываемого газа на стадии опытно-промышленных работ, когда продукция скважин отжигается на факельной установке. На нефтяных же месторождениях нефть возможно сезонно увозить автотранспортом по зимникам и реализовать согласно опции «Ранняя нефть».

5. Существуют сложности прохождения ГТЭ и регистрации установки как опасный производственный объект.

В качестве результата выполнения работы можно сделать вывод, что мобильные технологии, в отличие от объектов капитального строительства, позволяют сократить объем строительно-монтажных работ, уменьшить сроки реализации проекта и, как следствие, оптимизировать экономические затраты.

#### **Библиографический список:**

1. Начата промышленная добыча углеводородов на участке 3А ачимовских залежей Уренгойского месторождения [Электронный ресурс]. - <https://urengoy-dobycha.gazprom.ru/press/news/2024/05/2099/pdf> (дата обращения 15.01.2025).
2. Установка деэтанализации конденсата в Новом Уренгое запущена в работу [Электронный ресурс]. - <https://pererabotka.gazprom.ru/press/news/2024/10/2038/> (дата обращения 15.01.2025).
3. «Газпром нефть» расширяет нефтяную инфраструктуру Чаяндинского месторождения [Электронный ресурс]. - <https://polar.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-rasshiryaet-neftyanuyu-infrastrukturu-chayandinskogo-mestorozhdeniya> (дата обращения 15.01.2025).

**Технологическое развитие методов повышения эффективности конденсатоотдачи пластов, имеющих сложное геологическое строение**

Сивкова М. В., Сабитов М. И.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Исследование и формирование комплексных подходов к повышению конечной углеводородоотдачи продуктивных пластов является важной задачей в проектировании разработки газоконденсатных месторождений в условиях сложного геологического строения. Для месторождений с высоким начальным содержанием газового конденсата (более 100 г/м<sup>3</sup>) и существенными потерями конденсата в процессе разработки (более 5 (г/м<sup>3</sup>)/МПа) характерно достижение низких значений конечной конденсатоотдачи, что означает извлечение не более 30-40% от начальных запасов вследствие внутрипластовых потерь. Опыт отечественной и зарубежной эксплуатации скважин, вскрывших залежь с высоким содержанием конденсата, свидетельствует о снижении проницаемости по газу и производительности в более чем в 5 раз ввиду выпадения ретроградного конденсата и накопления газоконденсатной пробки в призабойной зоне пласта. Для стабильной работы таких скважин могут реализовываться геолого-технические мероприятия. Выбор и обоснование определенного вида воздействия на продуктивный пласт требует детальной исходной информации и высокой степени проработки инженерных решений.

В этой связи существует задача по разработке комплексных методов повышения эффективности конденсатоотдачи коллекторов, приуроченных к неоднородным геологическим структурам.

Следует отметить, что актуальность этой проблемы возрастает ввиду растущего рынка газового конденсата в Российской Федерации и увеличения спроса на стабильный газовый конденсат по инерционному сценарию развития газодобывающей отрасли в современных макроэкономических реалиях. Ожидаемый прирост к добыче газового конденсата составит более 60% к 2030 году. Следовательно, для обеспечения стабильных темпов отбора необходимо применение эффективных методов к повышению коэффициента извлечения конденсата, их комплексирование и оценка технико-технологической и экономической целесообразности в заданных геолого-физических условиях [1].

Целью настоящего исследования является увеличение конечного коэффициента извлечения конденсата природных резервуаров, характеризующихся сложным геологическим строением, путем разработки комплексных подходов к обоснованию геолого-технологического воздействия на пласт.

В условиях истощения традиционных месторождений углеводородов и повышения требований к экологической безопасности, газодобывающая отрасль сталкивается с необходимостью разработки новых технологий, направленных на увеличение конденсатоотдачи из пластов с сложным геологическим строением. Эти пласты часто характеризуются неоднородностью, низкой проницаемостью и сложной тектонической структурой, что затрудняет извлечение углеводородов [2].

Технологии повышения конденсатоотдачи направлены на увеличение коэффициента извлечения конденсата из пласта. Это позволяет более эффективно использовать природные ресурсы и получать дополнительные объемы углеводородов.

Зарубежные недропользователи активно применяют различные технологии для повышения конденсатоотдачи на своих месторождениях:

- Закачка газа в пласт. Этот метод заключается в том, что в пласт закачивается газ (углеводородный газ (например, метан или пропан), неуглеводородный газ (например, азот или двуокись углерода) под высоким давлением. Это приводит к вытеснению конденсата из пористой среды и увеличению его добычи. Закачка газа может быть осуществлена как в виде чистого газа, так и в смеси с другими агентами, такими как вода или химические реагенты. Преимуществами закачки газа в пласт являются увеличение КИК, продление срока эксплуатации месторождений. Однако при реализации данного метода существует

необходимость дополнительных инвестиций в оборудование и инфраструктуру, а также риск образования газоконденсатных банок в пласте.

- **Водогазовое воздействие.** ВГВ представляет собой технологию, при которой в пласт одновременно закачиваются газ и вода. Газ и вода смешиваются в пласте, образуя газовую эмульсию, которая обладает высокой проникающей способностью. В результате ВГВ происходит более эффективное вытеснение конденсата из пласта.

- **Полимерное заводнение.** Полимерное заводнение заключается в закачке в пласт растворов полимеров. Полимеры обладают высокой вязкостью, что позволяет им образовывать в пласте устойчивые барьеры, препятствующие движению воды. Механизм полимерного заводнения заключается в выполнении следующих технологических операций: раствор полимера закачивается в нагнетательные скважины, полимер распространяется по пласту и образует в нём вязкий барьер, барьер препятствует движению воды, которая обычно вытесняет конденсат из пласта. В результате полимерного заводнения происходит перераспределение потоков жидкости в пласте и увеличение добычи конденсата.

- **Использование пенных систем.** Пенные системы представляют собой дисперсные системы, состоящие из пузырьков газа, разделённых тонкими плёнками жидкости. Пенные системы обладают высокой проницаемостью и способны проникать в самые мелкие поры и трещины пласта. В результате использования пенных систем происходит более эффективное вытеснение конденсата из пласта.

- **Применение химических реагентов.** Химические реагенты могут быть использованы для изменения свойств пластовой жидкости и увеличения коэффициента извлечения конденсата. Например, поверхностно-активные вещества (ПАВ) могут снижать поверхностное натяжение между конденсатом и водой, что способствует более эффективному вытеснению конденсата. Также могут быть использованы кислотные растворы для растворения минералов, содержащихся в пласте.

В работе Кеджи Лонг решение проблемы повышения эффективности извлечения газового конденсата рассматривается с точки зрения интеграции циклического заводнения и хранения добываемой продукции [3].

Авторами проведен анализ добычи конденсата в различных газоконденсатных залежах. Установлено, что при разработке залежи на истощении конденсат начнет выпадать, когда пластовое давление упадет ниже давления точки росы, что приведет к снижению коэффициента извлечения конденсата. Ввиду различий в геологических свойствах и свойствах флюидов в различных газоконденсатных коллекторах, добыча конденсата при таком методе разработки обычно составляет от 15% до 35%.

Авторами рассматривается циклическое газовое воздействие как один из самых эффективных методов повышения коэффициента извлечения конденсата. Проведены многочисленные исследования для анализа влияния и механизма использования циклического газового заводнения для разработки газоконденсатного месторождения, расположенного в Синьцзян-Уйгурском районе Китая: PVT эксперименты для анализа поведения жидкой фазы газового конденсата с различными закачиваемыми газами.

Результаты исследований показывают, что циклическое газовое воздействие может эффективно поддерживать величину пластового давления. Однако неоднородность пласта может привести к преждевременному прорыву газа. Таким образом, извлечение конденсата может составить приблизительно 45%.

В работе Э. Белайфа, Д. Тибаба, А. Дехане также показано, что извлечение конденсата может быть существенно увеличено с помощью схемы «перепуска» газа [4].

Для сравнения извлечения конденсата при различных объемах закачки газа было проведено три цикла, в ходе которых предполагался объем закачки газа на уровне 50%, 75% и 100% от требуемого добываемого газа на месторождении Туаль. Также были проведены три других запуска для сравнения извлечения конденсата за разные периоды закачки. Запуски предполагали закачку газа в течение 10, 15 и 20 лет с последующей продувкой до достижения дебита ниже минимально рентабельной величины.

Авторы установили, что закачка газа в течение различных периодов закачки и с разной скоростью закачки приводит к более высокому извлечению конденсата, чем разработка на естественном истощении. Извлечение конденсата увеличивалось по мере увеличения продолжительности и объема закачиваемого газа.

В работе Е.С. Макарова, А.Ю. Юшкова и А.С. Романова проведена оценка технологической эффективности методов увеличения конденсатоотдачи из ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения [5].

В качестве объекта исследования выбрана газоконденсатная залежь Уренгойского НГКМ (пласт Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup> в районе Восточно-Уренгойского лицензионного участка). Средняя глубина залежи составляет 3600 м, проницаемость порядка 1 мД. Пласт характеризуется аномально высоким пластовым давлением (АВПД) около 600 бар, начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе составляет в среднем 380 г/м<sup>3</sup>.

Для оценки технологической и экономической эффективности методов поддержания пластового давления (ППД) авторами было рассмотрено несколько вариантов разработки.

На первом этапе технико-экономической оценки авторами выполнялось сравнение прогнозных вариантов с закачкой сухого газа (сайклинг-процесс) относительно базового варианта (разработка в режиме истощения пластовой энергии).

Наибольший прирост добычи по конденсату получен при соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1/2, но при этом по всем вариантам сайклинга потери в КИГ составят 7-8 %. Несмотря на дополнительные объемы добычи конденсата все варианты с реализацией сайклинга уступают варианту разработки на истощение.

На следующем этапе авторами была проведена оценка эффективности вариантов с закачкой азота в пласт. Кроме принципиального различия в типе агента для поддержания пластового давления эти варианты отличаются от вариантов «сайклинга» отсутствием заключительного этапа разработки на истощение. В данном случае закачка азота проводится вплоть до самого окончания разработки. С точки зрения конденсатоотдачи наилучшим из представленных вариантов стал тот, в котором соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляло 1/2. Результаты технико-экономических расчетов свидетельствуют, что относительный прирост КИК по нему составляет около 50 %.

Таким образом, в мировой практике доказана эффективность применения таких методов повышение конденсатоотдачи пластов, как закачка сухого газа, азота, а также регулирование технологического режима эксплуатации скважины.

### **Библиографический список:**

1. Full-cycle enhancing condensate recovery-underground gas storage by integrating cyclic gas flooding and storage from gas condensate reservoirs / Keji Long [et. c.] // Energy. – 2024. – Vol. 293.
2. Инякин, В. В. Повышение выработки запасов конденсата методом периодических остановок скважин [Текст] / В. В. Инякин // Наука. Инновации. Технологии. – 2023. - № 2. – С. 213-231.
3. Adel, H., Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery, Case Study: Hassi R'Mel South Field, Algeria / H. Adel, D. Tiab, T. Zhu // Paper presented at the International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancun / Mexico, 2006.
4. Belaifa, E., Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in Toual Field Algeria, A Case Study / E. Belaifa, D. Tiab, A. Dehane // Paper presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma / Oklahoma, 2003.
5. Макаров, Е. С. Исследование способов дополнительного извлечения газо- конденсата из ачимовских пластов на гидродинамических моделях [Текст] / Е. С. Макаров, А. Ю. Юшков, А. С. Романов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Том 3. – № 1. – С. 79-90.

**Модернизация технологий резки бокового ствола скважины**

Салаев М. Т., Джаббарова Г. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

Среди современных подходов к разработке нефтяных и газовых месторождений важное место занимает бурение боковых стволов скважин. Этот метод позволяет эффективно решать широкий круг задач, включая проведение разведочных работ, добычу углеводородов из труднодоступных зон, текущий и капитальный ремонт, а также восстановление скважин после длительной эксплуатации [1].

Технология бурения боковых стволов включает в себя различные варианты выполнения работ, которые подбираются с учетом геологических особенностей залежей и экономической целесообразности. Технология резки боковых стволов скважин представляет собой один из наиболее эффективных методов повышения добычи нефти на месторождениях с длительным сроком эксплуатации. Она позволяет продлить работу скважин, которые невозможно восстановить другими способами. Создание боковых стволов обеспечивает доступ к ранее неразработанным пластам и труднодоступным локальным залежам, недостижимым с помощью вертикального бурения. Одним из ключевых преимуществ данной технологии является увеличение нефтеотдачи, что делает её альтернативой уплотнённому бурению. Кроме того, этот метод снижает затраты на освоение месторождений. Технология резки включает различные подходы, такие как вырезание участка колонны или клиновое бурение с отклонением. Она универсальна и подходит для всех типов месторождений, обеспечивая более низкую себестоимость добычи и быструю окупаемость — в среднем, за 2 года или меньше. Для увеличения длины бокового ствола возможно применение многогоризонтальных отклонений. Резка боковых стволов может комбинироваться с такими методами, как гидроразрыв пласта, бурение пологих скважин и другие технологии. В результате значительно повышается эффективность разработки месторождений, одновременно сокращая затраты на выполнение работ [2].

Технология резки бокового ствола применяется и в ряде других случаев, например, при прихватах инструмента в процессе бурения, когда проведение ловильных или фрезеровочных работ оказывается экономически нецелесообразным; при плановой резке бокового ствола для освоения более обширного нефтегазового участка месторождения или изолированного участка пласта и других аналогичных ситуациях. Резка бокового ствола может выполняться как из открытого ствола, так и из обсаженной скважины [3].

Рассмотрим технику и технологию резки бокового ствола в открытом стволе скважины. Она состоит из типичной сборки клина-отклонителя, гидравлического якоря и сопутствующих компонентов, которые позволяют осуществить резку бокового ствола с последующей работой винтового забойного двигателя. Механизм системы позволяет производить цементирование ниже клина при необходимости. При этом отсутствует необходимость ожидания затвердевания цемента, что экономит время и снижает затраты. Система включает следующие компоненты и функции:

Отклонитель который создает траекторию по своей наклонной поверхности для направленной КНБК и обеспечивает плавное отклонение.

Расширяемый якорь, устанавливаемый гидравлически, создает надежный захват со стенками скважины, предотвращая вращение системы во время бурения.

Существует возможность ориентировать отклонитель на требуемый азимут.

Цементирующая колонна обеспечивает подачу цемента под систему для изоляции нижних пластов.

Возможность выполнения полного цикла операций, включая спуск, ориентацию, активацию якоря, цементирование и извлечение цементирующей колонны, за один рейс.

После определения точки начала отклонения операторы решают, необходимо ли изолировать основной ствол от бокового. Обычно по соображениям безопасности основной ствол требуется изолировать путем подачи цемента из цементировочной колонны на дно скважины. После завершения цементирования колонна извлекается, оставляя отклонитель и якорь на месте для последующей операции, заключающейся в приеме направленной КНБК и заруривания бокового ствола. Для повышения стабильности цемент может быть залит до уровня вершины отклонителя. Данная система продолжает успешно применяться в мире и одна из самая глубокая скважина, где технология была успешно реализована, составила 4 400 метров. Для ориентации направления системы используется гироскопический инструмент или телеметрическая система.

Рассмотрим технику и технологию резки бокового ствола в обсаженной скважины. Система резки бокового ствола за один спуск (Рисунок 1) используется для эффективного выхода из обсадной колонны и фрезеровки окна для последующего спуска бурильных КНБК, хвостовиков и оборудования для заканчивания скважины. Полное создание окна обычно выполняется за один спуск-подъем на бурильных трубах. В зависимости от состояния скважины применяются различные типы якорей: с механической или гидравлической активацией, извлекаемые или стационарные, а также с пакерным элементом либо без него. Ориентирование клина осуществляется с использованием гироскопического инструмента, спускаемого на электрическом кабеле через бурильную колонну, или с помощью телеметрических систем. Ориентация поверхности отклонителя достигается за счет манипуляций бурильной колонной.



1, резка окна 2, бурение в боковой стволе 3, установка хвостовика через окно 4

Рисунок 1 – Схема процесса спуска и закрепления КО

Весь процесс ухода из основного ствола скважины и зарезки бокового ствола включает такие предварительные, но обязательные операции, как установка цементного моста или пробки, последующую проверку на давление и шаблонирование ствола для успешного спуска и установки клина-отклонителя. Для установки цементного моста традиционно требуется дополнительный спуск-подъем оборудования для закачки цемента и проверки его на давление. Кроме того, при использовании клина-отклонителя с механическим якорем, для активации которого необходимо твердое основание, возникает необходимость бурения цемента до заданной глубины для посадки клина-отклонителя. Все эти операции, выполняемые в процессе реконструкции бокового ствола скважины, открывают возможности для внедрения инноваций в технику и технологию строительства бокового ствола скважины.

В связи с этим мы предлагаем модернизировать фрезер-райбер и клин-отклонитель. Это позволит объединить несколько этапов, включая установку цементного моста, проверку его на давление, бурение цемента до требуемой глубины (при необходимости), подготовку ствола скважины для установки отклонителя, спуск и установку клина-отклонителя, а также зарезку бокового ствола, за одну спускоподъемную операцию.

Для этого, в первую очередь, для совмещения процесса цементирования необходимо провести модернизация фрезера-райбера и создать специальный цементировочный дарт (Рисунок 2).

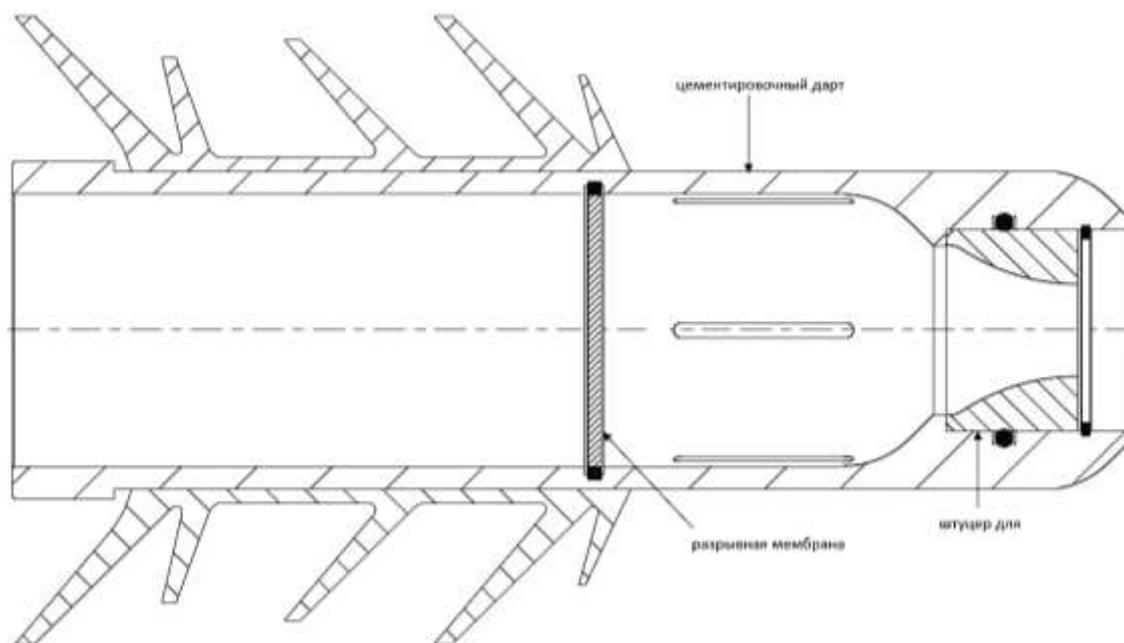


Рисунок 2 – Схема цементировочного тарта

В заключении можно сказать, что бурение боковых стволов скважин является одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи и продления срока эксплуатации месторождений. Этот метод позволяет осваивать труднодоступные зоны, снижать затраты на разработку и повышать экономическую эффективность добычи. Технология зарезки боковых стволов может применяться как в открытых, так и в обсаженных скважинах, обеспечивая гибкость в выборе технических решений. Введение инновационных подходов, таких как модернизация фрезера-райбера и клина-отклонителя, позволит оптимизировать процесс, сократить количество спуско-подъемных операций и повысить общую эффективность технологии.

#### **Библиографический список:**

1. The Guide to Oilwell Fishing Operations. Tools, Techniques and Rules of Thumb 1st Edition by Joe DeGeare, David Haughton, Mark McGurk. Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2003
2. The Guide to Oilwell Fishing Operations. Tools, Techniques and Rules of Thumb 2nd Edition by Joe DeGeare. Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier. 2015
3. Well control for Completions and Interventions, Howard Crumpton SPE, Point Five (Well Services), Ltd. Isle of Skye, Scotland. Gulf Professional Publishing 2018

## Анализ эффективности применения технологии декольматации призабойной зоны скважины сонохимическим воздействием на месторождении Восточно-Сибирского региона

Жданов К. Ю., Шиков И. А.

*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия*

В сентябре 2023 г. сотрудниками филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта на месторождении Восточно-Сибирского региона проведены успешные испытания сонохимической технологии воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины, ухудшенной процессами вскрытия пласта. Сущность проведения испытаний сонохимической обработки (СХО) заключалась в следующем:

- лабораторные исследования эффективности воздействия на керновом материале, соответствующего по свойствам промышленному объекту в условиях, приближенным к пластовым, обоснование выбора характеристик ультразвукового воздействия;

- выбор интервалов и продолжительности обработки на основании имеющегося материала о геологическом строении продуктивного разреза скважины с учетом ранее полученных результатов лабораторного этапа, а также материалов геофизических исследований скважины (ГИС);

- выполнение испытаний СХО в соответствии с рекомендациями подготовительных этапов, анализ эффективности работ.

На лабораторном этапе серией экспериментальных исследований на керновом материале промышленного объекта I – IV класса по Ханину выявлена положительная корреляционная связь между эффективностью применения сонохимической технологии и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) используемых керновых образцов (рисунок 1). Восстановление проницаемости составляло от 20 % для коллекторов IV класса до 81,3 % для класса I.

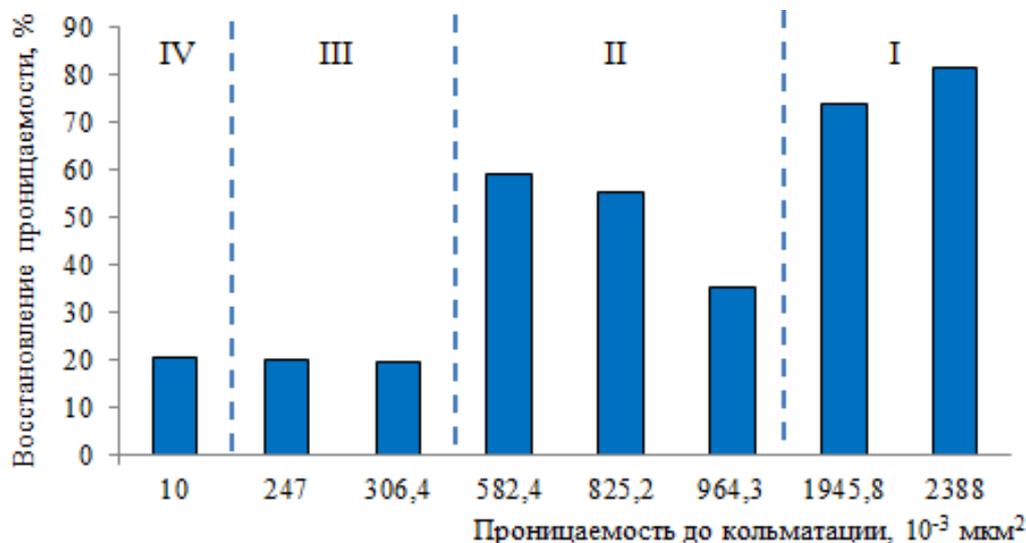


Рисунок 1 – Результаты экспериментальных исследований по декольматации сонохимическим воздействием кернового материала

Для представленных образцов кернового материала было установлено, что сонохимическое воздействие дает положительное восстановление только при продолжительности обработки более 1 ч, причем увеличение продолжительности целесообразно для восстановления проницаемости образцов пониженных и низких классов (III – IV).

В условиях резкой неоднородности ФЕС вскрываемого скважиной продуктивного разреза, а также с целью минимизации эксплуатационных затрат при проведении обработки, полученные на лабораторном этапе выводы об эффективности сонохимического воздействия были уточнены с использованием материалов промышленной геофизики в необсаженном стволе и материалов комплекса «ГИС-контроль», проводимого перед СХО (рисунок 2).

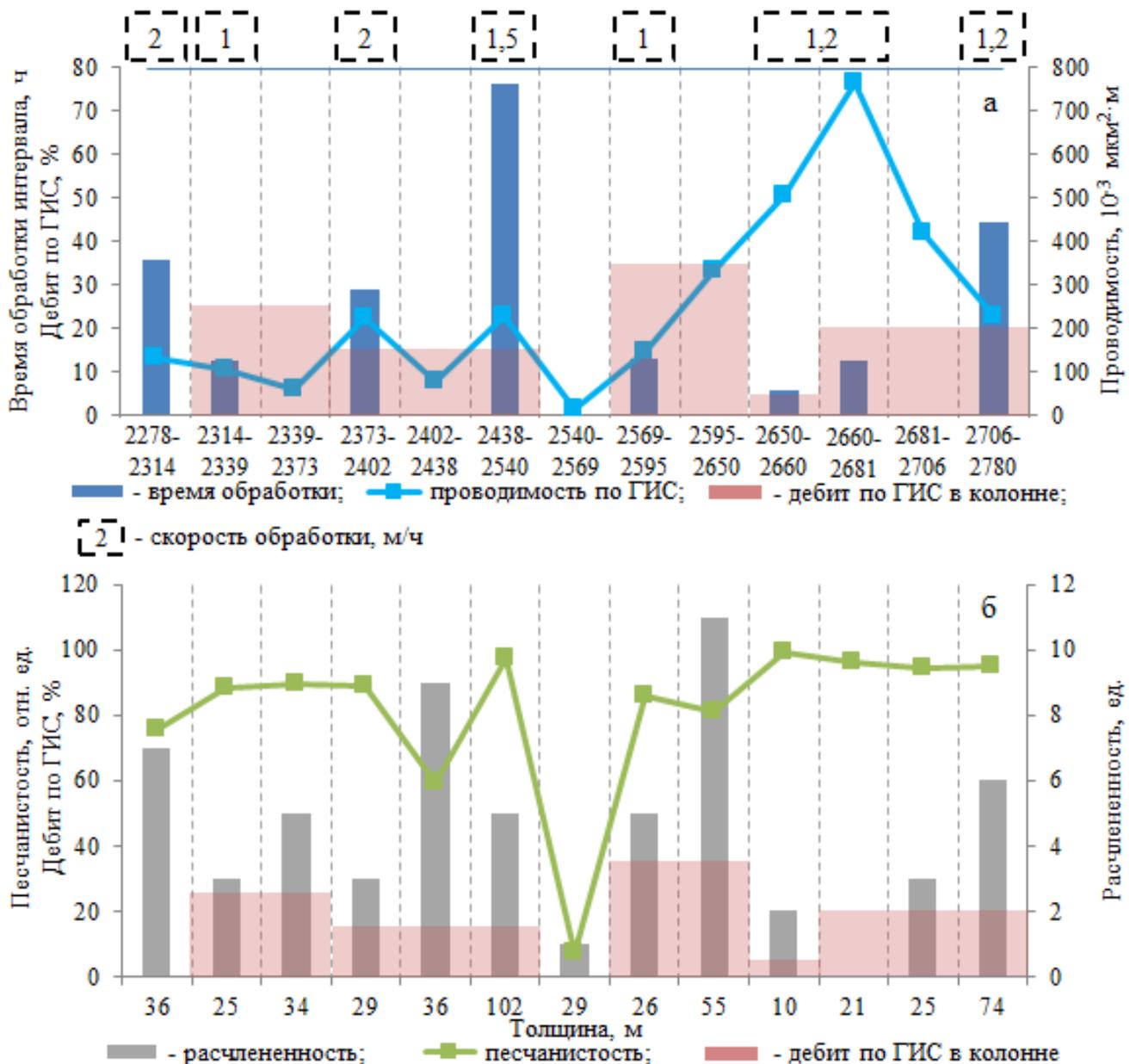


Рисунок 2 – Выбор интервалов и продолжительности СХО в соответствии с параметрами: а – проводимости; б – макронеоднородности

Для выбора интервалов воздействия вскрываемый скважиной разрез, в соответствии с результатами выделения газоотдающих толщин, был разделен на участки с различными ФЕС. Далее была составлена матрица показателей, характеризующая макронеоднородность интервалов (песчанность, расчлененность), а также оценена величина проводимости, взвешенная по газонасыщенной толщине интервала.

При выборе продолжительности воздействия, беря за основу результаты лабораторного этапа, производилось сопоставление ФЕС вскрытых интервалов с величиной приходящегося для них относительного дебита: наибольшее время обработки принималось для разностей, характеризующихся незначительной величиной газоотдачи и ФЕС, приемлемыми для проведения СХО. Также критериями, послужившими основанием для отбраковки вскрываемых интервалов, выступило:

- отсутствие коллекторов: 2540 – 2569 м;
- высокая макронеоднородность: 2402 – 2438; 2595 – 2650 м;
- низкая проводимость, высокая расчлененность: 2339 – 2373 м.

Таким образом, проводимой со скоростью 1 – 2 м/ч обработкой было охвачено 64 % вскрываемого скважиной интервала.

Оценка технологической эффективности обработки произведена по результатам проводимых после СХО комплексов газодинамических исследований [1] и «ГИС-контроль». ГИС были проведены на технологическом режиме работы скважины (ТР) и соответствовали по номенклатуре выполняемых работ комплексу, проводимому до СХО. Результаты интерпретации исследований с выделением газоотдающих интервалов представлены на рисунке 4.

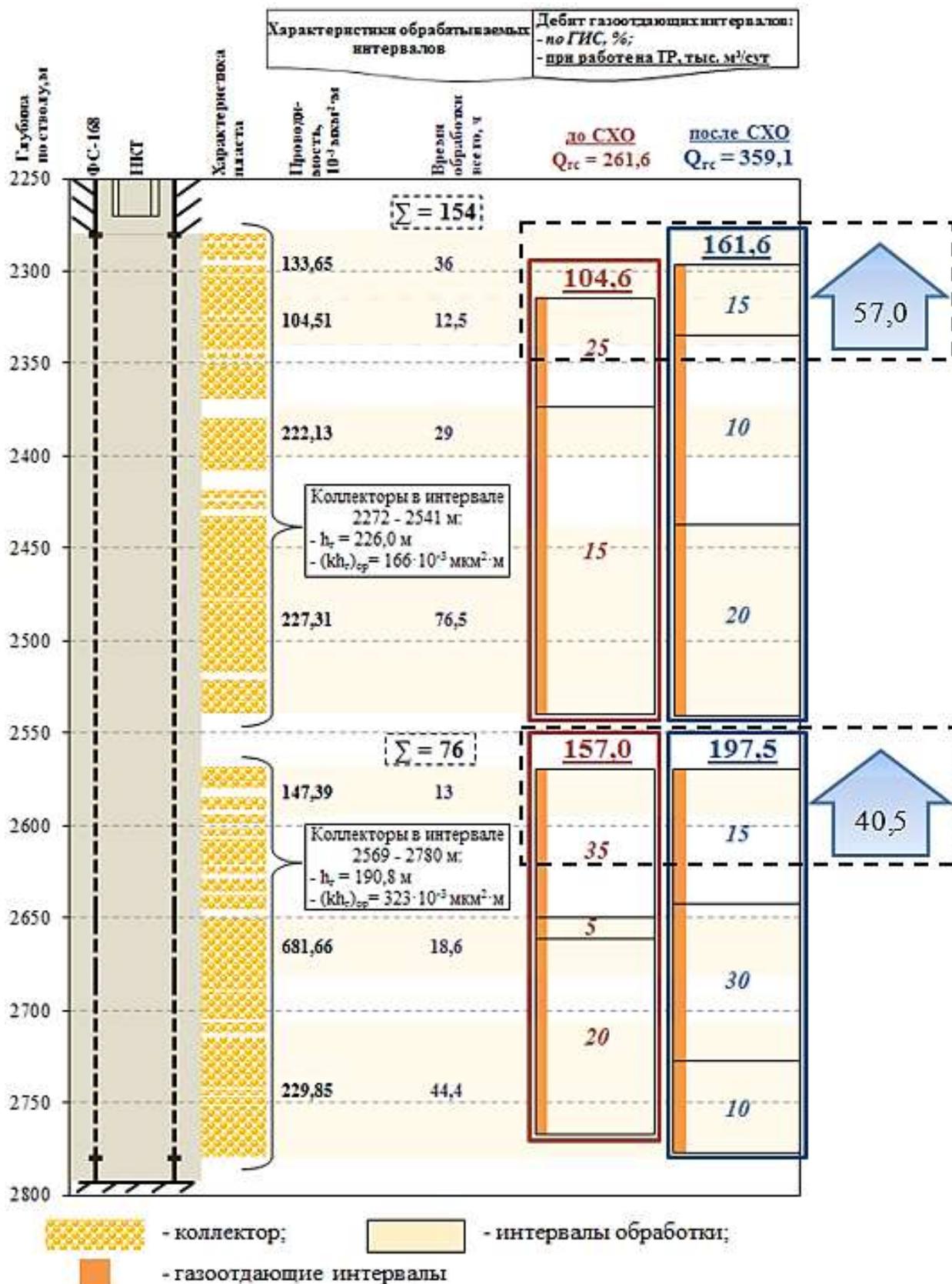


Рисунок 3 – Результаты интерпретации ГИС

Для проведения оценки эффективности обработки геофизическими методами вскрываемые скважиной отложения были разделены на две группы коллекторов: «верхнюю» и «нижнюю», разделяемых 20 м непроницаемого песчаника в интервале 2540 – 2569 м.

Как видно из рисунка 3, по результатам проведенной обработки наблюдается увеличение мощности газоотдающих интервалов на 6 % при вовлечении в работу вскрытых участков пласта в хвостовой (10 м) и головной (18 м) частей фильтра общей мощностью 28 м, причем 8,9 % из вовлеченных интервалов головной части по результатам оценки профиля притока ранее определялись как неколлектор.

В количественном отношении изменения профиля притока газа к скважине можно отметить следующее: увеличение дебита, приходящегося на верхнюю группу коллекторов, составило 57 тыс. м<sup>3</sup>/сут (54 %), на нижнюю – 40,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут (26 %). Тем самым, несмотря на лучшие фоновые фильтрационные характеристики «нижней» группы, определяющие основной вклад этих толщин в процессы газоотдачи, наибольший прирост дебита газа наблюдается для «верхних» интервалов, обладающих большей эффективной газонасыщенной толщиной.

Также стоит отметить, что при вдвое большей продолжительности обработки интервалов «верхней» группы, разница в соответствующих величинах прироста дебита составляет всего 29 %, что соответствует выводу, полученному на лабораторном этапе, о потенциальной эффективности обработки коллекторов с повышенными ФЕС.

Таким образом, результатами проведенных ГИС подтверждается технологическая эффективность сонохимического воздействия на газоконденсатную скважину за счет комплексного воздействия на показатели, характеризующие ФЕС системы «скважина-пласт».

Стоит отметить, что важной составляющей технологической эффективности проведенных мероприятий является применение двухэтапного подхода к подготовке реализации СХО, на первом из которых рекомендуется с помощью физического моделирования на керновых моделях определить наиболее эффективные характеристики сонохимического воздействия, а на втором – беря за основу полученные результаты произвести их уточнение в зависимости от горно-геологических особенностей промышленного объекта.

#### **Библиографический список:**

1. Жданов К.Ю., Шиков И.А. Интенсификация притока методом сонохимического воздействия на газоконденсатный пласт // Рассохинские чтения – 2024: матер. конференции (Ухта, 1 – 2 февраля 2024 г.). – Ухта: УГТУ, 2024. – С. 203 – 206.

УДК 622.245.6

#### **Использование известковой пыли из каменного карьера для усиления прочности цементирования скважин /**

#### **Lime dust from a stone quarry to increase the strength of well cementing**

Сулейманов Э. М., Кузнецов В. А. /

Suleymanov E. M., Kuznetsov V. A.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** Известковая пыль является эффективной добавкой для повышения прочности цементирования скважин в нефтегазовой отрасли. Она улучшает механические свойства цементных растворов, снижает водопотребление и увеличивает устойчивость к химическим воздействиям. Применение известковой пыли позволяет снизить затраты на материалы и уменьшить объем отходов, что делает процесс более экологически безопасным. Оптимальная дозировка известковой пыли составляет от 5% до 20% от общего веса цемента, что требует предварительного тестирования для достижения наилучших результатов. Внедрение известковой пыли в технологии цементирования способствует надежности и долговечности скважин, обеспечивая успешную эксплуатацию в агрессивных условиях.

**Ключевые слова:** Известковая пыль, цементирование, прочность цемента, гидратация, химическая стойкость, экономия затрат, нефтегазовая отрасль, математическое моделирование

**Abstract.** Lime dust is an effective additive for increasing the strength of well cementing in the oil and gas industry. It improves the mechanical properties of cement slurries, reduces water consumption and increases resistance to chemical influences. The use of lime dust can reduce material costs and reduce the volume of waste, which makes the process more environmentally friendly. The optimal dosage of lime dust is from 5% to 20% of the total weight of cement, which requires preliminary testing to achieve the best results. The introduction of lime dust in cementing technology contributes to the reliability and durability of wells, ensuring successful operation in aggressive conditions.

**Key words:** lime dust, cementation, cement strength, hydration, chemical resistance, cost savings, oil and gas industry, mathematical modeling.

**Введение.** Цементирование скважин является ключевым этапом в процессе бурения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Этот процесс направлен на обеспечение надежного закрепления обсадных труб, предотвращение миграции флюидов между пластами и защиту окружающей среды от загрязнений. Важность качественного цементирования трудно переоценить, так как оно напрямую влияет на безопасность и долговечность скважин [1-3]. Одним из эффективных способов улучшения свойств цементных растворов является использование добавок, таких как известковая пыль. Известковая пыль, состоящая в основном из карбоната кальция, обладает уникальными физико-химическими свойствами, которые позволяют ей значительно повышать прочность и устойчивость цементных растворов [4-6]. Она не только заполняет поры в цементной матрице, уменьшая ее пористость, но и способствует снижению водопотребления, что улучшает консистенцию и однородность смеси. Кроме того, известковая пыль демонстрирует хорошую стойкость к химическим воздействиям, что делает ее особенно ценной в условиях, когда цементные растворы подвергаются агрессивным флюидам [7-10]. Применение известковой пыли также может привести к значительной экономии затрат на материалы, а ее использование как побочного продукта способствует более устойчивому обращению с ресурсами и уменьшению отходов. Целью данного исследования является оценка эффективности использования известковой пыли в цементировании скважин. Необходимо определить оптимальные пропорции добавки для улучшения механических свойств цементных растворов, а также провести анализ влияния известковой пыли на устойчивость к химическим воздействиям и экономии затрат на материалы. Для достижения поставленной цели использованы экспериментальные методы, включая лабораторные испытания цементных растворов с различными пропорциями известковой пыли. Будут проведены тесты на прочность, пористость и стойкость к химическим воздействиям. Также будет выполнен экономический анализ затрат на материалы для оценки целесообразности применения добавки. Научная новизна исследования заключается в комплексном подходе к использованию известковой пыли в цементных растворах для скважин. Впервые будут оценены оптимальные пропорции добавки, ее влияние на механические свойства и химическую стойкость, а также проведен экономический анализ, что позволит повысить эффективность и снизить затраты на материалы. Таким образом, внедрение известковой пыли в процессы цементирования скважин представляет собой перспективное направление, способствующее повышению надежности и долговечности скважин в нефтегазовой отрасли.

**Экспериментальные исследования и обсуждения.** Оборудование и материалы: Лабораторная установка состоит из нескольких ключевых компонентов. Основным элементом является цементомешалка, который обеспечивает равномерное смешивание цемента, воды и известковой пыли. Установка также включает в себя пресс для испытания образцов на сжатие, термометр для контроля температуры и влагомер для определения влажности. Дополнительно предусмотрены устройства для измерения пористости и стойкости к химическим воздействиям, такие как специальные камеры и реакторы. Все приборы соединены с компьютером для автоматической записи данных и анализа результатов. Установка обеспечивает высокую точность измерений и воспроизводимость опытов, что критично для научного исследования. Материалы: портландцемент, известковая пыль (гидроксид кальция,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ), дистиллированная вода

### Процедура эксперимента

1. Подготовка образцов: Количество портландцемента 500 г и известковой пыли 100 г. Количество дистиллированной воды 200 мл.

2. Смешивание компонентов: В портландцемент и известковую пыль добавляли воду, постоянно перемешивая смесь до получения однородной консистенции.

3. Гидратация: Полученную смесь переливали в формы для образцов. Оставляли образцы для затвердевания в условиях с контролируемой температурой и влажностью 20°C и 60% на 7, 14 и 28 дней.

4. Измерение pH: Периодически измеряли pH раствора, чтобы отслеживать изменения в процессе гидратации.

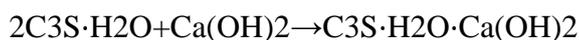
5. Тестирование прочности: После затвердевания образцов проводили тест на сжатие, используя пресс для определения прочности образцов на 7, 14 и 28 день.

При соединении цемента с известковой пылью происходят несколько химических процессов, которые влияют на свойства конечного продукта. Основные компоненты, участвующие в этих процессах, это портландцемент и известковая пыль (гидроксид кальция, Ca(OH)<sub>2</sub>).

1. Гидратация цемента: Портландцемент в основном состоит из трикальций силикатов (C<sub>3</sub>S) и дикальций силикатов (C<sub>2</sub>S). При добавлении воды происходит реакция гидратации:



2. Реакция с известковой пылью: Известковая пыль, содержащая Ca(OH)<sub>2</sub>, взаимодействует с продуктами гидратации цемента. Это приводит к образованию дополнительных гидратированных соединений, таких как:



3. Образование кальциевых силикатов: В результате взаимодействия цемента и известковой пыли образуются кальциевые силикатные гидраты, которые отвечают за прочность и долговечность цементного камня.

Эти процессы способствуют улучшению механических свойств цементного раствора, увеличивая его прочность и устойчивость к воздействию окружающей среды.

Моделирование прочности цементного камня по времени — это важный аспект в оценке долговечности и надежности бетонных конструкций. Прочность цементного камня со временем изменяется в результате процессов гидратации, старения и воздействия внешних факторов.

### Описание моделирования прочности цементного камня

1. Начальный этап (первые дни): В первые 7 дней происходит активная гидратация цемента. Прочность на сжатие быстро увеличивается благодаря образованию гидратированных соединений, таких как кальциевые силикатные гидраты (C-S-H). Моделирование на этом этапе может использовать уравнения, описывающие кинетику гидратации, например, уравнение Фикса для цемента.

2. Краткосрочный период (1 месяц): Прочность продолжает расти, но темпы замедляются. На этом этапе влияние температуры и влажности становится критически важным. Модели могут учитывать факторы, такие как содержание воды и температура, чтобы предсказать прочность на сжатие через 28 дней.

3. Среднесрочный период (1-3 года): Прочность цементного камня продолжает увеличиваться, но темпы роста значительно замедляются. Этот период характеризуется процессами старения и возможным образованием дополнительных гидратированных фаз. Модели могут использовать линейные или логарифмические функции для описания изменения прочности в зависимости от времени.

4. Долгосрочный период (3-10 лет и более): На этом этапе прочность цементного камня достигает своего максимума и может даже повышаться за счет продолжения процессов гидратации и кристаллизации. Моделирование может включать в себя асимптотические функции, где прочность становится менее чувствительной к времени, но все еще подвержена влиянию внешних факторов, таких как коррозия и механические нагрузки.

Математическое моделирование:

Модели, описывающие прочность цементного камня, представлены в виде уравнений:

Модель Гинзбурга:

$$f(t)=A(1-e^{-kt})$$

где  $f(t)$  — прочность на сжатие в момент времени

$t$ ,  $A$  — максимальная прочность,

$k$  — константа, зависящая от условий окружающей среды.

Логарифмическая модель:

$$f(t)=B \cdot \ln(t)+C$$

где  $B$  и  $C$  — константы, определяемые экспериментальными данными.

Моделирование прочности цементного камня подчеркивает важность понимания процессов гидратации и старения. В первые дни прочность значительно возрастает, но затем темпы роста замедляются, достигая максимума через несколько лет. Условия окружающей среды, такие как температура и влажность, играют ключевую роль в этом процессе. Эффективные математические модели, учитывающие различные факторы, позволяют предсказывать долговечность и надежность бетонных конструкций. Эти знания критичны для проектирования высококачественных строительных материалов и технологий, что в конечном итоге повышает безопасность и устойчивость инфраструктуры. Таким образом, исследование прочности цементного камня имеет значительное значение для строительной отрасли.

#### **Последовательные операции лабораторного эксперимента**

1. Подготовка материалов: Собрали все необходимые материалы: портландцемент, известковую пыль (гидроксид кальция,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ), дистиллированную воду, мерные стаканы, весы, смеситель, формы для образцов и устройство для измерения прочности.

2. Взвешивание компонентов: На весах взвесили 500 г портландцемента. В отдельной емкости взвесили 100 г известковой пыли. Отмерили 200 мл дистиллированной воды в мерном стакане.

3. Смешивание сухих компонентов: В чистом контейнере тщательно смешали портландцемент и известковую пыль до получения однородной смеси.

4. Добавление воды: Постепенно добавляли дистиллированную воду в сухую смесь, перемешивая с помощью смесителя, до получения однородной и пластичной консистенции.

5. Заливка в формы: Перелили полученную смесь в предварительно подготовленные формы для образцов (например, кубики), заполняя их полностью.

6. Затвердевание образцов: Поместили формы с цементной смесью в контролируемые условия (температура около  $20^\circ\text{C}$  и влажность 60%) на 7, 14 и 28 дней, чтобы обеспечить гидратацию.

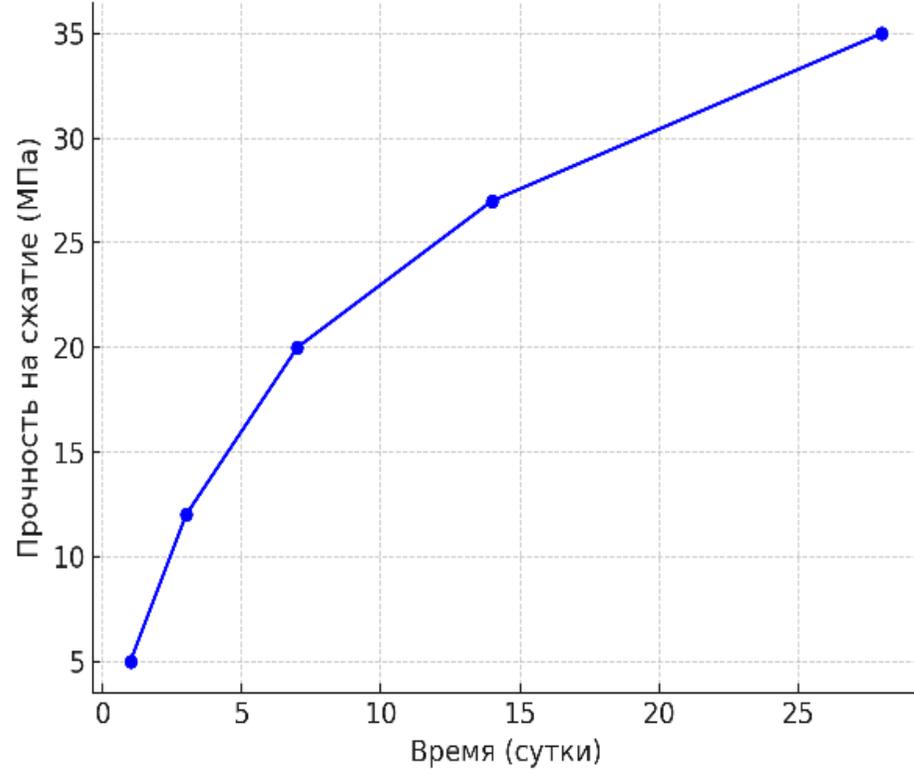
7. Измерение pH: Периодически каждые 3 дня извлекали небольшое количество раствора из формы и измеряли pH с помощью pH-метра, записывая результаты.

8. Тестирование прочности: После завершения периода затвердевания на 7, 14 и 28 день извлекали образцы из форм. Провели тест на сжатие, используя пресс, чтобы определить прочность образцов.

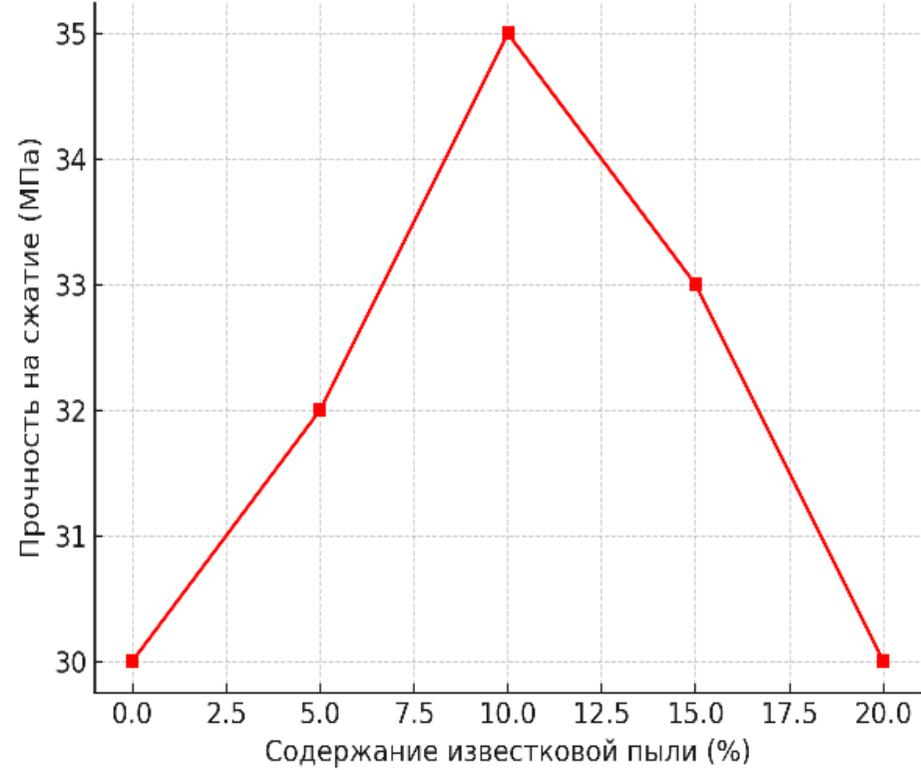
Температура ( $^\circ\text{C}$ ): Указывает, что все образцы были выдержаны при температуре  $20^\circ\text{C}$ , что является стандартной температурой для большинства лабораторных экспериментов по гидратации цемента.

График зависимости прочности на сжатие от времени (рис. а) показывает, как изменяется прочность образцов во времени. Видно, что с увеличением времени прочность растёт, особенно на ранних стадиях твердения. График влияния содержания известковой пыли на прочность (рис.б) демонстрирует, как добавление известковой пыли влияет на прочность материала. Можно отметить оптимальный диапазон содержания пыли, при котором прочность максимальна.

Зависимость прочности на сжатие от времени Влияние содержания известковой пыли на прочность



а)



б)

Рисунок 1 - Графики зависимость прочности на сжатие от времени (а), влияние содержания известковой пыли на прочность (б).

Таблица 1 - Результаты эксперимента

Период затвердевания (дни)	Содержание известковой пыли (г)	Температура (°С)	Прочность на сжатие (МПа)	рН раствора
7	0	20	25	12.5
7	50	20	28	12.8
7	100	20	30	13.0
14	0	20	30	12.6
14	50	20	35	12.9
14	100	20	38	13.1
28	0	20	35	12.7
28	50	20	45	13.0
28	100	20	50	13.2

**Заключение.** Исследование прочности цементного камня при цементировании нефтяных и газовых скважин подчеркивает его важность для нефтегазовой отрасли. Результаты показывают, что прочность материала значительно увеличивается в первые дни после закачки цемента в затрубное пространство скважин, однако со временем темпы роста замедляются, достигая своего пика через несколько лет. Влияние внешних факторов, таких как температура и влажность, критично для процесса гидратации и старения. Разработка эффективных математических моделей, учитывающих эти аспекты, позволяет точно предсказывать долговечность и надежность нефтяных и газовых скважин. Полученные данные могут быть использованы для улучшения проектирования строительства нефтяных и газовых скважин, что в свою очередь повысит безопасность и устойчивую эксплуатацию нефтегазовых месторождений.

#### **Библиографический список:**

1. Neville, A. M. - "Properties of Concrete", Longman Scientific & Technical, 1995, с. 728,
2. Mehta, P. K., & Monteiro, P. J. M. - "Concrete: Microstructure, Properties, and Materials", McGraw-Hill 2014, с. 672
3. Mindess, S., & Young, J. F. - "Concrete", Prentice Hall, 1981, с. 544
4. Bier, T. - "Hydration of Cement", Cement and Concrete Research, 2003, с. 15-20
5. Powers, T. C. - "The Properties of Fresh Concrete", Journal of the American Concrete Institute, 1968, с. 25-39
6. Brouwers, H. J. H. - "Hydration of Cement: A Review", Cement and Concrete Research, 2005, с. 275-284
7. Taylor, H. F. W. - "Cement Chemistry", Thomas Telford Publishing, 1997, с. 464
8. Bentur, A., & Akers, P. - "Concrete Materials: Properties, Specifications and Tests", Springer, 2006, с. 350
9. Hewlett, P. C. - "Lea's Chemistry of Cement and Concrete", Butterworth-Heinemann, 2006, с. 688
10. Ferguson, P. M. - "Cement and Concrete: A Comprehensive Study", University of Illinois Press, 1997, с. 400.

**Сравнение эффективности кольматирующих добавок в лабораторных условиях**

Манафов Р. Г., Джаббарова Г. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

Современные буровые технологии требуют эффективных методов предотвращения потерь бурового раствора в трещиноватых породах. Одним из ключевых решений является использование кольматирующих добавок, способных образовывать устойчивые мостовидные структуры, перекрывающие трещины в скважинах [1]. Эффективность таких добавок зависит от их физических и химических свойств, а также от условий проведения буровых работ [2]. Важную роль играют характеристики частиц, такие как размер, твердость и форма, которые определяют способность материала к образованию прочных перемычек [3]. Экспериментальные исследования в лабораторных условиях позволяют оценить, какие материалы демонстрируют наилучшие результаты с точки зрения стабилизации давления и уменьшения фильтрационных потерь.

В лабораторных условиях была протестирована способность различных кольматирующих материалов (кварц, полевой шпат и известняк) перекрывать трещины и образовывать перемычки, которые будут выдерживать значительные давления.

В эксперименте использовалась установка, состоящая из стального цилиндра со слотами в нижней части, имитирующими трещины (ширина трещин варьируется). Цилиндр заполнялся буровым раствором и герметизировался, после чего через него нагнеталась вода с помощью насоса под давлением до 50 МПа. Давление фиксировалось на компьютере, а скорость потока составляла 2 мл/мин. При нагнетании воды давление нарастало, пока частицы в растворе не создавали мостовидную структуру (перемычку), способную выдерживать нагрузку.

Эксперименты проводились в течение 60 минут, если мост не разрушался раньше.

Регистрировались следующие параметры:

- Количество пиков (N)
- Среднее пиковое значение
- Среднее давление
- Максимальное давление ( $P_{max}$ )
- Время испытания (t)
- Количество пиков в минуту (N/t)

В эксперименте «пиками» обозначаются скачки давления на графике, возникающие при разрушении мостовидной структуры и при её повторном образовании. Количество пиков отражает стабильность перемычек: меньшее число пиков указывает на более устойчивую и прочную перемычку, тогда как большее число пиков свидетельствует о нестабильности перемычки. Дополнительный анализ амплитуды пиков позволяет оценить силу, необходимую для разрушения перемычки, что может быть ключевым параметром при оптимизации технологических процессов. Наблюдение за динамикой пиков во времени может дать представление о кинетике процессов формирования и разрушения мостовидных структур, что особенно важно для прогнозирования поведения системы в реальных эксплуатационных условиях.

В ходе эксперимента фиксировались значения следующих параметров (таблица 1).

Результаты в Таблице 2 представлены на графиках ниже, где каждый параметр отображён в зависимости от размера отверстия. Для всех экспериментов использовался раствор с добавлением частиц в концентрации 39 кг/м<sup>3</sup>. Было замечено, что буровой раствор с кварцем и полевым шпатом быстро формировал мосты при размерах щелей от 100 до 300 микрон, тогда как CaCO<sub>3</sub> не образовывал мостов при размерах щелей более 100 микрон. Это указывает на то, что материалы с более высоким числом Мооса являются более эффективными кольматирующими материалами.

На рисунке 1 видно, что все материалы эффективно формировали мосты и выдерживали высокое давление при размере щели 100 микрон. Количество пиков снижалось между размерами щелей 250 и 300 микрон, а также 400 и 500 микрон. Снижение пиков может быть связано с тем, что две частицы по 250 микрон могли одновременно закупорить щель шириной 500 микрон, так как их концентрация была выше, чем у частиц других размеров.

Таблица 1 - Перечень исследуемых параметров

№	Параметр	Ед. изм.	Описание
1	Количество пиков		Показатель, который отражает количество разрушений мостовидной структуры и её повторных образований в процессе эксперимента. Меньшее количество пиков указывает на более стабильный мост, а большее — на его нестабильность
2	Среднее пиковое давление	МПа	Среднее значение давления в моменты достижения пиков (разрушения мостов). Это показатель прочности мостов и их способности выдерживать нагрузку.
3	Среднее давление	МПа	Усреднённое давление на протяжении всего эксперимента. Оно отражает общую устойчивость мостовидной структуры, а более высокое значение указывает на лучшую её прочность.
4	Максимальное давление	МПа	Наибольшее давление, достигнутое в процессе эксперимента. Этот показатель показывает максимальную нагрузку, которую мост может выдержать перед разрушением.
5	Время	Мин	Время, прошедшее с начала эксперимента до момента образования моста или до разрушения мостовидной структуры.

Таблица 2 – Результаты экспериментов

Материал	Размер трещины (микрон)	Количество пиков (N)	Среднее пиковое давление (МПа)	Среднее давление (МПа)	Макс. давление (МПа)	Время (t, мин)	Пики в минуту (N/t)
<b>Кварц</b>	<b>100</b>	<b>2</b>	<b>44,95</b>	<b>21,08</b>	<b>50,1</b>	<b>2,54</b>	<b>0,79</b>
	250	6	38,18	26,305	50,1	5,02	1,2
	300	2	49,5	28,07	50,1	3,79	0,53
	400	53	21,22	18,7	50	31,95	1,66
	500	24	22,68	17,73	50,1	14,24	1,69
	600	45	3,66	0,59	21,8	58,66	0,77
<b>Полевой шпат</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>49,9</b>	<b>19,3</b>	<b>50,1</b>	<b>2,91</b>	<b>0,34</b>
	250	17	38,99	29	50,1	7,72	2,2
	300	5	28,34	19,23	50,1	3,48	1,43
	400	121	15,8	12,79	46,3	57,24	2,11
	500	70	13,08	10,66	50	33,09	2,12
	600	104	9,44	5,48	39,7	59,44	1,75
<b>Известняк</b>	<b>100</b>	<b>2</b>	<b>34,5</b>	<b>21,74</b>	<b>50</b>	<b>3,58</b>	<b>0,56</b>
	250	148	23,65	19,48	45,6	59,8	2,47
	300	137	20,916	16,5	43,9	57,16	2,4
	400	171	8,64	6,2	27,1	58,74	2,91
	500	132	6,325	3,52	21	54,09	2,44
	600	119	3,6	1,32	16,9	53,85	2,2

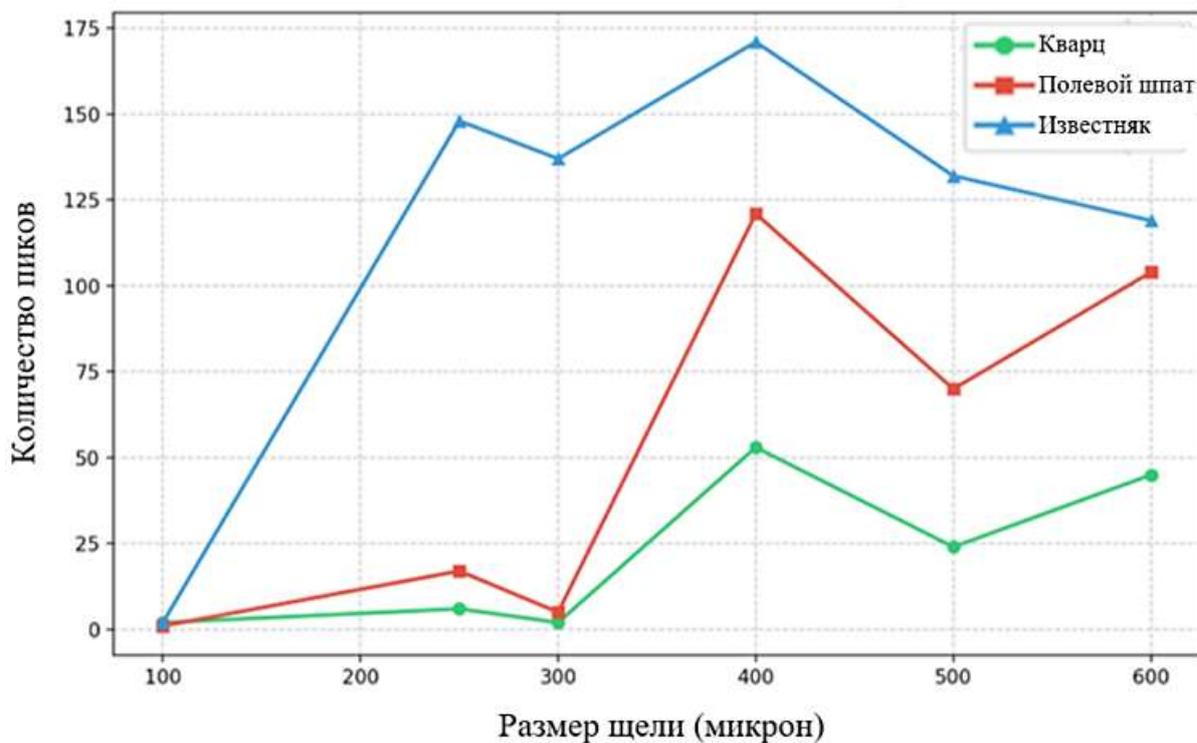


Рисунок 1 – Количество пиков для всех материалов, в зависимости от раскрытия щели

Общее наблюдение заключается в том, что, судя по количеству пиков, кварц и полевой шпат показали себя лучше, чем известняк. Кварц и полевой шпат, как правило, создают более прочный и стабильный мост.

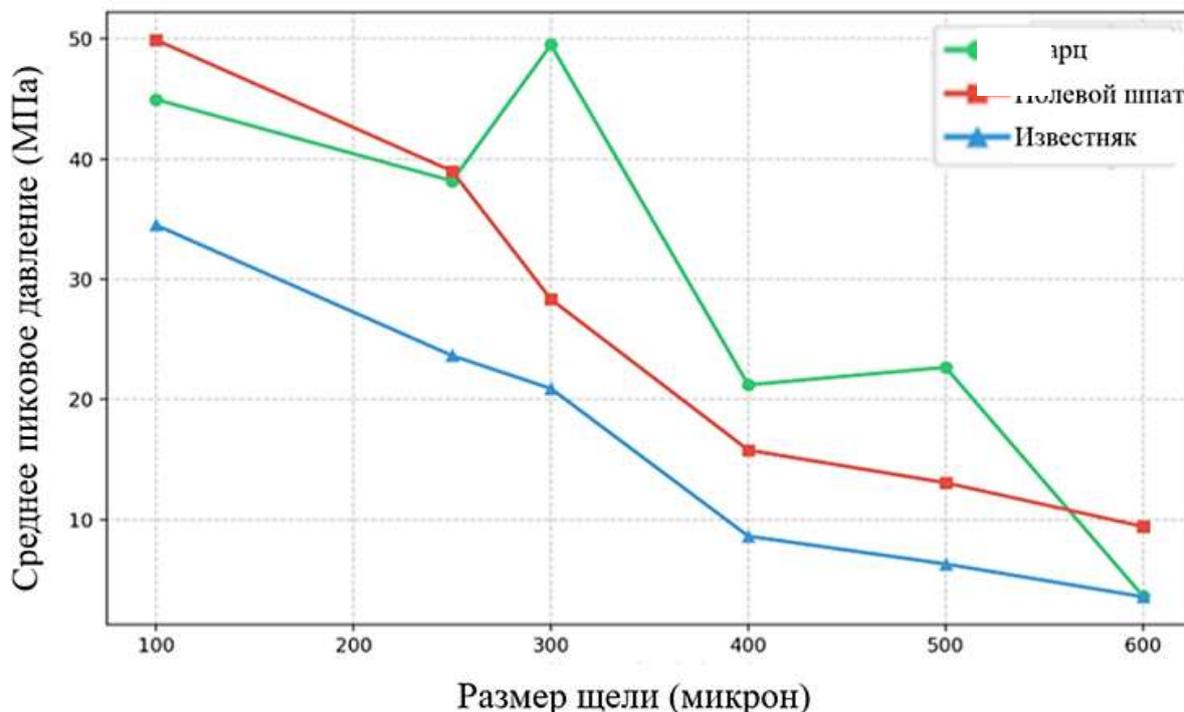


Рисунок 2 – Среднее пиковое давление, в зависимости от раскрытия щели

В целом, среднее пиковое давление выше для кварца. График по-прежнему показывает, что частицы, которые находятся выше по шкале Мооса, показывают лучшие результаты. В случае с отверстием в 300 микрон кварц показывает ненадежно высокое среднее пиковое давление. Это связано с тем, что жидкость образовала мост всего за 3 минуты. Таким образом, эта конкретная точка может быть нерепрезентативной для сравнения различных материалов.

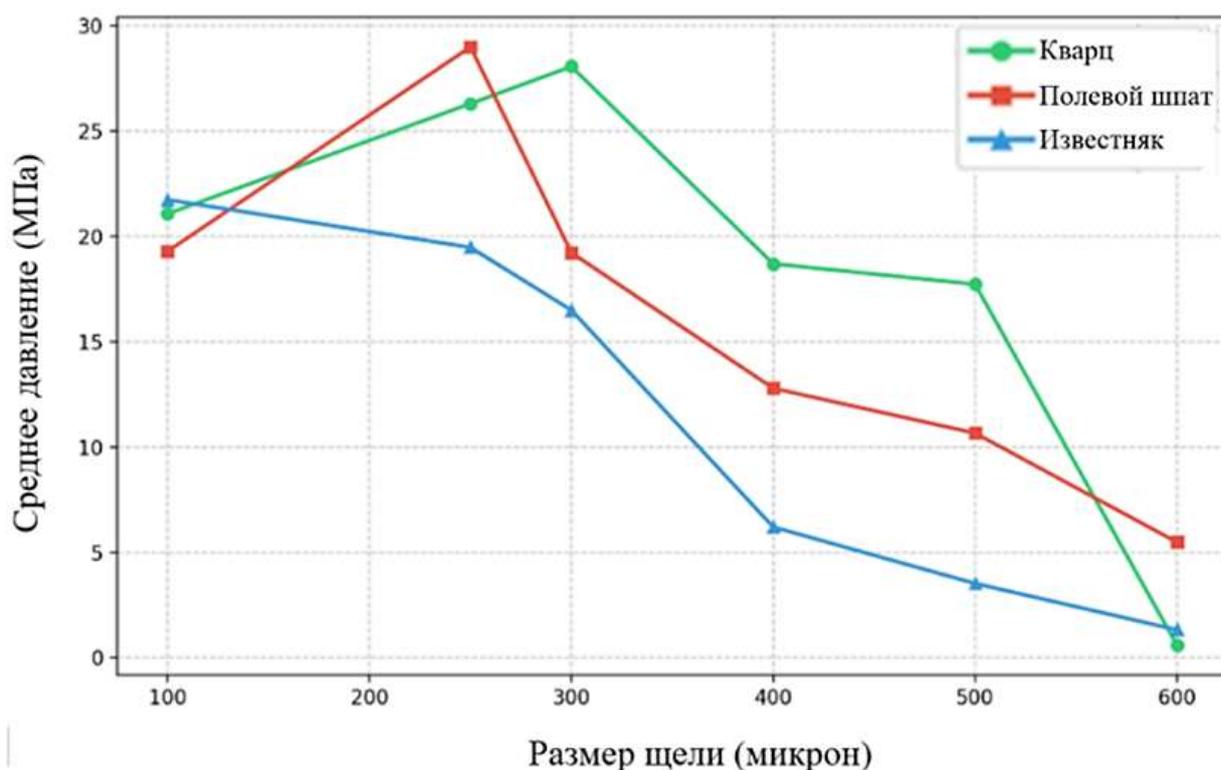


Рисунок 3 – Среднее давление, в зависимости от раскрытия щели

Среднее давление было заметно выше для кварца. В целом, этот параметр лучше всего отражает общую прочность мостовидной структуры. С увеличением размера щели среднее давление снижалось, однако кварц и полевой шпат показывали тенденцию к росту давления для щелей от 100 до 300 микрон. Это может быть связано с тем, что мосты для этих материалов формировались очень быстро, из-за чего было меньше данных для расчёта среднего значения.

Значения, близкие к нулю, указывают на низкую способность жидкости формировать мосты и на более высокие потери фильтрата по сравнению с жидкостями, у которых нормализованное среднее давление выше.

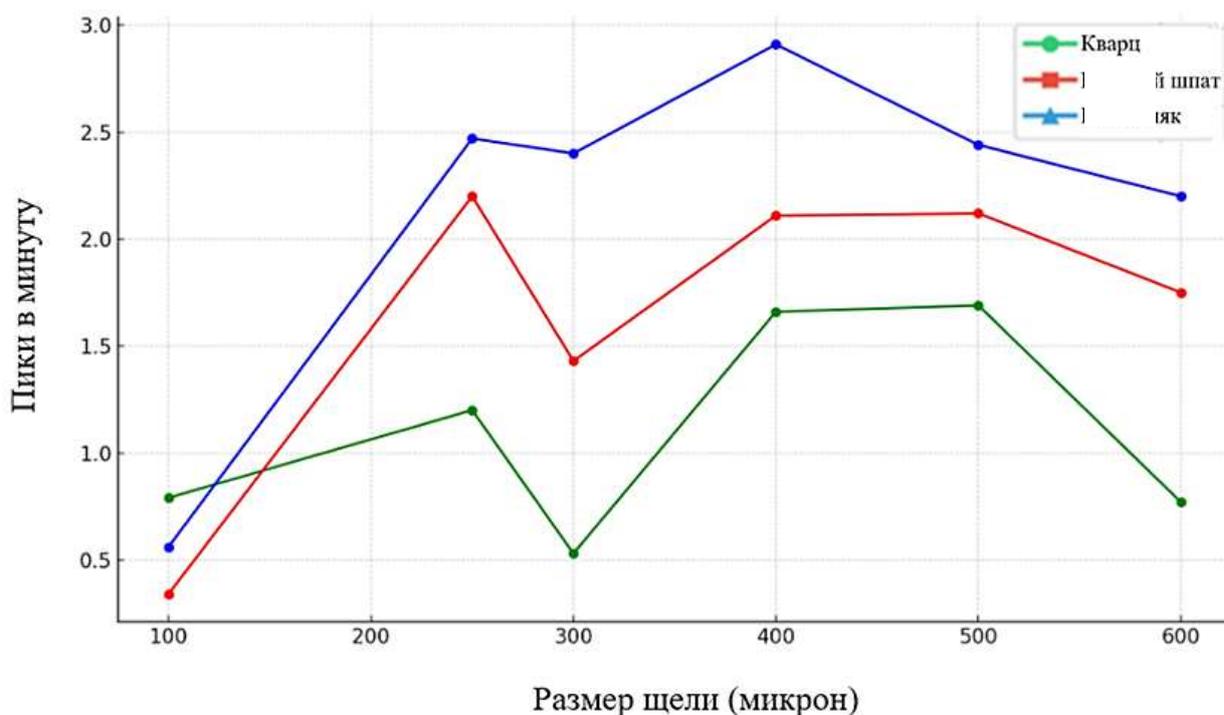


Рисунок 4 – Количество пиков в минуту, в зависимости от раскрытия щели

По результатам проведенных экспериментов и анализа полученных графических данных установлено, что кварц является наиболее стабильным из исследованных материалов. Однако известняк и полевой шпат также демонстрируют сравнительно устойчивое формирование мостовидных структур, что свидетельствует об их достаточной прочности и способности к длительному сохранению целостности в исследуемых условиях.

#### **Библиографический список:**

1. "Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов" / Мардашов Д.В. // Записки Горного института, 2021, с. 267-277.
2. Оценка кольматации наполнителями бурового раствора трещинных коллекторов / Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. // Нефть и газ, 2014.
3. Henriques, Cassian, and Arash Dahi Taleghani. "The Role of Fiber Properties s in LCM Design – A Numerical Approach." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2023. doi: <https://doi.org/10.2118/214861-MS>

УДК 622.276

#### **Предложения по совершенствованию водогазового воздействия с применением струйно-диспергирующих устройств на отечественных и зарубежных промыслах**

Горелкина Е. И.<sup>1,2</sup>

*1 – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия*

*2 – Российский государственный геологический университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия*

Нефть по-прежнему остаётся основным источником, обеспечивающим энергией потребителей во всем мире. Рациональная добыча нефтяных ресурсов является жизненно важным вопросом среди стран мира. Коллекторы, насыщенные углеводородами, представляют собой естественные геологические структуры, через которые флюиды фильтруются под действием градиента давления. По мере истощения пластовой энергии дебиты добывающих скважин падают. Необходимость поддержания пластового давления играет значительную роль в поддержании притока нефти. Закачка различных агентов является распространённой практикой на отечественных и зарубежных промыслах. Вода и газ являются наиболее часто закачиваемыми флюидами в нефтяные пласты. Проектирование технологии поддержания пластового давления является одним из ключевых факторов в достижении целей операций по закачке успешности эксплуатации объекта.

Заводнение показало высокую эффективность на отечественных и зарубежных месторождениях жидких и газообразных углеводородов, т.к. оно характеризуется относительной простотой проектирования и внедрения, доступностью вытесняющего агента (воды) и приростом объёма добычи. Однако данный метод не всегда вовлекает в процесс разработки запасы слабодренлируемых и застойных зон. Более подробно преимущества и недостатки заводнения рассмотрены в публикациях [1-3], способы увеличения эффективности заводнения – в [4-6].

В связи с истощением классических запасов углеводородов важнейшей проблемой является недостаточная эффективность разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), актуальность которой не вызывает сомнений. Это объясняет интерес к разработке и адаптации технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Традиционные запасы истощаются, ухудшается структура запасов, вовлекаемых в разработку, при этом классические технологии не обеспечивают проектный КИН и наработку оборудования, что приводит к снижению эффективности процессов разработки [7, 8].

Водогазовое воздействие, представляющее собой закачку мелкодисперсной смеси воды и газа (ВГС), является перспективным способом увеличения нефтеотдачи, который показывает большую эффективность в сравнении с заводнением. Применение нефтяного, выхлопных, дымовых газов также способствуют их полезному использованию и сокращению объёмов сжигаемого ПНГ.

В настоящий момент реализуется проект водогазового воздействия на месторождении Волгоградской области. Техническое устройство, применяемое для получения и нагнетания ВГС в пласт, содержит блоки для подготовки и подачи газа и воды. Газ и вода нагнетаются в струйные диспергирующие устройства (СДУ), на выходе из которых установлено устройство для увеличения дисперсности ВГС. Перед насосом для нагнетания воды предусмотрена линия подачи химреагентов из блока дозирования – для ингибирования гидратообразования и коалесценции газовых пузырьков. В качестве газовой компоненты ВГС отбирается газ из высоконапорных пластов. Продукция газовых скважин поступает в блок подготовки, где газ сепарируется от попутной жидкости и подготавливается для нагнетания в СДУ. Также система снабжена устройствами контроля давлений, расходов и задвижками.

Данная установка имеет следующие недостатки:

1. Давления, развиваемого СДУ, недостаточно для получения устойчивой водогазовой смеси с необходимым газосодержанием.
2. Система может успешно эксплуатироваться при наличии источника высоконапорного газа; при продолжительном отборе газа пластовое давление падает, что не позволяет обеспечивать необходимое газосодержание смеси и функционирование схемы.
3. Многочисленные источники содержат данные о рациональном газосодержании ВГС в пластовых условиях  $\beta_{пл}$ , которое стремится к значениям 15 – 20 %. Учитывая постепенное уменьшение давления газа, поступающего из газового пласта, значение  $\beta_{пл}$  снижается, что снижает эффективность ВГВ.
4. Закупка химических реагентов и последующее отделение реагентов от скважинной продукции требует увеличения стоимости проекта ВГВ.
5. Конструкция установки включает устройство для увеличения дисперсности и НКТ (текущий диаметр), являющиеся факторами, увеличивающими гидравлические потери.

В связи с указанными недостатками для повышения эффективности процесса закачки предлагается насосно-эжекторная технология реализации ВГВ, рассчитанная для условий выбранного объекта. В качестве диспергирующего устройства предлагается жидкостно-газовый эжектор, позволяющий, помимо диспергирования, повысить давление перекачиваемой смеси. Также необходимо установить дожимной насос на выходе из эжектора. Насос увеличит дисперсность ВГС и направит её в ствол нагнетательной скважины с необходимым расчётным давлением.

В качестве газовой компоненты можно использовать природный газ, нефтяной газ, отбираемый из продукции добывающих скважин, а также газ из затрубных пространств скважин и дымовые газы.

Закачиваемая вода обладает высокой минерализацией, что позволяет исключить необходимость добавления ПАВ, подавляющих коалесценцию пузырьков и гидратообразование.

Рекомендуется также увеличить диаметр НКТ для существенного снижения гидравлических потерь.

Данные рекомендации предполагают изменение уже эксплуатируемого на объекте устройства для ВГВ и не требуют существенных затрат, однако их внедрение позволит достичь проектных показателей.

Иным примером ВГВ, которое не позволило достичь запланированных показателей и было прекращено по причинам технологических осложнений – ВГВ на Неega на шельфе Индии [9].

На данном объекте длительное время реализовывался отбор запасов на режиме истощения, после чего (при падении пластового давления почти в два раза от первоначального) было внедрено заводнение. Заводнение позволило увеличить нефтедобычу на несколько лет, после чего ожидаемо стала фиксироваться высокая обводнённость добываемой продукции. Схема расположения задействованных в процессе заводнения скважин и данные анализа добывающих скважин указывает на неустойчивость фронта вытеснения, которая приводит к неравномерному вытеснению и преждевременному обводнению [10, 11]. Анализ промысловых условий, наличие необходимой инфраструктуры и литературный обзор третичных МУН позволил предположить, что в данных условиях ВГВ поспособствует увеличению нефтеотдачи и сокращению доли воды в притоке.

Для реализации пилотного проекта были выбраны три нагнетательные скважины, в которые закачивали смесь морской воды и нефтяного газа. Минерализация жидкой фазы при температуре разрабатываемого пласта позволила предотвратить выпадение гидратов. Однако данной концентрации солей недостаточно, чтобы эффективно подавлять коалесценцию газовых пузырьков.

В качестве технического решения для получения и закачки смеси в пласт была смонтирована насосно-эжекторная система. Вода нагнеталась в эжекторы, откачивающие нефтяной газ из газовых линий. ВГС направлялась по водоводам в нагнетательные скважины. На выходе из эжектора не предусмотрено никаких устройств для увеличения давления, давление на забое увеличивается только за счёт столба водогазовой смеси в столах скважин.

Для контроля процесса движения смеси по скважинам был специально разработан прибор компании Schlumberger. Датчик контроля газосодержания в потоке улавливал движение фаз в составе смеси, интерпретация полученных данных указала на увеличивающееся соотношение объёмов газа в объёме жидкости на глубине – 6 м ниже башмака НКТ. Т.е. ВГС проходя глубину, где увеличивается площадь поперечного сечения (и падает давление, соответственно) расслаивается, и в пласт закачиваются вода и газ отдельными потоками. Дальнейший анализ результатов пилотного проекта показал, что эти потоки устремились к стволам добывающих скважин, при этом потоки воды увеличили обводнённость скважин.

Добавление дожимного насоса для увеличения давления нагнетания ВГС позволило бы снизить газосодержание по причине сжимаемости газа в составе смеси; в процессе закачки увеличенное давление на выходе из насоса сокращает степень расслоения смеси и увеличивает эффективность ВГВ.

Таким образом, приведённый в данной работе анализ указывает, что выбор технического устройства, правильная конструкция отдельных составляющих элементов и выбор параметров закачки (давление нагнетания, состав закачиваемого агента) непосредственно влияют на успешность внедрения ВГВ.

Данные результаты необходимо учитывать при проектировании ВГВ на иных объектах, что увеличит эффективность и популярность данной технологии.

#### **Библиографический список:**

1. Рыбицкая Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 65-68. – Текст: непосредственный.
2. Денисов А.В. Оптимизация нестационарного заводнения нефтяных залежей с использованием модели роста // Вестник РАЕН. – 2019. – Т. 19. – № 1. – С. 21-25. – Текст: непосредственный.
3. Шахвердиев А.Х. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа // Вестник РАЕН. – 2024. – Т. 24. – № 1. – С. 3-19. – Текст: непосредственный.
4. Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 54-58. – Текст: непосредственный.
5. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 3. – С. 42-44. – Текст: непосредственный.
6. Гумерский Х.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7. – С. 22-26. – Текст: непосредственный.
7. Шахвердиев А.Х. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. – 2022. – № 5 (9). – С. 78-87. – Текст: непосредственный.
8. Арефьев С.В. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 4. – С. 34-39. – Текст: непосредственный.
9. Agrawal G. Novel Approach for Evaluation of Simultaneous Water and Gas Injection Pilot Project in a Western Offshore Field, India // Paper presented at the SPE Oil & Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, November 2015. Paper Number: SPE-178122-MS. – Текст: электронный.
10. Арефьев С.В. Прогноз прорыва воды при заводнении в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 3. – С. 58-67. – Текст: непосредственный.
11. Шахвердиев А.Х. Оптимизация процесса заводнения в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана. – 2023. – С. 695-699. – Текст: непосредственный.

## Способ применения насосно-эжекторной системы при эксплуатации обводняющихся газовых скважин

Горелкина Е. И.<sup>1,2</sup>

*1 – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия*

*2 – Российский государственный геологический университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия*

Низкая эффективность разработки и эксплуатации объектов добычи жидких [1-6] и газообразных [6-8] углеводородов является одной из актуальных проблем нефтегазодобывающего комплекса, на решение которой направлены многочисленные ресурсы.

В настоящее время фонд добывающих газовых и газоконденсатных скважин в крупнейшей компании России ПАО «Газпром» составляет более 8000 единиц. Исходя из прогнозных оценок, к 2030 году доля самозадавливающихся скважин может составить не менее 50% или около 4000 скважин. Кроме того, с проблемой эксплуатации обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин уже столкнулись и другие недропользователи, так что количество самозадавливающихся скважин в нашей стране будет еще больше.

Проблема повышения эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, осложненной накоплением жидкости на забоях скважин, является актуальной не только для российской, но и для мировой газодобычи. Наиболее полное изложение указанной проблемы представлено в монографии [8].

В [9] приводится описание известных технологий борьбы со скоплениями жидкости на забоях газовых скважин: снижение устьевого давления, уменьшение диаметра НКТ, закачка ПАВ, механизированное удаление жидкости, плунжерный лифт, технологическая продувка скважин. Данные технологии имеют ограниченные области применения, что связывается с влиянием твёрдых частиц, которые выносятся с потоком, невозможностью применения некоторых технологий в горизонтальных стволах, ограничением по объёму жидкости, которую можно удалить, а также стоимостью методов.

В связи с этим представлено новое решение, которое расширяет возможности применения струйных аппаратов при решении нефтегазопромысловых задач.

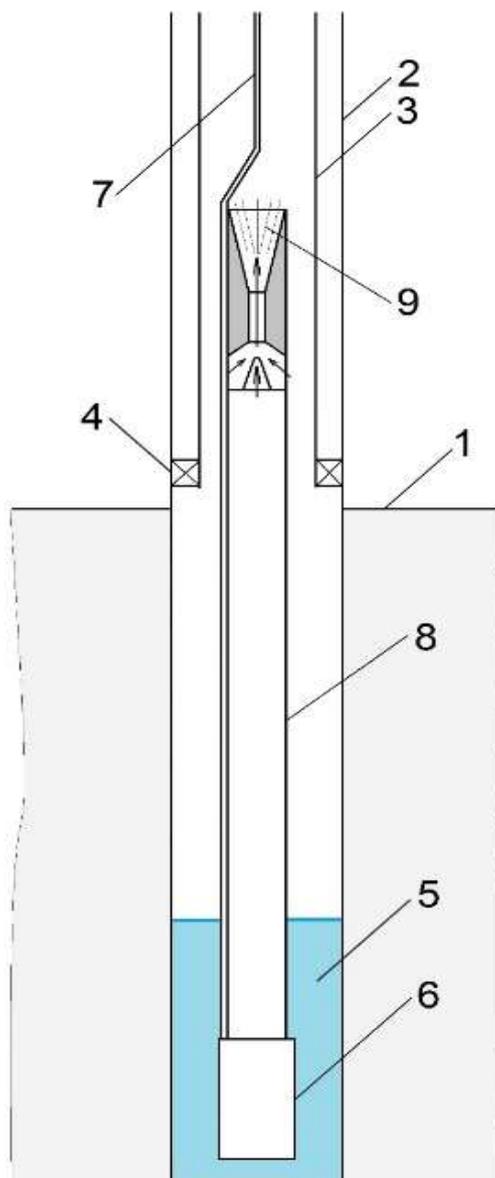
На рис. 1 представлена схема предлагаемой насосно-эжекторной системы для механизированной насосной эксплуатации обводнённых газовых и газоконденсатных скважин с устройством для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата.

На пласт 1 пробурена скважина 2, в её эксплуатационную колонну спущена колонна НКТ 3. Затрубное пространство перекрыто пакером 4. В стволе скважины имеется столб накопившейся воды 5. Внутри насосно-компрессорных труб 3 и далее под уровень жидкости спущена погружная насосная установка 6 на грузонесущем электрическом кабеле 7.

К выходу из погружной насосной установки 6 присоединён шланг 8 с расположенным на его верхнем конце устройством 9 для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата. Длина шланга 8 больше расстояния между глубиной спуска погружной насосной установки 6 и башмаком НКТ 3.

Способ эксплуатации малобитных обводнённых газовых и газоконденсатных скважин осуществляют следующим образом.

Производят спуск в скважину 2 погружной насосной установки 5 под статический уровень жидкости и запуск погружной насосной установки 5 в работу. Откачивают жидкость погружной насосной установкой 6, уменьшают забойное давление путём снижения динамического уровня жидкости, повышая при этом давление откачиваемой жидкости на выходе погружной насосной установки 6 и обеспечивая поступление газа на поверхность. Жидкость с повышенным давлением распыляют с помощью струйного аппарата 9 в газовой среде и направляют жидкость в виде капель мелкодисперсного аэрозоля по колонне НКТ 5 вместе с газом на поверхность.



1 – пласт, 2 – эксплуатационная колонна скважины, 3 – НКТ, 4 – пакер, 5 – столб воды, 6 – погружная насосная установка, 7 – грузонесущий кабель, 8 – шланг, 9 – струйный аппарат

Рисунок 1 – Схема предлагаемой насосно-эжекторной системы

Спуск в скважину 1 погружной насосной установки 6 осуществляют на грузонесущем электрическом кабеле 7. Погружную насосную установку 6 могут приводить в действие с использованием возобновляемых источников энергии. В жидкость могут также добавлять поверхностно-активные вещества (ПАВ) для улучшения образования мелкодисперсного аэрозоля вплоть до состояния искусственного тумана.

Для создания из жидкости мелкодисперсного аэрозоля, выносимого потоком газа по НКТ 3 на поверхность, требуется гораздо меньшее давление и меньший напор погружной насосной установки 6, чем для подъёма столба жидкости по НКТ 3 вверх в известных технических решениях.

Мельчайшие капли жидкости в виде аэрозоля уносятся вверх потоком газа, проходящим из пласта 1 в колонну НКТ 3. Накопления жидкости на забое не происходит, и скважина 2 работает в непрерывном режиме без остановок и продувок. Это позволяет полностью освободить зону продуктивного интервала пласта 1 в скважине 2 от накопления жидкости, что существенно повышает дебит скважины по газу.

Таким образом, обеспечивается увеличение добычи газа из малодебитных низконапорных обводнённых скважин и продление сроков рентабельной разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

### **Библиографический список:**

1. Шахвердиев А.Х. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. – 2022. – № 5 (9). – С. 78-87. – Текст: непосредственный.
2. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 3. – С. 42-44. – Текст: непосредственный.
3. Рыбицкая Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 65-68. – Текст: непосредственный.
4. Барьюдин В.Л. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 10. – С. 52-55. – Текст: непосредственный.
5. Захаров И.В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 64-68. – Текст: непосредственный.
6. Шахвердиев А.Х. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа // Вестник РАЕН. – 2024. – Т. 24. – № 1. – С. 3-19. – Текст: непосредственный.
7. Изюмченко Д.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Вести газовой науки. – 2018. – № 1(33). – С. 235-242. – Текст: непосредственный.
8. Ли Дж., Никкенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. Перевод с английского. М.: Премиум Инжиниринг. 2008. 384 с. – Текст: непосредственный.
9. Круглов С.В. Разработка технологии механизированной насосной эксплуатации обводненных газовых скважин: авт. дисс. ... к.т.н. / Круглов Сергей Владимирович. – Москва, 2024. – 24 с. – Текст: непосредственный.

УДК 622.276.5

### **Повышение эффективности добычи нефти в скважинах, введенных в эксплуатацию с технологией гидравлического разрыва пласта**

Болотов С. Д.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Эффективная добыча нефти имеет стратегическое значение для экономического развития страны, так как обеспечивает энергетическую независимость, способствует созданию рабочих мест, стимулирует развитие сопутствующих отраслей промышленности и привлекает значительные инвестиции. Надежное функционирование добывающего комплекса позволяет не только удовлетворить внутренние энергетические потребности, но и успешно конкурировать на мировом рынке, обеспечивая значительные поступления в государственный бюджет за счёт экспорта углеводородов.

Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) уже давно зарекомендовала себя как эффективный метод увеличения добычи углеводородов, позволяющий значительно повысить производительность скважин. В текущее время, данную технологию часто применяют совместно с вводом новой скважины в эксплуатацию, для получения высоких запускных показателей по добыче нефти. Однако параллельно с ростом добычи возникает целый комплекс эксплуатационных проблем, связанных с негативным влиянием осложняющих факторов на работу погружного оборудования, в частности установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Основными проблемами при эксплуатации являются не только непосредственное ухудшение рабочих характеристик насосов, но и косвенное влияние на общую надежность скважин, снижение дебита и рост затрат на ремонт и техническое обслуживание. Так, резкие изменения давления и температуры при эксплуатации скважины и смешение несовместимых технологических жидкостей способствуют повышенному риску проявления отложений солей в насосном оборудовании [1]. Также немаловажным негативным фактором, часто проявляющимся при вводе скважин с технологией ГРП, является риск выноса механических примесей. Основные причины их проявления: разрушение горной породы в процессе эксплуатации скважины и вынос

занесенных с поверхностей примесей в результате проведения технологических операций на скважине (в данном случае вынос пропанта, после проведения гидравлического разрыва пласта) [2]. Негативное влияние осложняющих факторов на оборудование приводит к преждевременному отказу элементов УЭЦН, простою скважины на время замены оборудования, следовательно, сильно снизится показатель суммарной накопленной добычи нефти, относительно варианта, при котором отказ оборудования не произойдет.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью выработки комплексного подхода к повышению надежности работы УЭЦН в условиях эксплуатации скважин после ГРП[3]. В современных условиях нефтедобычи, где стабильность и эффективность работы оборудования напрямую связаны с экономическими результатами и экологической безопасностью, внедрение современных технологий защит, и оптимизация режимов эксплуатации становятся первоочередными задачами.

### **Экспериментальные данные, демонстрирующие эффективность технологий предупреждения и защит ГНО.**

Для оценки влияния осложняющих факторов была рассмотрена скважина №1, введенная в эксплуатацию совместно с технологией ГРП. На рисунке 1 представлена зависимость текущего дебита и накопленного дебита относительно рабочих дней. Для данной скважины была принято решение об эксплуатации в постоянном режиме, но уже на 5 и 6 сутки суточный дебит начал резко падать. В данном случае насос работает в условиях, так называемых «За левой зоной», ему не хватает напора и рабочие колеса начинают притираться друг к другу, повышается температура внутри насоса и, следовательно, увеличивается риск выпадения солей, также учитывая ранее проведенный гидравлический разрыва пласта, на дефектации после аварии были найдены механические примеси в рабочих агрегатах глубинно насосного оборудования. Следствием всего вышперечисленного стал отказ и последующих простой скважины на протяжении 3 дней с спуском аналогичного оборудования. Но предыдущих темпов достичь не удалось, из-за чего был выполнен перевод в периодическую эксплуатацию скважины.

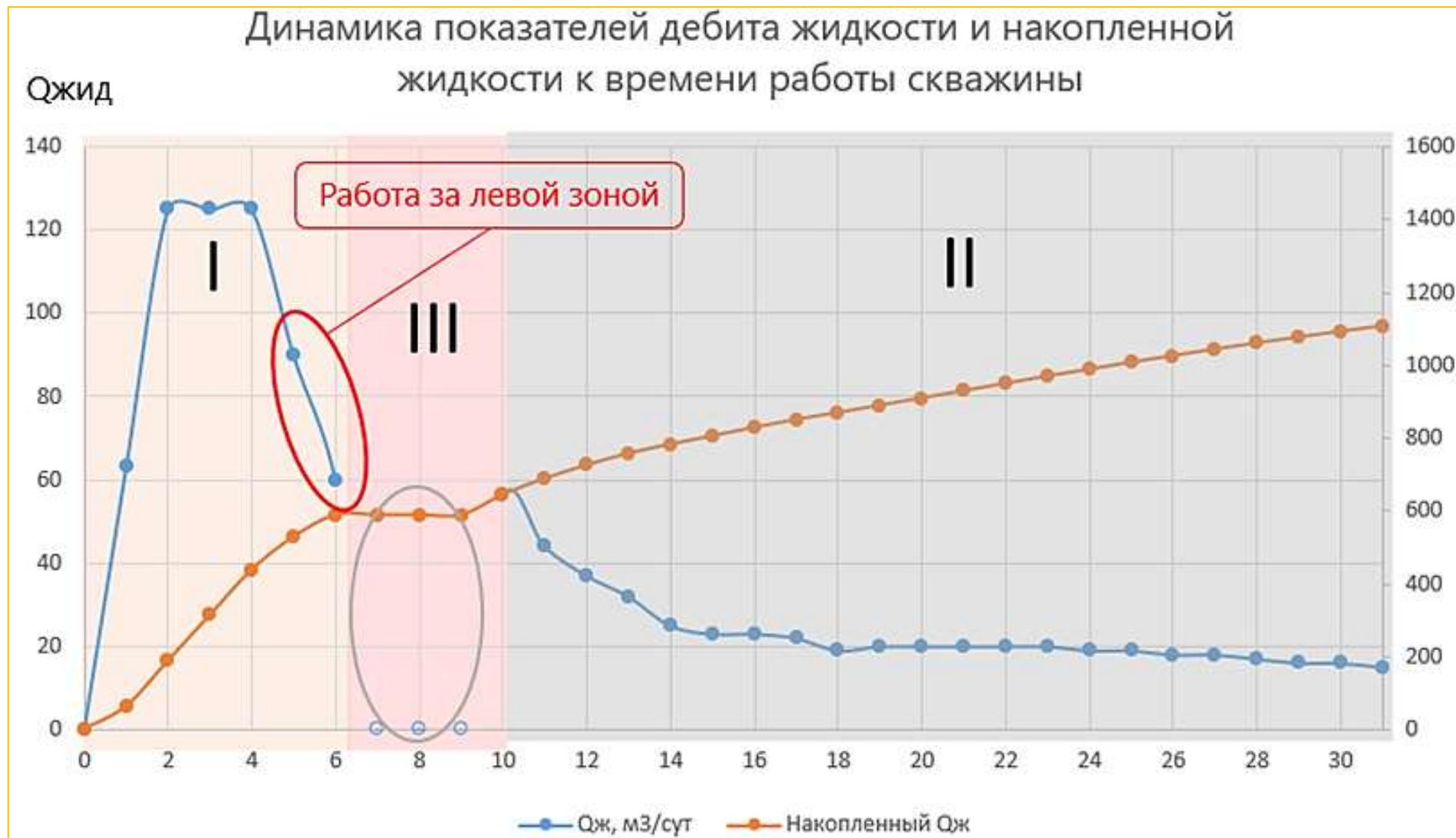
Основные же причины такого поведения скважины:

- 1) Подбор оборудования на запускной дебит,
- 2) Несвоевременный перевод в периодический режим (работа УЭЦН в аварийном режиме без отключения);
- 3) Отсутствие защиты оборудования от потенциальных осложняющих факторов (солеотложения и механические примеси).

На рисунке видно, что работа насоса на 5 и 6 день находилась в критичных условиях эксплуатации для данного насоса (за левой зоной напорно-расходной характеристики).

При разборе причин отказа, на промысле было принято решение спуска защиты от механических примесей и дозирование ингибиторов солеотложений, а также последующий перевод в условно постоянный режим работы. По итогам предпринятых решений, скважина безотказно работает на продолжительном промежутке времени.

Проанализировав сложившуюся на скважине ситуацию, был произведен расчет правильной эксплуатации данной скважины. Для этого, в специализированном программном обеспечении был подобран насос с большим запасом по рабочей зоне, применена защита от механических примесей и установлена технология защиты - дозирование ингибитора солеотложений по импульсной трубке. В таких условиях риск возникновения отказа на новой скважине был снижен до минимума. Так как запас по пластовому давлению на данной скважине невысок, после первого дня эксплуатации необходимо выполнить перевод в периодический режим, с добычей на пониженном дебите, чтобы не допустить риск перегрева оборудования. На рисунке 2 представлена динамика показателей дебита и накопленной жидкости к времени работы скважины, для большей наглядности график оптимальной эксплуатации скважины был наложен на график реального варианта. В условиях раннего перевода скважины в периодический режим эксплуатации накопленная добыча жидкости на начальном периоде будет ниже, но примененный комплекс мер, предназначенный для стабильной работы скважины, предотвратит ситуацию, в которой возможен отказ, из-за чего нам удастся выйти в прирост по накопленной добыче нефти, следовательно повышенной экономической эффективности скважины.



I- скважина работала в постоянном режиме, II- перевод в периодический режим и спуск защиты; III - простой скважины в результате отказа.

Рисунок 1 - Анализ работы скважины по показателям дебита жидкости и накопленной жидкости к её времени работы

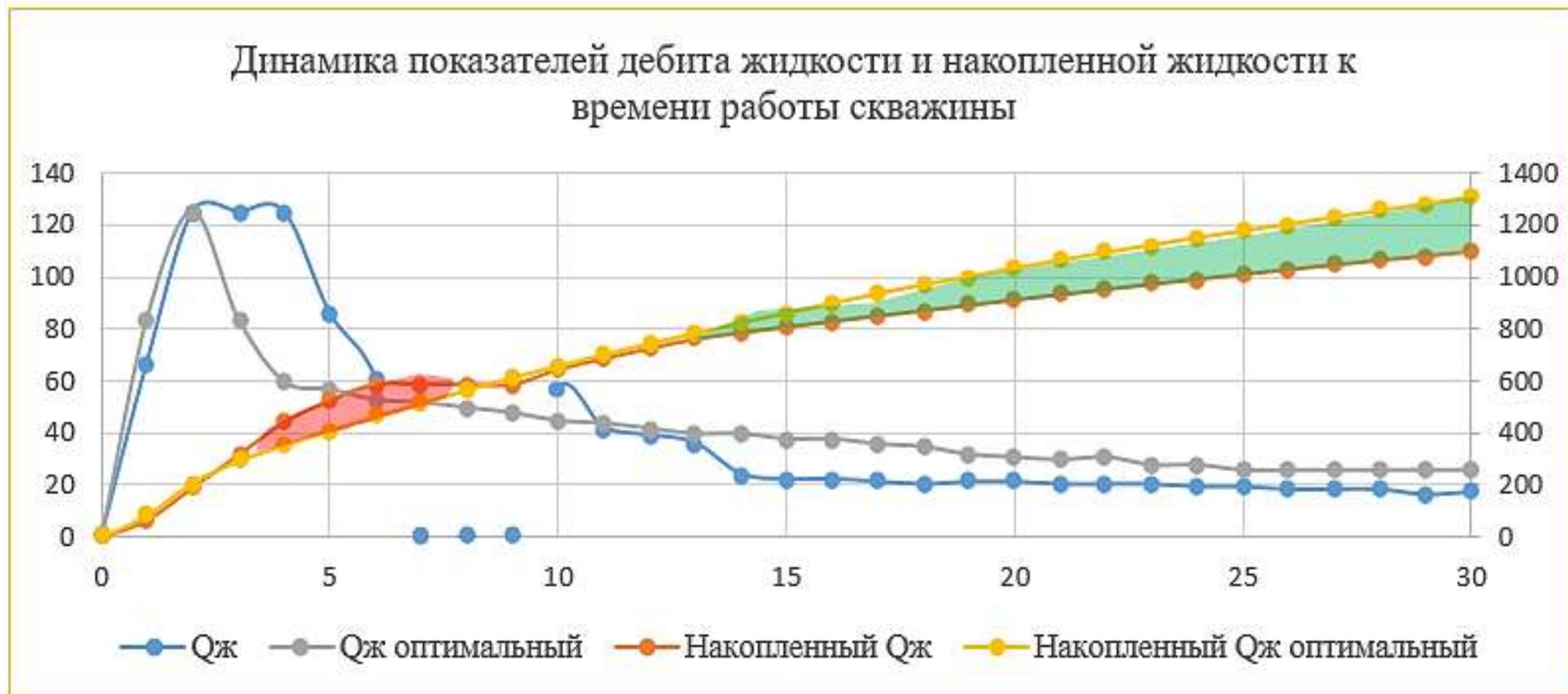


Рисунок 2 - Динамика показателей дебита жидкости и накопленной жидкости к времени работы скважины No1 реального варианта и смоделированного «идеального» случая.

### **Итоговые рекомендации:**

Для безаварийной работы в условиях риска проявления осложняющих факторов необходимо выполнять следующие организационные мероприятия, а именно:

1) Минимизация рисков на этапе геолого-технических мероприятий, включает в себя: Повышение качества проведения ГРП (контроль за составом технологических жидкостей);

- Качество освоение скважин после ГТМ, ввода новых скважин

- Правильный подбор глубинно насосного оборудования для возможности подбора оптимального добычного дебита в условиях вывода скважины на режим,

- настройка защит и качественное сопровождение скважины во время вывода на режим, оптимальный выбор работы скважины.

2) Организация защиты по скважинам, имеющим риск проявления осложняющих факторов за счёт

- Своевременного проведения анализа химико-лабораторных исследований,

- Проведения анализа отказов ГНО по причине ОФ с привязкой к объектам разработки

Для наглядности итоговые показатели были выведены в таблицу №1, в которой сравнивается скважина №1 в режиме эксплуатации без заранее спущенной защиты, и оптимальный вариант с предупреждением риска проявления осложняющих факторов.

Таблица 1 - сравнительный анализ рассмотренных вариантов

Параметр	Скважина №1 (без защиты)	Скважина №1 (с защитой)
Запускной дебит (Qж)	125 м <sup>3</sup> /сут	125 м <sup>3</sup> /сут
Накопленная добыча	1180 м <sup>3</sup>	1400 м <sup>3</sup>
Срок работы до отказа	6 дней	Безотказная работа
Экономический эффект через 30 суток	Потери 15% относительно стабильной работы	Прирост 17% относительно базового варианта

### **Выводы:**

Основными осложняющими факторами, негативно влияющими на глубинно насосное оборудование, являются: солеотложения и механические примеси, при детальном рассмотрении 2 вариантов эксплуатации скважины, было выявлено, что своевременно организованная защита по результатам расчётов риска проявления осложняющих факторов, позволяет на дистанции получить прирост по накопленной добыче, ввиду сниженного риска остановки оборудования.

Также был приведен график работы идеальной скважины, который при раннем переводе скважины в периодический режим показал прирост в 17% по накопленной добыче относительно базового варианта, за счёт предварительно спущенной защиты от осложняющих факторов и правильно подобранного режима работы, для исключения перегревов. По итогам данного эксперимента подтверждается факт необходимости спуска защиты, от осложняющих факторов для стабильной работы оборудования

### **Библиографический список:**

1. Прогноз отложения сульфатных солей (с учетом содержания стронция) при эксплуатации нефтяных месторождений / Киреева Т.А., Миникаева Р.И., Анимимов Л.А.// Вестник московского университета - 2017г. - Текст: непосредственный
2. Прогнозирование наработки на отказ, выбор исполнения и оптимизация закупок установок электроцентробежных насосов для осложненного фонда скважин / Сабилов А. А., Деговцов А. В., Кузнецов И.В., Алиев Ш.А., Мазеин И.И.// Территория нефтегаз - 2019г. – Текст: непосредственный
3. Анализ эксплуатационной надежности УЭЦН и методы прогнозирования отказов / Черников В.С. // Территория нефтегаз - 2011г. – Текст: непосредственный

## Технология применения бинарных смесей для стимулирования процесса добычи высоковязких нефтей

Власов Д. П.

*Северный арктический федеральный университет, г. Архангельск, Россия*

В настоящее время в нефтегазодобывающей промышленности Российской Федерации наблюдается ухудшение ситуации с балансовыми запасами нефти и газа. Это происходит из-за истощения уже введённых месторождений, большинство из которых уже на последней стадии разработки, и снижения ежегодного прироста запасов углеводородов.

Практически все месторождений России имеют коэффициент извлечения нефти, не превышающий 0,5, поэтому проблема извлечения остаточных запасов из пластов-коллекторов остаётся актуальной. Повышение значений коэффициента извлечения нефти в сложившихся условиях требует разработки новых технологий и научных исследований.

Согласно отчёту Министерства энергетики РФ, наиболее перспективным проектом на будущее является разработка месторождений с нефтью повышенной вязкости, запасы которых (до 75 млрд. тонн) значительно превышают запасы традиционной нефти. Однако добыча таких нефтей осложнена её низкой подвижностью в пластовых условиях, особенно при низких температурах. Для решения этой задачи были разработаны технологии добычи, основанные на повышении температуры в участке пласта с помощью закачки пара и горячей воды или применении специальных нагревателей. Например, закачка пара для снижения вязкости или разжижения тяжелой вязкой нефти и улучшения её текучести.

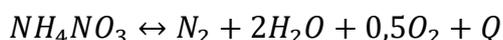
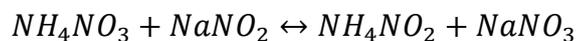
Однако закачка пара или горячей воды имеет недостаток в виде потери тепловой энергии на нагрев ствола скважины и горных пород вокруг него. Также данные методы могут привести к быстрому обводнению продуктивного пласта.

Все тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) требуют значительных капитальных вложений и весьма трудоёмки, так как требуют строительства дополнительной инфраструктуры на месторождении.

Хорошим аналогом уже известных тепловых МУН является технология закачки тепло и газовыделяющих растворов неорганических солей – бинарных смесей, которая становится достаточно популярной на месторождениях по всему миру.

Основным компонентом является аммиачная или органическая селитра, которая разлагается на составляющие компоненты под воздействием солей щелочного металла (чаще всего используется нитрит натрия).

Химические реакции, происходящие при взаимодействии компонентов бинарной смеси, описываются следующими формулами:



При первичном взаимодействии аммиачной селитры и нитрита натрия происходит образование двух неорганических солей, которые в дальнейшем при смещении реакции под воздействием кислотной среды приводят к выделению азота и кислорода в большом количестве, воды и к значительному повышению температуры. Азот имеет низкую растворимость в воде и в нефти, что способствует снижению остаточной нефтенасыщенности.

Данную химическую реакцию можно рассматривать как термохимический газогенератор, в котором все компоненты реакции превращаются в газ, воду и тепло. Продукты реакции создают условия возникновения термохимического газлифта, который снижает плотность смеси скважинной жидкости, что способствует подъёму скважинной продукции по стволу скважины. Температура откачиваемой жидкости с помощью термохимического газлифта может достигать 300 °С, что значительно превышает предельную температуру работы применяемых механических насосов.

Закачку бинарных смесей производят, используя трёхтрубную систему «труба в трубе»: в обсадную колонну опускается насосно-компрессорная труба (НКТ), в которую спускается ещё одна НКТ меньшего диаметра. В кольцевой зазор между двумя НКТ подаётся водный раствор селитры, а инициатор реакции – нитрит натрия подаётся через внутреннюю НКТ меньшего диаметра.

Смешивание компонентов рекомендуется производить напрямую в прискважинной зоне пласта, что снижает потери тепла на нагрев ствола скважины, а также дополнительно обеспечивает безопасность проведения технологических операций.

Существует две наиболее известные схемы закачки растворов бинарных смесей в скважину, которые представлены на рисунке 1:

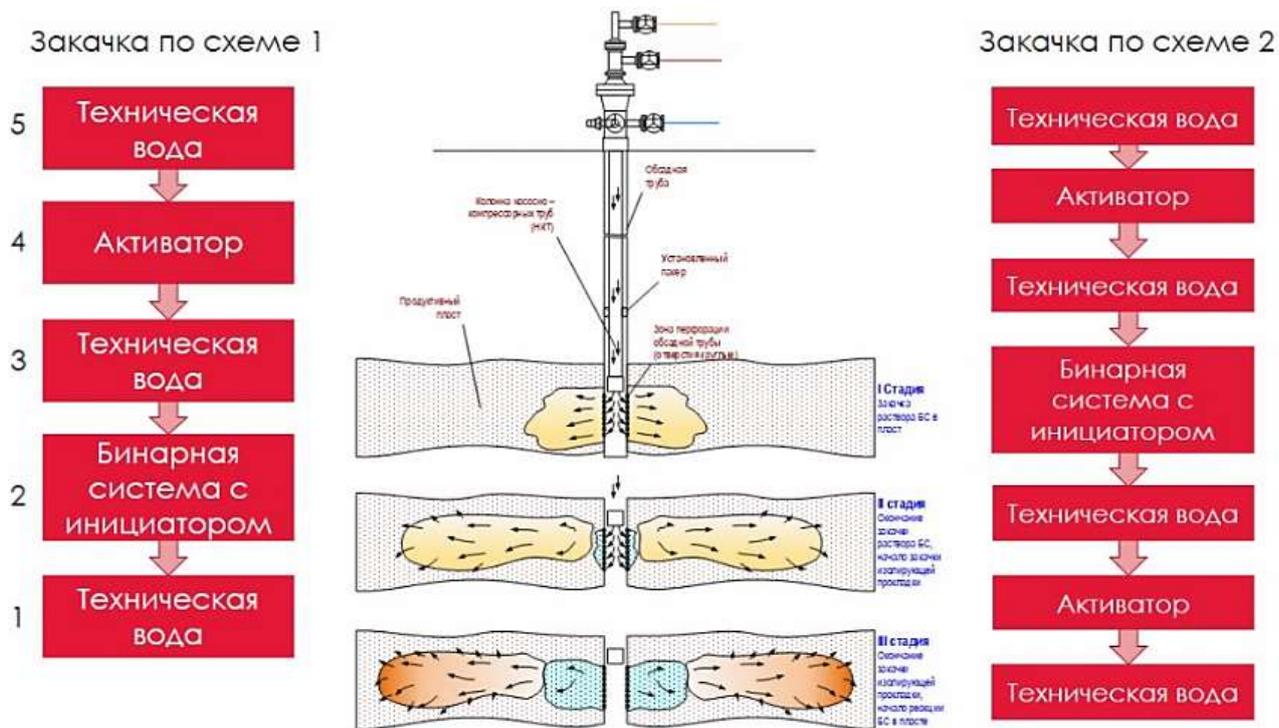


Рисунок 1 – Схема проведения обработки скважины бинарными смесями

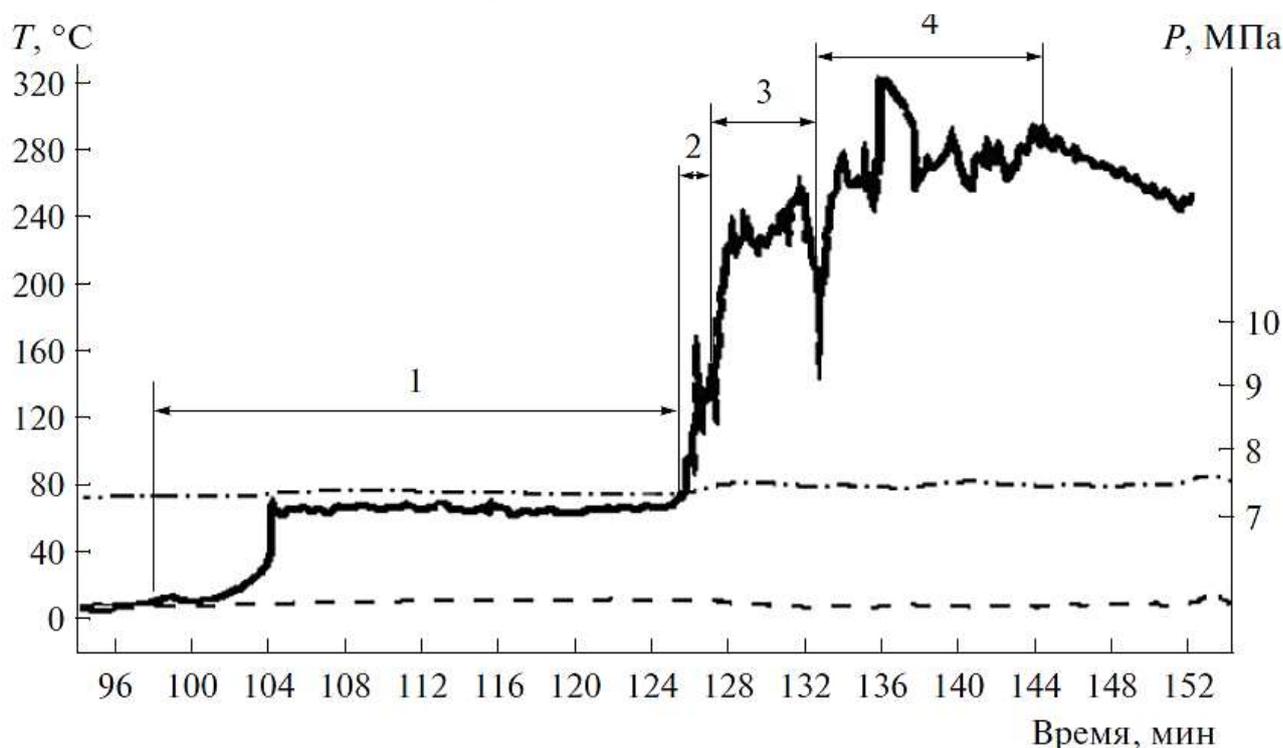
При сравнении двух схем закачки можно сделать вывод, что вторая схема требует большего количества рабочего времени, так как она подразумевает закачку небольших порций технической воды между каждым компонентом. Однако, данные небольшие порции воды значительно повышают взрывобезопасность операций, так как они позволяют снизить температуру на несколько десятков °С в зоне проведения реакции и не достигнуть температуры самовоспламенения компонентов смеси.

Согласно патенту RU 2 742 090 C1 «Способ закачки бинарных смесей в пласт», закачку растворов бинарных смесей можно производить после проведения гидроразрыва пласта, этот способ будет особенно эффективен в горизонтальных скважинах совместно с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в них. При правильном соотношении компонентов можно достигать высоких результатов при наличии большой толщины пласта и большого количества запасов в рассматриваемом участке пласта. Также закачка бинарных смесей может проводиться одновременно с обработкой скважин кислотными композициями или водоблокирующими составами.

Первые успешные испытания термогазохимического воздействия на нефтяной пласт проводились на скважинах Усинского месторождения компанией «Лукойл-Коми». Данное месторождение содержит большое количество запасов высоковязкой нефти и имеет осложнённые условия разработки.

Обработка скважин производилась в 4 цикла и продолжалась около 1 часа, в течение этого времени суммарно было закачено 7,5 м<sup>3</sup> раствора бинарной смеси, состоящей из аммиачной селитры и нитрита натрия. После каждого цикла закачки ствол скважины промывался водой, что позволяло немного снижать температуру в зоне реакции и не допустить взрывоопасную ситуацию.

В процессе закачки компонентов бинарной смеси производилась регистрация изменения температуры и давления на забое скважины с помощью датчиков на геофизическом кабеле, график изменения показателей представлен на рисунке 2:



*Сплошная кривая – изменение температуры в зоне реакции; пунктирная линия – изменение температуры в НКТ около пакера; штрихпунктирная линия – изменение давления в НКТ около пакера. 1,2,3,4 – циклы закачки.*

Рисунок 2 – Изменение температуры и давления в процессе закачки

По данному графику можно заметить, что каждый цикл закачки порции бинарной смеси приводит к значительному росту температуры в зоне проведения реакции – на забое скважины. Давление на забое скважины практически не изменялось, что объясняется хорошим поглощением бинарной смеси пластом и наличием развитой системы трещин.

После проведения мероприятий по закачке наблюдался подъём статического уровня жидкости с отметки 410 метров до устья скважины, а температура устья повысилась на 48°C. Изменение этих параметров говорит о возникновении термохимического газлифта, который обладает значительной мощностью для поднятия жидкости в стволе скважины.

Результаты исследований после пробного применения бинарных смесей на двух добывающих скважинах Усинского месторождения представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Результаты пробной закачки бинарной смеси в добывающие скважины

№ скв.	Продолжительность исследований, мес.	Средний дебит до обработки, т/сут.	Средний дебит после обработки, т/сут.	Доп. добыча нефти, тонн
1	5	0	4,98	707
2	3	1,93	10,4	690

Согласно результатам, можно заметить, что производительность добывающих скважин возросла в среднем в 5 раз и данные значения сохранялись продолжительное время, что говорит о положительном технологическом эффекте обработки.

Закачку бинарных смесей можно проводить не только в добывающие скважины, но и в нагнетательные, для того чтобы очистить прискважинную зону пласта от асфальтосмолопарафиновых отложений, улучшить фильтрацию воды через породу и тем самым повысить приёмистость нагнетательных скважин.

Первая опытная закачка бинарных смесей в нагнетательные скважины была произведена компанией «ТатНИПИнефть» на Ново-Елховском нефтяном месторождении в 2019 году. Для оценки успешности обработки были установлены критерии по увеличению приёмистости на 20 % и более и по приросту дебита нефти по исследуемому участку на 3 тонн/сутки и более.

В процессе обработки суммарно было закачено 24 м<sup>3</sup> раствора селитры и инициатора разложения. В процессе закачки наблюдалось снижение давления закачки в следствие очистки прискважинной зоны. После обработки были произведены геофизические исследования, в результате которых были получены результаты по выравниванию профиля приёмистости в верхних и нижних интервалах перфорации скважин.

Результаты исследований после пробного применения бинарных смесей на двух нагнетательных скважинах Ново-Елховского месторождения представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Результаты пробной закачки бинарной смеси в нагнетательные скважины

№ скв.	Продолжительность исследований, мес.	Изменение давления, МПа	Изменение удельной приёмистости скважин, %
1	12	-4,8	110
2	12	-2,2	37

После проведения закачки наблюдалось значительное изменение приёмистости нагнетательных скважин, прирост добычи нефти из добывающих скважин составил более 3,3 тонн/сутки, технологический эффект наблюдался в течение 2 лет, а окупаемость мероприятия составила менее одного года.

В результате анализа опытных промышленных испытаний можно сделать вывод, что применение бинарных смесей является эффективным методом для снижения вязкости нефти в пластовых условиях и способствует значительному увеличению нефтеотдачи пласта. Технологический эффект наблюдается продолжительное количество времени, также, проведение обработки пласта методом закачки бинарных смесей экономически целесообразна.

### **Библиографический список:**

1. Технология термохимического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте / Е. Н. Александров, Д. А. Леменовский, А. Л. Петров, В. Ю. Лиджи-Горяев // Георесурсы. – 2009. - №1. – с. 2-8.
2. Патент RU 2 742 090 С1, 20.08.2020. Способ закачки бинарных смесей в пласт // Патент России Бюл. № 4 / Назимов Н. А., Назимов Т. Н., Оснос В. Б.
3. Высокотемпературный режим реакции бинарных смесей и стимулирование добычи нефти на обводнённых месторождениях / Е. Н. Александров, П. Е. Александров, Н. М. Кузнецов, В. В. Лунин и др. // Нефтехимия. – 2013. - №53. – с. 312-320.
4. Разработка и испытания модифицированной технологии термохимического воздействия на объектах ПАО «Татнефть» / М. Р. Хисаметдинов, Д.В. Нуриев, Р. З. Ризванов, А.В. Федоров, З. М. Ганеева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, Москва. – 2020. - №88. – с. 119-126.

УДК 662.276.1

### **О некоторых аспектах применения динамического анализа взаимодействия скважин**

Мамедов Р. М., Султанова А. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

Управление процессами разработки месторождений связано с принятием своевременных и обоснованных решений по регулированию комплекса технологических мероприятий. С этой целью необходимым является индивидуальный анализ конкретного объекта и рассмотрение этого объекта или ряда объектов, которые функционально объединены в единую систему.

Под руководством академика А.Х.Мирзаджанзаде разработан принципиально новый подход, направленный на управление и контроль за процессами разработки. Были созданы методические приемы, которые основаны на кибернетическом подходе к анализу и интерпретации геолого-промысловой информации, получаемой при освоения и разработке месторождений.

В основе динамического анализа применительно к изучению разработки лежит принцип, заключающийся в неоднородности, нелинейности и неравновесности систем, результатом чего в системе наблюдается самоорганизация.

Для определения степеней неоднородности и нелинейности пластовой системы руководствуются факторами геологической природы, свойствами коллекторов и пластовых жидкостей, особенностями процесса разработки [1, 2].

Возникновение неравновесной характеристики обусловлено свойствами самой системы (газожидкостные потоки, водонефтяные эмульсии, взаимодействие пластовых флюидов с породами, слагающими пласт) и зависит не только от текущего значения показателей, но и от динамики их изменения, которая определяется особенностями разработки (темпами отбора жидкости, закачкой воды и т.д.).

Оценка степени самоорганизации (степень упорядоченности) возможна посредством применения энтропийного анализа, коэффициента Джини, фрактальных характеристик и др.

Большинство длительно разрабатываемых нефтяных месторождений вступая в позднюю стадию разработки, характеризуются падением добычи нефти и увеличением добычи воды. В залежах таких месторождений остаются значительные запасы остаточной нефти. Резерв повышения эффективности процессов углеводородоизвлечения заключается в выборе рациональной и оптимальной стратегии планирования применения методов воздействия на пласт, что носит поэтапный характер, отдельно для залежи в целом (с выделением участков) и конкретных скважин.

Применение методов воздействия на нефтяные пласты должно основываться на оперативной обработке промысловой информации, отображении объектов исследования с достаточной степенью достоверности и особенности залегания запасов нефти.

Данный подход позволяет определить тенденции развития процесса разработки и своевременно принять решения по управлению процессом нефтедобычи, регулированием технологических режимов добывающих и нагнетательных скважин.

Известно, что при наличии взаимодействия между двумя скважинами, дренирующих общую нефтяную залежь, любые изменения, происходящие на одной из них, будут отражаться на работе другой [3,5].

Наглядным следствием этих изменений является соответствие колебаний дебитов обеих скважин.

Поэтому в качестве информационного массива используются временные ряды дебитов нефти и воды, по которым оценивается степень взаимодействия скважин.

Для установления согласованности изменения величин двух признаков используются корреляционный анализ. При этом применяют два вида статистических критериев: параметрические, построенные на основании параметров данной совокупности, (например  $X_{cp}$  и  $S_x^2$ ) и представляющие функции этих параметров, и непараметрические, представляющие собой функции, зависящие непосредственно от вариант данной совокупности с их частотами. Роль первых - проверка гипотез о параметрах совокупностей, распределяемых по нормальному закону, вторых - для проверки рабочей гипотезы независимо от формы распределения совокупности, из которой определены сравниваемые выборки. Применение параметрических критериев связано с необходимостью расчета выборочной характеристики - средней величины и показателя вариации, тогда как при использовании непараметрических критериев такой необходимости нет [1,4,5].

Предложенный метод был апробирован при анализе состояния разработки месторождения А. В качестве информационного массива выбрана динамика дебита нефти по скважинам в периоды времени соответствующих I, II, III стадиям разработки.

При анализе показатель дебита скважин по нефти выбирается из соображений, что изменение состояния пластовой системы косвенным образом отражается в выбранном интервале.

По данным изменения технологических показателей, которые приведены на рисунках 1-3 представляется возможным получения результатов для I, II и III стадий разработки.

Согласно результатам, каждая рассматриваемая скважина ведет себя как самостоятельный объект. Это подтверждено значениями коэффициента корреляции меньше 0,5.

При развитии процесса нефтедобычи на II стадии разработки ввод в эксплуатацию дополнительных скважин не оказывает существенного влияния на тенденцию развития взаимодействия между скважинами. Это объясняется интенсивностью развития взаимодействия продукции между эксплуатационными объектами, что приводит к, своего рода, изоляции направлений фильтрационного потока нефти к отдельным скважинам в общей системе отбора углеводородов.

Тенденция развития взаимовлияния скважин на III стадии разработки характеризуется увеличением коэффициента корреляции по дебитам нефти между скважинами, несмотря на существенное увеличение дебита по воде. Отсюда можно сделать вывод о проявление процесса самоорганизации группы скважин, у которых  $R_s=0$ . Это связано с тем, что обводненность по этим скважинам составляет порядка 97%.

Таким образом, корреляционный анализ оказывается весьма полезным инструментом при выявлении зон низкой продуктивности и участков интенсификации в соответствии с принципами самоорганизации.

В качестве подтверждения результата анализа с применением корреляции строятся карты, отображающие изменение обводненности продукции в ходе эксплуатации скважин.

Сравнительный анализ результатов указывает на колебательный процесс изменения обводненности, что находит подтверждение при анализе технологических показателей, которые показаны на рисунках 1-3. Колебательный процесс обводненности по всей вероятности объясняется неравномерным внедрением воды в нефтяную залежь, что требовало в каждый рассматриваемый период времени принятия решений по регулированию отборов продукции скважин.

Наряду с параметрическими показателями измерения корреляционной зависимости весьма полезным инструментом служат непараметрические показатели. Одним из них является коэффициент корреляции Фехнера:

$$r_{\phi} = \frac{C - H}{C + H} \quad (1)$$

Этот показатель основан на учете знаков отклонений вариант от их среднего арифметического значения. Здесь  $C$  - число совпадений, как положительных, так и отрицательных, знаков разностей  $(x_i - x_{cp})$  и  $(y_i - y_{cp})$ , а  $H$  - число несовпадающих знаков.

Как и пирсоновский коэффициент корреляции  $r_{yx}$ , который основан, в первую очередь, на значениях абсолютного отклонения, коэффициент корреляции Фехнера может принимать значения в диапазоне (-1; +1). При положительной корреляции этот показатель является положительной, а при отрицательной – отрицательной величиной [1,3].

### **Выводы**

✓ По результатам динамического корреляционного анализа скважин представляется возможным выявление застойных и слабо дренируемых зон, что позволяет дать рекомендации по выбору эксплуатационных объектов для проведения на них различных видов ГТМ по интенсификации добычи нефти.

✓ Изучение колебательного характера обводненности на поздних стадиях разработки является полезным инструментом при оценке качества и равномерности изменения положения водонефтяного контакта, что позволяет оперативно принимать обоснованные решения при регулировании процессов извлечения углеводородного сырья.

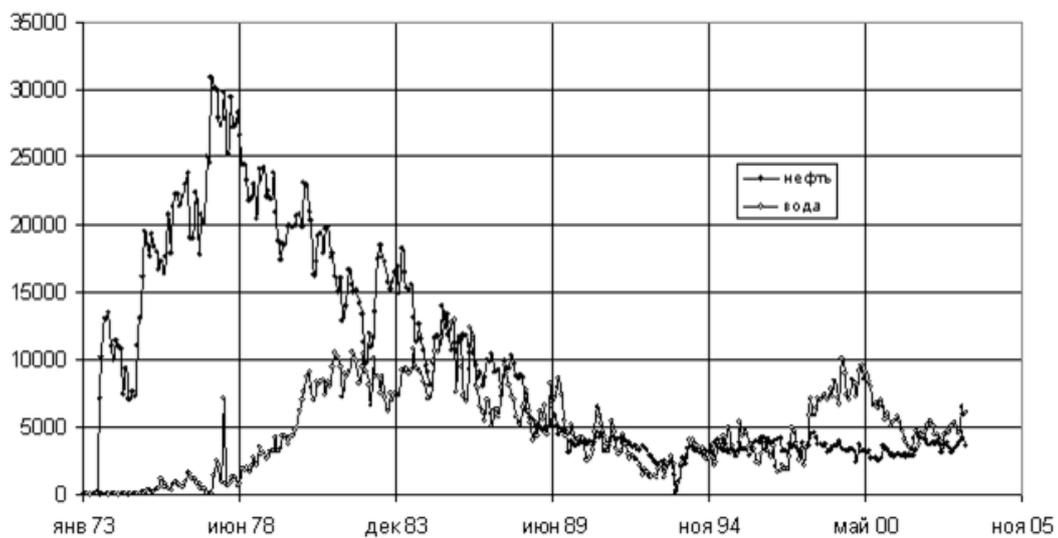


Рисунок 1- Динамика добычи нефти и воды по V блоку месторождения

**Динамика изменения обводненности**

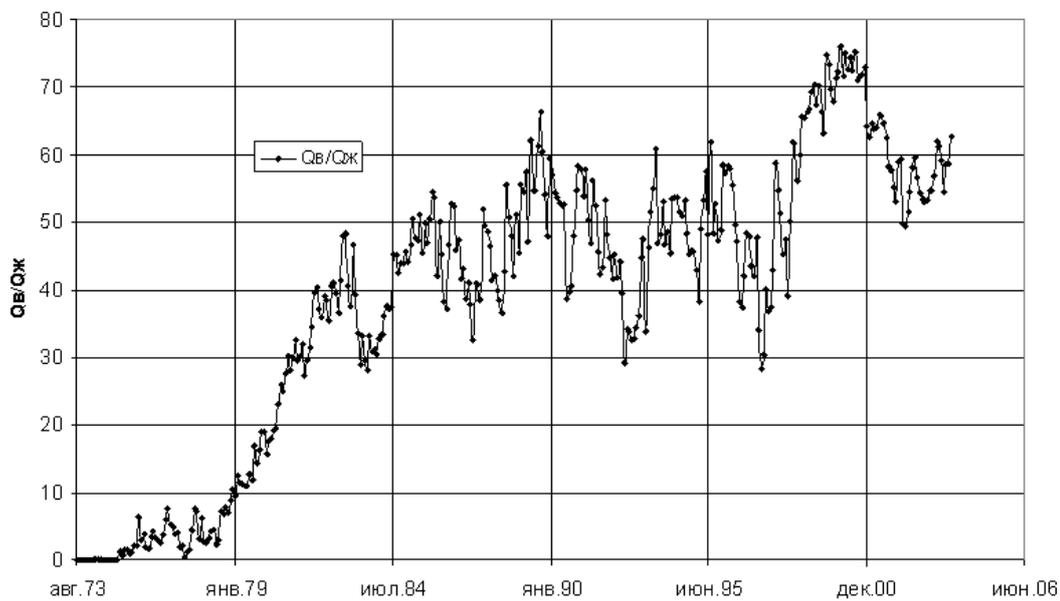


Рисунок 2 - Динамика обводненности

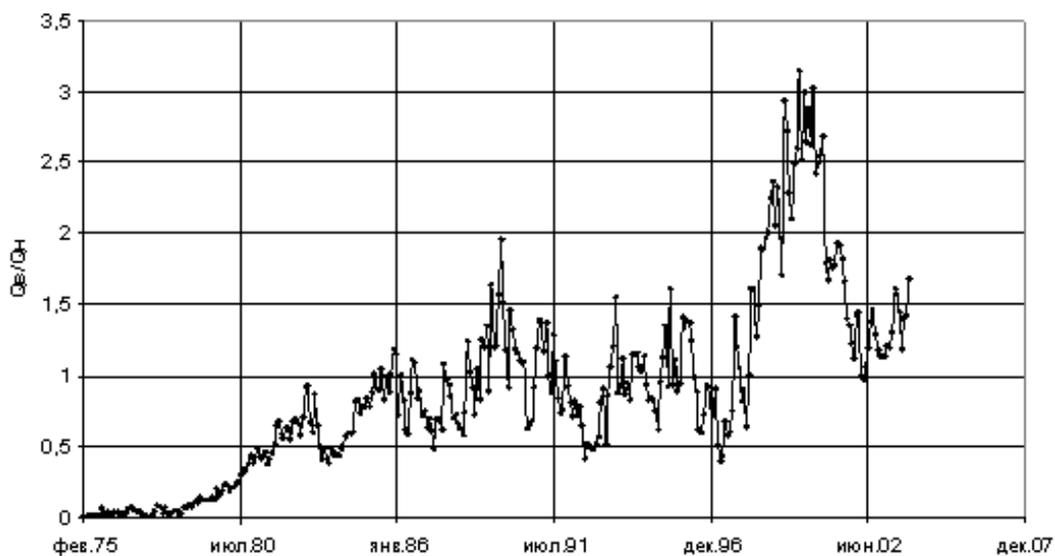


Рисунок 3 – Динамика отношения дебитов воды и нефти

### **Библиографический список:**

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б., Салаватов Т.Ш., Шейдаев А.Ч. Фрагменты разработки морских месторождений. Баку, «Элм», 1997, 408 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Степанов Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – Москва, 1997, 254 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Филиппов В.П., Аметов И.М. Системные методы в нефтедобыче. – Москва, 2002, 143 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва–Ижевск: 2004, 368 стр.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Максудов Ф.Г., Нигматулин Р.И. и др. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче. Баку, «Элм», 1985, 278 с.

УДК 338.23

### **К вопросу системных классификаций трудноизвлекаемых запасов**

Бруслов А. Ю.

*Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г.Москва, Россия*

Вопрос классификаций трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов по-прежнему актуален [1-5]. Авторы [5] обозначают необходимость «чёткой систематизации ТРИЗ», для экономического стимулирования их освоения с помощью налоговых и других льгот.

Анализ имеющихся классификаций [1-8] показывает, что какого-то единого основания для классификаций не отмечается, а характеристики, признаки ТРИЗ носят разноплановый и множественный характер. Также ТРИЗ и их классификации относят не только к самим ТРИЗ, но и к условиям их освоения [6, 7].

Понятие ТРИЗ связывают с понятием углеводородного сырья (УВС). УВС, в характеристиках и признаках ТРИЗ, рассматривается в различных состояниях: в виде пластовых флюидов с различным газосодержанием, как компоненты водонефтяных смесей, газонасыщенных вод, газогидратов и органических составляющих коллекторов, в том числе в виде нефтекерогеновых смесей. Здесь извлекаемым сырьем является не столько УВС, сколько углеводородсодержащее сырье (УС). Поэтому более целесообразно, при классификациях ТРИЗ, объектом извлечения рассматривать не УВС, а УС.

В ряде случаев ТРИЗУС отличают от нетрадиционных запасов углеводородов, объединяют в одну общую категорию трудноизвлекаемых, или наоборот включают в категорию нетрадиционных запасов: тяжелые нефти, сверхтяжелые нефти, битумы, нефтяные сланцы, нефтесодержащие. Авторы [6] отмечают условность разделения нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов УС. Поэтому категория ТРИЗУС может быть обоснованно расширена всеми нетрадиционными видами УС.

Еще один вывод из анализа классификаций ТРИЗУС – это неопределенность понятия «трудноизвлекаемый» и трудность идентификации этого понятия только по количественным признакам. Трудноизвлекаемые ресурсы, запасы УС перестают быть таковыми при создании работоспособных и рентабельных технологий по их освоению.

Кроме того, для разных категорий ТРИЗУС количественные границы их признаков могут быть различными. Поэтому целый ряд запасов ТРИЗ выделяют не по отдельным количественным, а обобщенным и качественным характеристикам. Например, таким, как тюменская, баженовская, доманиковская, абалакская и хадумская свиты, ачимовские и юрские отложения.

В работах [6, 7] обобщено несколько подходов к систематизации и классификации ТРИЗУС:

- 1) с позиций классификации запасов ресурсов нефти и горючих газов утвержденной приказом МПР № 477 от 1 ноября 2013 г,
- 2) с позиций качества углеводородного сырья (УВС),

- 3) с позиций коллекторских свойств вмещающего пласта,
- 4) с позиций территориального месторасположения участка недр, в том числе в отношении запасов морских месторождений,
- 5) с позиций технологической готовности и экономической эффективности разработки запасов,
- 6) с позиций вида геологического образования по наименованию уже встретившихся залежей ТриЗ,
- 7) с позиций степени полноты освоения.

Из анализа известных классификаций следует, что у них могут быть различные основания (степень изученности, состав и свойства УС, состав, свойства, степень вовлеченности коллекторов УС, экономическая целесообразность извлечения). Но все эти основания объединяет одно общее. И это общее основание – освоение УС.

Освоение УС можно рассматривать как динамику локальных техно-природных экосистем на базе УС (ЛТПЭСУС). С позиций системного рассмотрения, у таких систем есть природная, техногенная составляющие, наполнение, границы и внешняя среда.

Поэтому классификации ТриЗУС должны учитывать, помимо уже известных признаков, и дополнительные, связанные с атрибутами и составляющими ЛТПЭСУС. Например, с технологиями освоения УС. В отношении таких технологий, ТриЗ могут быть дополнительно классифицированы, например, как технологически необеспеченные, частично и полностью обеспеченные.

Применение технологий извлечения и освоения ТриЗУС невозможно без сопровождающих процессов. Помимо исследований, таких, например, как проектирование, экспертиза и разрешения, строительство, кадровое обеспечение. Эти сопровождающие процессы и технологии также нужно учитывать в классификациях ТриЗ.

В качестве компонентов внешней среды ЛТПЭСУС участвуют климат, экологические, экономические ограничения и нормативно-законодательная база.

Свойства ЛТПЭСУС будут определяться с одной стороны заданностью производства обработанного УС, а с другой стороны – спецификой составляющих и внешней средой этой системы. Поэтому составляющие и внешняя среды ЛТПЭСУС будут одновременно её факторами, в том числе и по характеристике трудноизвлекаемости УС.

При фокусировке на трудноизвлекаемости запасов УС и их классификациях, становится понятным, что в таких классификациях, с позиции системности, необходимо учитывать все факторы извлечения и освоения ТриЗ, то есть факторы ЛТПЭСУС. Учесть эти факторы возможно, если выделить их в качестве оснований классификаций ТриЗ.

Системность анализа и использования классификаций ТриЗ подразумевает, что факторные характеристики необходимо рассматривать одновременно и как одно целое. Такое возможно только при описании ТриЗУС в виде сочетаний, комбинаций определяющих факторов.

Для лучшего целостного восприятия и использования, эти факторы можно обобщить до всего нескольких, до четырех. Между ними можно найти взаимосвязи вложенных объектов и представить обобщенные факторы как на рисунке 1.

Между уже хорошо известными признаками, характеристиками и обобщенными факторами ТриЗУС прослеживается соответствие.

Дальнейший анализ факторов и их влияния на характеристику трудноизвлекаемости УС показал, что в своих сочетаниях, каждый из факторов может выступать в двух формах: как создающих трудности для извлечения УС, так и не создающих таковых.

С этих позиций, для описания, классификаций ТриЗУС складываются разнообразные комбинации этих двух форм, где признаком ТриЗ будет наличие хотя бы одной формы, создающей дополнительные трудности. А число таких форм в комбинациях будет характеризовать общую сложность извлечения и освоения ТриЗУС.

Рассмотренный подход к системным классификациям ТриЗУС требует дополнительных работ: а) построения комбинаций двух форм всех факторов, б) выделения комбинаций в типы и подтипы ТриЗ, в) определения в комбинациях числа факторных форм, создающих трудности и, следовательно, уровней сложности для выделенных типов и подтипов. Все перечисленные дополнительные работы планируются к выполнению.



Рисунок 1 – Обобщенные факторы для классификаций ТРИЗУС

В результате проведенной работы:

- 1) предложено классифицировать ТРИЗ углеводородсодержащего сырья (УС) по единому виду оснований: комбинациям двух форм факторов извлечения, освоения сырья и в рамках образованных локальных техно-природных экосистем,
- 2) факторы извлечения и освоения УС систематизированы и обобщены до четырех: сырья, вмещающих сырьё коллекторов, технологий и процессов для извлечения и освоения сырья, а также фактора внешних условий.

Начатая работа будет продолжена детализацией обобщенных, выявлением дополнительных факторов ТРИЗ, построением комбинаций форм факторов и, на основе этого, выделением типов, подтипов ТРИЗУС с определением уровней их сложности.

#### **Библиографический список:**

1. Шахвердиев А.Х. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. – 2022. – № 5 (9). – С. 78-87. – Текст: непосредственный.
2. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / А.Х. Шахвердиев, С.В. Арефьев, А.С. Поздышев, Р.Р. Ильязов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 4. – С. 34-39. – Текст: непосредственный.
3. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 76-80. – Текст: непосредственный.
4. Шахвердиев А.Х. Проблемы трансформации углеводородного сырья в нерентабельную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. – 2023. – №4. – С. 38-43. – Текст: непосредственный.
5. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н., Щепочкина А.А. Изменение структуры трудноизвлекаемых запасов нефти в связи с переходом на новую классификацию // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – №4. – 11 с. – Текст: электронный.
6. Ромашева Н.В, Бабенко М.А. Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы и ресурсы углеводородов как фактор экономического роста России //Электронный сборник статей IV Международной научно-практической online-конференции «Устойчивое развитие экономики: международные и национальные аспекты» Новополюцк, 26 ноября 2020. Полоцкий государственный университет. – 2020. – С.176-181. – Текст: электронный.
7. Шарф И. В., Борзенкова Д. Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-16. – С. 3593-3597. – Текст: электронный.
8. Разработка моделей перспективных технологий нефтеизвлечения углеводородов / Г.Г. Балаян, А.Ю. Бруслов, А.Н. Дмитриевский, Н.И. Комков // Организация и управление наукой в условиях интенсификации, АН СССР, ИЭП НТП. – 1989. – С.37-59. – Текст: непосредственный.

**Паротепловое воздействие и внутрипластовое горение как методы добычи сверхвязких нефтей. Промысловый опыт Узбекистана**Ушакова А. С.<sup>1</sup>, Чертенков М. В.<sup>2</sup>*1 -Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия**2 -Sanoat Energetika Guruhi (Saneg), г. Ташкент, Узбекистан*

В работе описана подготовка проекта теплового воздействия (закачка пара и внутрипластовое горение) для месторождения сверхвысоковязкой нефти и битума Янги Узбекистан (более 100000 сП). Показаны результаты экспериментов с нефтью месторождения Янги Узбекистан, фильтрационные эксперименты по закачке пара, растворителя и воздуха (труба горения) в дезинтегрированную керновую модель месторождения. По результатам экспериментов были реализованы пилотные испытания, сначала закачки пара в течение года, которая оказалась неэффективной, а потом закачки воздуха. Закачка воздуха после самопроизвольного воспламенения в нескольких нагнетательных скважинах была распространена на весь опытный участок месторождения. Проект в настоящий момент находится в активной фазе. Хотя эффективность воздействия горения на битумы спорная, а реализация проекта показала несколько неожиданных эффектов, не обнаруженных ранее для горения битумов. Например, при начальном нулевом газовом факторе добыча газа (преимущественно метана и азота) в настоящий момент растет.

**Введение**

Увеличение нефтеотдачи пластов производится с применением различных методов: с закачкой газа или жидкости, благодаря химическим реакциям, с помощью нагрева и изменения вязкости нефти. Тепловые методы добычи нефти особенно актуальны для высоковязкой нефти, так как позволяют уменьшить вязкость и плотность нефти, изменить ее состав в сторону содержания более легких компонентов и сделать ее более подвижной. Среди методов нефтеотдачи поддержание пластового давления с помощью закачки воздуха, как наиболее распространенного и доступного агента воздействия, является весьма привлекательным [1]. Но эта технология сопряжена с определенными рисками [2]:

- при закачке воздуха происходит окисление нефти, которое сложно контролируется и может, в зависимости от параметров закачки воздуха, свойств нефти и термобарических условий пласта приводить либо к воспламенению нефти с выделением тепла, либо к низкотемпературному окислению с дегградацией нефти, образованием тяжелых углеводородов и переходу легких углеводородов в газовую фазу.

- закачке воздуха сопутствуют высокие газовые факторы, с высоким содержанием азота, а иногда и кислорода, в выходящих газах. Все эти процессы также трудно поддаются контролю и до сих пор до конца не изучены.

Закачка пара в различных конфигурациях показала более стабильный положительный эффект, чем внутрипластовое горение (ВПГ), хотя ее реализация требует больших затрат, подготовки воды, и не применима в пустынных местах, в связи с отсутствием воды [3].

Закачка пара и внутрипластовое горение были применены в разное время на месторождениях высоковязкой нефти в России и странах бывшего СССР: на месторождениях Республики Коми (Усинское, Ярегское), Сахалина (Оха, Катангли), Краснодарского края (Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское, Ахтырско-Бугундырское, Павлова Гора), Удмуртии (Гремихинское, Мишкинское), Татарстана (Мордово-Кармальское, Ашальчинское, Нурлатское), Казахстана (Кенкияк, Каражанбас), Украины (Сходница, Гнедицы, Бориславское). На некоторых из них последовательно были применены и закачка пара, и закачка воздуха – это Усинское месторождение, Павлова гора, Мордово-Кармальское, Каражанбас и Сходница. Для разработки битумов эти проекты (кроме Усинского) не показательны, так как это вязкие нефти не более 1000 сП.

Для месторождений битумов эффективность теплового воздействия во многом определяется подвижностью флюидов до и после теплового воздействия, снижением плотности и вязкости, сопутствующими химическими реакциями и изменением состава битума, наличием каналов фильтрации, составом добываемой продукции. При этом говорить однозначно об эффективности пара по сравнению с закачкой воздуха невозможно.

Поэтому при проектировании теплового воздействия программа экспериментов включала: исследование состава битумов, изменение вязкости и состава от температуры, пиролиз, кинетику окисления битумов кислородом воздуха и исследования на трубе горения (для метода внутривалясового горения), воздействие пара в сочетании с растворителями и фильтрационные эксперименты (для паротеплового воздействия).

#### **Краткая информация о фильтрационно-емкостных свойствах месторождения Янги Узбекистан**

Месторождение Янги Узбекистан расположено в непосредственной близости от города Навои республики Узбекистан. Породы коллектора представлены несцементированным песчаником (частично сцементированным битумом) рисунок 1.



Рисунок 1 - Фото характерного нефтенасыщенного ядра месторождения Янги Узбекистан (450м)

Впервые залежи битума на глубине от 50 до 500 м были обнаружены поисковой партией урана при исследовании геологического строения Зиятдинских гор в 1959 году [4]. Тогда битуминозные проявления (не относящиеся к извлекаемым запасам) были обнаружены в разрезе сеномана, толщина которого составляет от 25 до 140 м, местами горизонт выходит на поверхность, в районе месторождения Янги Узбекистан его глубина составляет в среднем 350 м.

Глубина битуминозных пластов уменьшается на юг, с 450 м в сторону Зарафшанских гор. И местами выходит на поверхность. Битуминозные нефтенасыщенные толщины 3 пачки по 20 м разделенные глинистыми флюидоупорами показаны на рисунке 2, ниже расположен водонасыщенный пропласток. В составе пластов наблюдаются преимущественно гравелиты, песчаники и алевролиты, прослой глины, кристаллы пирита.

Обильные проявления битумов, растворимых в хлороформе, были обнаружены в верхней части сеномана. Они пропитывают и цементируют гравелиты, обволакивают зерна кварца, заполняют каверны. Толщины битуминозных слоев достигают 5-10 м.

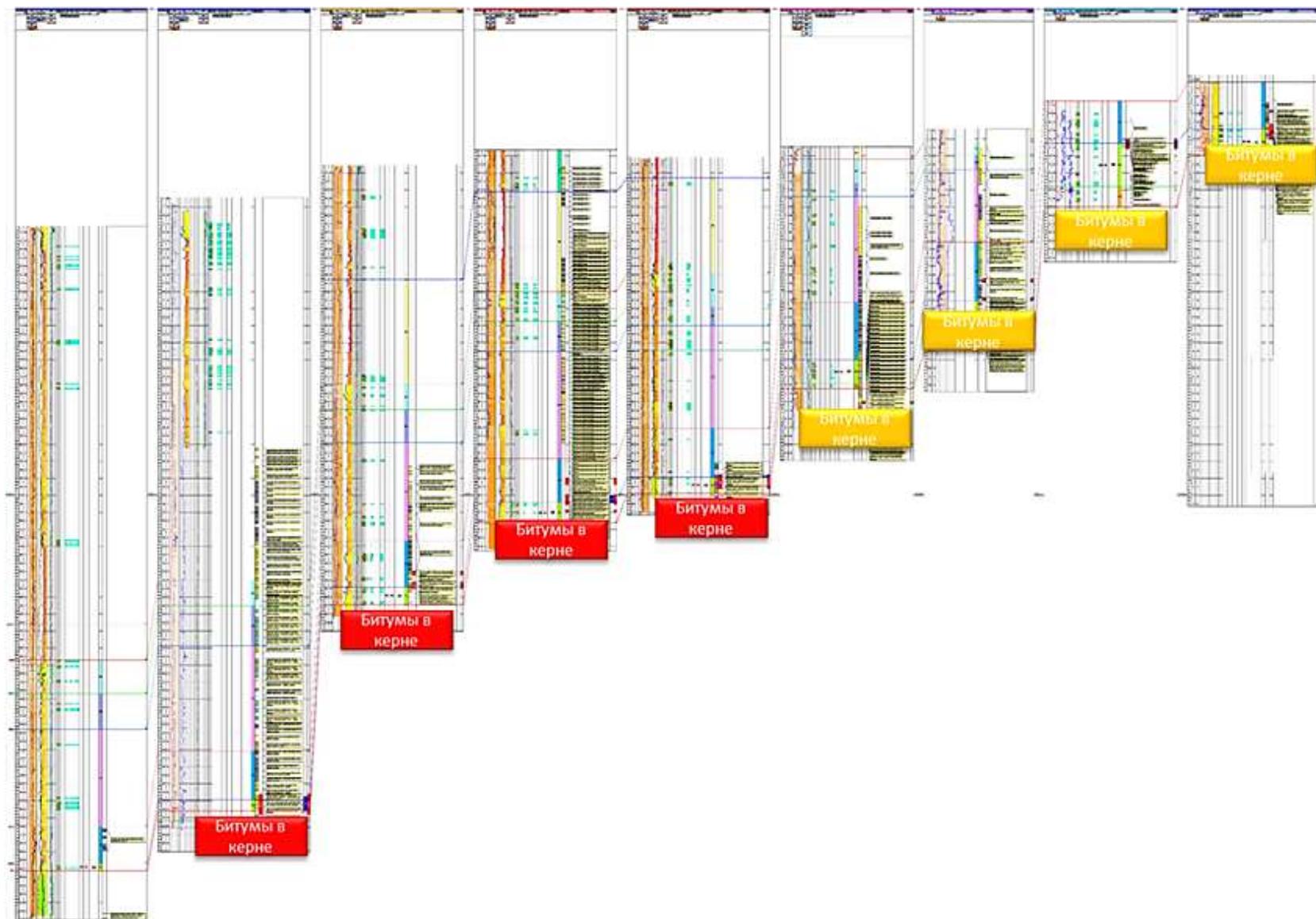


Рисунок 2 – Погружение регионального сеноманского (частично альбского) разреза в сторону Зарафшанских гор с проявлением нефтенасыщенного (красный) и не нефтенасыщенного (желтый) битумов

В районе выделяются пластовые и трещинные воды, относятся к хлоридно-сульфатно-натриевому типу со значительным содержанием магния и кальция,  $Ph = 7,5$ , сухой остаток 2,4-7 г/л, т.е. воды соленые, высоко-минерализованные.

Таблица 1 - Содержание минералов в образцах кернов (%)

Минерал	Содержание % масс.			
	1 об	2 об	3 об	4 об
Кварц	27	55	59	62
Микроклин	20	23	21	5
Альбит	18	10	-	2
Доломит	16	2	8	-
Кальцит	1	2	3	-
Барит	-	-	-	2
Пирит	1	-	-	1
Каолинит	4	2	2	7
Слюда	4	6	2	21
Клинохлор	9	5	-	-

Содержание битума по экстракции размолотых кернов показано в таблице 2.

Таблица 2 - Содержание органического вещества в размолотых образцах.

Содержание органического вещества в размолотых образцах, %			
1 об	2 об	3 об	4 об
0,94	0,65	2,76	3,98

После экстракции и отгонки растворителя был получен компонентный, групповой и элементный состав битумов, а также зависимость вязкости от температуры (рисунок 3). Нефть Янги Узбекистан является характерным представителем высокосернистой сверхвязкой нефти.

Достаточно сложно было определить пористость пород из-за того, что большинство из них были сцементированы неподвижным в поверхностных условиях битумом. Пористость составляет от 7 до 28 % по кернам после экстракции. Оценочная проницаемость составляет 1,5 - 2 Дарси.

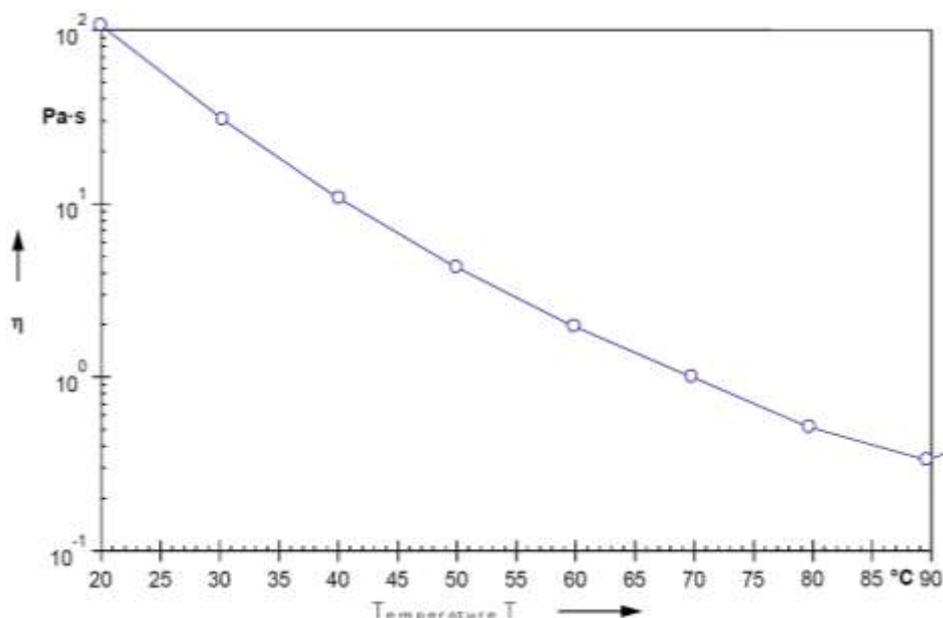


Рисунок 3 – зависимость вязкости нефти (извлеченной из керна экстракцией толуола после отгонки растворителя) от температуры

Извлечение битуминозной нефти с глубины 350-450 метров оказалось сложной задачей. Так как на естественном режиме дебит скважин равен нулю, газовый фактор также отсутствует. Поверхностная добыча битумов ведется карьерным способом в Узбекистане там, где битуминозные пласты выходят на поверхность. Поэтому единственным способом добычи может быть применение тепловых методов, таких как закачка пара либо воздуха.

### **Экспериментальные исследования закачки пара и воздуха**

Эксперименты по закачке пара и воздуха были проведены в Казанском федеральном университете, на фильтрационной установке и трубе горения. Для экспериментов использовались образцы кернов, дезинтегрированные для трубы горения и консолидированные для закачки пара. Выпиленные цилиндрические керны дополнительно уплотнялись дезинтегрированным керном. В обоих случаях поддерживались пластовые температура и давление.

Закачка пара велась при температуре 200 °С и максимальной депрессии 140 атм. Добычи битума практически не наблюдалась, кроме нефтяной пленки, выходящей вместе с водой. В процессе закачки существенно падала проницаемость, предполагалось, что происходит набухание глин, хотя глинистая составляющая в керне очень небольшая и более вероятно, что происходила блокировка каналов эмульсиями нефти в воде (рисунок 4). Для повышения эффективности воздействия закачка пара производилась циклами, далее температура была увеличена до 250 °С, кроме того, было предложено попеременно качать пар и растворитель (толуол) циклами по 50 мл.

Эксперименты с чередующейся закачкой пара и толуола позволили увеличить количество нефти в добываемой продукции и снизить депрессию (повысить проницаемость модели по пару). Тем не менее, уже на стадии экспериментов было показано, что пар не позволяет сделать достаточно подвижной битуминозную нефть для эффективного ее извлечения. Коэффициент извлечения нефти достиг 31% при закачке пара 200 °С, потом еще 9% при закачке пара 250 °С, и дополнительно 38 % при периодической закачке толуола.

Основная проблема, с которой столкнулись при закачке пара, это падение проницаемости в два – три раза. Очень высокие перепады давления при фильтрации.

Для закачки воздуха также использовались керны месторождения Янги Узбекистан с уплотнением их размолотой породой. Труба горения, на которой были проведены эксперименты, также находится в Казанском федеральном университете, длина модели - предел температуры и давления 1000 °С и соответственно.

Инициирование горения было проведено путем электрического нагрева первой секции трубы до 200 °С, далее процесс шел самопроизвольно, показал высокую скорость и эффективность. Температура зоны горения достигалась поочередно и равномерно, что говорит о равномерном продвижении фронта горения. Максимальное значение температуры фронта 700 °С, перепад давления в модели 5,2 МПа (рисунок 5). В выходящих газах доля углекислого газа составила 15-20% об., угарного газа - от 10 % в начале процесса горения до 2-3% после установления постоянной температуры фронта. Также процесс горения позволил достичь вытеснения 80%, проницаемость модели увеличилась в 4 раза.

### **Промысловый эксперимент по закачке пара и воздуха на месторождении Янги Узбекистан**

Закачка пара была проведена в 2023 году на двух кустах скважин. Для чего использовались две парогенераторные установки компаний BYIS и O'NEILL. Парогенераторные установки работали на метане, закачка газов горения также велась в пласт вместе с паром. Участки были оборудованы всем необходимым: установкой водоподготовки ХВО; газопроводом 168мм длиной 1,2 км; емкостями для воды V-30 м<sup>3</sup> (4 ед.); была протянута ЛЭП от цементного завода 10,7 км; произведена обвязка устья 9ти скважин.

Первые циклы закачки пара с продуктами горения проводились на режиме циркуляции при температуре 175 °С с целью прогрева призабойной зоны скважин. Далее проводились циклы закачки пара, выдержки и отбора нефти в режиме huff-and-puff, технология, описанная в [5].

Закачка пара продолжалась в течение 6 месяцев, наиболее оптимальные циклы закачки и отбора были установлены к маю 2024 года. Приемистость по пару была стабильной, возможно пар частично уходил в нижний водоносный горизонт. Пар показал очень низкую эффективность. Так после сепарации было получено всего 9,5 тонн товарной нефти (параметры закачки пара показаны в таблице 3).

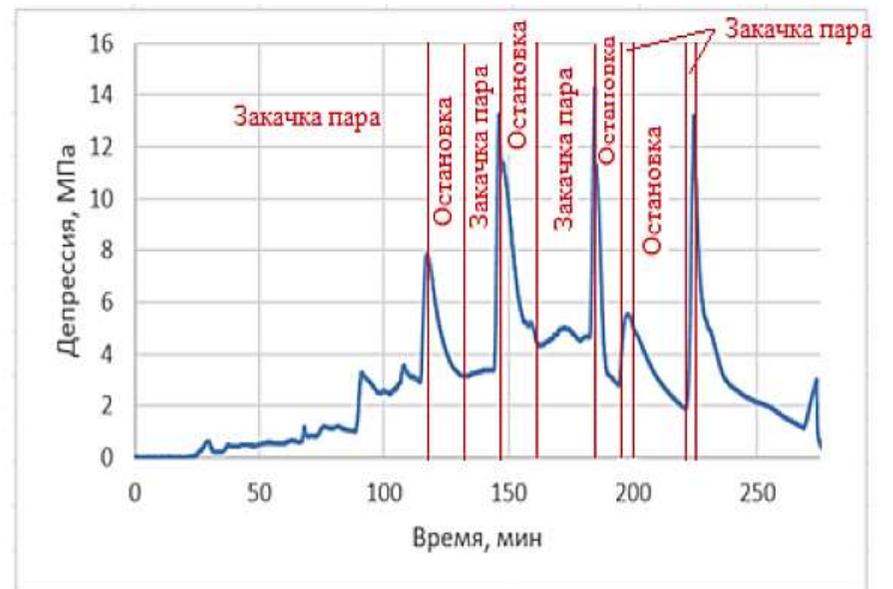
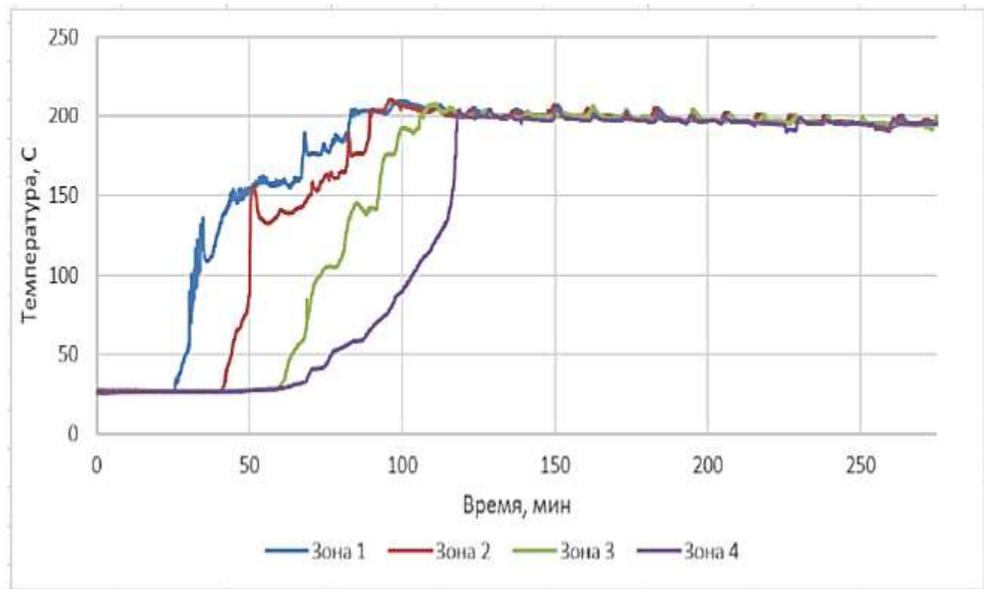


Рисунок 4 - Температура и давление в ходе циклической закачки пара в кернаую модель

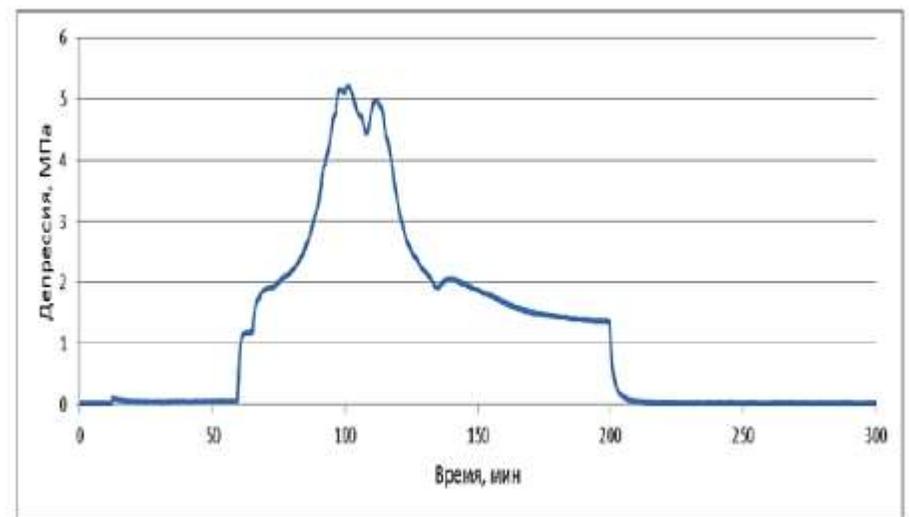
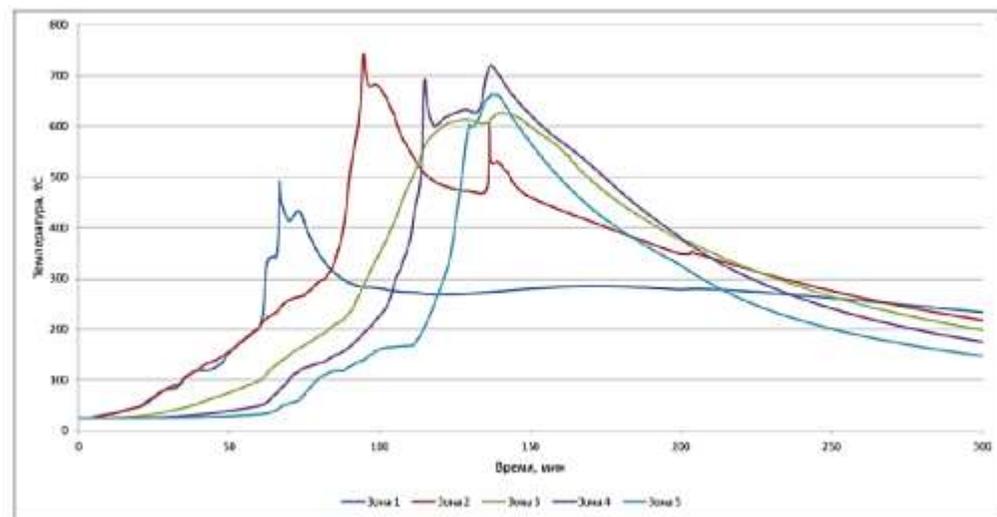


Рисунок 5 - Движение фронта горения: температурные профили и перепад давления от времени.

Таблица 3 - Сводная информация о закачке пара на месторождении Янги Узбекистан

Параметры закачки пара	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Итого 2024
Р <sub>ср</sub> [атм]	52.2	62.1	55.6	58.1	51.8	43.1	46.0	52.7
Т <sub>ср</sub> [°С]	260.6	271.5	269.0	266.1	259.0	248.7	254.8	261.4
Qп [тонн]	2141.5	2775.5	3729.8	3403.3	3082.6	2902.4	581.1	18616.2
Добыча Qж [м <sup>3</sup> ]	214.2	285.4	726.5	643.9	424.9	272.8	52.6	2620.4
Добыча [тонн]	1.1	1.5	5.1	0.9	0.6	0.3	0.0	9.5

Параллельно с двумя опытными участками закачки пара велись работы по организации закачки воздуха для инициирования внутрипластовое горение на 36 кусте скважин. Технически закачка воздуха в пласт была организована с использованием имеющихся в наличии китайских компрессоров АДЕКОМ развивающих максимальное рабочее давление 5,0 МПа и обеспечивающих подачу 36 тыс. нм<sup>3</sup>/сут.

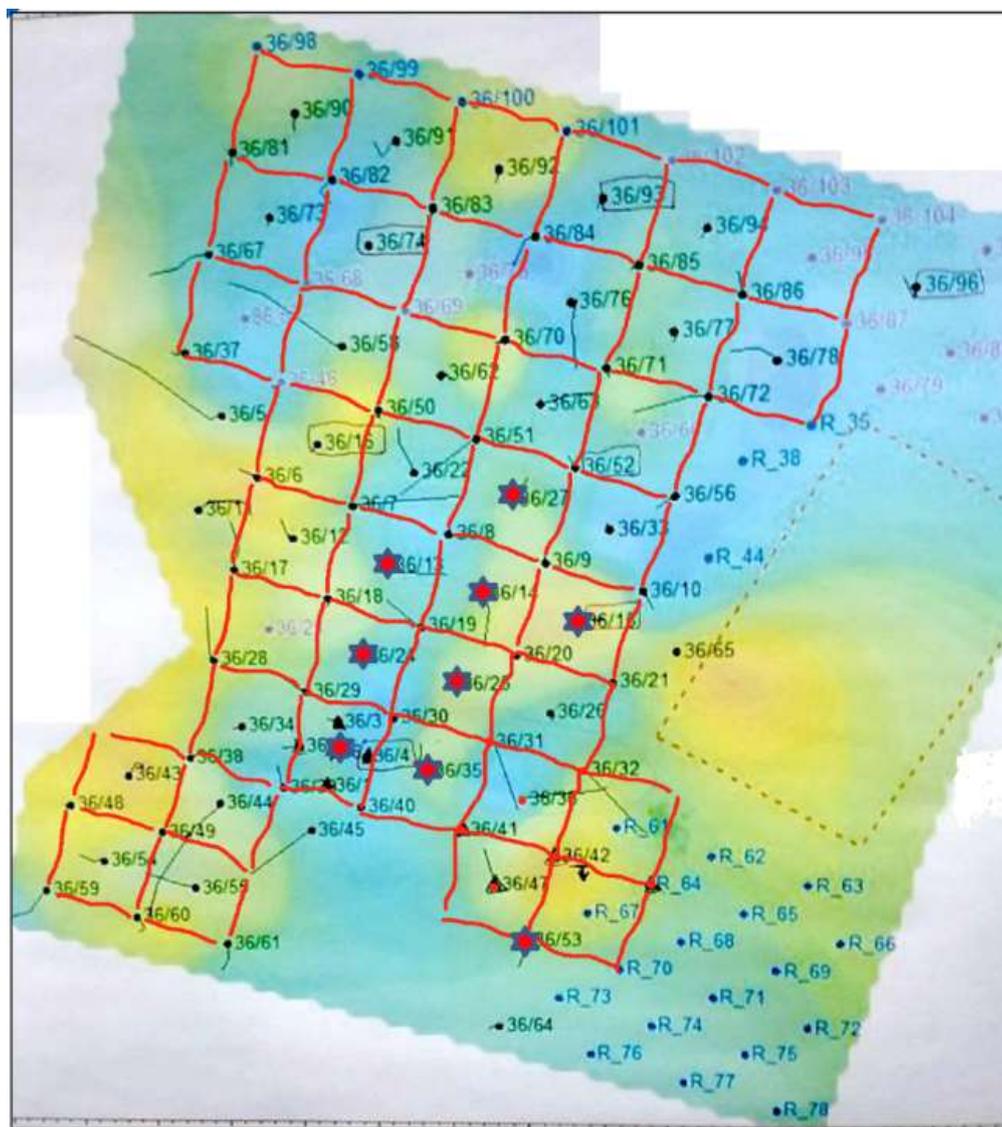


Рисунок 6 - Опытный участок 36. Звездочками показаны нагнетательные скважины под закачку воздуха

Закачка воздуха в продуктивный пласт месторождения Янги Узбекистан была начата в первых числах октября 2023 года. В качестве реагирующих были определены все добывающие скважины куста 36 (рисунок 6). По ним регулярно проводились замеры содержания дымовых газов, с целью определения момента образования очага горения в пласте.

Через 180 дней без каких-либо мероприятий по иницированию горения был зафиксирован рост температуры с 44°C до 129°C (скв 36/53), до 91°C (скв. 36/27) и до 51°C (скв.) т.о. одновременно начали развиваться 3 очага внутрипластового горения. К этому моменту давление равнялось 48,8 атм, расход - 680 м<sup>3</sup>/ч. Накопленная закачка (примерно) 3011 тыс нм<sup>3</sup>.

После начала процесса горения был зафиксирован в добывающих скважинах углекислый газ, позже в составе добываемого газа возросла концентрация метана (таблица 4). Таким образом, выход газообразных углеводородов за счет окисления битума, а также за счет появления газов горения в смеси с азотом позволил части углеводородов переходить в газовую фазу, что в дальнейшем может привести к улучшению свойств битумов и добычи жидких фракций [6]. На сегодняшний момент жидких углеводородов в добывающих скважинах участка внутрипластового горения не зафиксировано.

Таблица 4 - Состав добываемого газа на 10.06.2024 на участке ВПГ.

Скважина	Метан [мол%]	СО2 [мол%]	Кислород [мол%]	Азот [мол%]
36/64	33,79	5,5	1,68	60,7
36/42	38,38	3,51	7,8	58,1
36/32	42,06	2,04	15,6	55,9
36/47	47,02	0,18	20,8	52,8

#### Выводы:

На сегодняшний день на месторождении Янги Узбекистан не определена технология рентабельного извлечения битуминозной нефти, так как, и закачка пара, и внутрипластовое горение не сделали данную нефть подвижной. До сих пор ведутся исследования, направленные на рентабельную скважинную добычу битумов. В данном случае результаты закачки воздуха показывают, что есть возможность получать газообразные углеводороды как результат газового воздействия (закачка азота) совместно с горением битума (как результат выделение СО2 и его воздействие на тяжелые углеводороды). Поиск технологии разработки битумов вязкостью более 10000 сП, как и рентабельной разработки сланцев до сих пор остается вызовом для мировой и отечественной науке.

#### Библиографический список:

1. Twenty years' operation of an in-situ combustion project / G.R. Jenkins, J.W. Kirkpatrick // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1979. – Vol. 18. – №1. – P. 60 – 66.
2. Термогеохимические критерии применимости закачки воздуха в пласт для разработки нефтяных месторождений/ Ушакова А.С., Михайлов Н.Н., Гильманова Р.Х. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса- 2023- №3(135), 2023г., С. – 58-68.
3. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method / Farouq Ali S.M. // J. of Can.Petrol.Technol. – 1974. - v.13. - № 1. –PP. 54-68
4. History Match a Mature Cyclic Steam Stimulation Process at Cold Lake/ J.P Lebel, R.T. Moriyama // SPE 37549, SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California. - 10-12 February 1997. - 19 p.
5. Глушковая Д.И., Крылов О.Г., Газиев А.И. Отчет Зиатдинской поисковой партии Краснохолмской экспедиции 1959 года. Книга 1. Геологическое освоение района. 1959г. г.Ташкент.
6. Газодинамическая десорбция газа в условиях внутрипластовой генерации диоксида углерода / Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Аббасов Г.М., Омрани А. // Вестник РАЕН. 2010. Т. 10. № 1. С. 25-28.

**Построение модели проницаемости объекта разломно-блокового строения в условиях нехватки исходных данных**

Щербакова Ю. С., Распопов А. В.

*ОООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", г. Пермь, Россия*

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Республика Коми, тектонические нарушения, разрывная тектоника, дизъюнктивы, разломы, блоки, блоковое строение, разломно-блоковое строение, зоны повышенной продуктивности, продуктивность скважин, силурийские отложения, разработка месторождений, системы разработки, трещиноватость, гидродинамическое моделирование, модель месторождения

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн входит в пятерку крупнейших нефтегазоносных бассейнов России и обладает значительным потенциалом для расширения сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности.

Одной из особенностей геологического строения месторождений ТПНГП является тектонический фактор. Тектоника здесь является не только основой для нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов, определяет процесс формирования залежей нефти и газа, но и оказывает влияние на разработку месторождений: ее эффективность и технологические показатели.

Вопросы влияния тектонических нарушений на разработку месторождений России и мира подробно рассмотрены в работе [1]. Для объектов, осложненных влиянием дизъюнктивной тектоники, по результатам обзора российского и мирового опыта, сформулированы «характерные проблемы разработки:

- нарушение гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами;
- продвижение фронта нагнетания воды вдоль тектонических разломов и отсутствие влияния на добывающее окружение;
- локальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам;
- вертикальные перетоки между пластами;
- неравномерное распределение закачиваемой жидкости;
- значительная изменчивость продуктивности и дебитов скважин, ФЕС;
- неподтверждение геологического строения по результатам бурения.» [1]

Дизъюнктивные тектонические нарушения подразделяются на две категории: живущие (проводящие) и залеченные (экранирующие). В зависимости от условий формирования и вторичных процессов дизъюнктивные нарушения могут провоцировать растрескивание пород вокруг себя, способствуя возникновению сложной взаимосвязи систем макро- и микротрещин, тем самым повышая ФЕС коллекторов и их связанность; либо могут представлять собой непроницаемые для флюидов экраны и делить залежь на изолированные блоки [2]. Как правило в пределах одной залежи наблюдается одновременное наличие обоих типов нарушений: и проводящих, и экранирующих. Проверка наличия и степени проницаемости каждого нарушения является сложной и трудозатратной задачей.

В работе [1] отмечено, что 49% месторождений ТПНГП осложнены дизъюнктивными тектоническими нарушениями, из них на 47% месторождений наблюдаются характерные проблемы разработки, обусловленные влиянием дизъюнктивной тектоники, сформулированные по результатам обобщения российского и мирового опыта. Это показывает, что вопрос изучения влияния тектонических нарушений на разработку месторождений является актуальным для ТПНГП.

Для обеспечения высокой эффективности эксплуатационного бурения на объекты разломно-блокового строения следует осуществлять предварительное изучение наличия и характеристик разрывных нарушений и выполнять проектирование на надежной геологической модели с участием структуро-формирующих, флюидопроводящих и экранирующих разрывных нарушений.

Степень разработанности проблемы влияния тектонических нарушений на разработку месторождений ТПНГП представлена в виде таблицы 1.

Из таблицы 1 видно, что в областях исследования 1 и 2 исследований множество. Данные в области исследования 4 говорят о том, что вопрос влияния тектонических нарушений на разработку месторождений изучается, но в других регионах. Обзор данных области исследования 4 показал, что многими исследователями объектов разломно-блокового строения установлено влияние тектонического фактора на разработку месторождений, внимание акцентируется на зависимости продуктивности и других параметров работы скважин от расстояния до тектонических нарушений. А именно, отмечается повышенная продуктивность скважин в приразломных зонах; по некоторым объектам размер зоны повышенной продуктивности определен количественно и составляет до 2 км [3-5].

Таблица 1. Степень разработанности проблемы

Критерии оценки		Нефтегазоносные бассейны	
		Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	Остальные регионы России и мира
Влияние тектонических нарушений на:	Районирование осадочных бассейнов и процесс формирования залежей нефти и газа	<b>Область исследования 1</b> множество	<b>Область исследования 2</b> множество
	Разработку месторождений	<b>Область исследования 3</b> Даценко Е.Н, Прокушева С.А., Распопов А.В., А. Д. Саэтгараев Н. В., Дорофеев, Е. П. Симоненко	<b>Область исследования 4</b> Никифоров В.В., Ю. А. Котенев Ю.А., Афонин Д.Г., Нелепов М.В., Черненко К.И., Лесной А.Н., Кусов Б.Р., Салимов Ф.С., Чинаров А.С., С.Н. Беспалова, О.В. Бакуев, Логвинова Т.В., И. Ли, А. В. Лобусев, А. В. Бочкарев, Мирсаева А.А., Шабрин Н.В., Г.Ф. Япарова, А.В. Стенькин, и др.

Было найдено всего 3 публикации относящихся к области исследования 3, при этом лишь 1 публикация частично соответствует теме исследования, а остальные 2 можно отнести лишь косвенно. Таким образом, становится очевидно, что степень изученности влияния тектонических осложнений на разработку месторождений ТПНГП недостаточная для формирования собственных рекомендаций по проектированию разработки.

В работе [1] выполнено исследование влияния тектонических нарушений на повышенную продуктивность скважин на одном из нефтяных месторождений Республики Коми. Для силурийских отложений ТПНГП установлена связь продуктивности скважин с тектоническим нарушением, являющимся разломом сбросового типа. Для отложений vk и sn выявлено наличие зоны повышенной продуктивности от разлома F2 колвинской системы амплитудой до 1500 м, ограничивающим месторождение с юго-запада. Для отложений mk зона повышенной продуктивности не выявлена. Размер зоны повышенной продуктивности для отложений vk и sn составил 2 км, что согласуется с известными ранее результатами [3-5].

В данной работе выполнено построение модели проницаемости нефтяного месторождения разломно-блокового строения Республики Коми, рассматриваемого в работе [1], с учетом нового представления о геологическом строении.

В рамках данного исследования предполагается, что зона повышенной продуктивности связана с разветвленной системой «оперяющих» тектонический разлом трещин. В условиях очень сложной разрывной тектоники и карбонатного коллектора ожидается, что трещины должны присутствовать в породах этого месторождения. Их наличие подтверждается керновым материалом, исследованиями ГИС, ГДИ, работой скважин. Однако, в связи с тем, что по объекту отсутствуют в достаточном объеме основные необходимые виды исследований, а именно специальные методы ГИС и специальные сейсмические исследования (сейсмические прогнозы), учет трещиноватости коллектора в рамках построения модели двойной проницаемости на данном этапе изученности объекта невозможен.

Проведение расчета с кубом проницаемости, рассчитанным по петрофизической зависимости  $K_{пр}=f(K_p)$ , при средней проницаемости  $0,007 \text{ мкм}^2$ , полученной по ГИС, показывает значительные расхождения по отборам жидкости, нефти, дебитам нефти, особенно в период пиковой добычи (рис.1). Расхождения по накопленной добыче нефти составляют 20%, что превышает допустимые регламентом [6] 5%.

Недостижение фактических отборов жидкости и нефти является признаком либо нехватки запасов (коллектора), либо некорректной настройкой законтурной области, либо признаком заниженной проницаемости (абсолютной или фазовой).

На месторождении установлено, что ВНК не активный, значит усиление работы законтурной области будет некорректно. Анализ чувствительности показал, что наибольшее влияние на отборы и давление в целом по ГДМ оказывает параметр абсолютной проницаемости (кубы КХ, КУ в ГДМ), модификация фазовых проницаемостей оказывает ощутимое, но меньшее влияние (рис.2). Добиться сходимости по накопленной добыче нефти корректной модификацией лишь фазовых проницаемостей не представляется возможным.

Анализ адаптации в разрезе скважин показал, что в части настройки ГДМ выделяются 2 основные проблемы: настройка отборов жидкости и нефти в начальный период работы высокопродуктивных скважин и настройка прорывного характера обводнения от нагнетательных скважин после организации системы ППД в 1991 г.

Для корректной настройки гидродинамической модели требуется настройка проницаемости. Необходимо понять, в каких районах требуется модификация проницаемости и с чем это связано. Основываясь на полученном знании о присутствии на месторождении зоны повышенной продуктивности, предпринята попытка учесть данную особенность с использованием множителя проницаемости.

Зоны повышенной продуктивности выделены по свитам vk и sn. Для каждой из свит vk и sn индивидуально рассчитан множитель проницаемости, который в зоне 2000-8000 м принят равным единице, а в зоне до 2000 м увеличивается пропорционально продуктивности скважин. Здесь принято во внимание предположение, что в непосредственной близости к разлому продуктивность вновь снижается, что подтверждается на графиках (рис.3-4). Максимальный множитель получен 4,52 для отложений vk на расстоянии 900 м от разлома, и 3,81 для отложений sn на расстоянии 854 м (рис.5-6). Построены массивы множителя для дальнейшего расчёта куба проницаемости (рис.7). Для отложений mk множитель равен единице.

Куб множителя проницаемости использован для расчета кубов проницаемостей КХ и КУ. Сравнение проницаемостей до и после наложения множителей представлено на рис.8 Т.к. дифференциация по зонам продуктивности выявлена для отложений vk и sn, карты представлены для отложений vk и sn.

На рис.9 представлено сравнение результатов адаптации ГДМ, выполненных с учетом моделирования зоны повышенной продуктивности и без. За основу взята действующая ГДМ.

Моделирование зоны повышенной продуктивности позволило добиться в ГДМ лучшей сходимости по отборам жидкости и нефти в период пиковой добычи и по накопленной добыче нефти, а также по пластовому давлению по некоторым скважинам. По накопленной добыче нефти расхождение снизилось с 5% до 1,7%. Моделирование зоны повышенной продуктивности также позволило частично оптимизировать настройку прорывов закачиваемого агента от нагнетательных скважин.

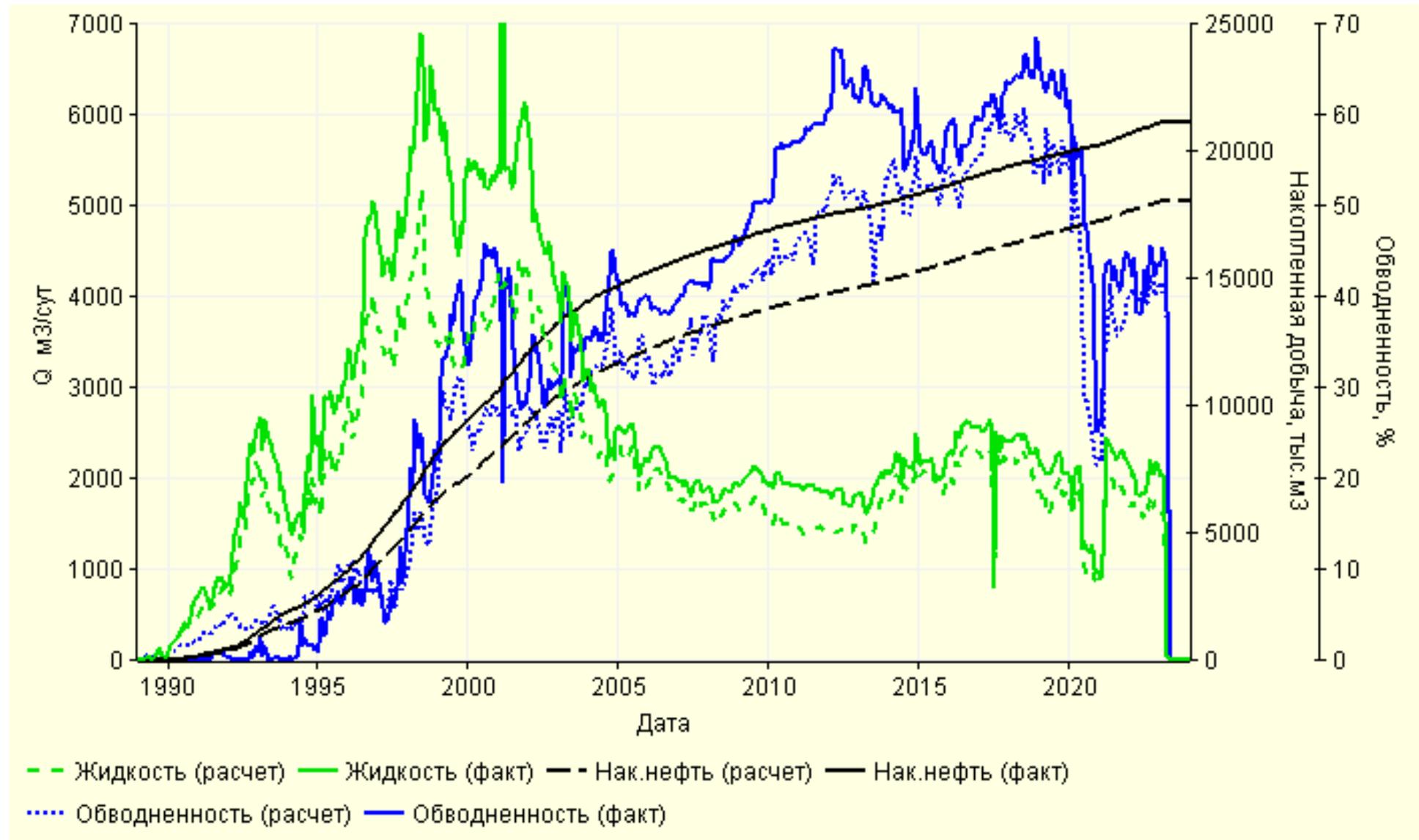
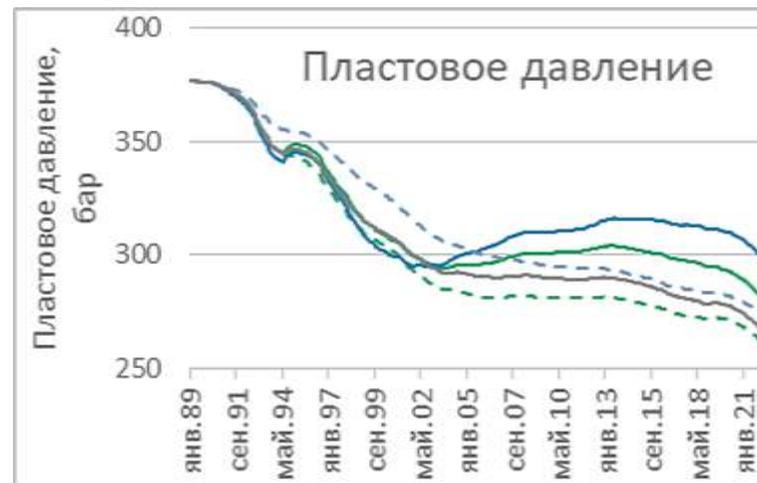
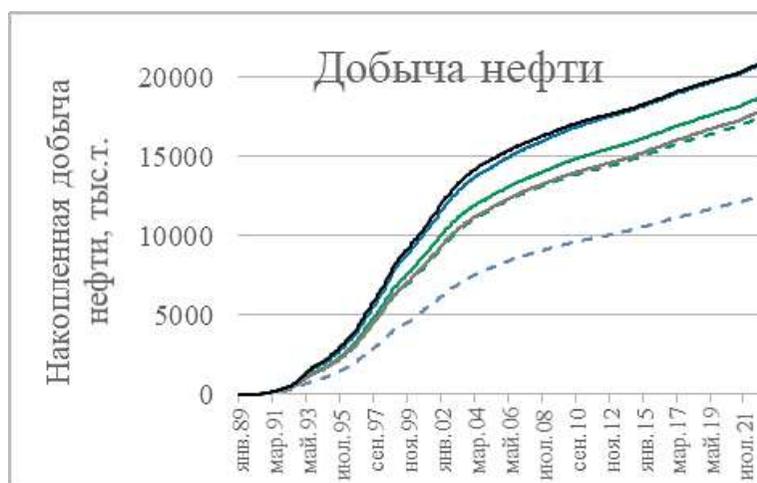


Рисунок 1 - Результаты адаптации при проницаемости ГИС=0,007 мкм<sup>2</sup>



Баз – расчет при проницаемости ГИС=0,007 мкм<sup>2</sup>

Расчет 1-2 – Расчеты при различных видах фазовых проницаемостей. Расчет 3-4 – Расчеты при изменении абсолютной проницаемости

Рисунок 2 - Анализ чувствительности ГДМ

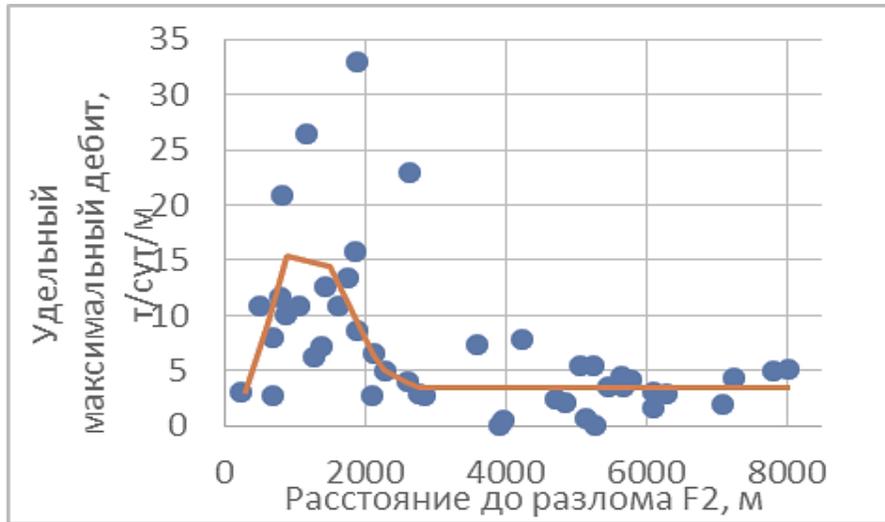


Рисунок 3 - Зависимость удельного максимального дебита нефти от расстояния до разлома для отложений vk

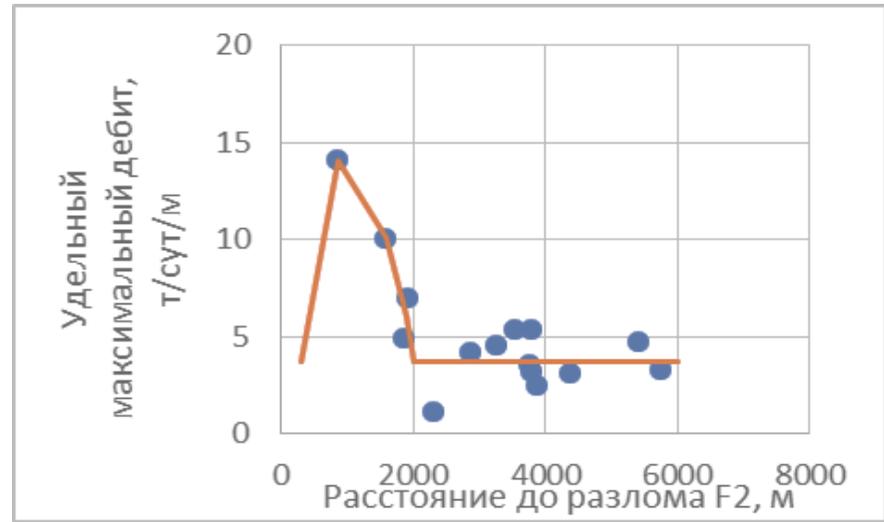


Рисунок 4 - Зависимость удельного максимального дебита нефти от расстояния до разлома для отложений sn

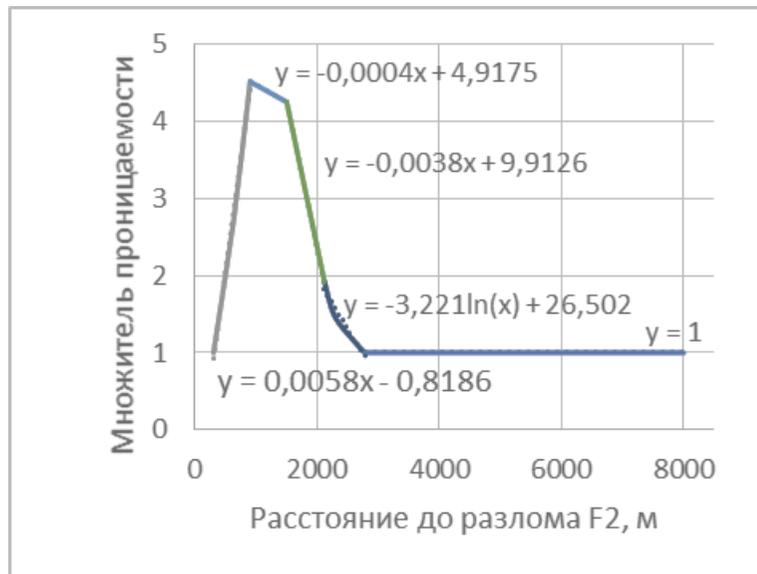


Рисунок 5 - Расчет множителя проницаемости для отложений vk

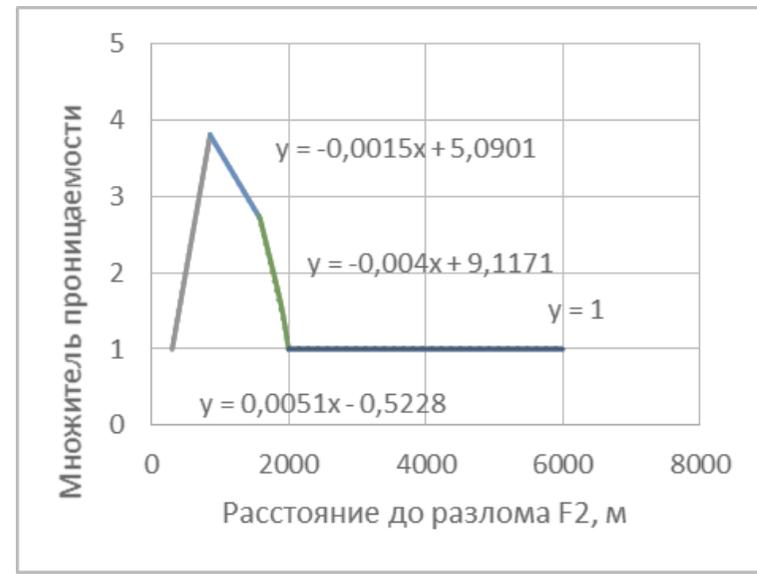
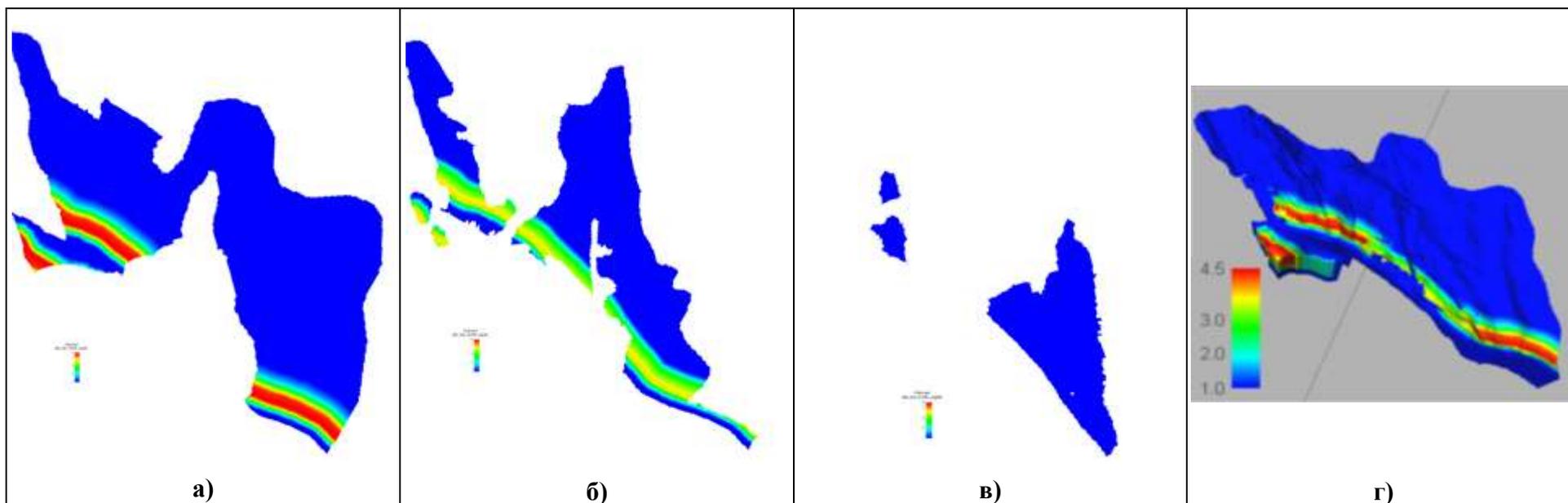
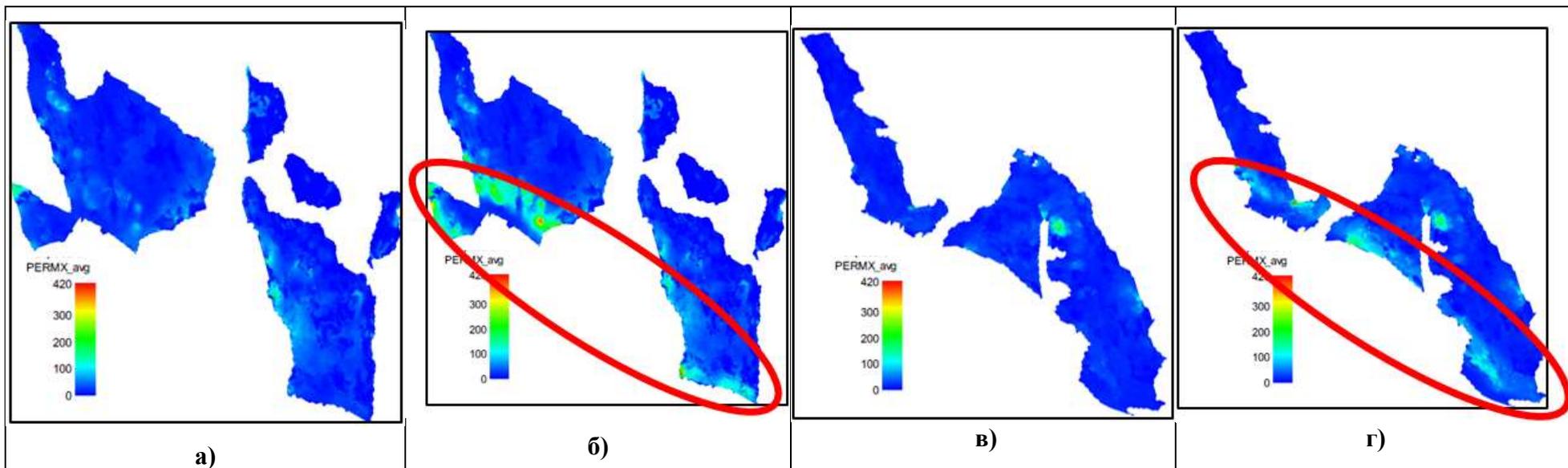


Рисунок 6 - Расчет множителя проницаемости для отложений sn



для: а) отложений vk, б) отложений sn,  
в) отложений mk, г) вид куба в целом

Рисунок 7 - Куб распределения множителя проницаемости



а) vk, до наложения множителя, б) vk, после,  
 в) sn, до, г) sn, после

Рисунок 8 - Распределение проницаемости до и после наложения множителя по отложениям vk и sn



Расчет 1 – без моделирования зоны повышенной продуктивности,  
 расчет 2 – с моделированием зоны повышенной продуктивности

Рисунок 9 - Результаты адаптации ГДМ с учетом моделирования зоны повышенной продуктивности

Таким образом, по результатам моделирования зоны повышенной продуктивности с использованием множителя проницаемости показано, что построение ГДМ для объектов разломно-блокового типа должно выполняться с учетом влияния разломов на продуктивность коллектора, которое должно быть изучено при проведении геолого-промыслового анализа.

#### **Библиографический список:**

1. Щербакова, Ю. С. Влияние тектонических нарушений на продуктивность скважин месторождения разломно-блокового строения Республики Коми / Ю. С. Щербакова, А. В. Распопов // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 3. – С. 131-143. – DOI 10.15593/2712-8008/2024.3.4. – EDN HWJLQN.
2. Бочкарев, В.А. Сбросы и сдвиги в нефтегазовой геологии / В.А. Бочкарев, А.В. Бочкарев. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – 221 с
3. Афонин, Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин / Д.Г. Афонин // Бурение и нефть. – 2008. – № 09. – С. 22–25.
4. Чинаров, А.С. Влияние малой тектоники на добычные возможности скважин / А.С. Чинаров, Д.Е. Заграновская // Нефт. хоз-во. – 2010. – № 12. – С. 12–15.
5. Беспалова, С.Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С.Н. Беспалова, О.В. Бакуев // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7.
6. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС. – 2012 г.

УДК 622.276.7

### **Оптимизация системы поддержания пластового давления на нефтяном месторождении X Республики Башкортостан**

Чуйкова Е. П., Кусова Л. Г., Савенок О. В.

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

Рассматриваемое нефтяное месторождение X с точки зрения административного месторасположения располагается в юго-восточном направлении от г. Ишимбай, который является частью республики Башкортостан.

Одной из актуальных проблем разработки месторождения X является снижение пластового давления и рост обводненности добываемой продукции, что существенно снижает дебиты скважин. Текущая обводненность составляет 72,3%, при этом пластовое давление снизилось с 13,8 МПа до 7,6 МПа. В таких условиях традиционные системы поддержания пластового давления (ППД) теряют свою эффективность, что требует применения современных технологий увеличения нефтеотдачи.

Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) представляет собой перспективный метод оптимизации заводнения, обеспечивающий раздельное управление закачкой воды в разные пласты с учетом их фильтрационно-емкостных свойств. Данная технология позволяет компенсировать недостатки традиционного заводнения, такие как неравномерное распределение вытесняющего агента, преждевременное обводнение скважин и неэффективное вовлечение запасов в разработку.

Основные преимущества ОРЗ:

- Снижение темпов обводнения за счет направленного заводнения в малопроницаемые пласты;
- Рост коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет вовлечения в разработку менее дренируемых зон;
- Сокращение капитальных затрат на бурение новых нагнетательных скважин за счет модернизации существующих;
- Повышение контролируемости процесса заводнения и раздельный учет добычи по каждому пласту;

- Стабилизация пластового давления, что снижает риск падения продуктивности скважин.

Мировая практика подтверждает эффективность технологии. Внедрение ОРЗ на Приобском месторождении позволило увеличить приемистость отдельных пластов на 12-17%, а на месторождении Айранколь (Казахстан) привело к росту дебитов и снижению обводненности.

Внедрение ОРЗ на месторождении X обеспечит равномерную выработку залежи, снижение обводненности, увеличение дебитов скважин и повышение рентабельности разработки. Применение многоканальных компоновок и пакерных систем позволит контролировать процесс закачки и оптимизировать распределение рабочего агента по пластам. Таким образом, ОРЗ является оптимальным решением для стабилизации добычи на поздней стадии разработки месторождения.

Технология ОРЗ позволяет через одну нагнетательную скважину вести закачку одновременно в несколько продуктивных горизонтов с регулированием расхода жидкости в каждый пласт. Различие в приемистости обеспечивает прорыв воды по одному пласту и рост обводненности в соседних добывающих скважинах.

Технология ОРЗ необходима для обеспечения равномерности разработки.

Схемы закачки воды: индивидуальная или общая колонная труб с установкой отдельных регуляторов расхода.

Принцип действия основан на ограничении закачки в один из интервалов и на перераспределении закачки за счет увеличения приемистости пласта.

При внедрении технологии ОРЗ с целью ППД технологические схемы подразделяются на следующие виды (рис.1):

- одноканальные, при этом объемы закачки регулируются скважинными штуцерами;
- с отдельными каналами, которые могут быть реализованы параллельными или концентрическими колоннами НКТ.

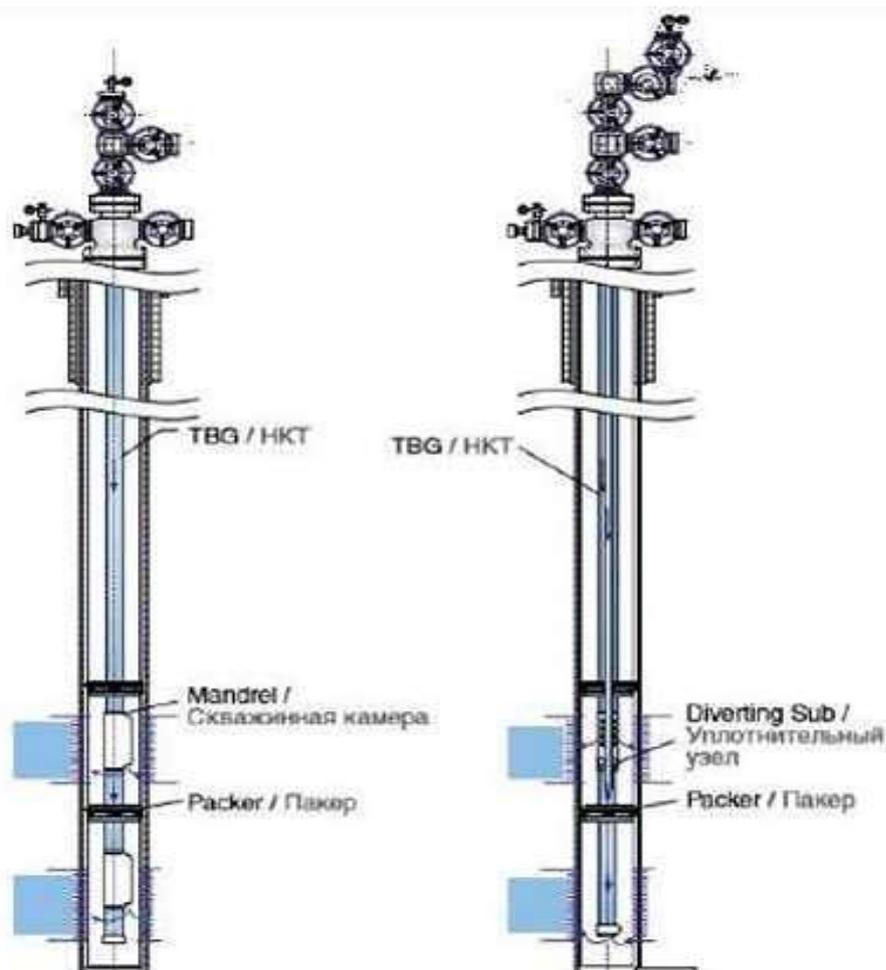


Рисунок 1 – Конструкции технологии ОРЗ

Установка компоновки ОРЗ осуществляется по следующей схеме:

- спуск одной секции компоновки на каждый объект: колонна труб, пакер, скважинные камеры с регуляторами расхода;
- установка разъединителя колонны НКТ или телескопическое соединение пакера;
- установка заглушки, глухой пробки или воронки в нижней части;
- спуск пакеров поочередно для проверки герметичности: первая секция сначала на вспомогательной колонне труб и установка пакера с последующей опрессовкой, а затем отсоединение разъединителя колонны и извлечение вспомогательной колонны труб;
- спуск второй секции скважинной установки на глубину второго объекта и соединение с помощью разъединителя, колоны с первой секцией;
- установка герметичности пакера над второй секцией;
- установка обратного клапана в ниппель над компоновкой для проверки на герметичность;
- установка технологической скважинной камеры с глухой пробкой или срезным циркуляционным клапаном для глушения скважины [1].

Через определенное время после запуска скважины осуществляются исследования и подбор штуцеров для регулирования расхода, так как первые дни характеризуются сильными поглощениями и ростом давления из-за нестабильного режима закачки. Далее исследования и регулировка проводятся раз в полгода.

Объем жидкости, давление и температура измеряются в режиме реального времени с помощью установленной компоновки (манометры, регуляторы расхода и датчики температуры). При однолифтном исполнении устройства устанавливаются в скважинных камерах, при концентрическом исполнении – отдельно, ниже первого электроклапана.

Параллельный спуск колонн позволил реализовать схему добычи из верхнего пласта штанговым насосом и закачки в нижний для ППД. Данная компоновка характерна для уже существующих нагнетательных скважин. По данной схеме можно получить информацию по следующим параметрам: прямой замер – дебит и обводненность пластов, уровень – забойное давление, замер на устье – давление закачки и приемистость.

### **Критерии подбора скважин-кандидатов для применения технологии ОРЗ**

Опыт промышленного использования технологии ОРЗ позволяет определить факторы, определяющие подбор скважин-кандидатов: геологические особенности и технические параметры скважины [1].

- Вскрытие более одного эксплуатационного объектами с различными параметрами: коэффициент вытеснения, пористость, проницаемость, неоднородность, эффективная нефтенасыщенная толщина и пластовое давление.
- Геологическое строение: плотность сетки скважины; накопленная закачка; особенности эксплуатации соседних скважин; толщина непроницаемого экрана между смежными объектами (не менее 6 м);
- Пространственное расположение скважины, учет трассерных исследований
- Состояние ПЗП: трещины, совершенство вскрытия, обработки.
- Информация о режиме: распределение продукции/закачки, дебит или приемистость, пластовая температура, пластовое и забойное давление.
- Отсутствие заколонных перетоков или значительной гидродинамической связи (иначе наличие пакера для разобщения пластов не имеет смысла).
- Герметичность эксплуатационной колонны: опрессовка на величину создания репрессии (иначе риск ухода воды в негерметичный интервал).
- Расстояние между интервалами перфорации для предотвращения перетоков при максимальных перепадах давления. При расстоянии между интервалами перфорации менее 10 метров есть риск посадки разобщающего пакера в интервале перфорации;
- Диаметр эксплуатационной колонны, подходящий для спуска оборудования.
- Очистка эксплуатационной колонны в зоне установки пакера.
- Качество закачиваемой воды.

При общении факторов, влияющих на подбор скважины для технологии ОРЗ, выявлены следующие требования:

- Вскрытие более одного продуктивного пласта;
- Количество реагирующих скважин более двух;
- Удовлетворительное состояние эксплуатационной колонны;
- Диаметр эксплуатационной колонны, позволяющий спуск компоновки;
- Различие в обводненности пластов на 20% и более.

Анализ эффективности применения технологии одновременно-раздельной закачки с помощью программного обеспечения «tNavigator»

Для определения оптимальных параметров работы и анализа технологической эффективности применяемой технологии ОРЗ необходимо создание гидродинамической модели, которая обеспечивает симуляцию исследуемого процесса.

Модель представляет двухпластовую залежь с заданными геолого-физическими характеристиками пластов и свойствами пластовых флюидов.

В таблице 1 представлены свойства рассматриваемых пластов и насыщающих флюидов.

Таблица 1 - Свойства пластов и насыщающих флюидов

Параметры	Объекты разработки	
	Артинский ярус	Мячковский горизонт
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1137	1478
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	66,0	13,0
Давление насыщения, МПа	8,7	7,9
Критическое давление (давление автоГРП), МПа	15	15
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,002	0,007
Пористость, д.ед.	0,2	0,2
Пластовая температура, °С	30	30
Пластовое давление, МПа	11,0	11,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	5,4	5,4
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	810	864
Вязкость воды, мПа·с	1,05	1,05
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1010	1050

Кроме того, при построении гидродинамической модели использовались кривые ОФП (рис. 2).

Построение модели основано на следующих допущениях:

- отображение нефтенасыщенных толщ в виде кубоидов;
- отсутствие газовой фазы;
- отсутствие перетоков между пластами;
- компенсация флюида 100%;
- постоянство пористости и проницаемости всех микроэлементов залежи вдоль всех направлений.

• Для анализа эффективности применения технологии одновременно-раздельной закачки необходимо создание двух моделей: I – совместная разработка пластов без технологии ОРЗ, II – внедрение технологии ОРЗ.

• С точки зрения теории обеспечение одинакового времени прорыва воды по каждому пласту к скважине даст максимальный эффект от применения технологии.

- При моделировании используются следующие параметры:
- Время стимуляции 30 лет;
- Начало симуляции – 1 янв. 2022 г.;
- Сетка скважин обращенная пятиточечная, 25 га/скв.

На рисунке 3 представлена модель залежи без применения технологии ОРЗ.

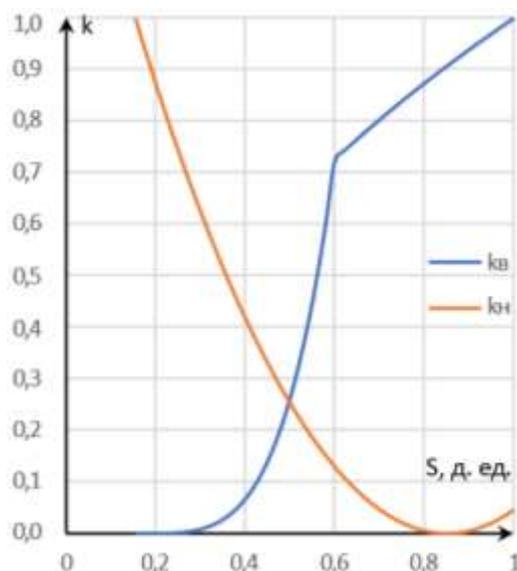


Рисунок 2 – Кривые ОФП по нефти и воде

Пласты характеризуются неравномерной выработкой (артинский горизонт - нижний вырабатывается медленнее). Это связано с различными геолого-физическими характеристиками пластов.

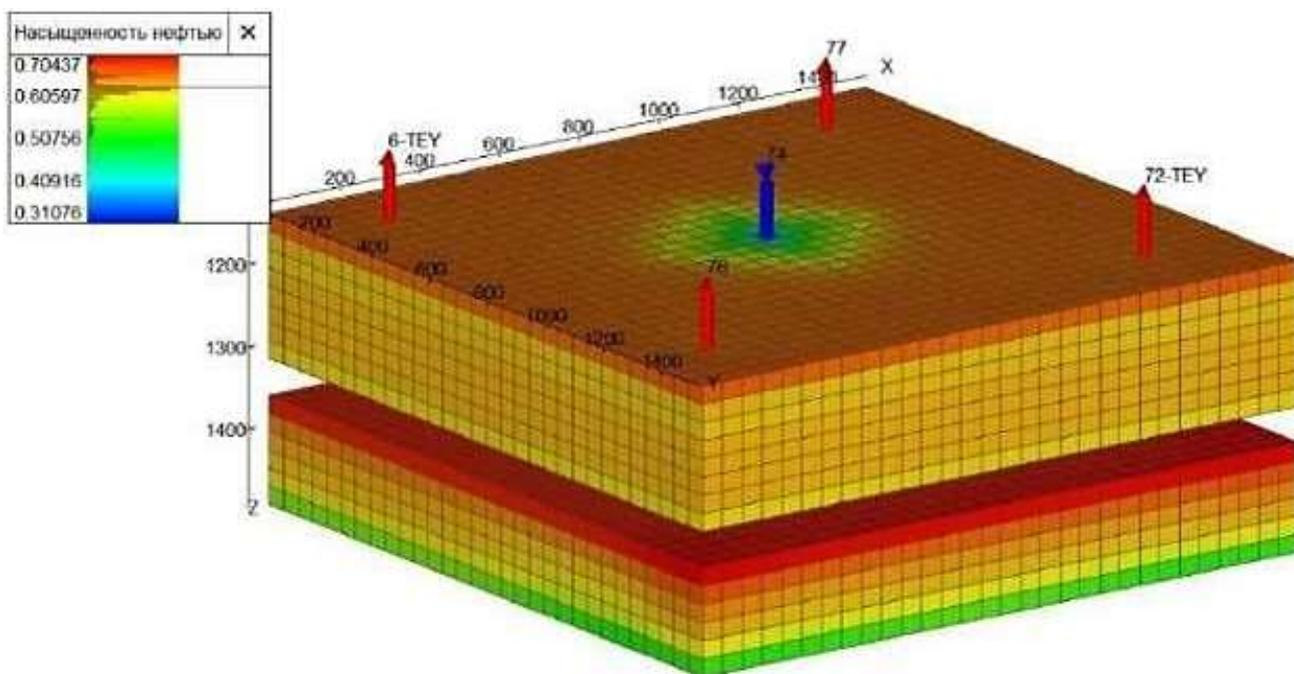


Рисунок 3 – Модель залежи без применения технологии ОРЗ

В таблице 2 представлены параметры разработки исследуемой залежи без ОРЗ.

Таблица 2 - Данные модели без внедрения ОРЗ

Параметры	Объекты разработки	
	Артинский ярус	Мячковский горизонт
Давление, создаваемое на забое скважины, МПа	15,0	
Забойное давление в добывающих скважинах, МПа	1,0	
Приемистость Q, м <sup>3</sup> /сут	347	265
КИН	0,199	0,411

Согласно полученным данным, можно сделать вывод, чем выше значение проницаемости, тем меньше время прорыва воды. При разработке пластов без внедрения технологии ОРЗ значительно отличаются показатели обводненности по пластам (нижний – 70%, верхний – 98%). На рисунке 4 представлены графики роста обводненности по обоим пластам за 30 лет разработки.

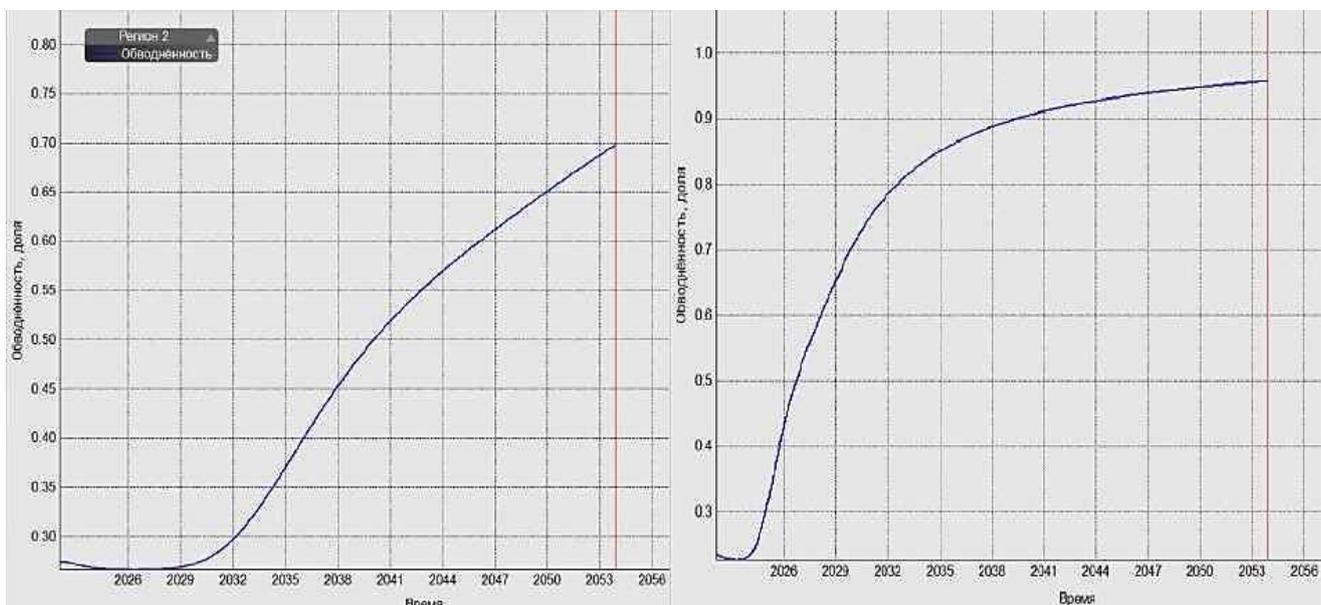


Рисунок 4 – Графики роста обводненности по пластам

Данные графики показали, что для рациональной разработки пластов необходимо выравнивание движения фронта воды к добывающим скважинам.

На рисунке 5 представлена модель залежи с применением технологии ОРЗ. Ее построение позволило определить оптимальные параметры закачки.

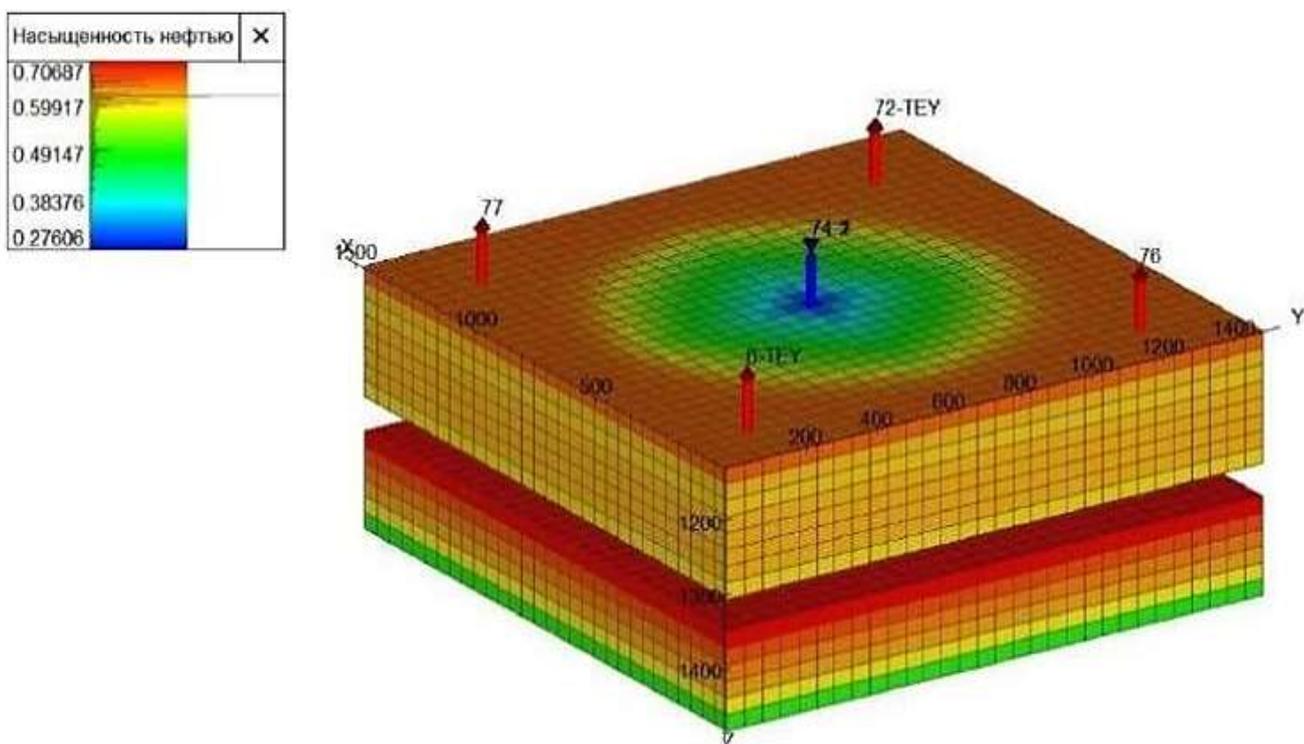


Рисунок 5 – Модель залежи с применением технологии ОРЗ

Данная модель транслирует более равномерную разработку по пластам. В таблице 3 представлены параметры разработки исследуемой залежи с ОРЗ.

Таблица 3 - Данные модели с внедрением ОРЗ

Параметры	Объекты разработки	
	Артинский ярус	Мячковский горизонт
Давление, создаваемое на забое скважины, МПа	16	30
Забойное давление в добывающих скважинах, МПа	1,0	
Приемистость Q, м <sup>3</sup> /сут	221	221
КИН	0,305	0,560

На графиках, приведенных на рисунке 6, отображен процесс увеличения обводненности в обоих пластах на протяжении 30 лет разработки. Введение технологии ОРЗ приводит к одинаковому росту обводненности для обоих пластов, и к 30 году разработки обводненность достигает 98%, что свидетельствует о завершении рентабельной добычи.

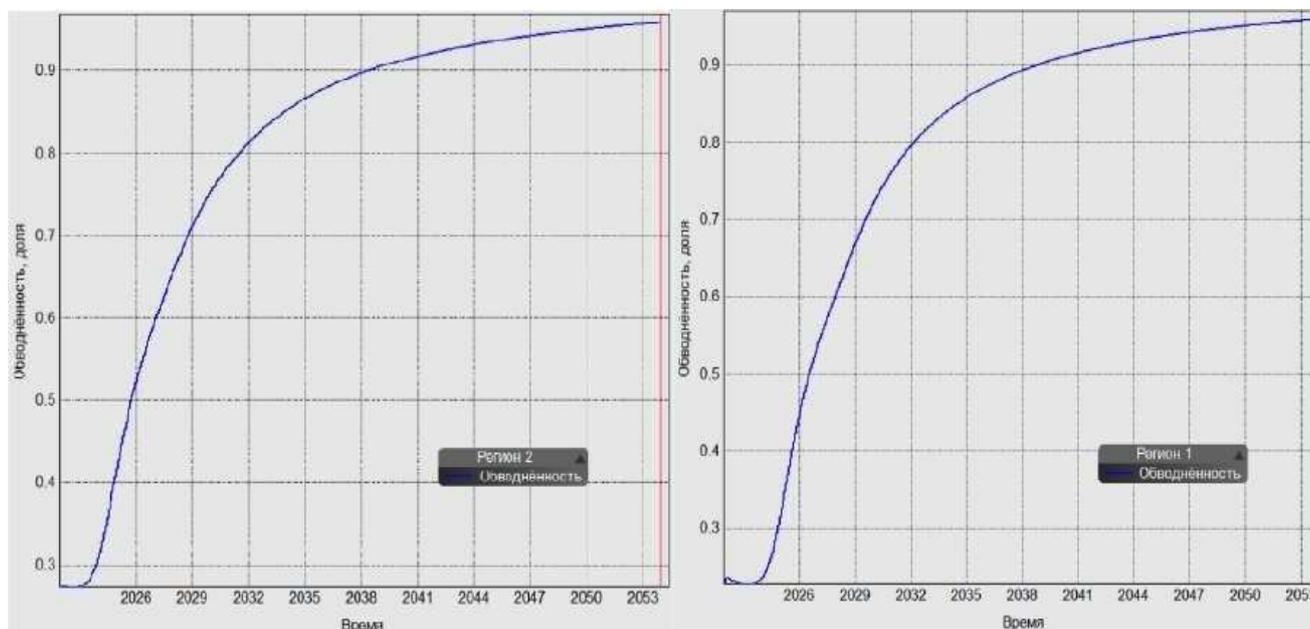


Рисунок 6 - Графики роста обводненности по пластам

Создание гидродинамических модели с помощью программного продукта.

«Navigator» позволило определить не только оптимальные давления на забое, но и время прорыва воды к скважине – 10 лет.

Аналитический расчет эффективности применяемой технологии

Аналитически время прорыва воды к добывающим скважинам определяется с помощью теории вытеснения Баклея-Левверетта.

Относительные проницаемости для нефти и воды  $k_n(S)$  и  $k_v(S)$ , зависящие от водонасыщенности определяются по формулам (1): Значения коэффициента  $b$  определяется из условия  $k_v(1) = 1$ . Коэффициент  $a$  рассчитывается методом постановки. Отсюда  $a=4,306$ ,  $b=0,907$  [2].

На рисунке 7 представлен график полученных относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде (рис. 7).

Для нефти  $k_n(S)$ :

$$k_n(S) = \frac{1 - S_{н.ост} - S}{1 - S_{св}} \quad \text{для} \quad S_{св} \leq S \leq 0.6$$

Для воды  $k_v(S)$ :

$$k_v(S) = a \cdot \frac{(S - S_{св})^4}{(1 - S_{н.ост} - S_{св})} \quad \text{для} \quad S_{св} \leq S \leq 0.6$$

Для воды при  $S \geq 0.6$ :

$$k_B(S) = b \cdot (S - S_{св})^{0.5} \text{ для } 0.6 \leq S \leq 1$$

где:  $S_{н.ост}$  — остаточная водонасыщенность,  
 $S_{св}$  — критическая водонасыщенность,  
а и b — параметры, зависящие от породы.

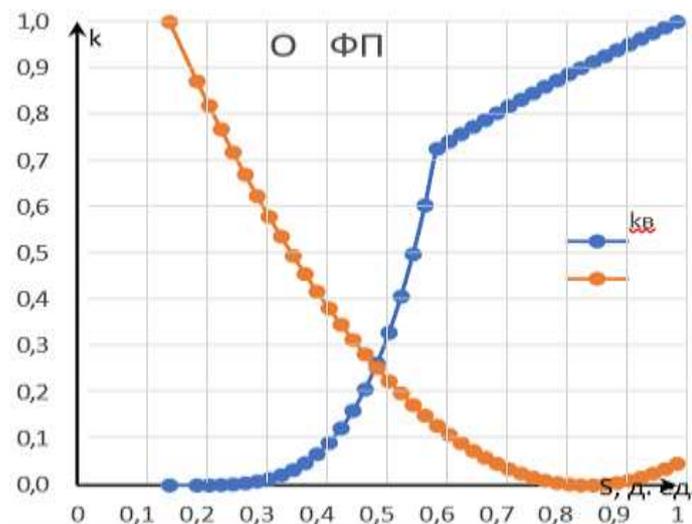


Рисунок 7 –Кривые ОФП по нефти и воде

По полученным значениям относительных проницаемостей по формуле (1) определяется доля воды в общем потоке жидкости и строится график функции Баклея- Леверетта:

$$f(S) = k(S) + \frac{b}{\mu_{нн}} \cdot \frac{k(S)}{\mu} \quad (1)$$

где:  $f(S)$  — функция Баклея-Леверетта, которая описывает зависимость скорости потока жидкости от водонасыщенности  $S$ ,

$k(S)$  — относительная проницаемость жидкости (нефти или воды),

b — параметр, зависящий от геологических свойств породы,

$\mu_{нн}$  — вязкость нефти,

$\mu$  — вязкость воды.

#### функция Баклея-Леверетта

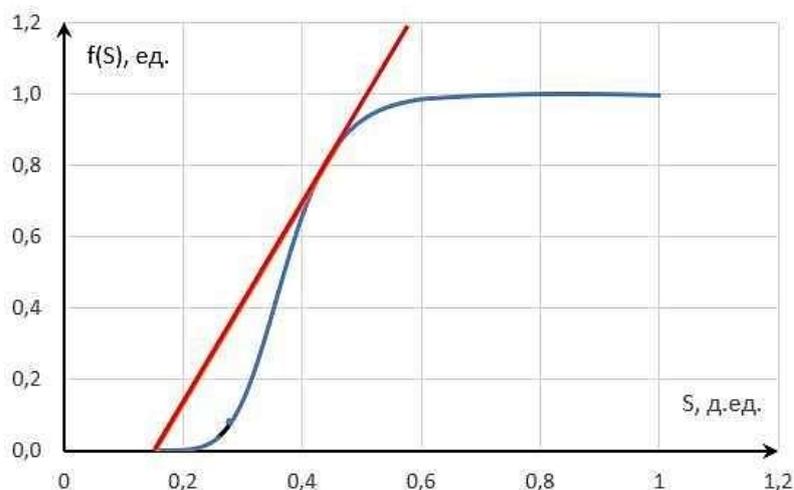


Рисунок 8 – Функция Баклея-Леверетта

На рисунке 8 проведена касательная к графику зависимости функции Баклея- Леверетта от значений водонасыщенности, которая позволяет определить водонасыщенность и значение функции Баклея-Леверетта на фронте вытеснения нефти водой [2].

По данным значениям определяется дифференциал функции Баклея-Леверетта, определяющий время прорыва воды в добывающие скважины:

$$f'(S_\phi) = \frac{\Delta f(S)}{\Delta S} = \frac{f(S_\phi) - f(S_{св})}{S_\phi - S_{св}} \quad (2)$$

$$f'(S_\phi) = \frac{0,858 - 0}{0,46 - 0,154} = 2,8$$

На рисунке 9 изображен график производной функции Баклея-Леверетта.

На рисунке 9 изображен график производной функции Баклея-Леверетта.

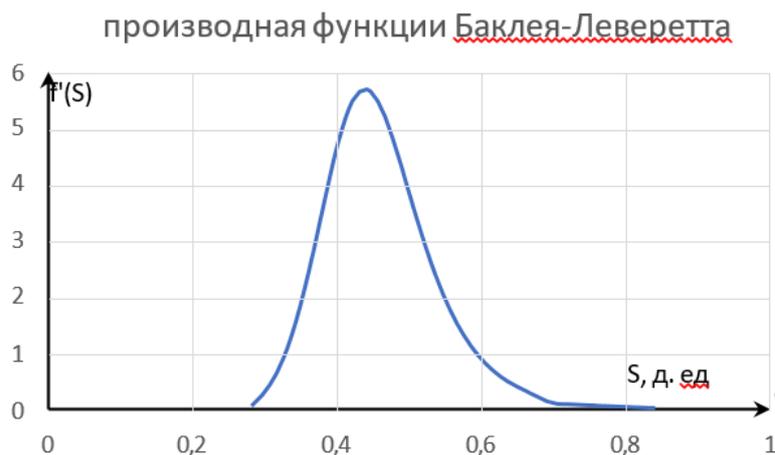


Рисунок 9 – Производная функции Баклея-Леверетта

В таблице 4 представлены полученные значения относительных проницаемостей по нефти и воде, значение функции Баклея-Леверетта и ее производной, используемые при построении график.

Таблица 4 - Значения относительные фазовых проницаемостей по воде и нефти, значения функции Баклея-Леверетта и ее производной

S	кв(s)	кн(s)	f(s)	f'(s)
0,154	0,000	1,000	0,000	-
0,20	0,000	0,872	0,001	0,076
0,24	0,001	0,768	0,015	0,792
0,28	0,005	0,671	0,075	2,488
0,32	0,014	0,580	0,221	4,738
0,36	0,033	0,496	0,441	5,695
0,40	0,067	0,418	0,655	4,656
0,44	0,123	0,347	0,807	2,961
0,48	0,207	0,283	0,896	1,663
0,52	0,329	0,225	0,945	0,892
0,56	0,499	0,174	0,971	0,474
0,60	0,726	0,129	0,985	0,209
0,64	0,758	0,091	0,990	0,105
0,68	0,789	0,060	0,994	0,081
0,72	0,818	0,035	0,996	0,058
0,76	0,846	0,017	0,998	0,039
0,80	0,874	0,005	1,000	0,020
0,84	0,900	0,000	1,000	0,004
0,88	0,926	0,002	1,000	-
0,92	0,952	0,010	0,999	-
0,96	0,976	0,025	0,998	-
1,00	1,000	0,046	0,996	-

Затем определяется время прорыва воды по формуле 3:

$$t^* = \frac{m \cdot b \cdot l \cdot h}{q \cdot f'(S_{\phi})}, \quad (3)$$

где  $m$  - пористость, д.ед,

$b$  - ширина пласта, м;

$l$  - расстояние от нагнетательной до добывающей скважины, м;

$h$  - мощность пласта, м;

$q$  - приемистость нагнетательной скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$f'(S_{\phi})$  – производная функции Баклея-Левретта [2].

$$t^* = \frac{0,2 \cdot 600 \cdot 800 \cdot 13}{150 \cdot 2,8} = 2966,65 \text{ сут} = 8,1 \text{ года}$$

Аналитическое решение позволило определить время прорыва воды, согласно которому начиная с 8,1 года нефть начинает добываться вместе с водой [4].

Далее полученные результаты используются при вычислении технологических показателей разработки (таблица 5).

Таблица 5 - Полученные показатели разработки

t, год	f(S)	S, д.ед.	кн	кв	qн, м <sup>3</sup> /сут	qв, м <sup>3</sup> /сут	Q, тыс м <sup>3</sup>	Qобщ, тыс м <sup>3</sup>
1	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	2,92
2	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	5,84
3	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	8,76
4	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	11,68
5	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	14,60
6	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	17,52
7	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	20,44
8	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	23,36
8,12	0,00	0,154	1,000	0,000	8,00	0,00	2,92	26,28
9	0,00	0,19	0,899	0,000	8,00	0,00	2,92	29,20
10	0,01	0,23	0,794	0,001	7,93	0,07	2,89	32,09
11	0,05	0,27	0,694	0,003	7,57	0,43	2,76	34,86
12	0,18	0,31	0,602	0,011	6,59	1,41	2,41	37,26
13	0,38	0,35	0,516	0,027	4,94	3,06	1,80	39,07
14	0,55	0,38	0,456	0,048	3,57	4,43	1,30	40,37
15	0,74	0,42	0,382	0,092	2,08	5,92	0,76	41,13
16	0,86	0,46	0,314	0,161	1,13	6,87	0,41	41,54
17	0,92	0,5	0,253	0,263	0,60	7,40	0,22	41,76
18	0,96	0,54	0,198	0,407	0,32	7,68	0,12	41,88
19	0,97	0,56	0,174	0,499	0,23	7,77	0,08	41,96
20	0,98	0,58	0,150	0,604	0,17	7,83	0,06	42,02

По полученным показателям можно заметить, что: за 20 лет добыча нефти составит 42,02 тыс м<sup>3</sup>, а добыча нефти в безводный период составит 26,28 тыс м<sup>3</sup>.

Для технологии ОРЗ необходима установка штуцера, обеспечивающего дросселирование потока воды. Диаметр штуцера для многопакерной установки определяется из формулы (5):

$$Q = 1,99 \cdot C \cdot D_{шт}^2 \cdot \sqrt{235,4065 \cdot \Delta P} \quad (4)$$

где  $Q$  – суммарная приемистость одной скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$C_D = 2,23$  – коэффициент штуцирования;

$\Delta P = 50$  атм – перепад давления, атм;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$d_{\text{шт}}$  – диаметр штуцера, мм [3].

По формуле диаметр необходимого штуцера равен:

$$D_{\text{шт}} = \sqrt{\frac{Q}{1.99 \cdot C \cdot \sqrt{235.4065 \cdot \Delta P}}} = 3,9 \text{ мм} \quad (5)$$

Далее осуществляется пересчет устьевого давления для каждого пласта. Вода в пласт поступает в соотношении 50/50.

Забойное давление определяется по формуле:

$$P_{\text{заб}} = \rho \cdot g \cdot h - \Delta P_{\text{тр}} + P_{\text{у}} \quad (6)$$

где  $P_{\text{заб}}$  – давление на забое скважины, МПа;

$\Delta P_{\text{тр}}$  – потери давления на трение, МПа;

$P_{\text{у}}$  – давление на устье скважины, МПа.

Потери давления на трение определяются по методу Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{\rho_{\text{в}} \cdot H \cdot v^2}{2 \cdot d_{\text{НКТ}} \cdot 10^6}, \quad (7)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  – средняя глубина залегания нагнетательного пласта, м;

$v$  – скорость движения воды, м/с;

$d_{\text{НКТ}} = 0,062$  м – внутренний диаметр НКТ, м.

Скорость движения воды:

$$u = \frac{4 \cdot q}{86400 \cdot \pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2} \quad (8)$$

$$u = \frac{4 \cdot 221}{86400 \cdot \pi \cdot 0,062^2} = 1,7$$

Число Рейнольдса определяется следующим образом:

$$Re = \frac{v \cdot d_{\text{НКТ}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\mu}, \quad (9)$$

где  $\mu$  – вязкость воды, Па·с.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется в зависимости от числа Рейнольдса ( $Re > 2320$  – течение турбулентное), следовательно:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (10)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = 0,013$$

Далее по формуле (7) определяются потери давления на трение:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,013 \cdot \frac{1100 \cdot 1200 \cdot u^2}{2 \cdot 0,062 \cdot 10^6} = 0,4 \text{ Мпа}$$

Устьевого давления выражается из формулы (6):

$$P_{\text{у}} = P_{\text{заб}} - \rho \cdot g \cdot h + \Delta P_{\text{тр}}$$

$$P_{\text{у}1} = 16 \cdot 10^6 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 1236 + 0,4 \cdot 10^6 = 3,06 \text{ Мпа.}$$

$$P_{y2} = 30 \cdot 10^6 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 886 + 0,4 \cdot 10^6 = 20,8 \text{ Мпа.}$$

### **Заключение**

Аналитическим способом был определен диаметр штуцера, необходимого для установки рассматриваемой компоновки – 3,9 мм. По результатам анализа критериев применения технологии ОРЗ на месторождении X, было установлено, что внедрение данной технологии возможно. Гидродинамические модели, построенные с использованием программного обеспечения, продемонстрировали увеличение коэффициента интенсификации нефтеотдачи (КИН) по пластам: с 0,199 до 0,305 и с 0,411 до 0,560.

Дополнительно, был определен срок прорыва воды двумя методами: аналитическим методом по Баклею-Леверетту (8,1 года) и методом, использующим модель, который составил 10 лет. Разница между результатами составила 19%, что подтверждает допустимость применения аналитического метода в полевых условиях с учетом данной погрешности.

Аналитически был также рассчитан диаметр штуцера, необходимого для установки рассматриваемой компоновки, и его значение составило 3,9 мм.

### **Библиографический список:**

1. Иванова Т.Н. Технология одновременно-раздельной эксплуатации объектов как альтернативный рентабельный вариант добычи нефти. Материалы Всероссийской 85 научной конференции. Издательство: Издательский дом "Удмуртский университет" (Ижевск), 2019.
2. Петраков Д.Г., Мардашов Д.В., Максютин А.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Спб: Санкт-Петербургский горный университет, 2016. 526 с.
3. Иванова Т.Н. Технология одновременно-раздельной эксплуатации объектов как альтернативный рентабельный вариант добычи нефти. Материалы Всероссийской 85 научной конференции. Издательство: Издательский дом "Удмуртский университет" (Ижевск), 2019.
4. Давардоостманеш М., Ахмадзаде Х. Очистка соленой маслянистой воды с использованием мембраны на основе водорослей // Журнал мембранной науки. – 2023. – Т. 666. – С. 121201. URL: <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2022.121201> .

УДК 622.276

### **Опыт проведения кислотного воздействия на скважинах Варандейского месторождения**

Иконникова Л. Н.

*Северный арктический федеральный университет им. М.В. Ломоносова,  
г. Архангельск, Россия*

*Соляно-кислотная обработка (СКО)* применяется в карбонатном коллекторе на протяжении различных этапов жизни скважины: бурение, перфорация, освоение, эксплуатация. Основное назначение повышение проницаемости призабойной зоны скважины, снижение дополнительных фильтрационных сопротивлений при движении флюида к скважине и как следствие повышение коэффициентов продуктивности [1,2,3].

В настоящий момент также интересен гидроразрыв пласта, при удачном применении которого возможно достичь значительного технологического эффекта. Однако кислотное воздействие имеет ряд преимуществ: относительно небольшие затраты соответственно меньшие риски, меньшая трудоемкость выполняемых работ. При этом большое значение имеет правильность проектирования параметров кислотного воздействия для конкретных условий скважины и пласта [3].

Варандейское месторождение входит в состав Тимано-Печорской провинции и включает четыре нефтяных залежи, основная из которых приурочена к карбонатным отложениям нижней перми P1a+s+ar. По типу залежь P1a+s+ar массивная, тип коллектора межзерновой, порово-кавернозный, порово-трещинный, преобладающим является поровый.

Рассмотрен опыт применения кислотных обработок (КО) по 8 скважинам во время освоения скважин, ввода из бездействия и расконсервации, интенсификации. Видом воздействия являлись кислотная ванна, соляно-кислотная обработка. Тип кислотного состава – раствор соляной кислоты (HCl), раствор сульфаминовой кислоты (NH<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>H), кислотный сосав КСПЭО-2А. Кислотный состав КСПЭО-2А рекомендован для скважин Варандейского месторождения, включает соляную кислоты 10-12%, содержание плавиковой кислоты не более 0,05%, содержание железа не более 0,015%, модификатор МК-2 (модификатор кислотный, растворитель).

**Скважина № 3.** На скважине проведены 6 кислотных обработок. Первые две при освоении скважины с применением сульфаминовой кислоты. В результате первой обработки дебит скважины возрос с 1,2 м<sup>3</sup>/сут до 21 м<sup>3</sup>/сут. В результате второй получен приток нефти 27 м<sup>3</sup>/сут. При третьей обработке в связи с недостаточным объемом технологических жидкостей кислотный раствор не достиг интервала перфорации, пласт обработке не подвергся. Четвертая (0,36 м<sup>3</sup>/м) и пятая (1,2 0,36 м<sup>3</sup>/м) дала прирост по коэффициенту продуктивности возрос примерно на 1,5 м<sup>3</sup>/сут/МПа. При всех пяти обработках в технологии отсутствовала предварительная промывка скважины и проведение предварительной кислотной ванны, в результате чего произошло загрязнение призабойной зоны скважины АСПО, отмытых от НКТ, а также продуктами реакции кислоты с окислами железа на поверхности НКТ. Шестая обработка была проведена КСПЭО-2 с глушением скважины и промывкой, а также с предварительно установленной динамической кислотной ванны (ДКВ). В результате чего коэффициент продуктивности возрос даже при меньшем удельном кислотном растворе (0,36 м<sup>3</sup>/м). Эффект продлился более 715 суток, скважина в этот период фонтанировала.

**Скважина 9.** При испытании скважины были проведены две обработки соляно-кислотным раствором, после второй обработки (0,38 м<sup>3</sup>/м) продуктивность скважины составила 12,4 м<sup>3</sup>/сут/МПа. После ввода скважины в эксплуатацию наблюдалось снижение дебита скважины до 20 м<sup>3</sup>/сут. Третья кислотная обработка проведена с целью интенсификации кислотным раствором КСПЭО-2, удельный расход кислотного раствора 0,38 м<sup>3</sup>/м. Среднесуточный дебит возрос до 25 м<sup>3</sup>/сут, технологический эффект наблюдался более 300 суток, скважина в этот период фонтанировала.

По скважины 3 и 9 после кислотных обработок наблюдался положительный эффект, однако по скважине 9 эффект был более выражен, хотя эффективная толщина скважины 3 больше в 1,8 раз. Скважины имеют сходные геологические характеристики, расположены в зоне с повышенной нефтенасыщенностью, средняя нефтенасыщенность составляет 0,85 (№3) и 0,69 (№9). Скважина 9 не имеет вскрытых пропластков с нефтенасыщенностью менее 0,61. На данный результат, по-видимому, оказали влияние технологические факторы: порядковый номер обработки, время выдержки на реакцию, порядковый номер обработки, недостаточный объем кислотного раствора. На скважине 9 обработка была третьей, время реакции – 1 час. На скважине 3, обработка составом КСПЭО-2 была шестой, время реакции составило 4 часа, что является нецелесообразным в отсутствие специальных добавок, обеспечивающих замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой, также недостаточное количество кислотного состава могло обеспечить низкую степень пласта воздействием, проницаемость пласта скважины № 3 перед обработкой составила 0,029 мкм<sup>2</sup>, для скважины № 9 0,0651 мкм<sup>2</sup>. Низкой степени охвата продуктивного интервала воздействием кислотного состава, которая, несомненно, имела место на скважине 3, большая эффективная мощность продуктивного пласта не могла оказать на величину технологического эффекта существенного влияния.

**Скважина 4.** В процессе освоения на скважине проведено 4 обработки соляной кислотой. Первые две обработки не дали результата, очевидно, из-за малого объема кислоты, применяемого при обработках (0,09 м<sup>3</sup>/м). После третьей обработки с удельным расходом соляной кислоты 1,2 м<sup>3</sup>/м коэффициент продуктивности составил 52 м<sup>3</sup>/сут/МПа. При этом проницаемость удаленной части пласта и призабойной зоны равны и составили 0,38 мкм<sup>2</sup>. Высокая проницаемость при соответствующей низкой пористости (8,2-14 %) может быть обусловлена трещиноватостью в зоне перфорации. При дальнейшей эксплуатации скважины наблюдалось периодическое появление воды, что может быть связано с негерметичностью цементного моста или возможными заколонными перетоками.

**На скважине 1001.** Среднесуточный дебит жидкости до обработки КСПЭО-2 с целью интенсификации составом составлял  $11,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , сразу после проведения обработки отмечалось увеличение среднесуточного дебита до  $17 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , удельный объем кислотного раствора составил  $0,35 \text{ м}^3/\text{м.}$ , однако в последующие месяцы, дебит нефти стал снижаться, обводненность увеличилась до 3,3-8%. Продуктивный пласт скважины низкопроницаем ( $0,022 \text{ мкм}^2$ ). Вероятно, при малом объеме кислотного состава и низкой проницаемости глубина проникновения состава в пласт была незначительной вследствие воздействия подвергся отдельный, наиболее проницаемый интервал, из которого впоследствии и начала подтягиваться вода. В дальнейшем по скважине в течении года наблюдалось уменьшения коэффициента продуктивности, гидропроводности и проницаемости пласта, однако значения скин-фактора были отрицательные. Коллекторские свойства пласта ухудшались. Частично это ухудшение могло быть связано с некачественной промывкой скважины, отсутствие предварительной кислотной ванны, наличие АСПО в интервале перфорации.

**Скважина № 1002** На скважине при освоении была проведена соляно-кислотная обработка ( $0,7 \text{ м}^3/\text{м}$ ) с целью интенсификации. Скважина освоена с коэффициентом продуктивности  $23,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$ . Проницаемость и гидропроводность пласта и призабойной зоны после обработки одинаковы, что говорит об эффективности кислотной обработки.

**Скважина № 1003** При перфорации в ее нижней части вскрыт пласт, имеющий характеристику насыщения как нефть+вода, средняя нефтенасыщенность составляет 0,51. Исследования после кислотной обработки ( $0,8 \text{ м}^3/\text{м}$ ) показали, что коэффициент гидродинамического несовершенства имеет значение 1,94, что говорит о недостаточной эффективности обработки. Через два месяца после КО наблюдалось повышение обводненности, скважина остановлена с целью изоляции водопритока.

**На скважине 1004** с начальным безводным дебитом нефти  $14 \text{ м}^3/\text{сут}$  после проведения обработки составом КСПЭО-2 ( $1,1 \text{ м}^3/\text{м}$ ) с ДКВ (динамическая кислотная ванна) дебит нефти увеличился примерно в 2 раза, до  $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ , однако вскоре началось поступление в скважину пластовой воды. Предположительно причиной поступления воды является низкая нефтенасыщенность пласта (менее 50 %) в нижней части интервала открытого ствола.

**Скважина № 1005.** На скважине отмечается пониженная нефтенасыщенность пласта, соответственно менее 0,5, при освоении проведена одна обработка кислотным составом КСПЭО-2 ( $1,1 \text{ м}^3/\text{м}$ ). При исследовании установлен заколонный переток в нижнем интервале перфорации. Скважина была освоена с среднесуточным дебитом  $33 \text{ м}^3/\text{сут}$ . В дальнейшем из-за роста обводненности до 80% скважина остановлена.

**Скважина № 1006.** В скважине соляно-кислотная обработка ( $2 \text{ м}^3/\text{м}$ ) проведена после повторной перфорации ввиду изоляции водопритока, удельный объем кислотного состава  $2 \text{ м}^3/\text{м}$  эффективной толщины пласта. После освоения скважина проработала фонтаном 8 суток, в дальнейшем скважина остановлена из-за обводнения, 53 %. Причины обводнения могут быть следующие близкое расположение ВНК к интервалу перфорации, нарушение целостности цементного кольца вследствие многократного воздействия высокого давления в результате перфораций, наличие пропластка в котором нефтенасыщение составляет менее 53%.

Скважины 1003, 1004, 1005, 1006 находятся ближе к периферии залежи и испытывает наиболее активное влияние законтурных вод. На основании результатов исследования установлено, что в скважинах 1003, 1005, 1006, фильтрация жидкости из пласта в скважины происходит по отдельным высокопроницаемым пластам. Наличие низкой средней нефтенасыщенности или интервалов с низкой нефтенасыщенностью, высокопроницаемых интервалов, близость скважины по отношению к ВНК повлияло на динамику обводненности и соответственно на недостаточность эффекта по скважинам 1003, 1004, 1005, 1006. Низкую среднюю нефтенасыщенность имели скважины 1003 (52 %), 1006 (61 %). Скважины 1005 и 1004 имели в разрезе продуктивного пласта интервалы с низкой нефтенасыщенностью, менее 50 % . Поступление воды в скважины было обусловлено хорошей гидродинамической связью высокопроницаемых интервалов пласта и водонасыщенных, наличием низко нефтенасыщенных интервалов, а также ввиду не герметичности колонны или цементного камня (скважина 4, 1005, 1006).

По скважины 3, 9, 1002, испытывающих наименьшее влияние законтурных вод на технологический эффект повлияли порядковый номер кислотной обработки, эффективная толщина пласта и технология проведения КО (удельный объем, время выдержки на реакцию, концентрация, наличие промывки и предварительной кислотной ванны) .

#### **Библиографический список:**

1. Иконникова Л.Н. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти при соляно-кислотной обработке. Часть 1. Текст] / Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин // Нефтепромысловое дело. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина», 2019. – № 5. – С. 33–37
2. Иконникова Л.Н. Оценка дебита нефтяной скважины при изменении забойного давления относительно давления насыщения [Текст] / Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – Москва: ЗАО «Издательство» «Нефтяное хозяйство», 2018. – № 3. – С. 43–45
3. Иконникова Л.Н. Прогнозирование дебита скважины после соляно-кислотной обработки при забойном давлении ниже давления насыщения [Текст] / Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2013. – № 2. – С. 35–37

УДК 622.276, 4/553.982

#### **Технологические перспективы освоения ачимовского комплекса**

Мажренова Т. Т.<sup>1,2</sup>

*1 – Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия*

*2 – РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, Москва, Россия*

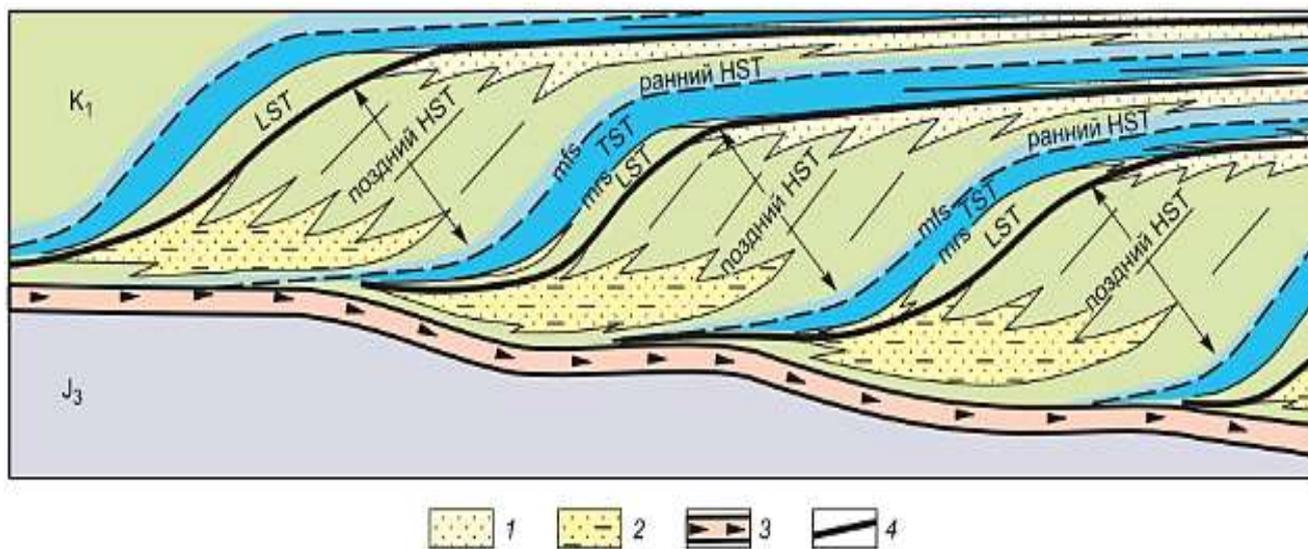
Введение.

На настоящий момент специалисты нефтегазовой области столкнулись с серьезными экономическими и технологическими вызовами, которые преподнесла трансформация сырьевой базы углеводородов РФ. Все большее количество запасов и ресурсов попадают в различные категории трудноизвлекаемых или занимают промежуточное значение между ТриЗ и традиционными углеводородами. Так, к трудноизвлекаемым приурочены запасы ачимовских отложений, имеющих мощность менее 10 м и проницаемость менее 2 мД. Ачимовские пласты, не попадающие по тем или иным причинам в эту категорию, также обладают крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой степенью неоднородностей (макро- и микронеоднородностей). Ачимовские отложения имеют широкое, но не повсеместное распространение на территории Западно-Сибирской НГП, и представляют большой интерес для промышленной разработки. Однако, как и все геологические объекты сложного строения требуют дополнительное и всестороннее изучение и инновационные подходы в разработке. Традиционные методики и подходы, эффективность которых была многократно подтверждена на практике, могут не оказывать необходимого воздействия применительно к сложным объектам или требовать серьезных модификаций. Более сложные технологии, адресные подходы, детальное изучение и многовариантное моделирование – те инструменты, которые могут повысить эффективность разработки ачимовского комплекса в перспективе, но требуют значительных капитальных и текущих вложений. Таким образом, перед отраслевыми специалистами стоит задача в разработке эффективных стратегий для рентабельной разработки ачимовской толщи. Накопление опыта в Западной Сибири также может в будущем стать фундаментом для освоения схожих по сложности строения и неоднородности объектов в других нефтегазодобывающих провинциях.

Генезис и геологическое строение трубидитных конусов выноса.

Структурные и тектурные особенности ачимовского комплекса обусловлены спецификой формирования отложений. Образовалась ачимовская толща в берриасском веке нижнемеловой системы. На территории нынешней Западной Сибири находилось обширное палеоморе, глубина которого в центральной части превышала 100 м [2]. В условиях регрессии

бассейна и активного орогенеза, происходил вынос терригенного материала мутьевыми потоками. Мутьевой поток – это дисперсная система, вода, насыщенная различными минералогическими фракциями, способная за счет повышенной плотности развивать большие скорости. Быстрые потоки прорезали каналы в шельфовых отложениях, терригенная взвесь в небольших количествах осаждалась по мере продвижения, а основная масса оказывалась вынесена на склон и подножие материкового шельфа. Геологические объекты, образовавшиеся в результате, называются турбидитными конусами выноса и относятся к глубоководным морским фациям. Конусы выноса имеют клиноформенное строение, что отчетливо видно на продольных геологических разрезах. На рисунке 1 приведена сиквенс-стратиграфическая модель формирования неоконских отложений Западной Сибири. Процессы осадконакопления происходили в условиях сменяющих друг друга циклов трансгрессии и регрессии моря.



LST – низкое стояние, HST – высокое стояние, K1 – нижний мел, J3 – верхняя юра

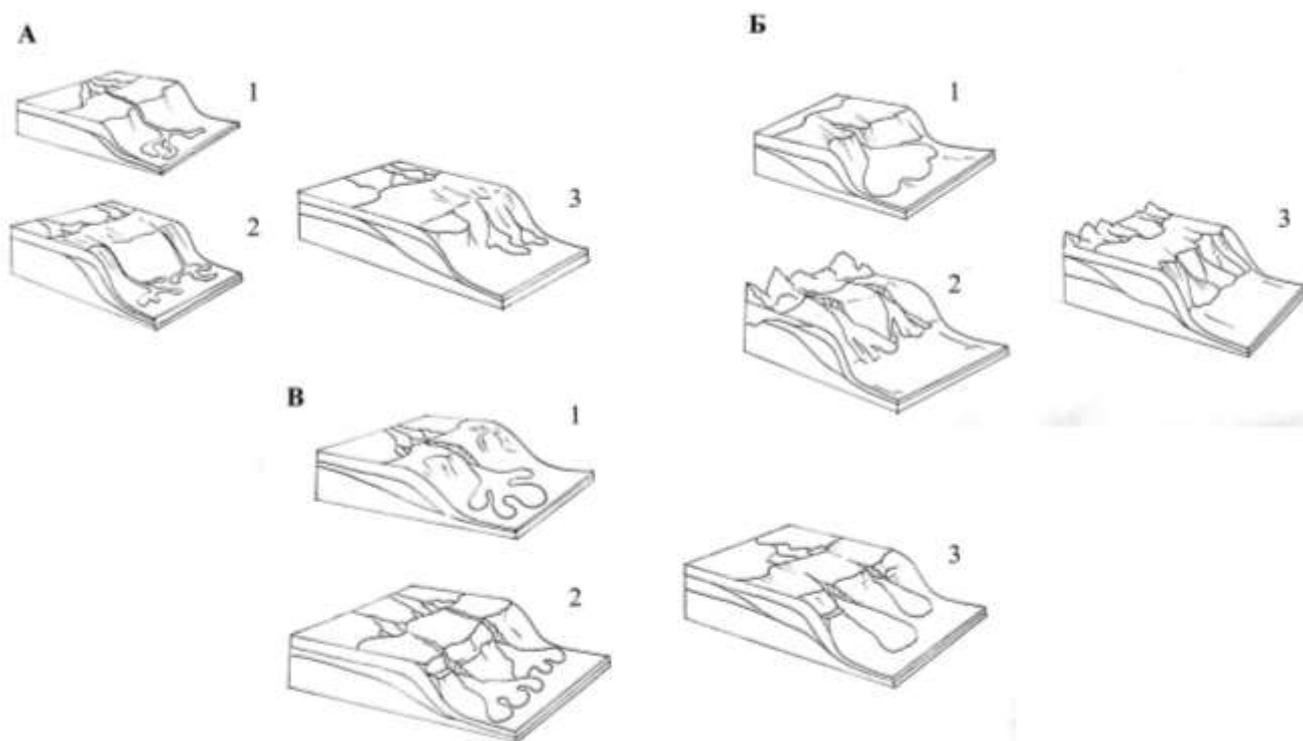
Рисунок 1 – Сиквенс-стратиграфическая модель

Конечно, представление ачимовских отложений в виде конических тел очень условно в связи с большой вариативностью пространственного геометрического строения геологических тел на практике. Такие различия обусловлены контекстом формирования – совокупностью различных палеофакторов, таких как глобальные и локальные эвстатические колебания, гидрологический режим бассейна, рельеф дна бассейна, объем потока, его вещественный состав, количество питающих источников и т.д. Таким образом, турбидитные конуса выноса могут иметь неправильную разветвленную форму, отличаться по мощности и протяженности. На сегодняшний день не существует единой классификации турбидитных конусов выноса из-за их многообразия. Помимо этого, существуют различия в строении и распределении терригенного материала в современных и ископаемых конусах выноса [1, 5].

Турбидитный конус выноса состоит из ряда морфологических элементов различного порядка. Так, первично геологическое тело можно разделить на основную часть – сам конус выноса, и питающий каньон. Конус выноса в свою очередь подразделяется на три зоны: проксимальную, среднюю и дистальную части, для каждой из которых характерны свои структурные и текстурные особенности. Также в рамках турбидитной системы можно выделить такие морфологические элементы, как каналы тока, песчаные фаны (валы) и шлейфы. По классификации Г.Рединга и М.Ричардса турбидитные конуса выноса можно подразделить на группы по двум признакам:

- По размеру частиц (песчаные, песчано-глинистые, глинистые и гравелитовые)
- По количеству источников питания

Крупные гравелитовые частицы в основном характерны для области питающего каньона и частично для проксимальной части конуса выноса. На рисунке 2 представлены типы конусов выноса по классификации Рединга-Ричардса.



А – преобладают глинистые частицы; Б – песчано-глинистый комплекс;  
 В – преобладают песчаные частицы. 1 – точечный источник питания,  
 2 – несколько источников питания, 3 – линейный источник питания.

Рисунок 2 – Классификация турбидитных конусов выноса по Редингу-Ричардсу  
 (выполнила Мажренова Т.Т.).

Состав терригенного материала, находящегося в потоке, существенно влияет на плотность потока и, как следствие, на его энергетическую характеристику. Мутьевой поток с преобладанием глинистого материала будет развивать меньшие скорости (преобладание легких пелитовых частиц), чем поток с существенным преобладанием песчаного материала. Геометрия геологических тел, как следствие, также будет различна. В работе [4] авторы проводят всестороннее изучение темы образования современных и ископаемых конусов выноса. В рамках изучения Западно-Сибирских турбидитных систем используются следующие основные методы:

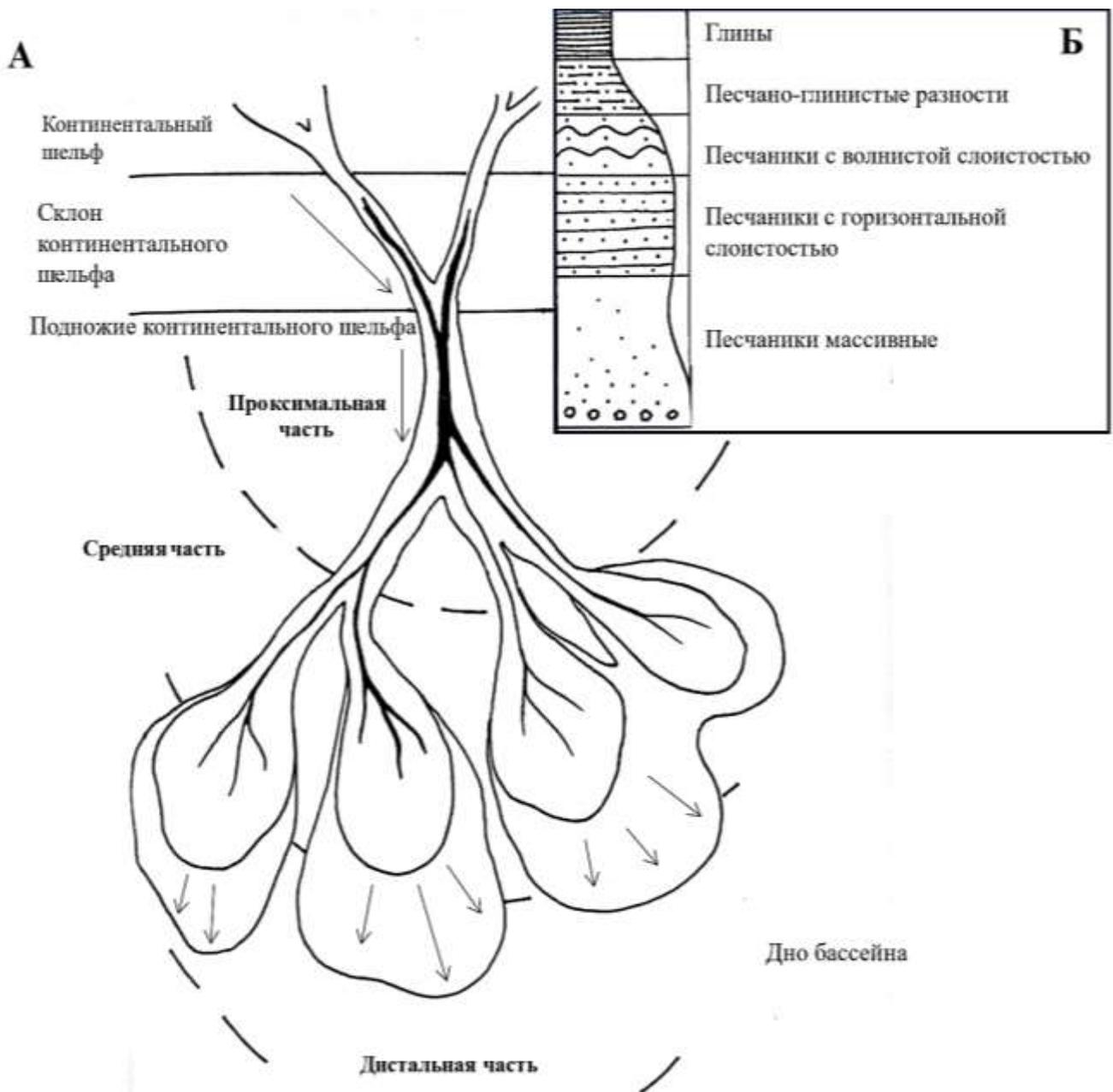
- Сейсмические данные
- Анализ текстур и слоистости
- Палеодинамические реконструкции по методу Г.Ф. Рожкова
- Электрометрическая геология (электрометрические модели фаций континентального склона и дна бассейна)

Эти и другие методы позволяют произвести восстановление обстановки осадконакопления, уточнить строение, геолого-физические характеристики объекта и их пространственное распределение. Однако недостаток релевантных данных особенно актуальная проблема для объектов разработки старого фонда. В прошлые десятилетия вопрос об истощении традиционных запасов УВС не стоял остро и продуктивные горизонты, приуроченные к отложениям ачимовской толщи, слабо изучались. Тем не менее, в настоящее время становится все более очевидно, что проектирование разработки сложных геологических объектов требует наличия и расширения фундаментальной всесторонней базы знаний о формировании и строении объекта.

Оптимизация сетки скважин и гидроразрыв пласта.

При освоении низкопроницаемых коллекторов широко применяются разбуривание сложных наклонно-направленных и горизонтальных скважин, различные модификации гидроразрыва пласта, а также стандартные ГТМ, такие как обработки призабойной зоны пласта. Однако эффективность этих методов во многом зависит от схемы разбуривания объекта

разработки из-за высокой степени неоднородности. Процесс фильтрации в неоднородных пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами усложняется, зона дренирования эксплуатационных скважин уменьшается из-за невысоких значений гидро- и пьезопродности. В работе [2] специалистами компании Shlumberger были рассмотрены особенности разбуривания оползневых отложений неоконских клиноформ Западной Сибири. Подобные отложения также имеют сложное строение и требуют дополнительного уточнения геологических моделей. Проблема отложений подобного характера в том, что общепринятые подходы не позволяют с достаточной степенью детализации отразить структурные особенности объекта разработки и спроектировать эксплуатационную сетку скважин оптимальным образом. Подобные тенденции просматриваются также в случае с ачимовским турбидитным комплексом. На рисунке 3а представлена условная зональная схема турбидитного конуса выноса, отражающая некоторые общие структурные особенности этих геологических тел. На рисунке 3б представлен цикл Боума для шлифовых отложений.



А – условная зональная схема турбидитного конуса выноса;  
 Б – цикл Боума.

Рисунок 3

В пределах турбидитного конуса выноса и его морфологических элементов могут многократно повторяться циклы Боума для морских отложений, а также нарушаться. Эти циклы обусловлены определенными изменениями условий осадконакопления и воздействием внешних сил. В рамках ачимовских турбидитов могут встречаться незавершенные циклы Боума. Проксимальная часть турбидитного конуса соединяется с питающим каньоном и представлена прилегающими к нему областями, как правило характеризуется лучшими ФЕС. Средняя (или медиальная) часть представляет из себя сеть питающих каналов и валы, сформированные осадочным материалом. Дистальная часть конуса выноса представлена шлейфами песчаного материала с большим преобладанием глин, переходящих в фации морского дна. Сложности с детализацией строения ачимовских конусов выноса также определяют внешние геологические факторы, изменяющие геометрию тела. Например, оползневые процессы, литологические выклинивания и замещения. Таким образом, объект разработки будет представлять из себя сложную неоднородную систему, требующую оптимизацию сетки скважин по детальному строению (положению наиболее продуктивных линз или участков коллекторов) [3, 4, 6]. Расстояние между скважинами и их взаимное расположение значительным образом влияют на эффективность процесса разработки. Имеет смысл рассмотреть вариант ориентировки сетки скважин по направлению питающего каньона и питающих каналов, с уплотнением в области песчаных валов медиальной части турбидитного конуса выноса. При этом, горизонтальные участки скважин необходимо ориентировать по направлению регионального стресса. Необходимо создать комплексную систему, включающую в себя блоки с индивидуальным размещением эксплуатационных скважин. Основываясь на морфогенетических особенностях комплекса, стоит рассмотреть разбиение на блоки в зависимости от частей турбидитного конуса выноса. То есть, на проксимальный, медиальный и дистальный блоки. Добывающие скважины, в зависимости от толщины коллекторов и взаимного расположения пропластков должны быть сложного профиля – многоствольные, многозабойные и горизонтальные. Система разработки ачимовских отложений должна представлять из себя единую энергетическую сеть, учитывающую при этом внутреннюю вариативность объекта разработки (рис. 4).



Рисунок 4 - Концептуальная схема блоков

#### Выводы.

Совокупность морфогенетических и геолого-физических свойств делают ачимовский комплекс сложным для освоения объектом, требующим применения новых методов и подходов к разработке углеводородного сырья. В предстоящие для специалистов отрасли задачи входит комплексирование и систематика знаний о формировании и строении турбидитных конусов неокомского клиноформенного комплекса Западной Сибири, поиск и изучение закономерностей распределения геолого-физических свойств в рамках ачимовских конусов выноса, моделирование оптимальных сеток скважин и диагностика трещин гидроразрыва пласта акустическими и гравитационно-магнитными методами. Таким образом, разработка адресных стратегий, ориентированных на уникальные особенности продуктивного объекта, является первостепенной задачей на сегодняшний день.

### Библиографический список:

1. Вахитова, Г. Р. Уточнение петрофизической модели ачимовских отложений на основе фациального анализа условий осадконакопления / Г. Р. Вахитова, А. А. Казарян, Т. Ф. Хайбуллин // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6, № 4. – С. 22-31. – DOI 10.51890/2587-7399-2021-6-4-22-31. – EDN GZQRDF.
2. Геологическое строение и особенности разбуривания оползневых отложений неокомских клиноформенных комплексов / И. А. Курасов, Д. В. Романов, К. А. Хасанова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 2(267). – С. 47-52. – EDN GYLJWH.
3. Мажренова, Т. Т. Необходимость выявления адресных стратегий разработки Ачимовского комплекса / Т. Т. Мажренова, А. Х. Шахвердиев // Молодые - Научкам о Земле: Материалы XI Международной научной конференции. В 5-ти томах, Москва, 03–04 апреля 2024 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, 2024. – С. 124-127. – EDN BVQYAO.
4. Мажренова, Т. Т. Особенности разработки ТРИЗ Ачимовской толщи на месторождении "N" / Т. Т. Мажренова // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 65, № 4. – С. 81-88. – DOI 10.32454/0016-7762-2023-65-4-81-88. – EDN NOVPGT.
5. Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения / А. В. Мезенцева, Р. П. Байков, К. В. Зверев [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14, № 3. – С. 12. – DOI 10.17353/2070-5379/34\_2019. – EDN ZVACCX.
6. Шахвердиев, А. Х. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа / А. Х. Шахвердиев, С. В. Арефьев // Вестник РАЕН. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 3-19. – DOI 10.52531/1682-1696-2024-24-4-3-19. – EDN SPKAWD.

УДК [553.981+553.982.2](470.630)

### Оценка снижения пластового давления для коллекторов сложного строения на примере месторождения Петровско-Благодарненского Ставропольского края

Конечный К. А., Ксёنز Т. Г.

*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия*

Петровско-Благодарненское месторождение было открыто в 1958 г., затем в 1968 г. введено в опытно-промышленную эксплуатацию, объект имеет сложный глинистый коллектор, требующий особого подхода к изучению динамики пластового давления. Разведочными скважинами вскрыт комплекс пород от палеозойского до четвертичного возраста. Залежи приурочены к песчано-алевролитовым пластам вехнемайкопской серии, залегающим на глубинах от 220 до 570 м. Продуктивные пласты-коллекторы представлены породами, относящимися к классу поровых алевролито-глинистых коллекторов с дисперсным распределением глинистого материала. В западной части площади отмечается заметное увеличение глинистости пластов. В разрезе увеличивается количество тонких прослоев глин. Гранулометрический состав алевролитов пластов показывает, что содержание алевролитовой фракции изменяется от 50,7 до 87,6%, глинистая фракция от 47,2 до 23%.

Основные характеристики пластов месторождения: начальное пластовое давление 2,29 МПа, открытая пористость пласта 32 %, проницаемость пласта  $78 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , температура 36 °С, коэффициент расчленённости 1,43, коэффициент пористости 0,33, коэффициент песчаности 0,69, глинистость от 8 до 75%.

По состоянию на 01.01.2020 в пределах Петровско-Благодарненского месторождения пробурено 143 скважины: 20 из них разведочные, 123 эксплуатационные. Действующий фонд составляет 95 скважин. Замеры пластовых давлений по данным скважинам составляют от 2 до 5 % в год по эксплуатационному фонду скважин, замеры проводились на устьях газовых скважин и затем проводились расчеты пластового давления.

Используя данные по замерам пластового давления, построены графики зависимостей изменения пластового давления и отборов газа в течение времени для каждой скважины. Применяя метод построения экспоненциальных линий тренда и выведенных функции, получаем формулу для расчета давления на каждый год эксплуатации скважины [1].

Скважина 35 вскрывает I-IV пласты, а скважина 34 – I, II, III пласты. Резкое падение пластового давления в период с 1969 по 1999 гг. обусловлено высоким темпом отборов газа из пластов. Далее происходит падение отборов и, следовательно, уменьшение падения пластового давления. В обеих скважинах наблюдается увеличение пластового давления в период с 2007 по 2019 гг. (рисунок 1).

Скважина 45 вскрывает I и II пласты, введена в эксплуатацию в 1970 г. Наблюдается резкое падение пластового давления с 1970 по 1983 гг. из-за высоких темпов отбора газа. Далее с 1983 по 2023 гг. пластовое давление снижается медленнее. Максимальный годовой отбор газа составил 12,660 млн м<sup>3</sup> в 1973 г. На данной скважине наблюдается самый высокий годовой отбор по сравнению с остальными скважинами месторождения. Скважина 29 вскрывает также I и II пласты. В период с 2011 по 2022 гг. давление оставалось приблизительно на одном уровне, при этом среднее значение годового отбора газа составляет 0,25 млн м<sup>3</sup> газа в год (рисунок 2).

Используя формулу для расчета средневзвешенного пластового давления, произведен расчет на период с 1968 по 2020 гг. [2]:

$$\tilde{P}_{\text{ср.вз.}} = \frac{\sum_{j=1}^n P_i^j Q_i^j}{\sum_{j=1}^n Q_i^j}, \quad (1)$$

где  $\tilde{P}_{\text{ср.вз.}}$  – средневзвешенное давление по скважине на конец года, МПа;

$i$  – расчётный год, гг.;

$j$  – номер скважины;

$P$  – пластовое давление на конец расчётного года по скважине, МПа;

$Q$  – дебит скважины за год, млн м<sup>3</sup>.

Снижение средневзвешенного пластового давления, которое на 2020 г. составляет 0,93 МПа, в целом по месторождению снижается равномерно. Годовой отбор газа на 2020 г. составляет 16,211 млн м<sup>3</sup> газа (рисунок 3). Для большей наглядности изменения пластового давления по линии скважин были построены схемы изменения пластового давления.

Скв. 36 была введена в эксплуатацию в 1970 г., скв. 35, 33 в 1968 гг., поэтому в скв. 36 пластовое давление выше по сравнению с остальными скважинами. В целом снижение пластового давления по скважинам, расположенным в восточной части месторождения, соответствует отборам газа по скважинам. Пластовое давление на скв. 26 и 29 не изменяется в период с 2010 по 2020 гг., что говорит о действии пластовых вод на данные скважины. В остальных рассматриваемых скважинах пластовое давление снижается на протяжении всего времени разработки месторождения (рисунок 4).

Скв. 12 Бл была первой введена в эксплуатацию в 1967 г., поэтому давление в ней падает быстрее. В целом давление по всей линии скважин снижалось равномерно. Падение пластового давления в период с 1970 по 1980 гг. соответствует высоким темпам отбора газа. В период с 1980 по 2020 гг. снижение давления незначительно по всем рассматриваемым скважинам из-за низких темпов отбора газа из пластов. Пластовое давление в скв. 97 не изменяется в период с 2010 по 2020 гг. и составляет 0,92 МПа (рисунок 5).

Исходя из проведённого анализа результатов промысловых исследований скважин Петровско-Благодарненского месторождения, можно сделать следующие выводы:

- средневзвешенное пластовое давление на данном объекте снизилось с 2,29 до 0,93, что составляет 60 % от начального пластового давления;
- повышение пластового давления по скважинам свидетельствует о действии режима уплотнения породы с водонапорным режимом.

По результатам исследования рекомендуется:

- проводить замеры пластового давления 20% фонда скважин в год (раз в 5 лет на каждой скважине). Для более точного определения пластового давления рекомендуется проводить замеры глубинными манометрами;
- осуществлять контроль над движением ГВК в северо-западной и юго-восточной части месторождения;
- поддерживать работоспособное состояние скважин путем промывки песчано-глинистых пробок и соблюдения технологического режима работы скважин.

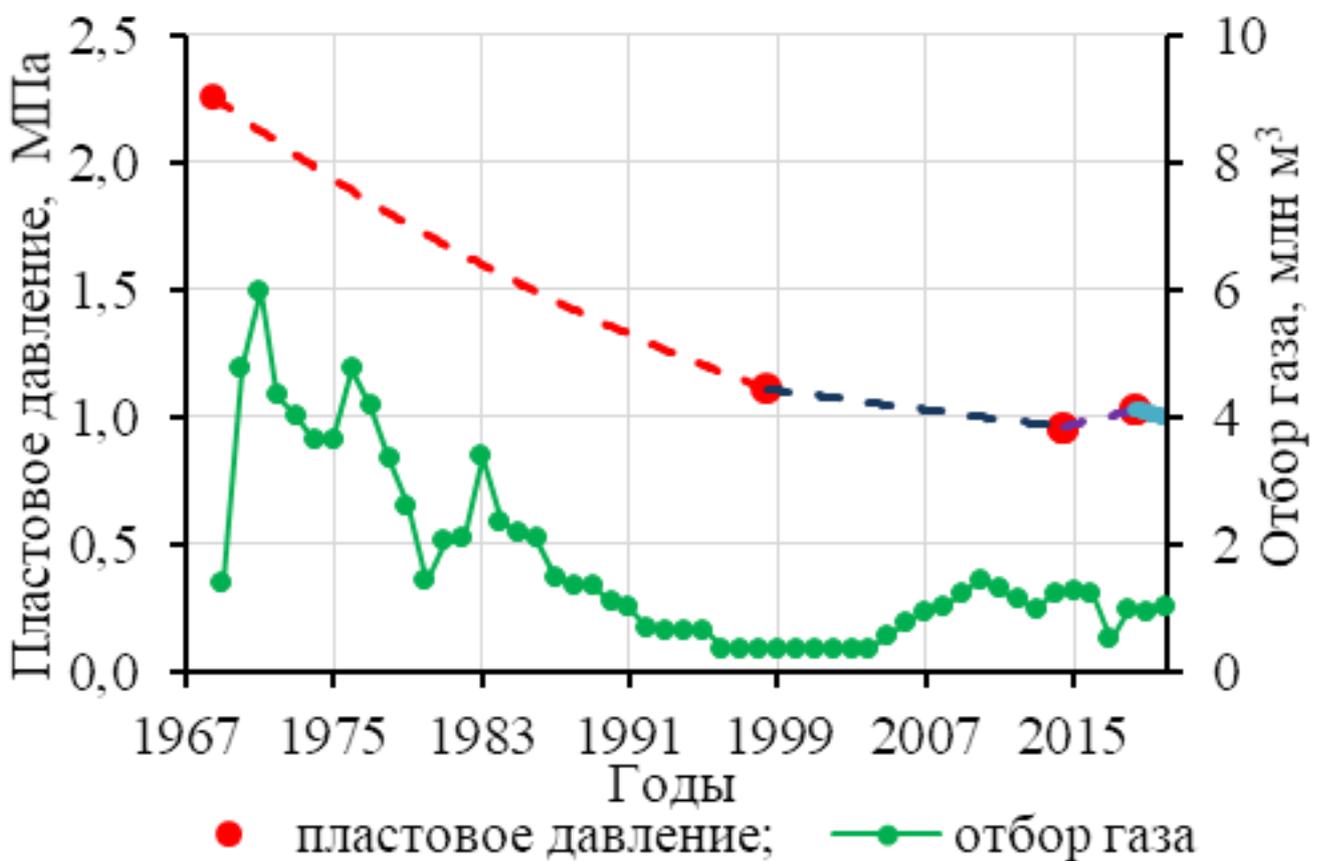
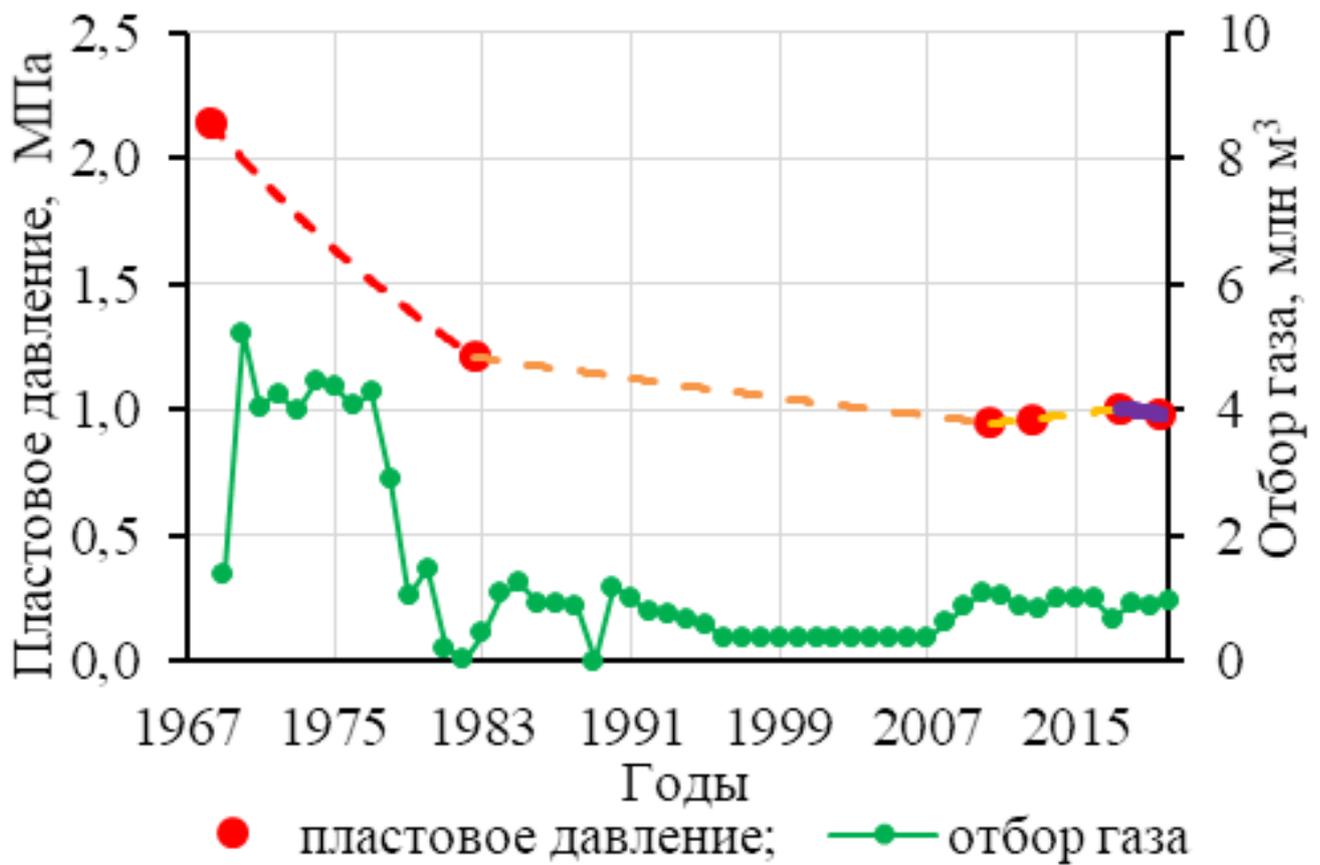


Рисунок 1 – Снижение пластового давления на примере скважин 35 и 33

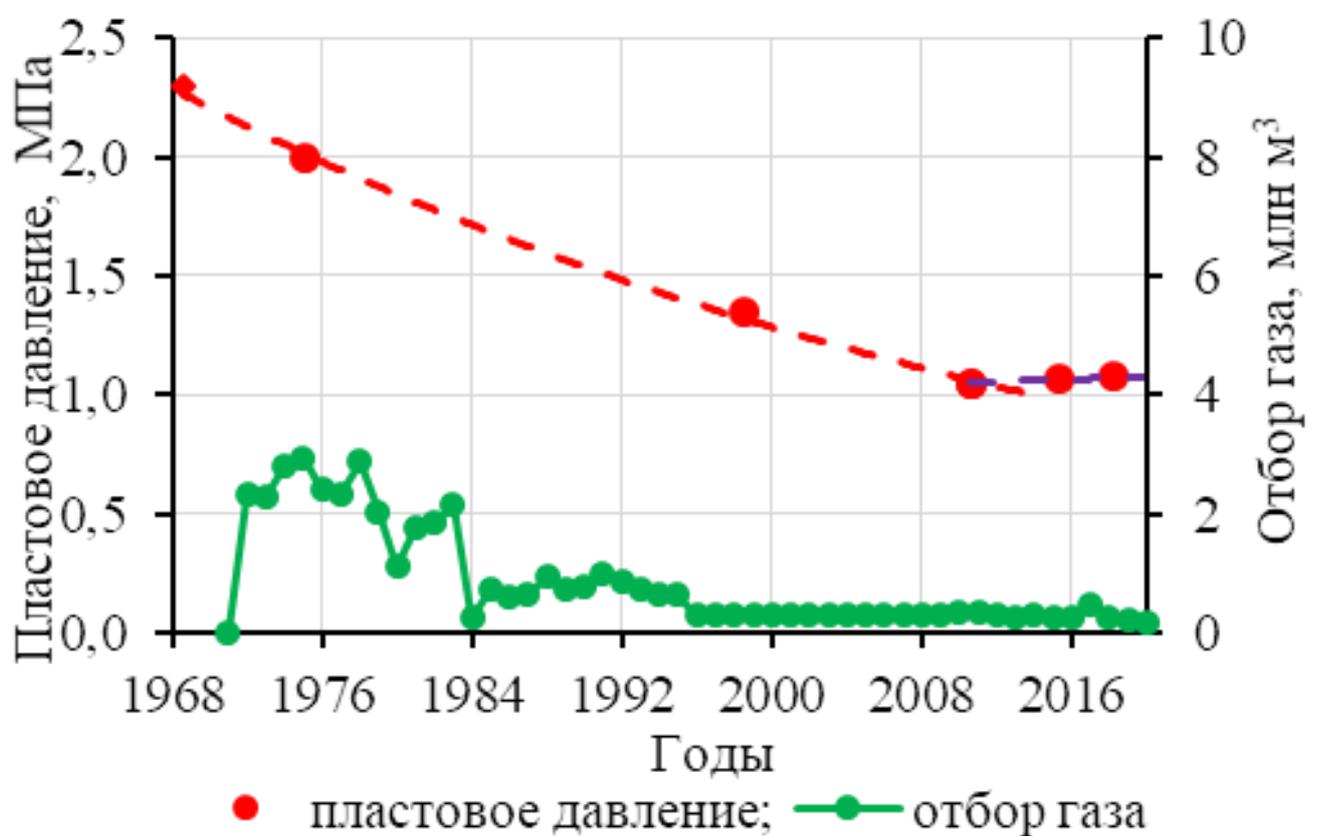
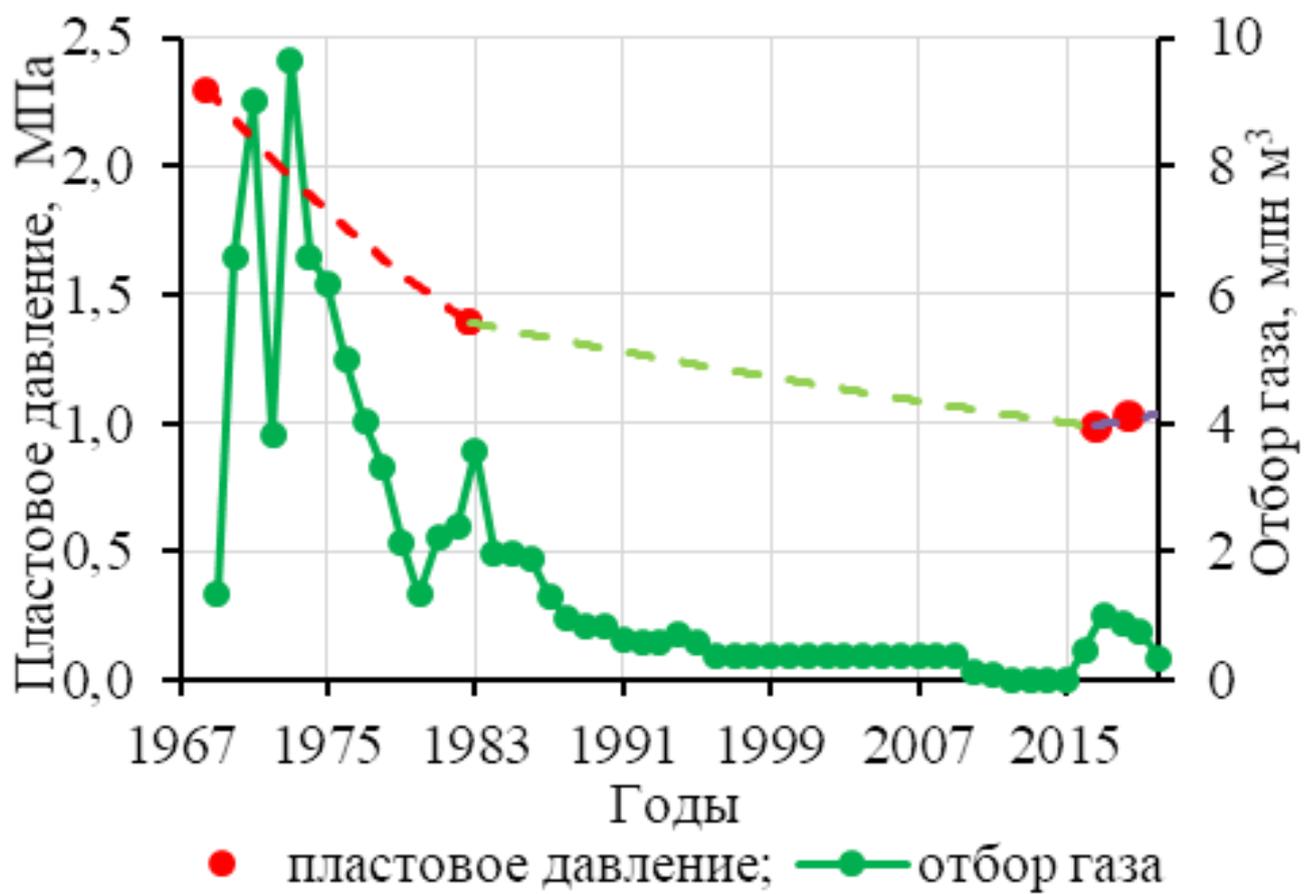


Рисунок 2 – Снижение пластового давления на примере скважин 45 и 29

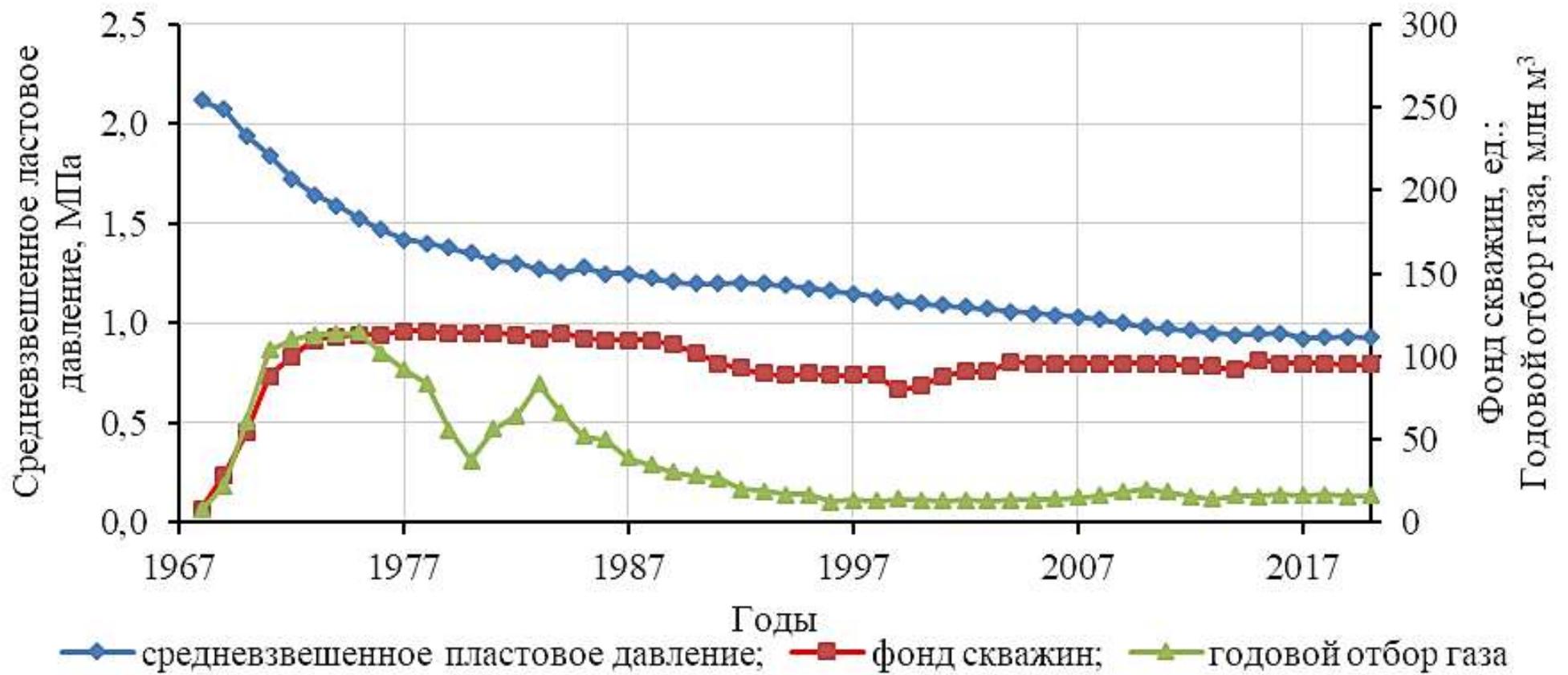


Рисунок 3 – График средневзвешенного пластового давления

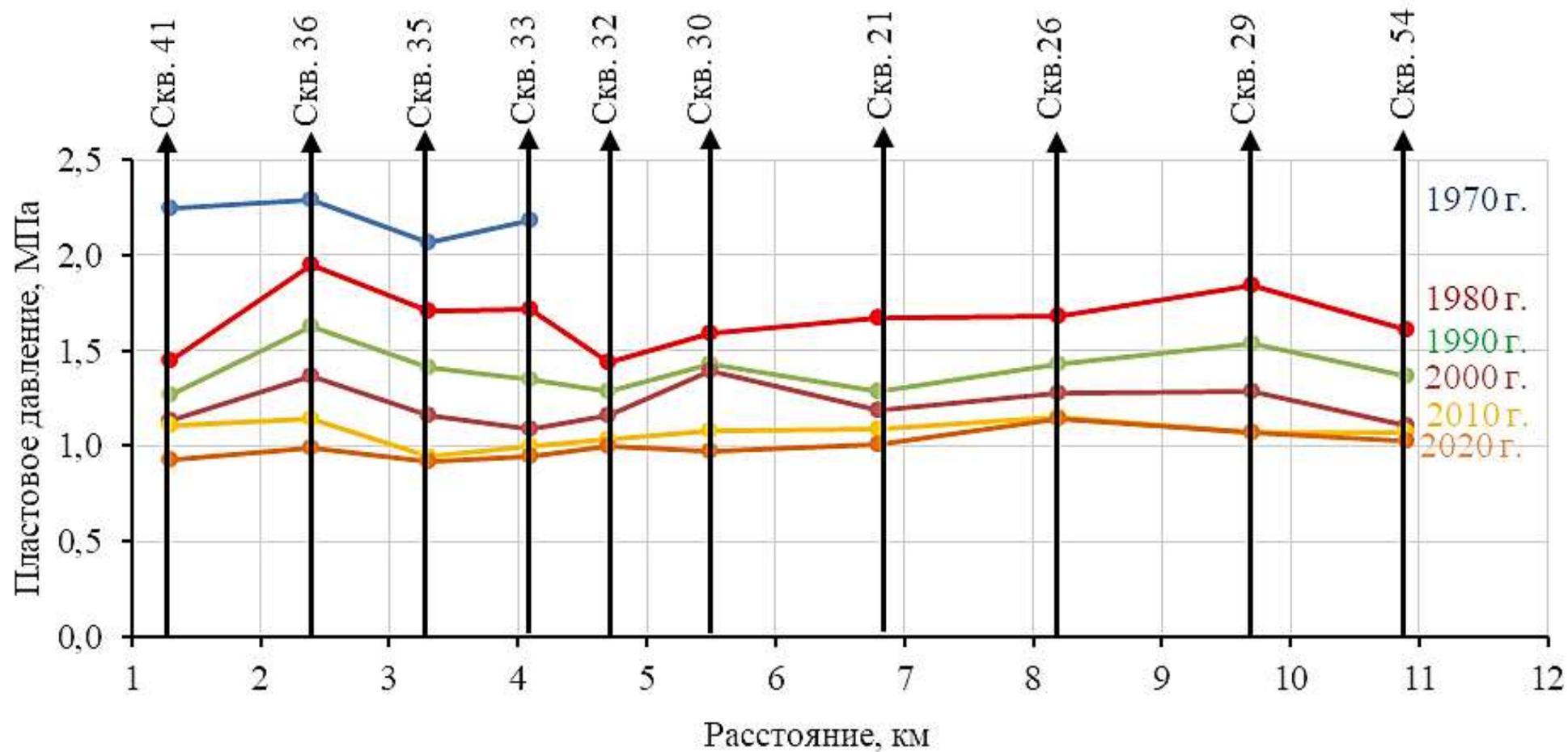


Рисунок 4 – Схема изменения пластового давления в восточной части месторождения

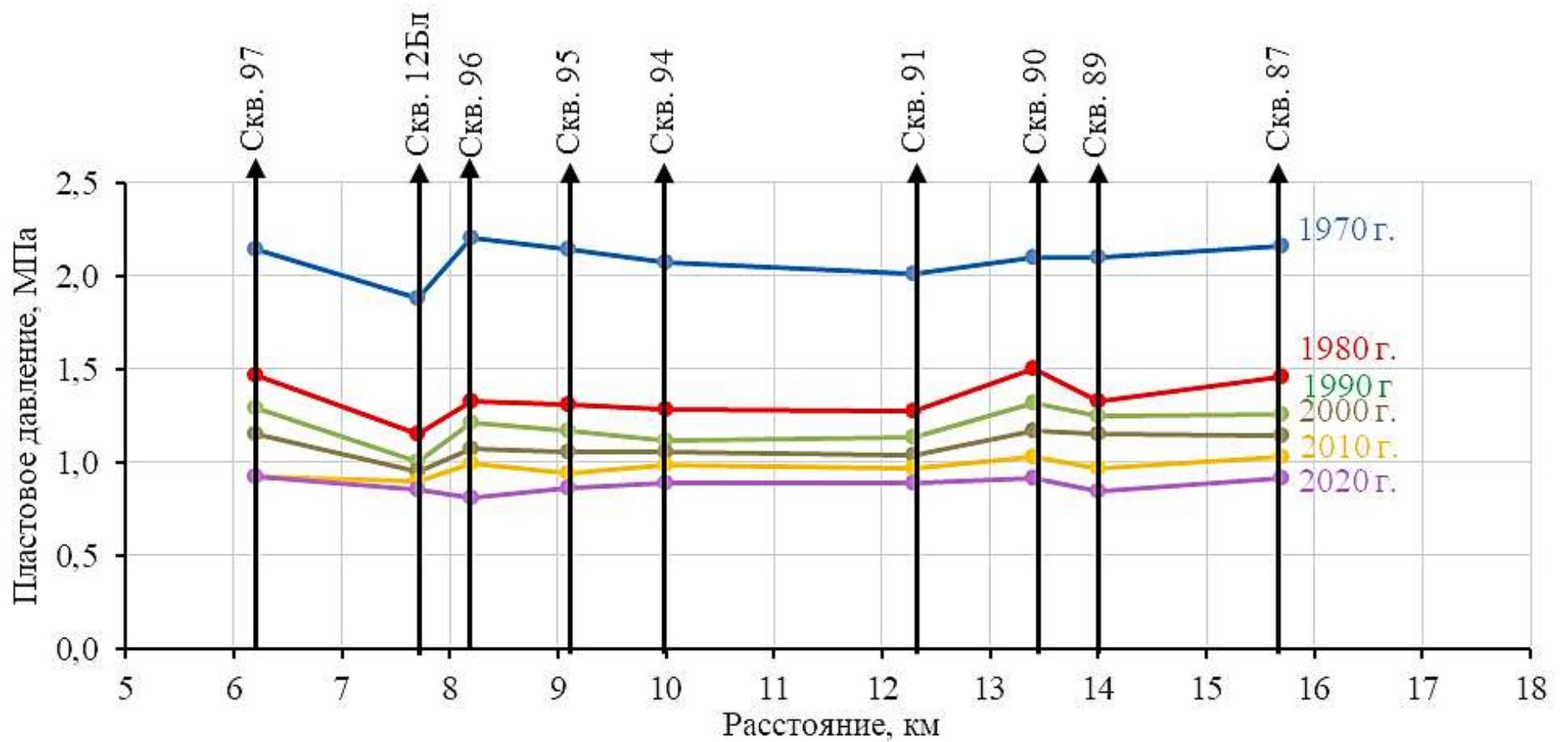


Рисунок 5 – Схема изменения пластового давления в средней части месторождения

## Библиографический список:

1. Карнаухов, М. Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин / М. Л. Карнаухов, Е. М. Пьянкова. Москва: Инфра-Инженерия, 2022. 432 с.
2. Зотов, Г. А. и др. Методические указания по применению инженерных методов расчёта технологических и технико-экономических показателей разработки газоконденсатных месторождений при различных способах из разработки. Москва: ВНИИГАЗ, 1988. 214 с.

УДК 622.691.2:543.06(045)

### Обеспечение аналитического химического контроля за ходом эксплуатации подземных хранилищ газа: проблемы и решения

Муравьёв В. А.<sup>1,2</sup>, Терентьев М. Г.<sup>2</sup>, Волков А. Н.<sup>2</sup>

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

*2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия*

Подземным хранилищем газа (ПХГ) называется комплекс инженерно-технических сооружений, входящий в общую систему газодобычи и предназначенный для временного хранения природного газа [1]. Одними из главных проблем, которые могут возникнуть в ходе его эксплуатации, являются утечки и перетоки продукции, возникающие по различным геологическим и технологическим причинам.

На данный момент наблюдения за герметичностью пласта-коллектора проводят промысловыми, геофизическими, гидрохимическими и аналитическими методами. Помимо классических приемов гидрогеохимических исследований, предложено использовать вещества маркеры, которые будут введены в подготовленный к закачке газ и позволят отследить направления утечек [2]. В качестве маркеров рационально использовать технологические реагенты, которые уже используются при подготовке газа к транспортировке и хранению, и при этом не встречаются в природе. Такими веществами являются метанол, моно- и диэтиленгликоль, применяемые в качестве ингибиторов гидратообразования и для осушки и очистки газа. Преимущество этих веществ в том, что при контакте газа и воды, благодаря их неограниченной растворимости в последней, они практически полностью переходят в жидкую фазу. Поэтому направления утечек и перетоков при их наличии удобно отслеживать при помощи вызова притока воды к наблюдательным скважинам, забойная зона которых находится в вышележащих водоносных горизонтах.

Актуальной проблемой является подбор нормативного документа, обеспечивающего необходимо-низкий предел обнаружения. Среди существующей нормативной базы не обнаружено методик, позволяющих обеспечить необходимую чувствительность, например, нижний предел определения метанола в воде по ПНД Ф 14.1:2:4.201-03 (издание 2022 г.) составляет 0,5 мг/мд<sup>3</sup> [3]. Глобальной целью исследований является разработка методики аналитического контроля за содержанием технологических реагентов с низким и сверхнизким пределом обнаружения. Данная работа является промежуточной и её целью является разработка рекомендаций по подготовке проб к анализу, в частности устранение мешающего влияния солей и углеводородов.

Ввиду следового количества метанола, моно- и диэтиленгликоля в исследуемых флюидах рассмотрены методы анализа, позволяющие с достаточной чувствительностью определять указанные аналиты в воде. На данный момент известно большое количество методов анализа, позволяющих определить указанные компоненты, однако наиболее перспективным является хроматографический метод. Достоинствами метода являются экспрессность, воспроизводимость, низкий предел обнаружения, а также широкая распространенность оборудования в аналитических и промышленных лабораториях [4].

Ввиду значительного различия физико-химических свойств между метанолом и моно- и диэтиленгликолем в данной работе проводились исследования по подготовке проб водных растворов метанола.

Исследования проб воды проводились с использованием хроматографа Кристалл 9000 с детектированием на пламенно-ионизационном детекторе в режиме программирования температуры. Хроматограф оснащен капиллярной колонкой CR-5, в качестве газа-носителя выступает азот.

По результатам исследований проб пластовой воды были установлены два основных мешающих фактора при определении метанола:

- присутствующие в пробах воды растворенные углеводороды, искажающие результат анализа из-за перекрытия аналитического сигнала определяемого компонента;
- растворенные соли, которые прямого влияния на результат анализа не оказывают, однако ввиду своей нелетучести, способны формировать отложения на стенках испарителя в хроматографе, а также кристаллизоваться и закупоривать хроматографическую колонку, тем самым приводя её в негодность.

Для устранения мешающего влияния указанных факторов в пробах воды существуют различные методические подходы, среди которых простыми и эффективными являются разбавление, ионообменная хроматография, парофазовый анализ, дистилляция.

Экспериментально были изучены все предложенные методические подходы, однако ввиду разных обстоятельств не все методы позволили добиться желаемого эффекта. Разбавление не позволяет полноценно избавиться от мешающих факторов, а лишь уменьшить их влияние. К тому же при низком содержании аналита в пробе разбавление может привести к уменьшению аналитического сигнала ниже предела обнаружения.

Ионообменная хроматография позволила эффективно очистить водные растворы от растворенных солей, однако, только в случае низкоминерализованных растворов. При пропускании через ионообменную колонку раствора с содержанием солей более 40 г/дм<sup>3</sup> происходило разложение ионообменной смолы. Также возникли трудности с регенерацией ионита, поэтому было принято решение отказаться от данного метода.

Парофазовый анализ подразумевает под собой нагревание пробы до температуры выше температуры кипения определяемого компонента, тем самым переводя его в газообразное состояние. Отбор пробы пара проводится газоплотным шприцом, предварительно нагретым до той же температуры, что и проба. Для получения воспроизводимых результатов анализа в данном случае необходимо специальное оборудование.

Свою эффективность показал метод простой дистилляции, суть которого заключается в очистке раствора от нелетучих и труднолетучих примесей путем его нагревания до кипения и последующем отборе конденсированных паров.

Для оценки эффективности дистилляции исследование проводилось в несколько этапов – сначала на модельных растворах метанола в воде, затем на реальных пробах воды с ПХГ. При приготовлении модельных растворов использовались государственные стандартные образцы метанола 99,9 %, растворы были приготовлены весовым методом.

Для проведения дистилляции раствор метанола в воде объемом 250 см<sup>3</sup> был помещен в круглодонную колбу, присоединенную к прямому холодильнику, на входе в который располагался термометр для контроля температуры паров. Раствор нагревался до кипения, нагрев останавливался после получения 80 – 85 см<sup>3</sup> жидкости в приемной колбе. Затем полученный дистиллят доводили до 100 см<sup>3</sup> для создания воспроизводимых условий и анализировали на хроматографе.

Первая серия растворов имела целью подтвердить количественный перенос определяемого компонента из исследуемого раствора в дистиллят. На рисунке 1 приведена гистограмма, показывающая сопоставление расчетной концентрации метанола после дистилляции и результата анализа. Расхождение между этими величинами не превышает 10 % от расчетной концентрации. Величина расхождения находится в пределах погрешности методики измерений [3], что говорит о количественном переносе определяемого компонента в процессе перегонки. При этом нижний предел определения был расширен до 0,05 мг/дм<sup>3</sup>.

Следующая серия экспериментов направлена на демонстрацию способности дистилляции к очистке анализируемых систем от растворенных солей. Модельные растворы имели начальное содержание NaCl 50 г/л. Установлено (рисунок 2), что растворы после дистилляции показывают снижение минерализации на более чем 99 % от изначальной величины. Результат хроматографического анализа демонстрирует, что расхождение между полученной и расчетной концентрацией метанола в исходном растворе, как и ранее, не превышает 10 % от расчетной концентрации. Можно утверждать, что дистилляцией достигается почти полное отделение солей от раствора метанола без потери аналита.

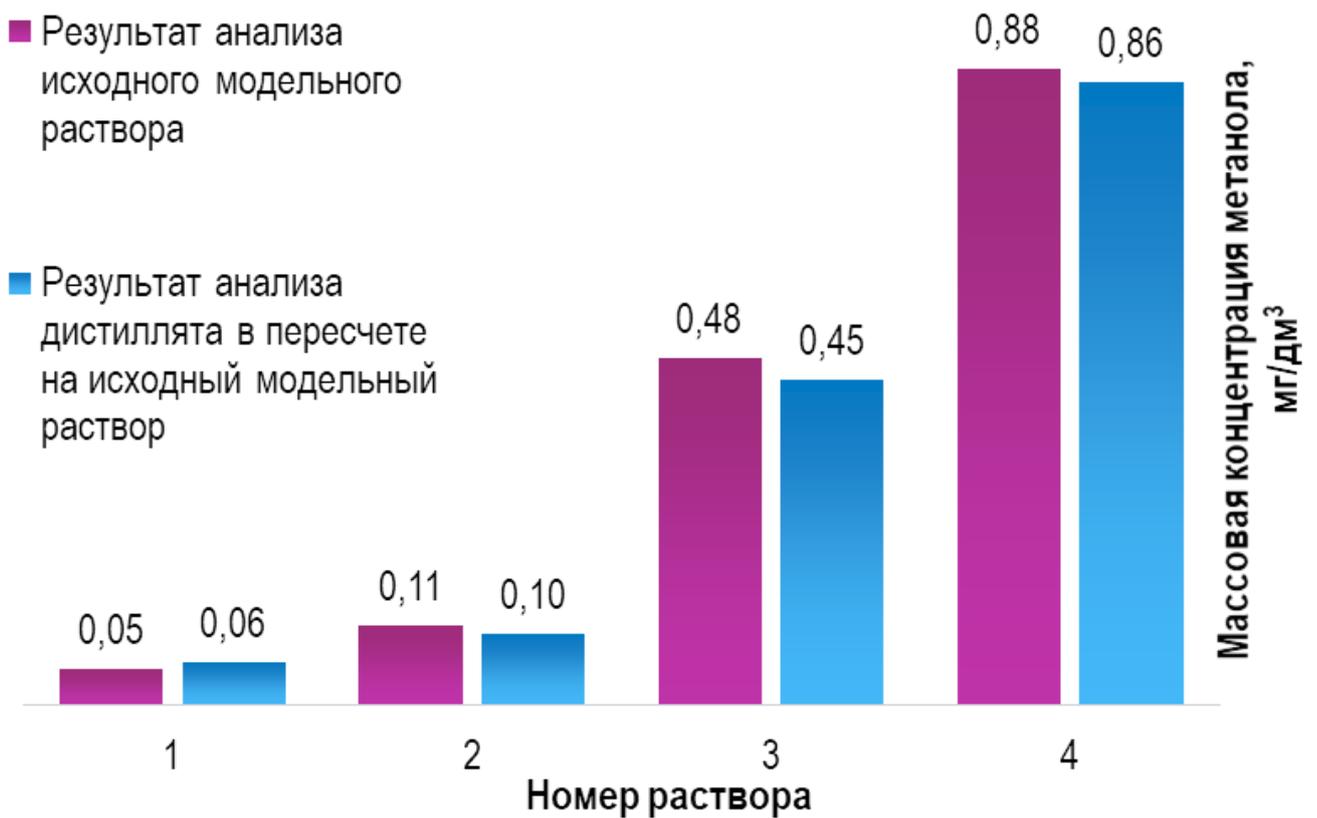


Рисунок 1 – Сопоставление результатов анализа исходного модельного раствора метанола в воде и дистиллята в пересчете на исходный объем раствора

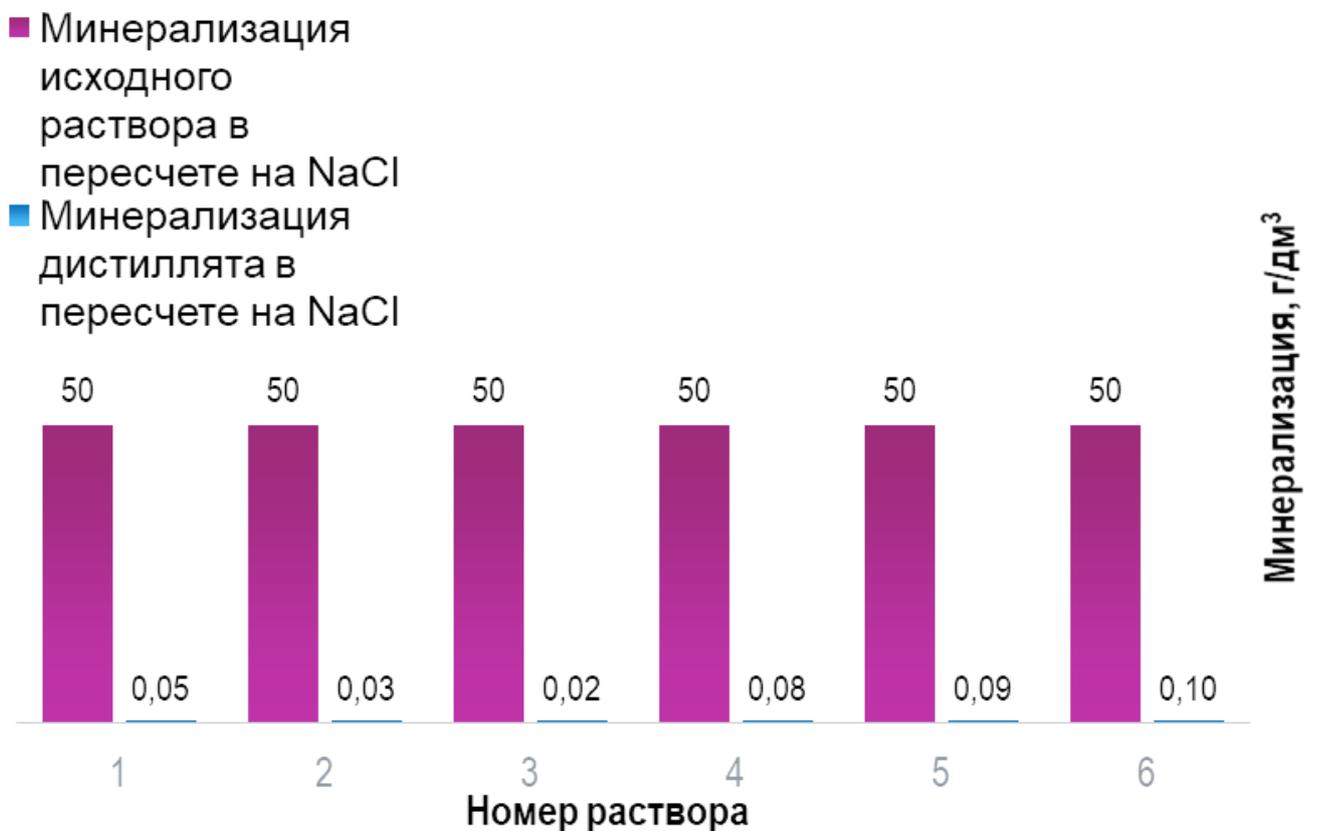


Рисунок 2 – Сопоставление минерализации исходного модельного раствора и дистиллята

Третья серия экспериментов имела целью отразить способность дистилляции к очистке проб от растворенных углеводородов. Для этого к реальной пробе воды, изначально не содержащей растворенных углеводородов, добавили аликвоту легкого конденсата, смесь выдержали в ультразвуковой ванне для образования стабильной эмульсии. Отобрали необходимый для дистилляции объем эмульсии и провели перегонку. Отсутствие в дистилляте углеводородов подтверждалось отсутствием разделения раствора после перегонки на две фазы, а также по отсутствию мешающих пиков на хроматограмме (рисунок 3). Расхождение результата определения метанола в дистилляте в пересчете на исходный раствор также находится в пределах 10 % от расчетной концентрации.

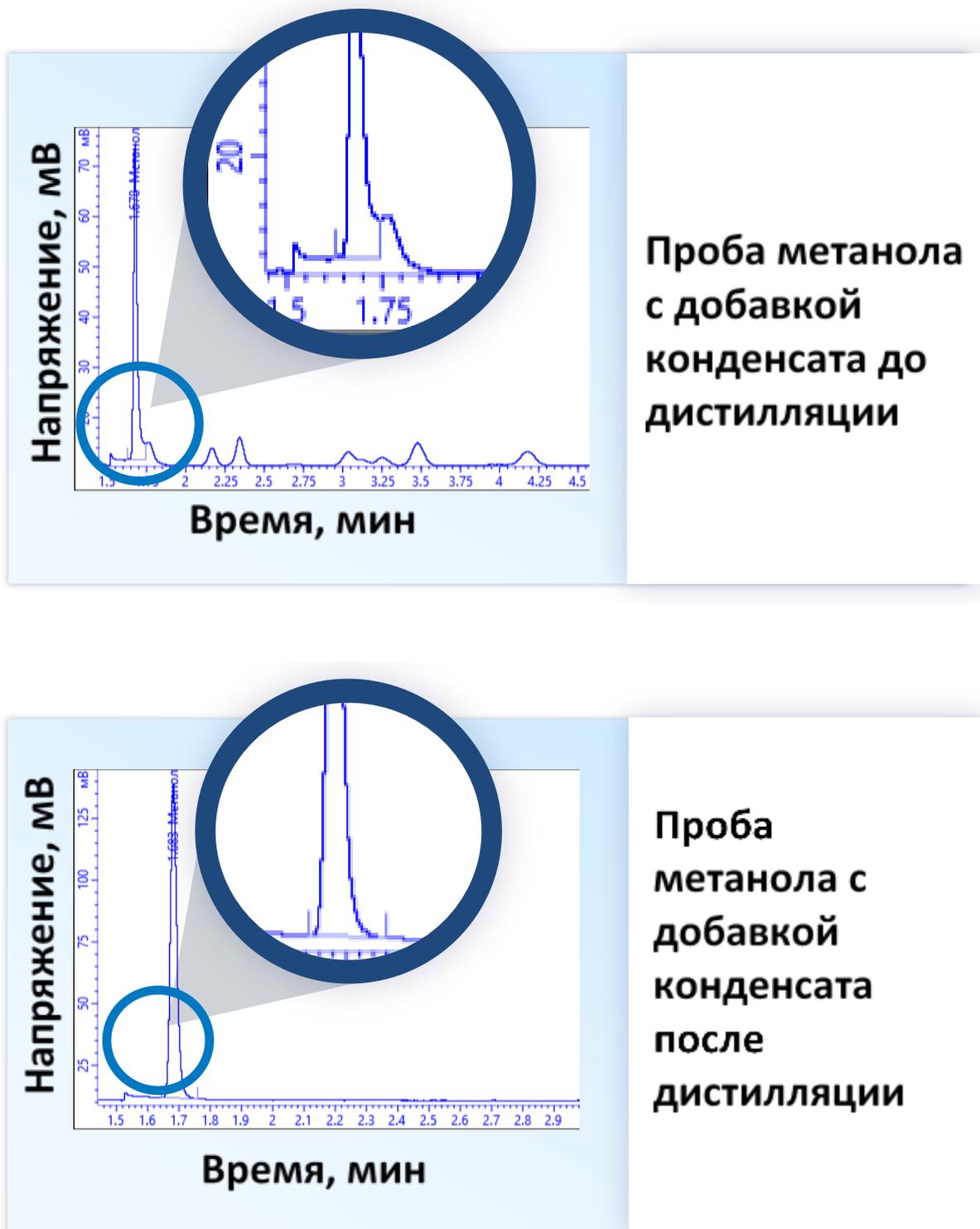


Рисунок 3 – Хроматограммы растворов метанола с конденсатом до и после дистилляции

Таким образом, в ходе работы подобран инструментальный метод, позволяющий обеспечить необходимо-низкий предел обнаружения метанола в водных растворах, рассмотрены и апробированы методические подходы по устранению мешающего влияния присутствия в реальных пробах растворенных солей и углеводородов, продемонстрирована эффективность процесса дистилляции как метода, позволяющего очистить пробы от мешающих примесей и количественно определять искомый компонент.

**Библиографический список:**

1. Рубан Г.Н. Геолого-технологический контроль подземных хранилищ газа: учебник для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 207 с.
2. Пат. 2256793 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> E 21 В 47/00. Способ определения динамических процессов в газовой среде / В.Е. Логинова, В.И. Милованов, В.И. Шамшин и др. – № 2004103571/03; заявл. 10.02.2004; опубл. 20.07.2005, Бюл. № 20.
3. ПНД Ф 14.1:2:4.201-03 (издание 2022 г.) [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/16/items/1402124> (проверено 02.02.2025).
4. Золотов Ю.А., Дорохова Е.Н., Фадеева В.И. Основы аналитической химии. В 2 кн. Кн. 2. Методы химического анализа: учебник для вузов – М.: Высш. шк., 1996. – 461 с.



### СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.276

#### Тепломассоперенос в аппаратах воздушного охлаждения газа при адиабатическом охлаждении на компрессорных станциях

Бейкель И. А., Чижевская Е. Л., Земенков Ю. Д.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

В настоящее время, одним из ключевых этапов технологического процесса подготовки углеводородного сырья на завершающих этапах разработки является компримирование, которое требует эффективного охлаждения газа после сжатия.

На практике, особенно в жаркий период, на дожимных компрессорных станциях (ДКС) аппараты воздушного охлаждения (АВО) часто не справляются с тепловой нагрузкой, что приводит к снижению эффективности технологических процессов. Одной из возможных причин этого является отклонение фактической среднемесячной температуры от нормативной, значения которой закладываются в расчет АВО при проектировании.

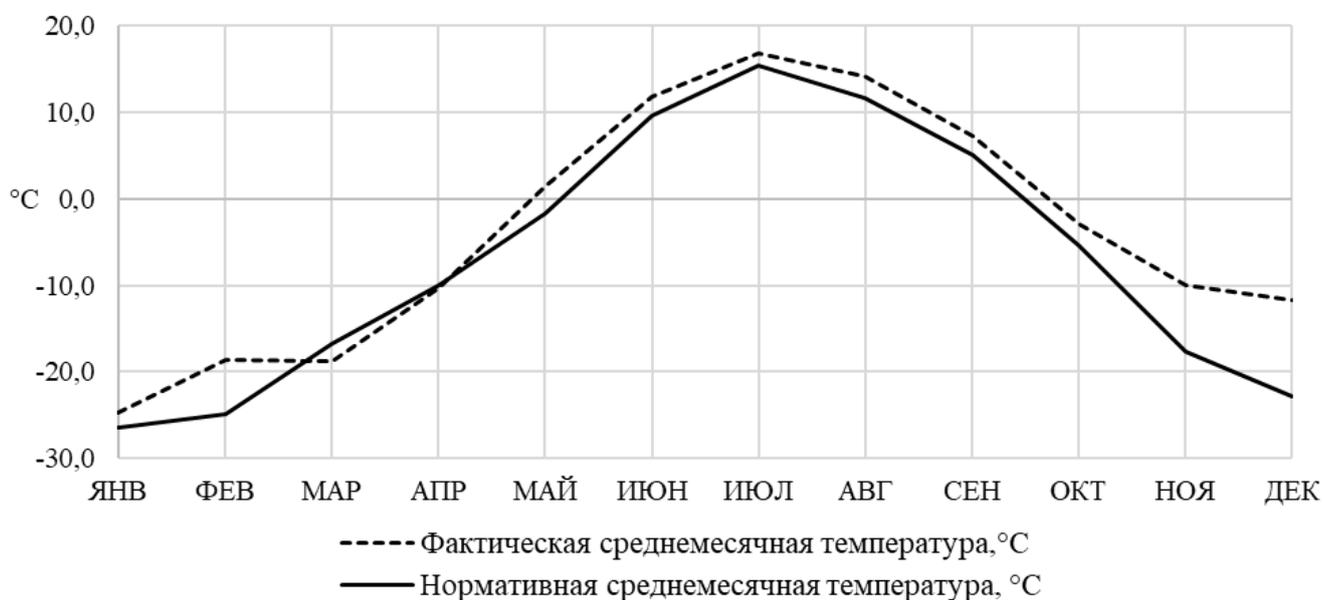


Рисунок 1 – Сравнение фактических (за 2024 год) [1] и нормативных [2] среднемесячных температуры в пгт. Уренгой (Ямало-Ненецкий автономный округ)

Таким образом, неэффективная работа АВО может привести к нарушению технологического процесса на различных этапах подготовки и транспортировки газа. Это особенно критично, поскольку на объектах добычи температура газа после охлаждения напрямую влияет на качество последующих процессов подготовки. В частности, неэффективное охлаждение газа перед осушкой диэтиленгликолем (ДЭГ) приводит к снижению абсорбирующей способности ДЭГ и, как следствие, к увеличению содержания влаги в товарном газе, который перестает отвечать требованиям технического паспорта продукции. В результате это влечет за собой финансовые потери, связанные с необходимостью переработки некондиционной продукции, а также может привести к нарушениям в работе газотранспортной системы.

На объектах транспорта охлаждение газа также является неотъемлемой частью технологического процесса, поскольку напрямую влияет на пропускную способность, статическую устойчивость газопровода и сохранение изоляционного покрытия трубы. Дополнительно, температура транспортируемого газа имеет критическое значение в условиях транспорта внутри зон распространения многолетнемерзлых грунтов (линейные деформации и температурные напряжения в трубопроводе в процессе транспорта газа). [3]

Таким образом, вопрос интенсификации тепломассопереноса в аппаратах воздушного охлаждения газа при компримировании является актуальной научно-технической задачей, решение которой позволит повысить энергоэффективность, снизить эксплуатационные затраты и обеспечить надежность технологических процессов в нефтегазовой отрасли.

Традиционно, в АВО используют вентиляторы, приводимые в движение электродвигателем, для создания направленного потока воздуха, обтекающего теплообменные элементы. Однако, даже при оптимизированной конструкции вентиляционной секции эффективность конвективного теплообмена ограничена.

В области повышения эффективности теплообменных процессов ведется активная разработка и изучение разнообразных методологий [4]. В основе их классификации лежит разделение на два основных направления:

1. Методы активной интенсификации теплообмена используют внешние воздействия для изменения характера теплопереноса. К этой категории относятся:

- Механические воздействия, изменяющие структуру потока вблизи поверхности теплообмена, например, вращение, вибрация или механическое перемешивание рабочей жидкости.
- Применение внешних силовых полей, таких как электрические, магнитные или акустические, с целью модуляции движения флюида.
- Внешние возмущения потока, в частности, нагнетание или отвод рабочего вещества через пористую поверхность теплообменника, а также пульсации давления.

2. Пассивные методы интенсификации теплообмена, в отличие от активных, полагаются на модификацию формы самой поверхности теплообмена или траектории движения потока. В эту группу входят:

- Использование вставных элементов, которые изменяют структуру потока, к примеру, закручивающие устройства винтового, локального или пластинчатого типа.
- Модификация поверхности теплообмена путем применения различных видов оребрения, что увеличивает эффективную площадь теплопередачи.

В числе пассивных методов известны способы повышения эффективности [5], связанные с улучшением аэродинамических качеств, заключающиеся в:

- Минимизации обратной циркуляции (устранение остаточной циркуляции воздуха за рабочим колесом вентилятора);
- Обеспечение равномерного потока на входе (формирование равномерного профиля скорости на входе в теплообменную секцию путем частичной подачи воздуха через всасывающий коллектор по периметру корпуса вентилятора.)
- Оптимизация компоновки вентилятора (конфигурация АВО может быть реализована как с нагнетанием воздуха на теплообменник, так и с протягиванием через него).

Наряду с вышеперечисленными методами, к перспективным направлениям интенсификации процесса тепломассопереноса следует отнести направление, связанное с распылением в поток охлаждающей теплообменную секцию воздуха мелкодисперсной жидкости.

В дальнейших исследованиях путем численного моделирования, в том числе с помощью математической модели, планируется получить количественные результаты эффективности системы мелкодисперсного распыления жидкости в воздушный поток перед теплообменной секцией. Теоретически это позволит преодолеть ограничения конвективного теплообмена и повысить эффективность работы АВО газа в составе КС (ДКС).

Суть данного метода заключается в том, что микроскопические капли жидкости, образующие аэрозоль, имеют значительную площадь поверхности контакта между собой и охлаждающим воздухом. Испарение этих частиц приводит к интенсивному отбору тепла из воздуха за счёт использования скрытой теплоты парообразования, что теоретически будет существенно повышать эффективность конвективного охлаждения.

Ожидаемо, что эффективность будет зависеть от параметров распыления (размер капель, плотность потока жидкости), параметров воздушного потока (скорость, температура, влажность) и свойств используемой жидкости.

Следует учесть, что площадь контакта и последующего теплообмена в данной системе будет зависеть от радиуса частиц парок капельной среды, для этого выведем основные формулы, описывающие частицу аэрозоля:

Если условится в том, что частица воды ввиду наличия сил поверхностного натяжения представляет из себя сферу, то радиус частицы аэрозоля можно найти по формуле радиуса сферы, м:

$$R_{\text{част}} = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_{\text{ед.част}}}{4 \cdot \pi}} \quad (1)$$

где  $V_{\text{ед.част}}$  – объем жидкости в частице аэрозоля, м<sup>3</sup>.

Объем частицы примем равным массе воды, пренебрегая на данном этапе поправкой на условия по температуре воды и атмосферному давлению, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{част}} = M_{\text{ед.част}} \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

где  $M_{\text{ед.част}}$  – масса жидкости в частице аэрозоля, кг.

Площадь поверхности частицы найдем по формуле площади сферы:

$$S_{\text{част}} = 4 \cdot \pi \cdot R_{\text{ед.част}}^2 \quad (3)$$

Рассчитаем параметры для частиц общей массой 1 грамм и коэффициентами дробления от 1 до 64, результаты расчетов сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет основных параметров для частицы аэрозоля воды в воздухе

Частиц в 1 грамме (коэф. дробления) (0,001 кг / Ст.№2)	Масса частицы, кг	Объем частицы, м <sup>3</sup> (формула 2)	Радиус частицы, м (формула 1)	Площадь поверхности частицы, м <sup>2</sup> . (формула 3)	Площадь поверхности 1 гр воды, м <sup>2</sup> . (Ст.№1*Ст.№5)
Ст. №1	Ст. №2	Ст. №3	Ст. №4	Ст. №5	Ст. №6
1	1*10 <sup>-3</sup>	1*10 <sup>-6</sup>	6,203*10 <sup>-3</sup>	4,84*10 <sup>-4</sup>	4,836*10 <sup>-4</sup>
2	5*10 <sup>-4</sup>	5*10 <sup>-7</sup>	4,923*10 <sup>-3</sup>	3,05*10 <sup>-4</sup>	6,093*10 <sup>-4</sup>
4	2,5*10 <sup>-4</sup>	2,5*10 <sup>-7</sup>	3,908*10 <sup>-3</sup>	1,92*10 <sup>-4</sup>	7,677*10 <sup>-4</sup>
8	1,25*10 <sup>-4</sup>	1,25*10 <sup>-7</sup>	3,101*10 <sup>-3</sup>	1,21*10 <sup>-4</sup>	9,672*10 <sup>-4</sup>
16	6,25*10 <sup>-5</sup>	6,25*10 <sup>-7</sup>	2,461*10 <sup>-3</sup>	7,62*10 <sup>-5</sup>	1,218*10 <sup>-3</sup>
32	3,125*10 <sup>-5</sup>	3,125*10 <sup>-8</sup>	1,954*10 <sup>-3</sup>	4,80*10 <sup>-5</sup>	1,535*10 <sup>-3</sup>
64	1,562*10 <sup>-5</sup>	1,562*10 <sup>-8</sup>	1,550*10 <sup>-3</sup>	3,02*10 <sup>-5</sup>	1,934*10 <sup>-3</sup>

В графическом виде результаты расчетов можно увидеть на рисунке 2.

Таким образом, в результате расчетов мы видим связь между массой частицы, ее радиусом и образуемой группой частиц площадью поверхности. Также видно значительное увеличение площади поверхности контакта между воздухом и жидкостью при дроблении капель, что теоретически должно обеспечивать интенсивный теплоотвод за счет скрытой теплоты парообразования. Полученная информация может стать основой для расчета уравнений теплового баланса АВО с учетом наличия в охлаждающем воздухе частиц воды, имеющих расчетную площадь, участвующую в процессе парообразования и адиабатическом охлаждении.

Дополнительно, на рисунке 2 можно отметить, что при постоянной массе жидкости и увеличением коэффициента дробления площадь поверхности парок капельной среды экспоненциально увеличивается и аппроксимируется в формулу, имеющую следующий вид:

$$S_{\text{ппс}} = \sqrt[3]{0,4836 \cdot 10^{-3} \cdot n_{\text{д}}} \quad (2)$$

где  $n_{\text{д}}$  – количество частиц на 1 грамм воды.

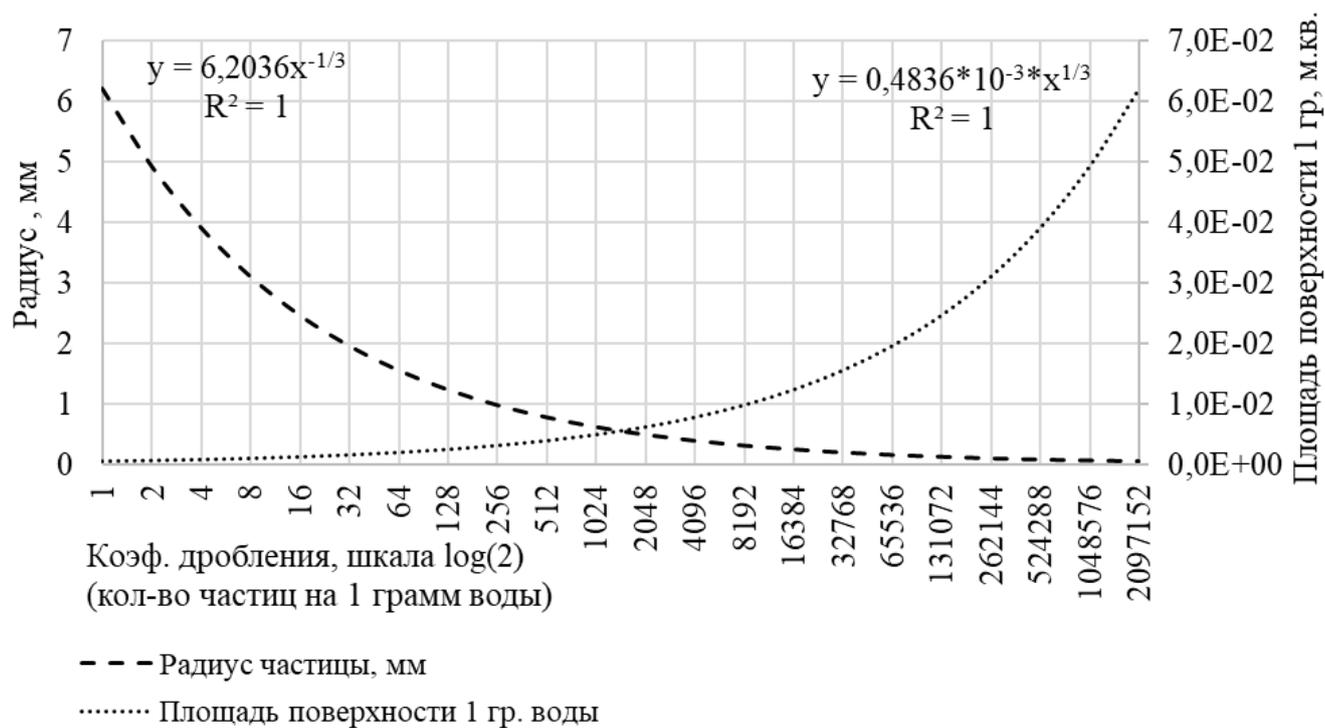


Рисунок 2 – Зависимости радиуса и площади поверхности 1 грамма воды от степени дробления (количества частиц в 1 гр. аэрозоля)

Радиус частицы с увеличением коэффициента дробления экспоненциально уменьшается, эта зависимость аппроксимируется и имеет следующий вид:

$$R_{\text{ед.част}} = \frac{1}{\sqrt[3]{(6,2036 \cdot n_{\text{д}})}} \quad (3)$$

Таким образом, сочетание воздушного потока, создаваемого вентиляционной секцией, и испарительного (называемого также адиабатического) охлаждения за счёт распыления жидкости теоретически может позволить добиться повышения эффективности работы АВО в условиях, когда конвективный теплообмен будет неэффективен (высокая температура окружающего воздуха).

Это выражается в увеличении тепловой мощности, снижении температуры охлаждаемого потока и, как следствие, уменьшении энергопотребления электродвигателя, приводящего в движение вентиляторы. Необходимо также учитывать дополнительные затраты, связанные с системой распыления и водоподготовкой, но потенциальные преимущества в производительности и энергосбережении обычно перевешивают эти расходы.

### Библиографический список:

1. Справочно-информационный портал "Погода и климат" [Электронный ресурс] URL: <http://www.pogodaiklimat.ru/> (Дата обращения 30.01.2025).
2. СП 131.13330.2020 "Строительная климатология". М.: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2020. - С. 153.
3. Чекардовский, С. М. Повышение эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях / С. М. Чекардовский, А. В. Шаманаев // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. Том выпуск 7. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 279-281. – EDN UASMOР.
4. А.Г. Лаптев, Н.А. Николаев, М.М. Башаров. Методы интенсификации и моделирования тепломассообменных процессов. Учебно-справочное пособие. – М.: «Теплотехник», 2011. – 335 с.
5. Патент № 2716341 С1 Российская Федерация, МПК F28D 1/00, F24F 7/00. Способ повышения аэротермодинамической эффективности аппарата воздушного охлаждения и устройство для его реализации : № 2019102731 : заявл. 31.01.2019 : опубл. 11.03.2020 / А. В. Лифанов, Н. В. Макаров, А. Ю. Матеров [и др.]. – EDN OCZBGQ.

Благинина М. Е., Бердник М. М., Коробкин В. Г.

*Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия*

Трубопроводный транспорт углеводородов представляет собой систему трубопроводов, предназначенных для транспортировки жидких и газообразных углеводородов (нефти, природного газа и продуктов их переработки) от места добычи или переработки к потребителям или на перевалочные пункты. Этот вид транспорта является одним из наиболее эффективных и экономичных способов перемещения больших объемов углеводородов на значительные расстояния.

Относительно новым видом труб являются полимерные трубы. Понятие полимерно-армированная труба является комплексным, оно объединяет в себе армированную термопластичную трубу (Reinforced Thermoplastic Pipes, RTP) и термопластичную композитную трубу (Thermoplastic composite pipes, TCP). Формулировка термина приобрела актуальность во время работы над ГОСТ Р 59834-2021 «Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним» [2]. Под данным термином подразумевают разные типы композитных труб, которые являются альтернативой традиционным стальным материалам. Такие трубы представляют собой конструкцию из трех слоев: армирующая система – каркас, внешний термопластичный слой, внутренний термопластичный слой [1].

Одним из первых примеров промышленного использования полимерных труб является Игнялинское месторождение. Игнялинское месторождение — нефтегазоконденсатное месторождение в Катангском районе Иркутской области. Находится на одноимённом лицензионном участке недр площадью 2153 км<sup>3</sup>. Месторождение — важная часть Чонского проекта, который объединяет перспективные геологоразведочные активы «Газпром нефти», расположенные на границе Иркутской области и Якутии в Восточной Сибири.

#### **Характеристика района строительства**

Район работ расположен в юго-восточной части Катангского района Иркутской области, в таёжной области Средней Сибири. Ближайшие населённые пункты - деревня Верхне-Калинина и село Преображенка. Транспортная инфраструктура района изысканий слабо развита, зимой возможна автотранспортная связь, в остальное время года транспортное сообщение осуществляется по рекам на маломоторной технике. Участок изысканий находится на западной окраине Приленского плато. Климат в районе изысканий континентальный, с суровой зимой и коротким летом. Гидросеть представлена пересыхающими ручьями и реками Чона, Ложа, Бирая, Зимовейная, а также ручьём без названия. На территории преобладают леса из лиственницы сибирской и даурской, а также встречаются темнохвойные леса из ели, кедра и пихты.

Месторождение имеет форму куполовидного поднятия, ориентированного в северо-восточном направлении. Рельеф местности включает пологоволнистую, плоскую заболоченную равнину с большим количеством озер, расчлененных верховьями речных долин и ложбинами стока. Геоморфологически участок изысканий приурочен к четвертой морской и лагунно-лайдовой равнине. В геологическом строении территории участвуют породы докембрийского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Фундамент сложен допалеозойскими и палеозойскими образованиями, промежуточный структурный этаж - слабо дислоцированными эффузивно-осадочными образованиями верхнего палеозоя и триаса, а платформенный чехол - мезокайнозойскими осадочными породами и четвертичными отложениями. Плейстоценовые отложения представлены аллювиально-морскими отложениями четвертой морской террасы, сложенными суглинками, песками, глиной и алевритами.

Район исследований находится в области сплошного распространения ММП, в зоне междуречья. В этом районе широко распространены криогенные и посткриогенные образования, такие как бугры и площади пучения, полигональный рельеф и термокарстовые формы рельефа. Эти образования возникают в результате многолетнего промерзания и протаивания мерзлых пород. Они приводят к образованию понижений и озер различной формы и глубины.

При освоении территории данной зоны важно учитывать прокладку и обустройство дорог, чтобы избежать нарушения растительного покрова и развития термокарста, солифлюкции и оврагов. Территория в основном состоит из ММГ, где 10% занимает мерзлота "несливающегося" типа и 90% - "сливающегося". Порядок залегания и границы распространения многолетнемерзлых грунтов отображены на продольном профиле. Важными характеристиками являются среднегодовая температура и глубина сезонного промерзания-оттаивания.

Температура грунта на глубине более 10 метров обычно отрицательная, около  $-2,07^{\circ}\text{C}$ . Изменение температуры может повлиять на свойства грунта, вызывая изменение гидрогеологических условий и опасные процессы. Оттаивание может снизить прочность грунта и вызвать осадку, что может повредить сооружения. Рекомендуется использовать такие грунты в качестве основания для строительства, но необходимо принять меры для минимизации изменений условий, которые могут вызвать проблемы. Если невозможно сохранить грунт в его естественном состоянии, следует рассмотреть возможность стабилизации и предотвращения его деградации [3,4].

### Описание проектных решений и мероприятий по охране окружающей среды в период строительства

Для соблюдения требований природоохранного законодательства необходимо назначить приказом ответственного за экологическую безопасность и оборудовать места производства работ табличками с указанием его данных. При проведении строительно-монтажных работ требуется соблюдать границы территорий, отводимых для этих целей, предотвращать захламливание территории, использовать инвентарные контейнеры для отходов, контролировать качество выхлопных газов и не допускать выезд техники с неотрегулированными двигателями. Необходимо также сливать ГСМ и мыть машины только на отведенных и оборудованных площадках. В ходе работ важно выполнять их в границах отведенных участков, передвигаться по подготовленным дорогам, проводить ремонт и заправку техники в специальных местах. Мероприятия по охране почв включают ликвидацию разливов ГСМ путем снятия и удаления загрязненного грунта. Важно поддерживать техническое состояние строительных машин и механизмов в соответствии с нормативными требованиями по выбросам вредных веществ, проводить техосмотр и профилактические работы с контролем выхлопных газов. На рисунке 1 представлена схема насыпи.

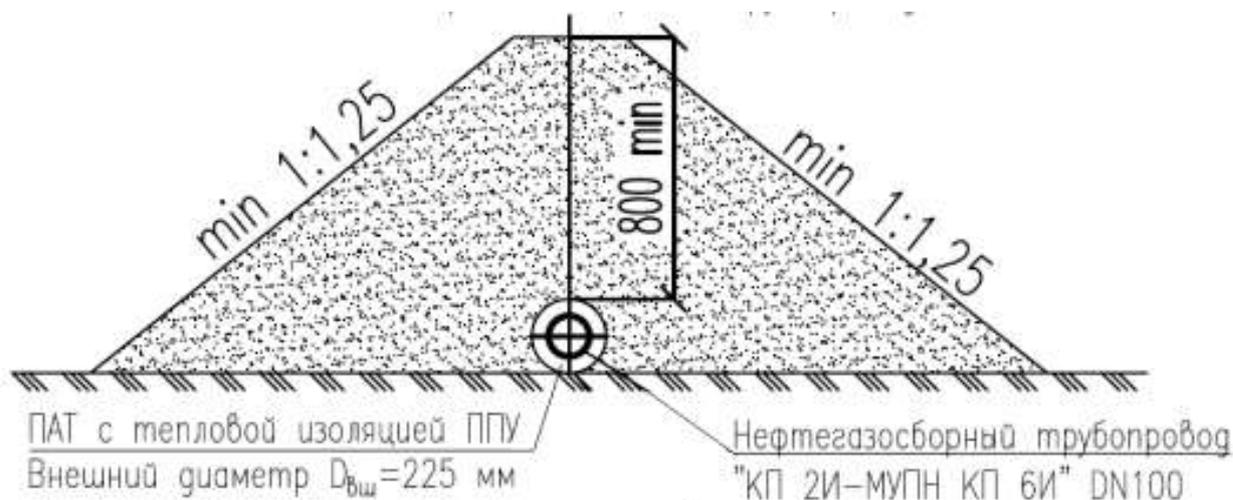


Рисунок 1 – Схема насыпи нефтегазосборного трубопровода

### Создание 3D модели полимерного трубопровода в QGIS

QGIS — это свободная кроссплатформенная геоинформационная система, которая позволяет создавать, редактировать, визуализировать, анализировать и публиковать геопространственную информацию [5].

Целью создания 3D модели полимерного трубопровода в QGIS является указание мест обхода или преодоления специальными средствами естественных препятствий и преград, переправ на водных объектах.

Ситуационный план трубопровода представлен на рисунке 2.

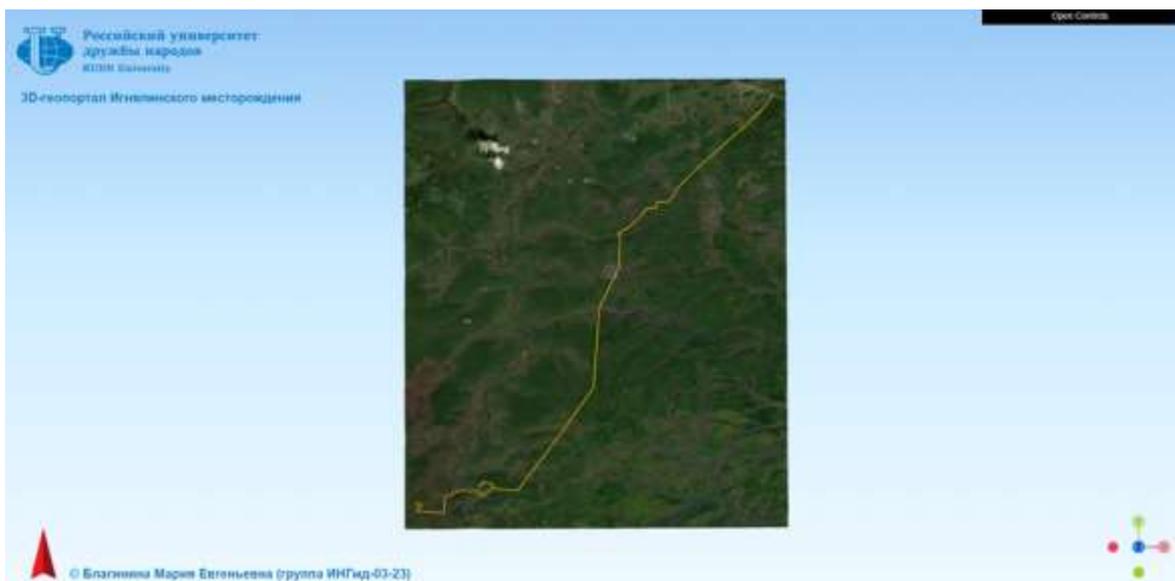


Рисунок 2 – Ситуационный план трубопровода на Игнялинском месторождении в QGIS

Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива представлены на рисунке 3.

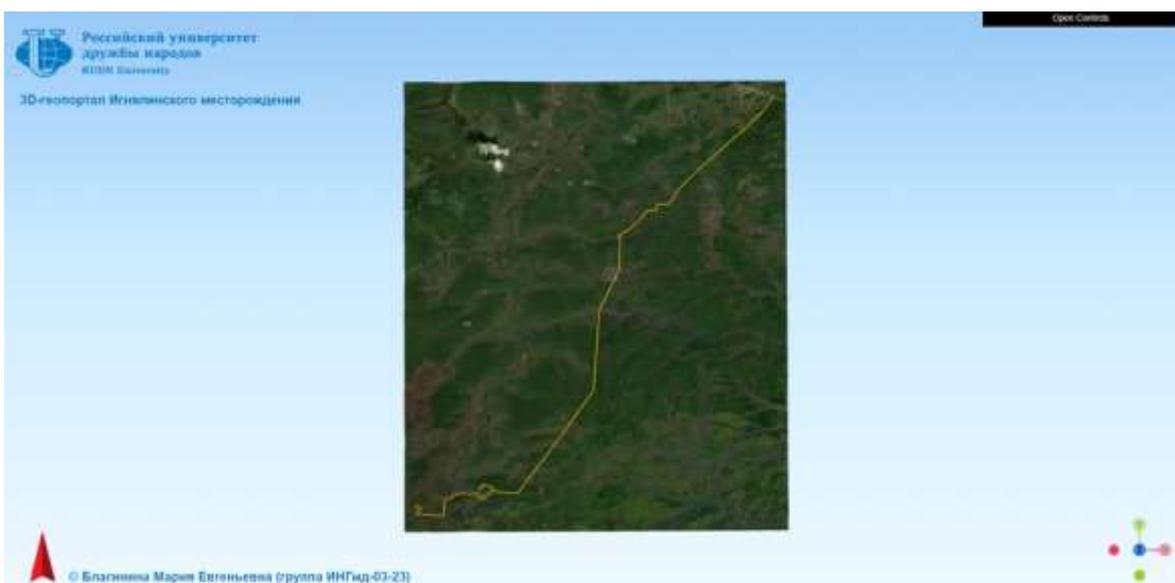


Рисунок 3 – Нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива

### **Анализ преодоления естественных препятствий ПАТ-трубопроводом**

Проектируемый напорный нефтепровод пересекает подземные коммуникации под углом не менее  $60^\circ$  и на расстоянии в свету не менее 350 мм. Земляные работы вблизи нефтепровода должны проводиться вручную в присутствии эксплуатирующей организации. На участках пересечения с коммуникациями на ПК193+14,38, ПК193+74,64 и ПК193+42,65 переход выполнен методом ННБ, расстояние по вертикали между трубопроводами и защитным футляром составляет не менее 1,5 м. При пересечении строительной колонной существующих коммуникаций необходимо выполнить переезды из грунтовой насыпи с покрытием железобетонными плитами. Высота насыпи над верхней образующей трубопровода должна быть не менее 1,5 метра. Сверху на насыпь укладываются железобетонные дорожные плиты марки ПДН-АIV. Количество временных переездов и их положение уточняются по месту и отражаются в ППР. После проведения работ временные переезды демонтируются, строительные материалы вывозятся

Проектируемый нефтепровод пересекает внутрипромысловые автодороги и железную дорогу. Переходы через автодороги с покрытием из ж.б. плит выполняются методом ГШБ, через железную дорогу – методом ГНБ. Переходы через автодороги с грунтовым покрытием выполняются подземно в защитном футляре, концы которого выводятся на 25 метров от бровки земного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи. При пересечении полевых дорог концы футляров выводятся на 5 м от бровки земного полотна. При пересечении автомобильных дорог расстояние от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра не менее 1,4 м. С автомобильных дорог с грунтовым и грунтощебеночным полотном, пересекающих трассу трубопровода, на временный вдольтрассовый проезд устраиваются грунтовые съезды, с дорог с бетонным покрытием – съезды с бетонными плитами с установкой специальных дорожных знаков. Отсыпку дополнительного грунта выполнить экскаватором, планировку насыпи – экскаватором с планировочным ковшом, уплотнение насыпи – легкими катками. Укладку плит на спланированную поверхность производят при помощи автокрана. Временные съезды предусматриваются выполнить с площадок установки арматуры. Размеры съездов определяются по месту производства работ и учитываются в ППР. После производства работ временные проезды и съезды демонтируются, строительные материалы и конструкции вывозятся.

Проектируемый напорный нефтепровод пересекает реки Алтайяха, Янгтояха, Тильтияха, озера, ручьи, обводненные и заболоченные участки. Переходы через водные преграды выполняются подземно с использованием защитных футляров. На переходах через реки Алтайяха, Янгтояха, Тильтияха труба прокладывается в футляре DN1000. Участки трубопроводов на переходах через водные преграды относятся к категории С. Для обеспечения устойчивости положения трубопровода и его защиты от повреждений предусмотрена балластировка. При пересечении с водными преградами проектом предусмотрено укрепление берегов с использованием георешеток и геотекстильного материала. Для безопасного проезда механизированной колонны через водные преграды в зимнее время предусматривается устройство зимника [3,4].

В рамках исследований были выполнены следующие задачи:

- Создание 3D модели полимерного трубопровода для Игнялинского месторождения в QGIS.
- Анализ преодоления естественных препятствий ПАТ-трубопроводом.
- Проектирование напорного нефтепровода, включая определение способов пересечения с различными коммуникациями и водными преградами.
- Определение мероприятий по охране окружающей среды и почвы в период строительства.

### **Библиографический список:**

5. Бердник, М. М. Анализ применения полимерных армированных труб на объектах промышленных и магистральных трубопроводов / М. М. Бердник, М. Е. Благинина // Перспективы развития геологии, горного и нефтегазового дела : материалы научно-практической конференции, Москва, 29 сентября 2023 года. – Москва: Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, 2023. – С. 58-60. – EDN ANJHUA.
6. ГОСТ Р 59834-2021 «Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним».
7. Месторождение Игнялинское [Электронный ресурс]. - <https://oilgasinform.ru/science/fields/ignyalinskoe/> (30.01.2025).
8. Плоды успешных ГПП. Газпром нефть приступила к развитию Чонского кластера в Восточной Сибири [Электронный ресурс]. - <https://neftegaz.ru/news/dobycha/822486-plody-ranney-dobychi-gazprom-neft-pristupila-k-razvitiyu-chonskogo-klastera-v-vostochnoy-sibiri/> (30.01.2025).
9. Юрлова, О. В. Анализ размещения промышленных территорий с использованием автоматизированного программного обеспечения QGIS / О. В. Юрлова // Архитектура и архитектурная среда: вопросы исторического и современного развития : материалы международной научно-практической конференции и научно-образовательной студенческой конференции по архитектуре и дизайну. В 2-х томах, Тюмень, 24–25 апреля 2024 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2024. – С. 210-214. – EDN EIAGWM.

Иванов В. А., Борисов Н. А.

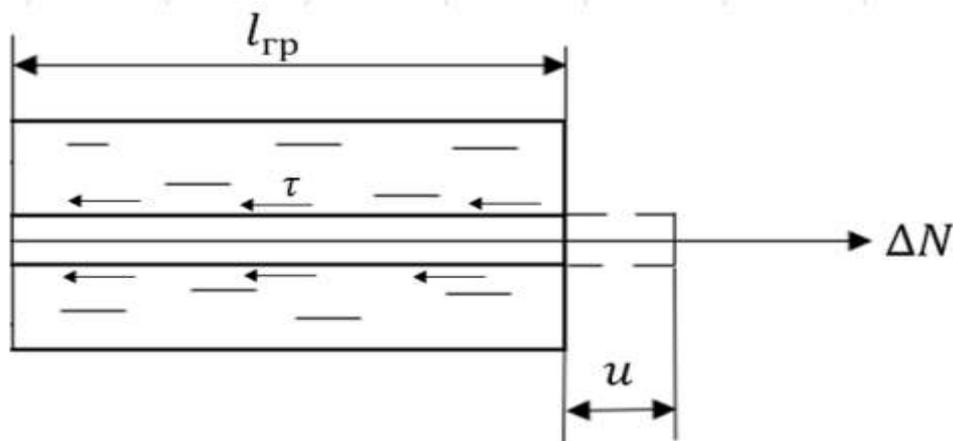
*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Подземные трубопроводы являются сложными инженерными сооружениями, проложенными в различных грунтовых условиях. Прогнозировать состояние трубопроводов в любой период их длительной эксплуатации сложно. Под влиянием различных факторов положение трубопроводов непрерывно меняется. При этом эти изменения бывают настолько значительны, что могут привести к разрушению трубопроводов.

К числу факторов, приводящих к изменению положения трубопроводов, относятся, например, недостаточное заземление трубопроводов грунтом, недостаточный вес или отсутствие балластировки, начальный изгиб трубопроводов вследствие ошибок при проектировании или строительстве, непредусмотренные расчетом силовые воздействия и т. д. Все это приводит к возникновению вертикальных перемещений трубопроводов. На эти перемещения существенное влияние оказывают продольные перемещения трубопроводов.

Существующие методики расчета продольных перемещений трубопроводов авторов, таких как профессора Бородавкина П. П., ученых Стоякова В. М. и Тимербулатова Г. Н. позволяют определять только величины максимально возможных продольных перемещений, упругих и пластических деформаций грунтов обратной засыпки [1], [2]. Авторами предлагается методика расчета продольных перемещений трубопроводов, заключающаяся в учете времени эксплуатации трубопроводов и позволяющая определять не только максимальные величины продольных перемещений трубопроводов, но и промежуточные значения величин продольных перемещений трубопроводов, соответствующих любому времени их эксплуатации.

Полубесконечный трубопровод – основная схема (рис. 1) при расчете продольных перемещений трубопровода.



где:  $l_{гр}$  – длина полубесконечного участка трубопровода, проложенного в однородном грунте;

$\Delta N$  – граничная сила, приложенная к полубесконечному трубопроводу;

$u$  – величина продольных перемещений полубесконечного трубопровода;

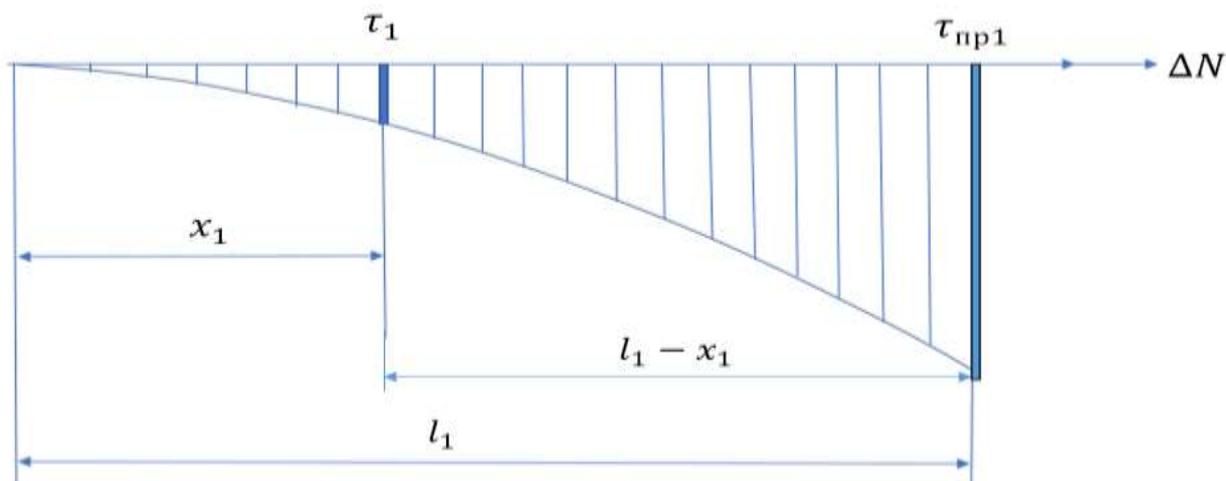
$\tau$  – касательные напряжения по контакту «труба – грунт»

Рисунок. 1. Продольное перемещение трубопровода

Если приложить к концу полубесконечного трубопровода граничную силу  $\Delta N$ , то трубы будут растягиваться и сечение  $x = l_{гр}$  выйдет из грунта на величину  $u$ ; соответственно переместится в продольном направлении и продольное сечение  $x$  на величину  $u(x) < u_0$ . Наконец, на каком-то расстоянии от конца полубесконечного трубопровода перемещения затухнут.

Ясно, что величина перемещений и закон их применения по длине  $l_{гр}$  зависят от взаимодействия грунта, окружающего трубу, с поверхностью трубы.

При выполнении расчетов на первом этапе по предлагаемой методике учитываются прочностные характеристики грунта, в котором проложен трубопровод и рассчитываются величина участка мгновенных перемещений трубопровода ( $x_1$ ) и участка упругой связи  $l_1$  между полубесконечным трубопроводом и грунтом. Расчеты выполняются с учетом расчетной схемы, представленной на рис. 2.



где:  $\tau_1$  – касательные напряжения, при которых начинают проявляться ползучие перемещения;  
 $\tau_{pp1}$  – предельные касательные напряжения;  
 $\Delta N$  – граничная сила, приложенная к полубесконечному трубопроводу

Рисунок 2. Распределение касательных напряжений на участке мгновенных перемещений ( $x_1$ ) и участка упругой связи  $l_1$

Для определения величины участка мгновенных перемещений ( $x_1$ ) и участка упругой связи  $l_1$  воспользуемся формулами из работы [1].

$$x_1 = \frac{1}{\beta} \operatorname{arsh} \left( \frac{\tau_1 \beta E F}{k_u P_{01 \text{ пр}}} \operatorname{ch} \beta l_1 \right), \quad (1)$$

$$l_1 = 3 \sqrt{\frac{E F}{\pi D k_u}}; \quad (2)$$

где:  $\beta = \sqrt{\frac{\pi D k_u}{E F}}$  – параметр, характеризующий жесткость системы «труба – грунт»;

$P_{01 \text{ пр}} = \frac{\tau_{pp1} \beta E F}{k_u}$  – предельная продольная сила, при которой начинается пластическая деформация грунта по контакту «труба–грунт»;

$\tau_1$  – касательные напряжения, при которых начинают проявляться ползучие перемещения;

$D$  – наружный диаметр трубопровода;

$k_u$  – коэффициент постели грунта на сдвиг;

$E$  – модуль упругости металла трубы;

$F$  – площадь поперечного сечения металла трубы.

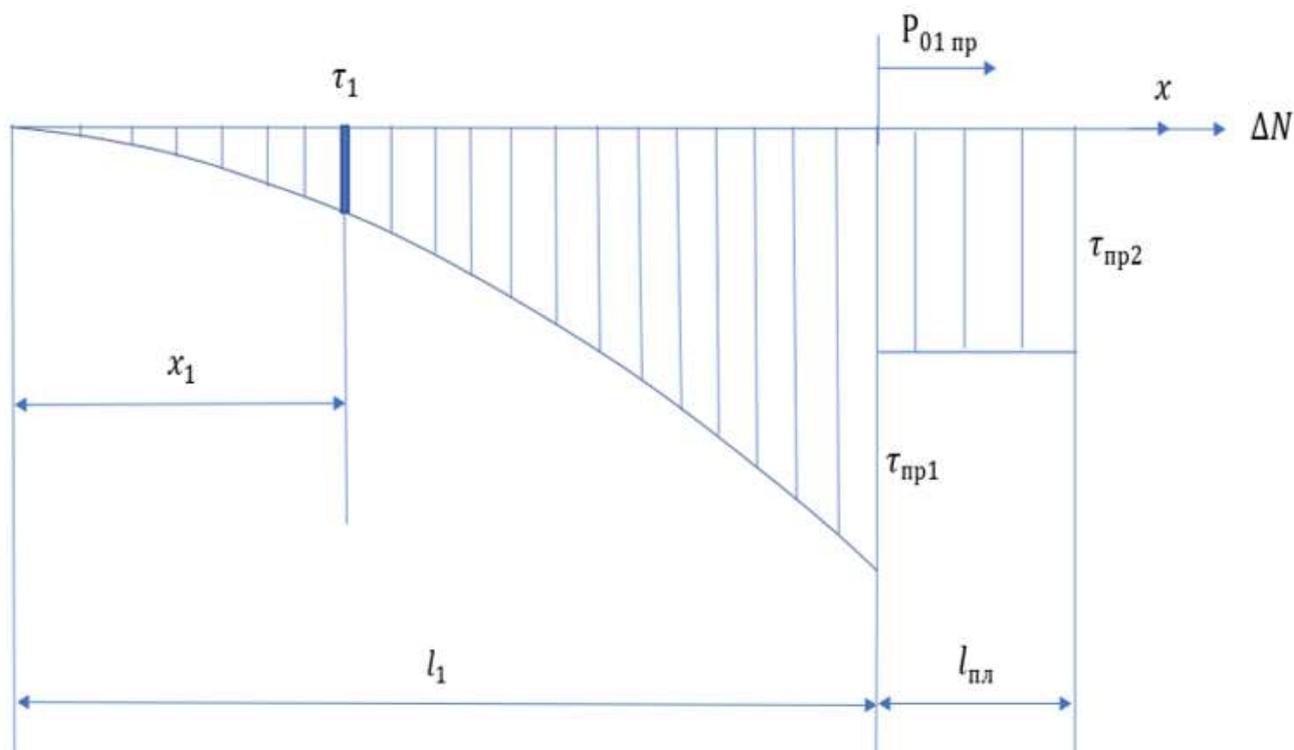
На следующем этапе расчетов по предлагаемой методике выполняется прогнозирование продольных перемещений трубопровода. Продольные перемещения трубопровода выполняются с учетом динамической вязкости грунтов и величины времени эксплуатации трубопровода. При этом расчет выполняется по формуле (3).

$$u_{\text{общ}} = \frac{\tau_{pp1} + \tau_1}{2\eta} (l_1 - x_1) t + \frac{\tau_1}{k_u}; \quad (3)$$

где:  $\eta$  – коэффициент динамической вязкости грунта.

Расчет производится следующим образом. После формирования участка мгновенных перемещений  $x_1$  формируется участок незатухающей ползучести  $l_1 - x_1$ , после которого формируется участок пластической связи  $l_{пл}$  по контакту «труба – грунт» (рис. 3).

При этом, участок незатухающей ползучести не меняет своих размеров в процессе продольных перемещений трубопровода.



где:  $\tau_{пр2}$  – предельные касательные напряжения

Рисунок 3. Распределение касательных напряжений на участке упругой связи  $l_1$  и пластической связи  $l_{пл}$

Таким образом, в данной статье впервые предлагается методика прогнозирования продольных перемещений трубопроводов. При необходимости, для более точного прогнозирования величины продольных перемещений трубопроводов необходимо учитывать чередование различных грунтов, в которых проложен трубопровод.

#### Библиографический список:

1. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П. П. Бородавкин. - Москва : Недра, 1982. - 384 с. - Текст : непосредственный.
2. Клюк Б. А. Прочность и ремонт участков магистральных трубопроводов в Западной Сибири / Б. А. Клюк, В. М. Стояков, Г. Н. Тимербулатов. - Москва : Машиностроение, 1994. - 120 с. - Текст : непосредственный.
3. Михаленко Е. С. Разработка методики расчета и прогноза критических параметров аркообразования магистрального газопровода : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазоводов, баз и хранилищ» : дис. ... канд. техн. наук / Е. С. Михаленко ; ТГНУ. – Тюмень, 2007. – 201 с. – Текст : непосредственный.
4. Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А. Б. Айнбиндер, А. Г. Камерштейн. - Москва : Недра, 1982. - Текст : непосредственный.
5. Иванов В. А. Методика расчета продольных перемещений трубопроводов, проложенных в неоднородных грунтах / В. А. Иванов, Н. А. Борисов // Нефтегазовый терминал : материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 01–02 июня 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 336-339. – EDN MBQLTM.

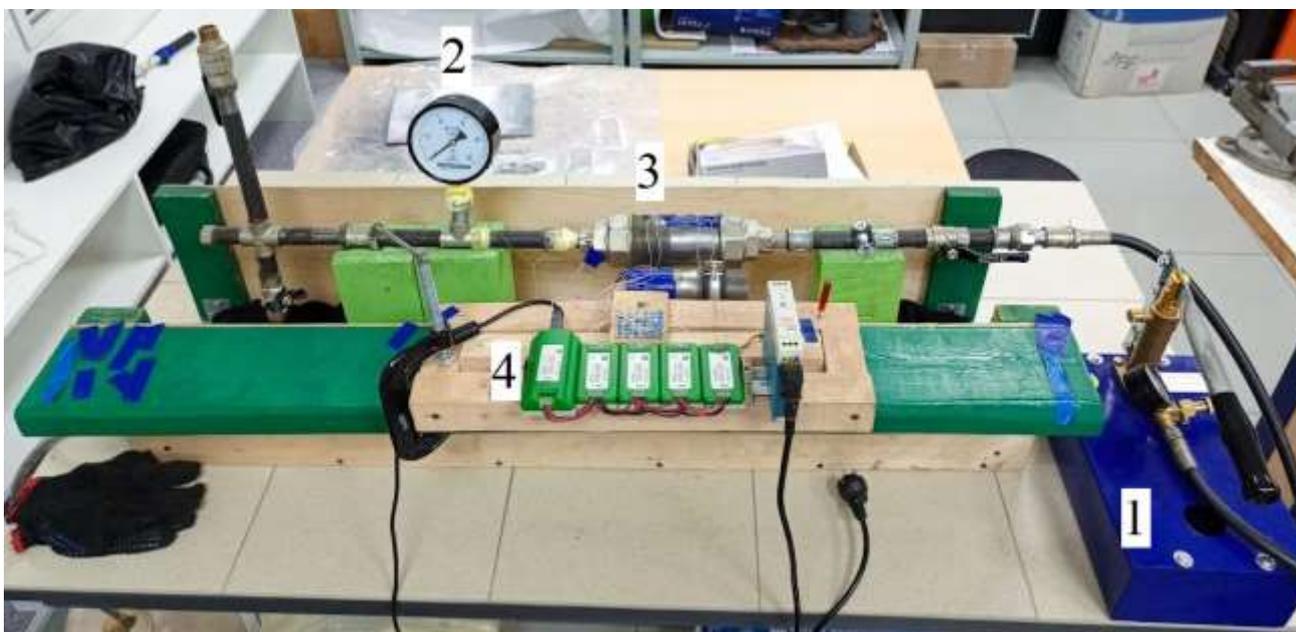
**Исследование деформированного состояния образца трубы 60-3 мм с дефектами**

Игнатик А. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Введение.** Распространёнными повреждениями на магистральных трубопроводах являются коррозионные дефекты потери металла. Они могут образоваться в стенке трубы несмотря на применение пассивных и активных методов защиты от коррозии. Эти дефекты характеризуются длиной, шириной и глубиной. Они уменьшают прочность трубопроводной конструкции, что выражается в уменьшении разрушающего и предельного давления. В данной статье рассмотрим эксперимент, проведённый на лабораторном стенде, направленный на измерение деформаций образца трубы 60-3 мм (где 60 мм – наружный диаметр, 3 мм – толщина стенки) в дефектных зонах потери металла.

**Методика исследования.** Экспериментальные исследования проводились в лабораторных условиях на стенде. Его внешний вид представлен на рисунке 1.



1 – опрессовочный насос; 2 – манометр; 3 – образец трубы 60-3 мм;  
4 – тензометрическое оборудование

Рисунок 1 – Внешний вид лабораторного стенда

Образец трубы 60-3 мм (поз. 3 на рис. 1) имеет длину 150 мм, марка стали Ст3. Он подключается к опрессовочному насосу (поз. 1). Манометр (поз. 2) необходим для контроля за показаниями внутреннего давления. Деформации стенки образца трубы измеряются тензорезисторами, от которых сигнал передаётся цифровым тензодатчиком (поз. 4), а затем на компьютер со специальным программным обеспечением.

Были изготовлены образцы трубы с дефектами потери металла. Потеря металла создавалась при помощи напильника и шлифовальной бумаги. Шлифовальная машинка не использовалась, чтобы не было температурного воздействия на металл трубы и не возникали температурные деформации. Геометрические параметры дефектов представлены в таблице 1.

Относительная глубина дефекта равна отношению его глубины к толщине стенки трубы. В таблице последняя строка относится к бездефектной зоне трубы.

В центре каждого дефекта монтировалось три тензодатчика для измерения:

- 1) кольцевой деформации  $\epsilon_{\theta}$ ;
- 2) продольной деформации  $\epsilon_z$ ;
- 3) деформации под углом 45 градусов  $\epsilon_{45^\circ}$  к оси трубы (рисунок 2).

Этой группы датчиков достаточно для определения объёмного деформированного и плоского напряжённого состояния в зоне трубы. Также устанавливались тензодатчики для компенсации температурных деформаций. Единица измерения деформаций – мкм / м (микрострейн).

Таблица 1 - Размеры дефектов потери металла образцов трубы

Номер дефекта	Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, мм	Относительная глубина
1	40	15	0,3	0,1
2	40	17	0,6	0,2
3	40	17	0,9	0,3
4	40	18	1,2	0,4
5	40	20	1,5	0,5
6	40	20	1,8	0,6
7	40	23	2,1	0,7
8	42	23	2,4	0,8
9	42	25	2,7	0,9
0	0	0	0	0



Тензодатчики для измерения деформаций: 1 – кольцевой; 2 – продольной; 3 – под углом 45 градусов к оси трубы; 4 – термокомпенсирующие тензодатчики

Рисунок 2 – Образец трубы 60-3 мм с дефектом. Установленные измерительные и термокомпенсирующие тензодатчики.

Образцы трубы подвергались воздействию внутреннего давления. Шаг нагружения 0,4 МПа, максимальное давление 8 МПа.

Измерение деформаций под углом 45 градусов необходимо для расчёта угловых деформаций  $\gamma$ . Однако, как показали вычисления, в нашем случае угловые деформации  $\gamma$  не вносят существенный вклад при определении интенсивности деформаций  $\epsilon_i$  (другое название этой величины, используемое, например, в ПК Ansys, – эквивалентные деформации по Мизесу) для дефектов с относительной глубиной, не превышающей 0,80.

Объёмное деформированное состояние характеризуется тремя линейными деформациями: 1) кольцевой  $\epsilon_\theta$ ; 2) продольной  $\epsilon_z$ ; 3) радиальной  $\epsilon_r$ . Первые две деформации измеряются, а третья не измеряется, но рассчитывается. Согласно обобщённому закону Гука, радиальная составляющая деформаций  $\epsilon_r$  определяется по формуле

$$\varepsilon_r = \frac{\sigma_r - \nu(\sigma_\theta + \sigma_z)}{E}, \quad (1)$$

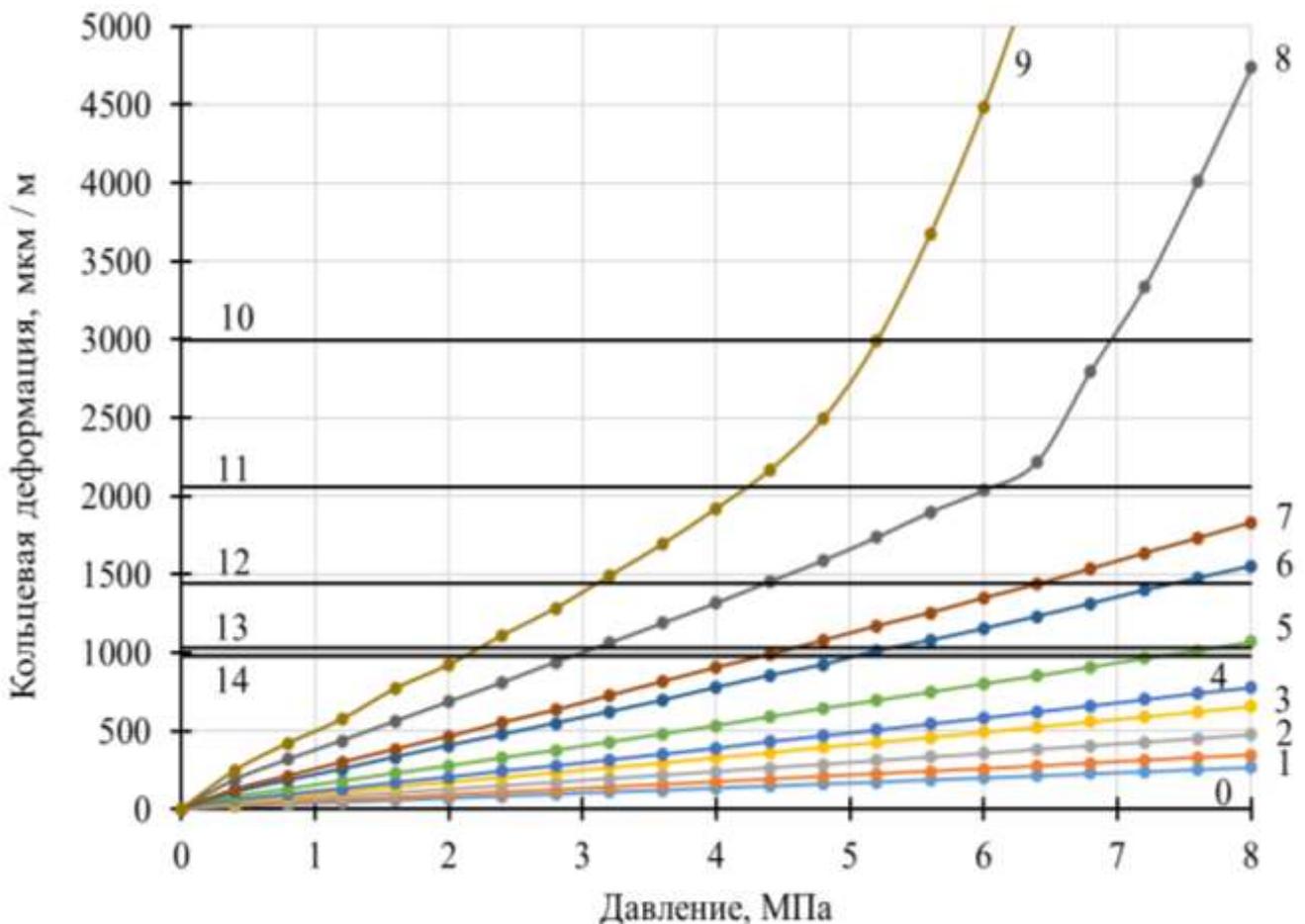
где  $\sigma_\theta$ ;  $\sigma_z$ ;  $\sigma_r$  – кольцевое, продольное и радиальное напряжение соответственно;

$E$  – модуль Юнга, для стали  $E = 206000$  МПа;

$\nu$  – коэффициент Пуассона, для стали  $\nu = 0,3$ .

Поскольку напряжённое состояние трубы плоское, то радиальной составляющей напряжений пренебрегаем  $\sigma_r = 0$ . Для вычисления кольцевых и продольных напряжений экспериментально полученных данных достаточно. Поэтому выражение (1) приведёт к численному результату, однако оно верно только при упругом деформировании. Когда деформирование упругопластическое, следует использовать модель пластичности [1] и алгоритм из статьи [2].

**Результаты.** На рисунке 3 продемонстрированы графики зависимости кольцевых деформаций  $\varepsilon_\theta$  в дефектных зонах от давления  $p$ . На рисунках 4 и 5 изображены графические зависимости продольных и радиальных деформаций от давления, числовые обозначения линий такие же, как на рисунке 3. Заметим, что радиальные деформации рассчитаны по модели упругости и формуле (1).



Относительная глубина дефекта: линия 0 – 0; 1 – 0,10; 2 – 0,20; 3 – 0,30; 4 – 0,40; 5 – 0,50; 6 – 0,60; 7 – 0,70; 8 – 0,80; 9 – 0,90.

Уровни предельных деформаций, соответствующие коэффициентам запаса по напряжениям (деформациям): линия 10 – 1,40 (6,29); 11 – 1,50 (9,17); 12 – 1,60 (13,04);

13 – деформация, соответствующая пределу текучести; 14 – деформация, соответствующая 95 % от предела текучести

Рисунок 3 – Экспериментальные графики зависимости кольцевой деформации в дефектных зонах потери металла от давления. Уровни предельных деформаций и предела текучести.

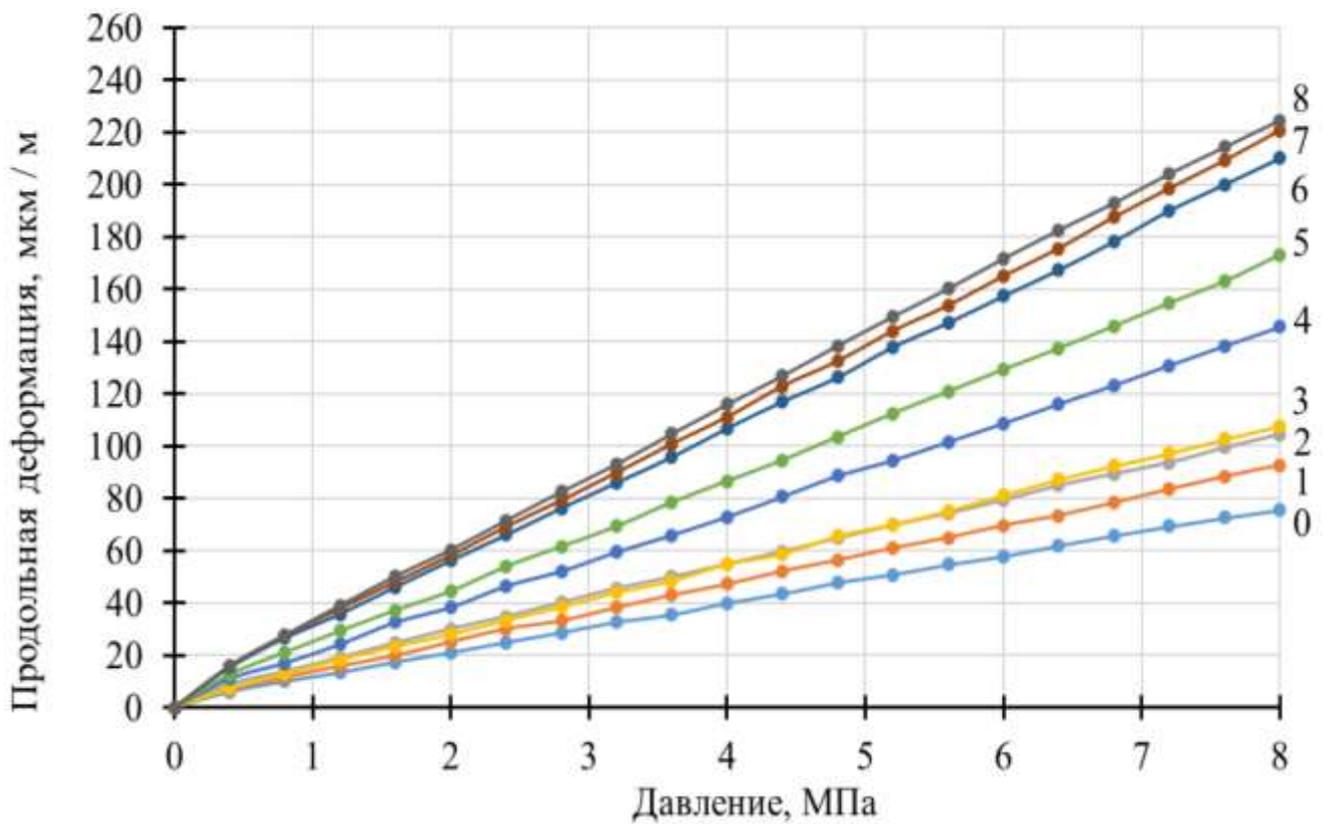


Рисунок 4 – Экспериментальные графики зависимости продольной деформации в дефектных зонах потери металла от давления

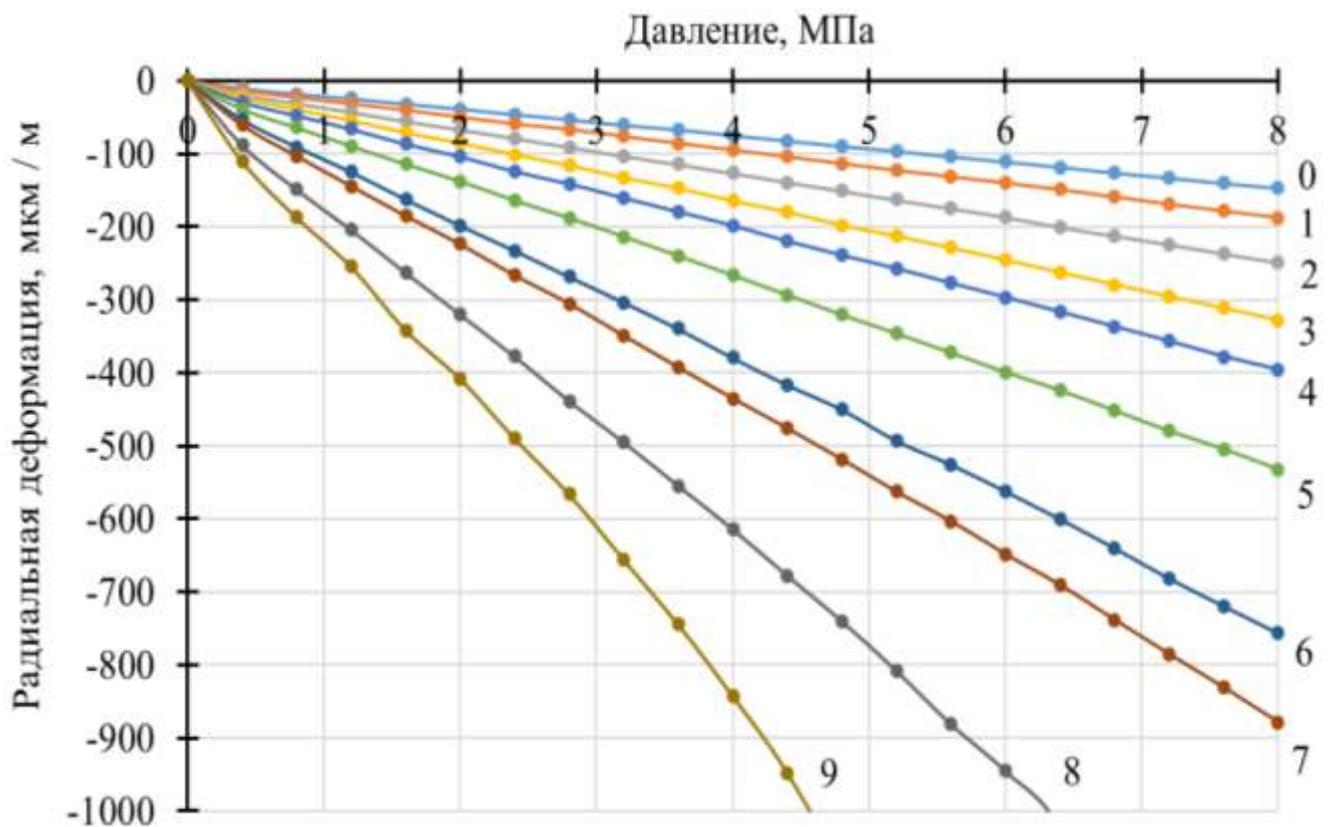


Рисунок 5 – Расчётно-экспериментальные графики зависимости радиальной деформации в дефектных зонах потери металла от давления

**Обсуждение результатов.** Мерой прочности конструкции в соответствии с энергетической теорией является интенсивность деформаций  $\epsilon_i$ , которая вычисляется по формуле

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{2(1+\nu)} \sqrt{(\varepsilon_\theta - \varepsilon_z)^2 + (\varepsilon_z - \varepsilon_r)^2 + (\varepsilon_r - \varepsilon_\theta)^2 + 1,5\gamma^2}. \quad (2)$$

Формула (2) справедлива для упругой стадии работы материала. В упругопластической стадии коэффициент Пуассона принимают равным  $\nu = 0,5$ .

Обработка экспериментальных данных показала, что интенсивность деформаций приблизительно равна измеренным кольцевым деформациям  $\varepsilon_i \approx \varepsilon_\theta$ . Поэтому вместо энергетической теории прочности можно обоснованно применять теорию наибольших линейных деформаций. Максимальными линейными деформациями в нашем случае являются кольцевые:  $\varepsilon_z < |\varepsilon_r| < \varepsilon_\theta$ . Деформация  $\gamma$  является угловой, а не линейной. Следовательно, оценка прочности осуществляется в соответствии с неравенством  $\varepsilon_\theta \leq \varepsilon_{\text{пред}}$ , где  $\varepsilon_{\text{пред}}$  – предельная деформация, которая вычисляется по формуле

$$\varepsilon_{\text{пред}} = \frac{\varepsilon_B}{n_\varepsilon}, \quad (3)$$

где  $\varepsilon_B$  – деформация, соответствующая пределу прочности;  $n_\varepsilon$  – коэффициент запаса по деформациям.

При помощи твердометрии определили значение предела прочности стали образца трубы  $\sigma_B = 417$  МПа. Причём использовалось известное выражение связи между пределом прочности и твёрдостью по Бринеллю для стали:  $\sigma_B = 0,34 \cdot \text{НВ} \cdot 9,81$ , где НВ – твёрдость по Бринеллю. Экспериментальное среднее значение твёрдости НВ = 125.

Формула для расчёта деформации, соответствующей пределу прочности,

$$\varepsilon_B = \frac{\sigma_T}{3G} \left( \frac{\sigma_B}{\sigma_T} \right)^{1/m}, \quad (4)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести, для марки стали Ст3  $\sigma_T = 245$  МПа;  $G$  – модуль сдвига, для всех марок стали  $G = 79231$  МПа;  $m$  – коэффициент деформационного упрочнения, для стали Ст3  $m = 0,183$ .

Расчёт по формуле (4) даёт  $\varepsilon_B = 18849$  мкм / м.

Обычно при оценке прочности конструкции задают коэффициент запаса по напряжениям  $n_\sigma$ , а не по деформациям  $n_\varepsilon$ . Например, в соответствии с СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» этот коэффициент можно рассчитать по формуле

$$n_\sigma = \frac{nk_1k_H}{m}, \quad (5)$$

где  $n$  – коэффициент надёжности по нагрузке (внутреннему давлению);  $k_1$  – коэффициент надёжности по материалу;  $k_H$  – коэффициент надёжности по ответственности трубопровода;  $m$  – коэффициент условий работы трубопровода.

При упругом деформировании значения коэффициентов запаса по напряжениям  $n_\sigma$  и деформациям  $n_\varepsilon$  совпадают, а при упругопластическом деформировании они отличаются.

Представим формулу пересчёта от коэффициента запаса по напряжениям  $n_\sigma$  к коэффициенту запаса по деформациям  $n_\varepsilon$  при упругопластической работе материала:

$$n_\varepsilon = \frac{\varepsilon_B}{\varepsilon_T} \left( n_\sigma \frac{\sigma_T}{\sigma_B} \right)^{1/m}, \quad (6)$$

где  $\varepsilon_T$  – деформация, соответствующая пределу текучести,

$$\varepsilon_T = \frac{\sigma_T}{3G}. \quad (7)$$

Формулы (4) и (6) выведены из предположения, что взаимосвязь между интенсивностями напряжений и деформаций при упругопластическом деформировании аппроксимируется степенной функцией.

Согласно (7) получим  $\varepsilon_T = 1030$  мкм / м. На рисунке 3 горизонтальная линия 13 соответствует уровню предела текучести. Если точка на графике расположена ниже этого уровня, то материал работает упруго; если выше – то упругопластически. Также на рисунке 3 изображён уровень деформаций, соответствующий 95 % от предела текучести, то есть уровень 979 мкм / м (горизонтальная линия 14). Этот уровень может служить в качестве предельной деформации и количественного критерия прочности; в данном случае  $\varepsilon_{\text{пред}}$  определяется по выражению  $\varepsilon_{\text{пред}} = 0,95 \cdot \varepsilon_T$ , а не согласно (3).

Линия 10 на рисунке 3 построена для коэффициентов запаса  $n_\sigma = 1,40$  и  $n_\varepsilon = 6,29$ ; линия 11 – для  $n_\sigma = 1,50$  и  $n_\varepsilon = 9,17$ ; линия 12 – для  $n_\sigma = 1,60$  и  $n_\varepsilon = 13,04$ .

Для оценки прочности дефектной трубы следует выбрать уровень предельной деформации. Это могут быть линии 10, 11, 12 или 14, построенные на рисунке 3. Если точка графика расположена ниже выбранного уровня, то прочность трубы обеспечивается; если точка находится выше выбранной горизонтальной линии, то прочность не обеспечивается.

С помощью эмпирически полученных данных выведена формула для вычисления кольцевых деформаций  $\varepsilon_\theta$  (мкм / м) в дефектной зоне потери металла

$$\varepsilon_\theta = 355,18 \left(\frac{H}{\delta}\right)^2 p + 28,065 \left(\frac{H}{\delta}\right) p + 22,834 \left(\frac{H}{\delta}\right) + 34,171p, \quad (8)$$

где  $H$  – глубина дефекта, мм;  $\delta$  – толщина стенки трубы, мм;  $(H / \delta)$  – относительная глубина дефекта, безразмерная величина;  $p$  – внутреннее давление, МПа.

Эмпирическая формула (8) верна в диапазоне  $(H / \delta)$  от 0 до 0,70; в диапазоне  $p$  от 0 до 8 МПа.

### **Выводы**

– Путём измерений получены графики зависимости кольцевых и продольных деформаций от давления в дефектных зонах потери металла образца трубы (рисунки 3 и 4).

– Экспериментально-расчётным методом получены графики зависимости радиальных деформаций от давления в дефектных зонах потери металла образца трубы, причём использовалась модель упругости (рисунок 5).

– Наибольшей линейной деформацией является кольцевая. Она приблизительно равна интенсивности деформаций. Для оценки прочности трубы с дефектом предлагается использовать теорию наибольших линейных деформаций.

– Угловая деформация не вносит существенный вклад при вычислении интенсивности деформаций для дефектных зон с относительной глубиной, не превышающей 0,80, и давлении до 8 МПа.

– Приведена формула (6) пересчёта от коэффициента запаса по напряжениям к коэффициенту запаса по деформациям при упругопластическом деформировании материала.

– Представлена диаграмма (рисунок 3), с помощью которой осуществляется оценка прочности дефектной трубы с учётом различных уровней предельных деформаций.

– Выведена эмпирическая формула (8) для вычисления кольцевой деформации в дефектной зоне потери металла трубы. Исходными данными для её использования являются значения относительной глубины дефекта и внутреннего давления.

### **Библиографический список:**

1. Биргер И. А., Мавлютов Р. Р. Сопротивление материалов : учеб. пособие, изд. стереотип. – М. : ЛЕНАНД, 2022. – 560 с.
2. Игнатик А. А. Метод оценки прочности магистрального трубопровода, учитывающий упругопластическое деформирование // Газовая промышленность. – 2023. – № 2. – С. 74–82.

## Исследование частных случаев ламинарного течения жидкостей

Шюкюрлю М. Ф., Искендеров Э. Х.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** Существуют формы ламинарных течений, для которых законы распределения сопротивления и скорости подтверждены в отдельных экспериментах, но в некоторых случаях (течения с большими перепадами давления в затухающих ламинарных течениях в начале течения такого типа) важно их учитывать с учетом некоторых исправлений и дополнений.

Несмотря на достаточно обширную изученность гидродинамики ламинарного режима движения, в статье рассматривается гидродинамическое исследование частных случаев ламинарных течений в соответствии с существующей в настоящее время моделью активного пограничного слоя.

Были проведены расчеты по определению длины до зоны стабилизации (начального участка) для ламинарных потоков, а также гидравлически исследовано влияние давления и температуры на вязкость (производительность).

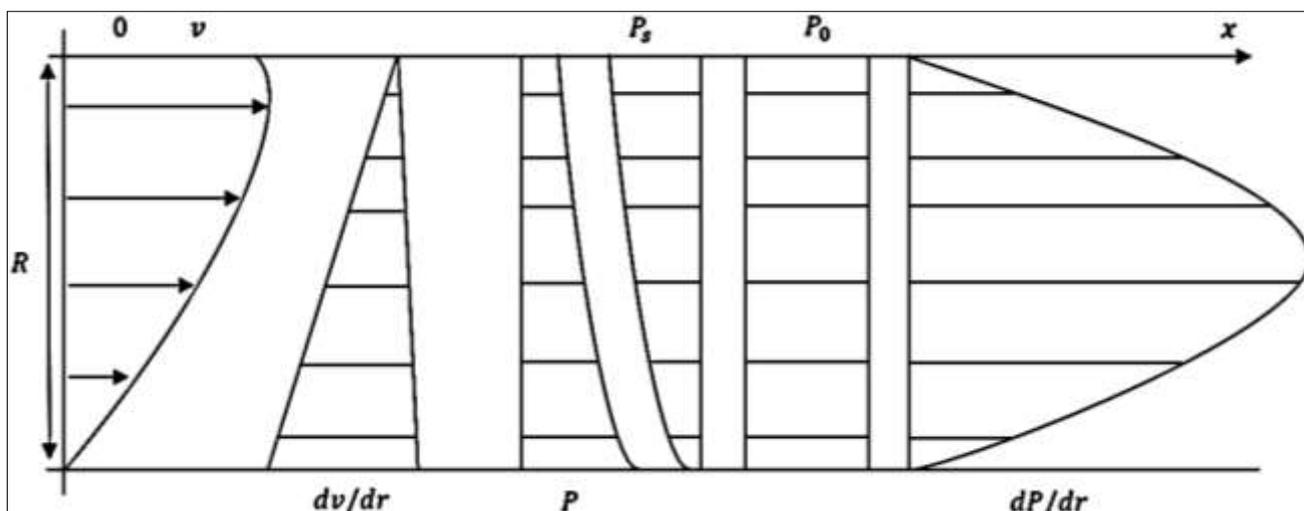
**Ключевые слова:** ламинарный поток, профиль скорости, потеря давления, гидравлические критерии, вязкость

Известно, что ламинарные течения являются одной из наиболее распространенных форм движения жидкости. Гидродинамика таких течений изучена и исследована достаточно подробно. Наука о движении вязких жидкостей была основана в 1821 году французским ученым Навье и развита благодаря работам Стокса.

Хотя на протяжении более двух столетий модель движения (течения) вязкой жидкости основывалась на предположении о постоянстве статического давления в поперечном сечении реальной жидкости, недавние исследования показали, что современная модель потока подразумевает неравномерное распределение энергетического потенциала в поперечном сечении, что не соответствует условию термодинамической устойчивости системы [1-4].

Созданная в настоящее время модель активного пограничного слоя основана на постоянстве полного давления (суммы статического и скоростного давлений) вдоль поперечного сечения потока, а не статического, и изменении статического давления в зависимости от скорости течения [4-6].

Изменение параметров по сечению согласно новой физической модели течения показано на рисунке 1.



$v$ -скорость,  $dv/dr$ -градиент скорости,  $P$ -статическое давление,  $P_n$ -давление напора,  
 $P_0 = P + P_n$ -полное давление,  $dP/dr$ -градиент давления

Рисунок 1- Изменение физических параметров в поперечном сечении цилиндрического потока

Новая физическая модель течения имеет большое значение для дальнейшего развития теории гидро- и газодинамики, особенно турбулентных и многофазных течений, а также массо- и теплопереноса. Учет новой модели движения многофазных потоков и адаптация гидравлических расчетов и схем к новой модели важны для повышения эффективности транспортных процессов [7-9].

Поскольку многофазные потоки с ламинарным режимом движения представляют собой форму течения, характеризующуюся малым градиентом поля скорости, в них не происходит переноса массы по новому поперечному сечению в направлении, перпендикулярном потоку [7,10].

Напряженное состояние пограничного слоя активной среды характеризуется распределением статического давления ( $P$ ) и касательного напряжения ( $\tau$ ).

Статическое давление зависит от абсолютной скорости текущей среды. Приложенное напряжение определяется тем, как динамическое давление распределяется по поперечному сечению потока. В ламинарных течениях распределение абсолютной скорости соответствует распределению скорости переноса среды, потому что здесь нет скорости переноса через поперечное ее сечение. В турбулентных течениях абсолютная скорость среды равна геометрической сумме линейной и поперечной скоростей потока.

Экспериментально установлено, что максимальная линейная скорость среды на оси турбулентного течения на 10-20% больше средней скорости течения ( $v_{cp}$ ). В отличие от турбулентного течения, в ламинарных течениях максимальная скорость в два раза превышает среднюю скорость потока (Рисунок 2).

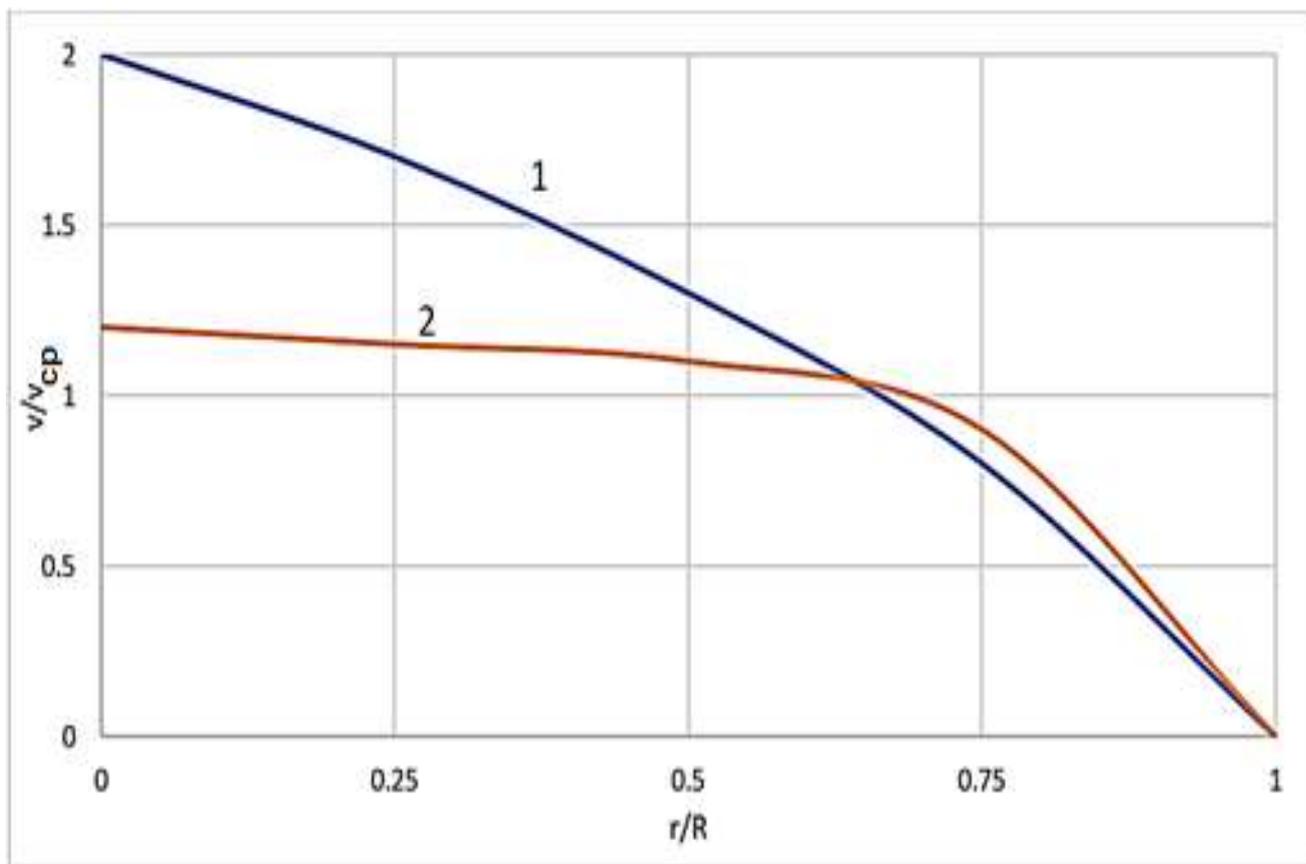


Рисунок 2 - Распределение скорости в ламинарном (1) и турбулентном (2) течениях

Для определения изменения расхода на основе распределения скорости в трубе можно записать следующее выражение:

$$Q = \frac{\Delta P_{\text{тр}} \times \pi \times r_0^4}{8 \times \mu \times l} \quad (1)$$

Среднюю скорость жидкости в трубопроводе можно определить согласно следующему выражению:

$$v_{\text{ср}} = \frac{\Delta P_{\text{тр}} \times r_0^2}{8 \times \mu \times l} \quad (2)$$

На основании выражений (1) и (2) можно записать  $v_{\text{ср}} = v_{\text{max}}/2$ .

Тогда для расчета потерь давления на трение при ламинарном течении можно воспользоваться известными формулами Пуазейля-Гагена и Дарси-Вейсбаха:

$$H_{\text{тр}} = \frac{128 \times \eta \times l \times Q}{\pi \times g \times D^4} \quad (3)$$

$$H_{\text{тр}} = \frac{64}{Re} \times \frac{l}{D} \times \frac{v_{\text{ср}}^2}{2 \times g} = \lambda_{\text{лам}} \times \frac{l}{D} \times \frac{v_{\text{ср}}^2}{2 \times g} \quad (4)$$

Где:  $D$  - диаметр трубы ( $D=2 \times r_0$ ),  $\eta$  - кинематическая вязкость жидкости.

Хотя упомянутые выше законы распределения сопротивления и скорости для ламинарных течений подтверждены отдельными экспериментами, существуют случаи такой формы течения, в которых важно учитывать некоторые поправки и дополнения. При ламинарном движении в трубе, в ее начале, где параболическое распределение скорости происходит постепенно, а не внезапно, сопротивление на этом участке больше, чем на последующих участках. Для трубопроводов небольшой длины влияние таких случаев не учитывается.

Расстояние до места формирования параболического профиля скорости, характерного для ламинарного течения, называют началом зоны ламинарного движения, рассматривая его как особую начальную зону ( $l_{\text{нач}}$ ). Длина этой зоны может варьироваться в зависимости от скорости потока и геометрических размеров трубы.

Для определения длины начальной зоны в ламинарных течениях принята, хотя и приближенно, следующая зависимость:

$$\frac{l_{\text{нач}}}{D} = 0.029 \times Re \quad (5)$$

Если в последнем выражении учесть критическое значение числа Рейнольдса для ламинарного течения ( $Re=2320$ ), то для максимальной длины начальной зоны получим:

$$l_{\text{нач}}^{\text{max}} = 67.4 \times D \quad (6)$$

Как видно из последнего выражения, с увеличением диаметра трубопровода начальная длина ламинарного течения будет увеличиваться согласно линейному закону. При диаметре  $D=1$  м максимальная длина этой зоны составит 67,4 м. То есть после 67,4 м в трубопроводе будет наблюдаться стабилизированный ламинарный режим течения.

Учитывая  $Re = \frac{v \times D}{\eta}$  в уравнении (6), получаем следующее выражение для определения значения:

$$l_{\text{нач}} = 0.029 \times v \times D^2 / \eta \quad (7)$$

Как видно из последнего выражения, длина начальной зоны ламинарного течения прямо пропорциональна скорости текущей жидкости и обратно пропорциональна ее вязкости, а сильнее всего изменяется в зависимости от диаметра трубопровода (его площади).

Таким образом, проведенный анализ показывает, что сопротивление в начале трубопровода больше, чем на последующих участках. Поэтому, изначально, при расчете потери напора, которая составляет  $l < l_{\text{нач}}$ , необходимо учитывать поправочный коэффициент  $N$ .

Значение этого коэффициента, большее единицы, можно определить на основе выражения  $N = \frac{l_{нач}}{D \times Re}$  по зависимости Шиллера ( $N=1,09$ ), то есть сопротивление в начале на 9% выше.

Следует отметить, что для коротких трубопроводов коэффициент  $N$  отличается от 1 более чем на 9% по сравнению с длинными трубопроводами.

Таким образом, с учетом начальной части, получаем следующее выражение для расчета потери давления в условиях ламинарного течения, согласно выражению (4) и выражению числа Рейнольдса для ламинарного течения:

$$P_{тр} = (0.165 + \frac{64}{Re} \times \frac{l}{D}) \times \frac{v^2 \times \rho}{2 \times g} \quad (9)$$

Здесь  $\rho$  - плотность текущей жидкости.

Как видно из последнего выражения, если относительная длина трубопровода  $l/d$  достаточно велика, то дополнительный предел (0,165), включенный в последнее выражение, можно не учитывать. Однако для коротких трубопроводов важно учитывать это ограничение.

Таким образом, с гидродинамической точки зрения исследована зона формирования параболического профиля скорости, являющегося частным случаем ламинарных течений-начальная зона. Предложено математическое выражение для определения длины зоны до формирования параболического профиля скорости.

#### **Библиографический список:**

9. Girgidov A.D. Mechanics of liquid and gas (hydraulics) SPb. Izd. SPbГТУ, 2003, 545 p.
10. Landau L. D., Lifshits E. M. Hydrodynamics, M.: Nauka, 1986, 736 p.
11. Mirzajanzadeh A.H., Galyamov A.K., Maron V.I., Yufin V.A. Hydrodynamics of pipeline transport of oil and petroleum products. M.: Nedra, 1984, 287 p.
12. Iskandarov, E.Kh., Ismayilova, F.B., Shukurly, M.F., Ismayilova, P.Sh. Changes in energy characteristics of pipeline systems considering hydrodynamic loads. SOCAR Proceedings, 2024, (2), p. 105–108. DOI: 10.5510/OGP20240200974.
13. Ismayilov, G., Iskandarov, E., Farzalizade, Z., Abishova, R. SOME ASPECTS OF OPERATIONAL RISK MANAGEMENT IN OIL AND GAS FIELD PIPELINES. Reliability: Theory and Applications, 2023, 18(Special Issue 5), p. 565–568. DOI: 10.24412/1932-2321-2023-575-565-568.
14. G.G. Ismayilov, E.K. Iskenderov, F.B. Ismayilova, G.A. Zeinalova. Controlled methods to suppress pressure pulsations in multiphase pipelines. Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2020, 93 (1), pp. 216-222.
15. F.B. Ismayilova, G.G. Ismayilov, E.K. Iskenderov., K.T. Dzhakhangirova construction of a mathematical model of the flow characteristics of a multiphase pipeline with regard for the phase transitions in it. Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2023, 96 (1), 73-79.
16. Yang, R., Wang, H., Zhong, D., Ge, N. Effects of Frequency and Amplitude of Local Dynamic Hump and Inlet Turbulence Intensity on Flow Separation Control in Low-Pressure Turbine. International Journal of Aeronautical and Space Sciences, 2023, 24(3), p. 641–651. DOI: 10.1007/s42405-023-00588-2.
17. Daniely Amorim Neves, Saon Crispim Vieira, Saon Crispim Vieira, Juliana Cenzi, ... Adriano Todorovic Fabro. Identification of the flow pattern from the experimental pressure signal in horizontal pipes carrying two-phase flows. Experimental Thermal and Fluid Science. Volume 154, May 2024, 111141. doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2024.111141.
18. G.G. Ismayilov, V.H. Nurullayev, E.K. Iskenderov. The role of saturated vapor pressure of cavitations in the process of oil supply. Bull. Environ., Pharmacol. Life Sci., 2016, 5, 15-24.

## Перспективы применения умных систем индивидуальной защиты на объектах транспортировки природного газа

Кузьбожев П. А.

*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия*

Обеспечение условий труда, позволяющих снизить или предупредить возникновение несчастных случаев, является важнейшей задачей газотранспортного предприятия, в первую очередь ввиду того, что несчастные случаи связаны с травмами различной степени тяжести и гибелью сотрудников. На рисунке 1 приведено количество пострадавших и погибших при несчастных случаях за период 2016 – 2022 гг. в ПАО «Газпром».

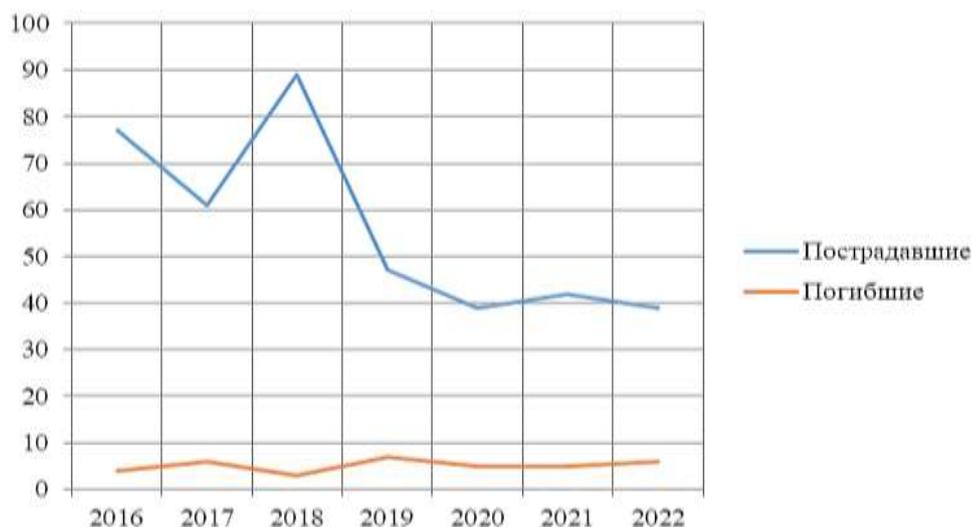


Рисунок 1 - Количество пострадавших и погибших при несчастных случаях за период 2016 – 2022 гг. в ПАО «Газпром» [1]

Несмотря на общую тенденцию снижения случаев производственного травматизма в ПАО «Газпром», а также несчастных случаев со смертельным исходом, процессы транспорта и хранения природного газа остаются одними из наиболее опасных видов деятельности по отношению к другим процессам и видам деятельности в ПАО «Газпром», ввиду большого объема реализуемых производственных задач на объектах магистральных газопроводов ПАО «Газпром», а также сопутствующих опасных факторов, в том числе: негативные климатические факторы, нападение диких животных, взрыв газа, падение в траншею, утечка газа, наезд тяжелой строительной техники, поражение электрическим током, давление и температура транспортируемого продукта, шумовое воздействие и т.д.

Для целей защиты и снижения негативного воздействия от опасных факторов, рассмотренных выше, хорошо известны различные виды средств индивидуальной защиты (СИЗ), которые представляют собой носимые на человеке средства индивидуального пользования для предотвращения или уменьшения воздействия на человека вредных и (или) опасных факторов, а также для защиты от загрязнения [2].

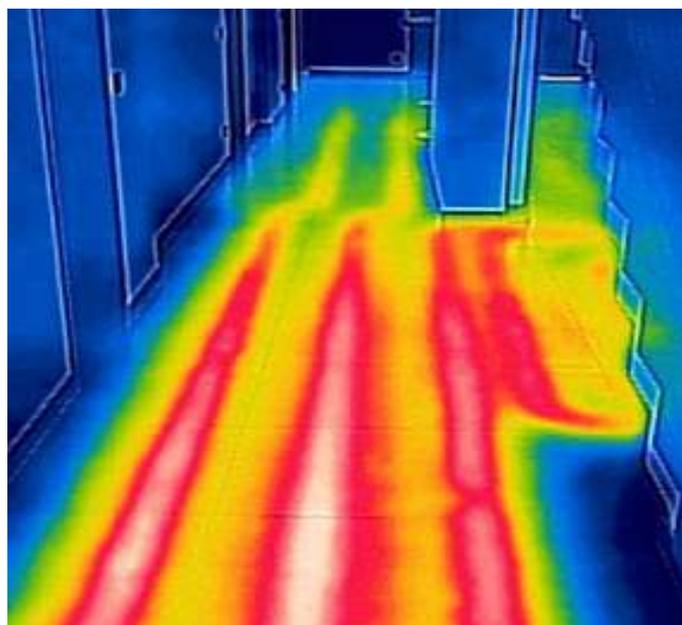
В то же время из общемировой технической практики известны так называемые «умные средства индивидуальной защиты» (УСИЗ). В большинстве случаев УСИЗ отличаются от стандартных СИЗ тем, что дополнительно укомплектованы специальной электроникой.

Известен пример применения умных очков в системе предупреждения и контроля безопасности работников-пешеходов на строительных и горнодобывающих площадках, представленной на рисунке 2, разработанной Национальным университетом Пукён («Pukyong National University»). Система включает умные очки, которые принимают сигналы BLE, передаваемые от Bluetooth-маяков, и подают визуальные сигналы тревоги, когда находятся в непосредственной близости от маяка. Таким образом система предотвращает случаи, связанные с наездом тяжелой техники на работников, в условиях ограниченной видимости.



Рисунок 2 - Общий вид концептуальной персональной системы предупреждения об опасном приближении, включающей блок приемника Bluetooth с низкой энергией и блоки передатчиков BLE [3]

Также известны примеры использования защитных касок, оборудованных инфракрасными камерами на строительных площадках (рисунок 3).



а



б

а) нагревательные трубы, встроенные в пол, б) короб предохранителей  
Рисунок 3 - Изображения, полученные с инфракрасной камеры [4]

Инфракрасные камеры/камеры видимого света выгодны работникам стройплощадки, поскольку на изображениях, полученных с помощью инфракрасных камер, тепловые трубы или линии электропередач отображаются разными цветами.

Таким образом, УСИЗ сочетают в себе достоинства традиционных СИЗ и новый функционал, обеспечиваемый электроникой, такой как датчики, детекторы, модули передачи данных, батареи, кабели и другие элементы. На рисунке 4 приведен общий вид комплекса УСИЗ.

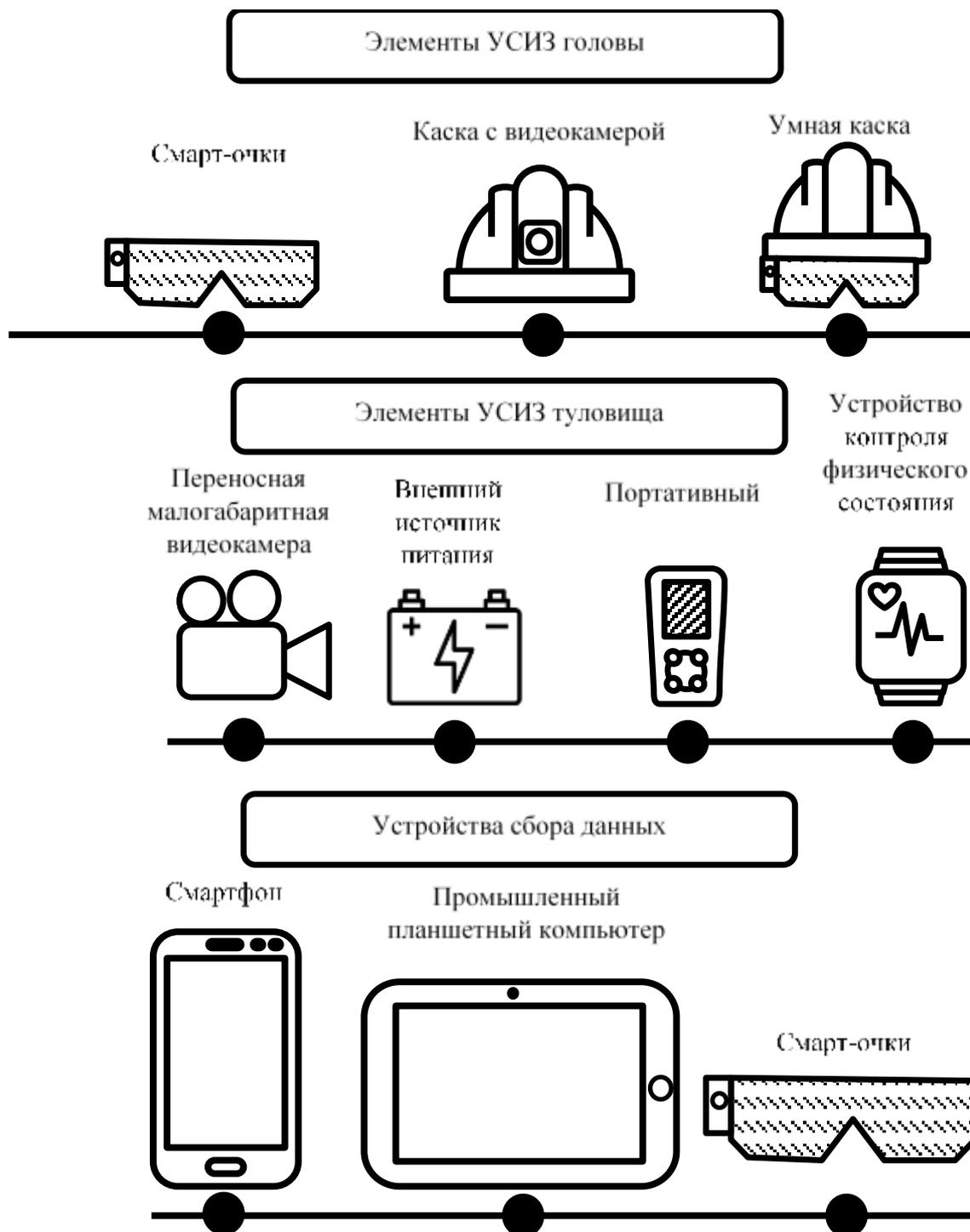


Рисунок 4 - Устройства, применяемые в комплексах УСИЗ

Внедрение умных устройств контроля в рабочие процессы на объектах ПАО «Газпром» является закономерным решением, которое поможет повысить уровень производственной безопасности. При этом также стоит отметить, что сейчас рынок умных гаджетов полон предложений от различных производителей, в условиях конкуренции появляются товары с низкой стоимостью и большим функционалом.

### **Библиографический список:**

1. Отчет о социальной деятельности Группы Газпром за 2022 год [Электронный ресурс] // – URL: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2022/production-safety/labor-protection/> (Дата обращения: 05.08.2024).
2. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 019/2011 «О безопасности средств индивидуальной защиты» (в ред. Решения Совета Евразийской экономической комиссии от 28.05.2019 N 55).
3. Smart Glasses-Based Personnel Proximity Warning System for Improving Pedestrian Safety in Construction and Mining Sites / Jieun Baek, Yosoon Choi // International Journal of Environmental Research and Public Health. – 2020.
4. Smart Helmet for Construction Site Documentation and Work Support / Gerald Pirkl, Peter Hevesi, Orkhan Amiraslanov, Paul Lukowicz // Conference: the 2016 ACM International Joint Conference.

УДК 532.57.082.25

### **Построение модели датчика для газопроводов на основе функциональной зависимости между скоростью природного газа и подъемной силы**

Любимов П. В.

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия*

Энергетика является неотъемлемой частью экономического комплекса любого государства, в основную “кавалкаду”, в фундаменте развития ТЭК (топливно-энергетического комплекса) заложены принципы надежной и безопасной эксплуатации топливно-энергетического сырья и оборудования на всех этапах жизненного цикла энергетического продукта.

Для нефтегазовой отрасли, как и для любой другой, важно обеспечить свой производственный цикл надежными измерительными средствами, с целью обеспечения надежности и достоверности данных. Известно множества расходомеров на различных функциональных зависимостях, также известна модель, завязанная на измерении подъемной силы, описан кремниевый датчик расхода газа на основе подъемной силы. Чувствительная конструкция состоит из двух равных пластин, расположенных таким образом, чтобы отклоняться под действием подъемной силы. Прогиб обнаруживается с помощью пьезорезисторов из поликремния, соединенных в конфигурацию моста Уитстона. Благодаря своей симметричной конструкции датчик подавляет артефакты, вызванные силами ускорения [1]. Исследования на стороне механических устройств, основанных на принципах сопротивления, частоты или подъемной силы также находят место быть [2].

Предложенная в этой работе модель, основанная на аэродинамическом профиле, позволяет обеспечить подбор модели из открытой базы данных NASA и ее адаптировать под тип и условия течения среды. Также выбор в пользу интрузивной модели оправдывается большей чувствительностью прибора, высокой точностью, также инвазивные модели выказывают большую стабильность в агрессивных условиях и позволяют применять их в более широких измерительных диапазонах, что ведет к более универсальным градуированным шкалам.

Так в качестве объекта исследования выбирается аэродинамический профиль NASA2412.

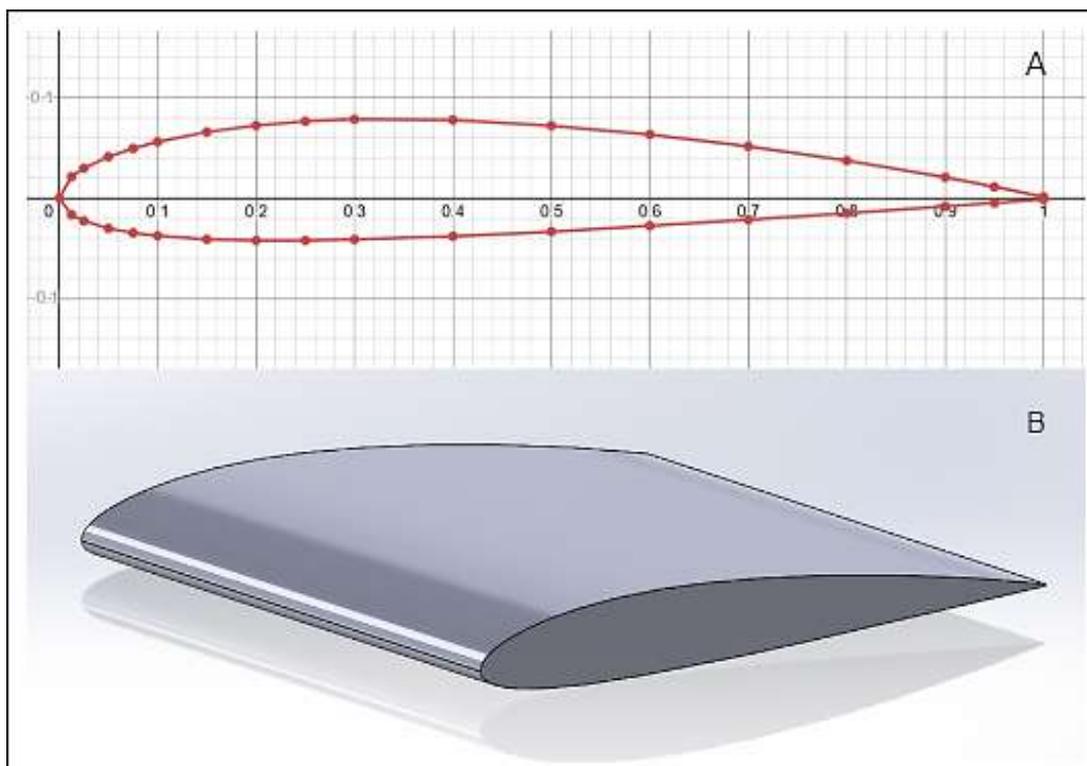
Для выполнения данной работы использовались следующие основные параметры (таблица 1).

В рамках исследований с использованием Ansys CFX и базы данных NASA построена полнотелая модель аэродинамического профиля крыла рис. 1.

Поскольку условиями эксплуатации в качестве расходной среды выбран природный газ и целью является определение силы подъемной и лобового сопротивления, из построения расчетной модели решено исключить подобласть вторичного формирования потока, полная модель рис. 2.

Таблица 1 – Перечень параметров

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Значение
1	Скорость среды	м/с	5-35
2	Шаг измерений	м/с	5
3	Температура среды	°С	25
4	Домен-ограничитель	-	Сечение трубы
5	Длина хорды	мм	100
6	Размах крыла	мм	100
7	Плотность среды	кг/м <sup>3</sup>	0,7



а) координатное разложение профиля, б) полнотелая модель

Рисунок 1 – Построение модели

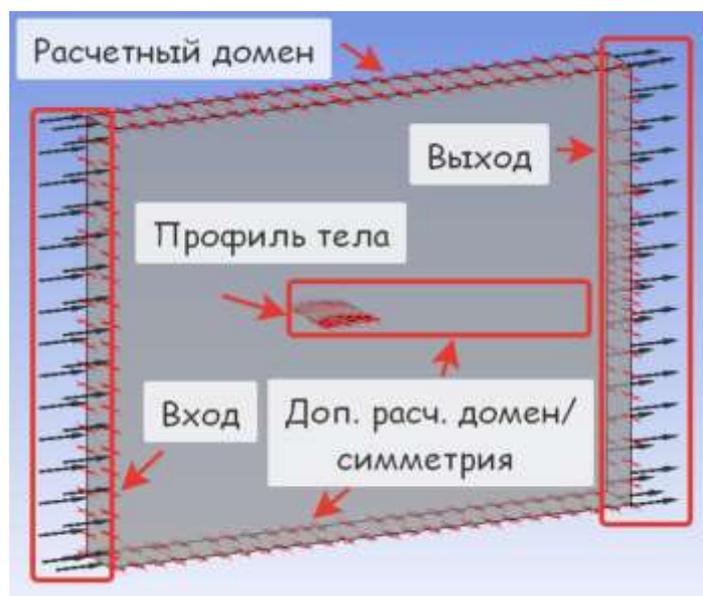


Рисунок 2 – Модель с областью течения

Для валидации расчетов по обтеканию профиля крыла можно рассчитать выбранную модель под условия течения воздуха и сравнить расчетные значения с теми что указаны в открытой библиотеке профилей NASA. Результаты валидации таблица 2.

Таблица 2 – значения для воздуха

Расчетные значения Cd и Cl при разных углах атаки							
Парам. $\alpha$	0	5	10	15	-5	-10	-15
Cl	0,224	0,764	1,224	1,273	-0,33	-0,832	-0,665
Cd	0,017	0,03	0,067	0,114	0,026	0,068	0,166

Сравнивая полученные с значения с теми, что установлены в базе NASA при схожих скоростях, углах атаки и значениях числа Re, можно заключить о пригодности модели. В наших же исследованиях рабочей средой выступает природный газ, выполненный в редакторе материалов, с массовыми фракциями:

$$CH_4 = 0,9$$

$$C_2H_6 = 0,05$$

$$C_3H_8 = 0,03$$

$$N_2 = 0,02$$

По результатам моделирования рис. 3, собираются данные по распределению сил по поверхностям крыла, при условии статичного положения модели (угол атаки – 0 градусов) и различной скорости обтекания.

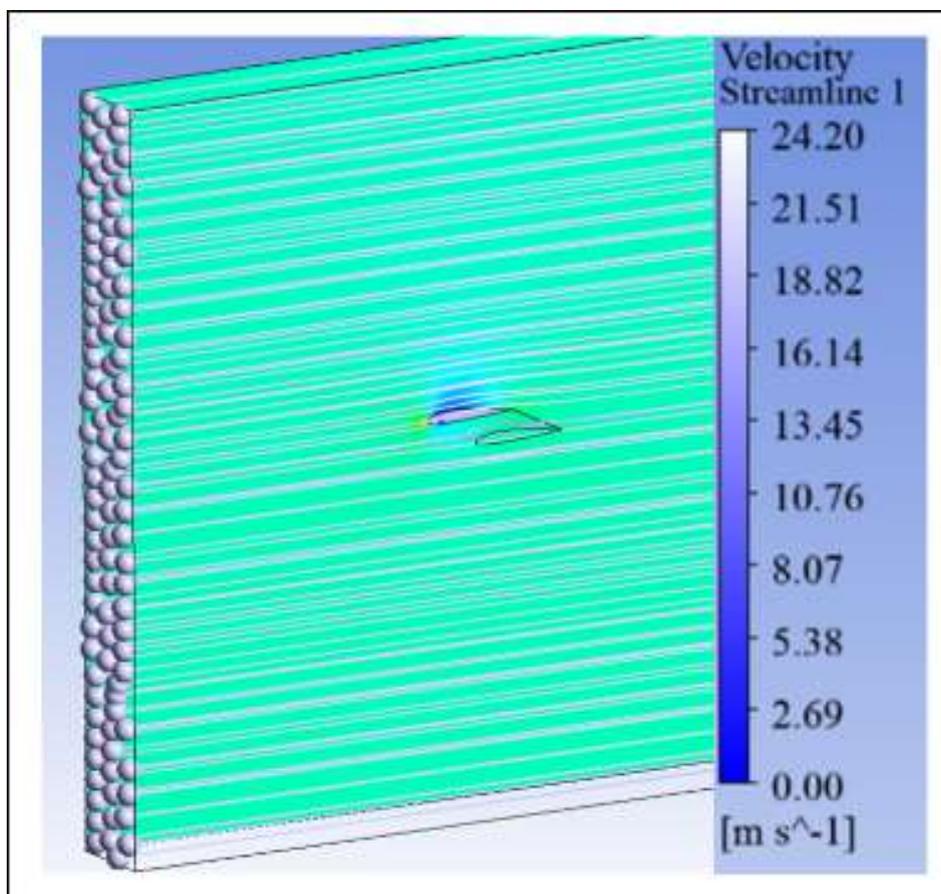


Рисунок 3 – Результат моделирования для скорости 20 м/с, распределение скорости, формирование контура обтекания

Для решения задачи по определению соответствующих коэффициентов с использованием среды MathCad строится модель-решатель, для каждой симуляции строится подобная, данные обрабатываются, пример модели для условий течения – скорость природного газа 20 м/с рис. 4.

### Блок решения №5

Хорда крыла  $b_{airfoil} := 0.1$

Размах крыла  $l_{airfoil} := 0.1$

Площадь  $S_{airfoil} := b_{airfoil} \cdot l_{airfoil} = 0.01$

Плотность газа  $\rho := 0.7$

Скорость потока  $v := 20$

Сила лобового сопротивления  $Q := 0.031$  Расчет Ansys

Подъемная сила крыла  $Lift := 0.32$  Расчет Ansys

Для  $\alpha = 0$

Коэффициент подъемной силы

$$C_l := \frac{Lift}{0.5 \cdot \rho \cdot v^2 \cdot S_{airfoil}} = 0.229$$

Сила лобового сопротивления

$$C_d := \frac{Q}{0.5 \cdot \rho \cdot v^2 \cdot S_{airfoil}} = 0.022$$

Преобразование значений ANSYS CFX

$a := -5$

$$Y := -Q \cdot \sin\left(\frac{a}{180 \cdot \pi}\right) + Lift \cdot \cos\left(\frac{a}{180\pi}\right) = 0.32 \quad Q := Q \cdot \cos\left(\frac{a}{180 \cdot \pi}\right) + Lift \cdot \sin\left(\frac{a}{180\pi}\right) = 0.028$$

Пересчет на действительные значения

Коэффициент подъемной силы

$$C_l := \frac{Y}{0.5 \cdot \rho \cdot v^2 \cdot S_{airfoil}} = 0.229$$

Сила лобового сопротивления коэффициент

$$C_d := \frac{Q}{0.5 \cdot \rho \cdot v^2 \cdot S_{airfoil}} = 0.02$$

Рисунок 4 – Расчетная модель

Таблица 3 - Результаты моделирования для природного газа

Расчетные значения Cd и Cl при разных скоростях							
Парам. v	5	10	15	20	25	30	35
Cl	0,027	0,209	0,215	0,229	0,238	0,226	0,238
Cd	0,229	0,246	0,027	0,02	0,022	0,013	0,02

Обработка результатов на этом этапе сводится к построению уравнения регрессии, связывающего скорость потока с коэффициентом подъемной силы.

Расчет средних значений:

$$\bar{X} = \frac{0,027 + 0,209 + 0,215 + 0,229 + 0,238 + 0,226 + 0,238}{7} = 0,197$$

$$\bar{Y} = \frac{5 + 10 + 15 + 20 + 25 + 30 + 35}{7} = 20$$

Коэффициенты a и b:

$$b = \frac{\sum(X_i - \bar{X}) * (Y_i - \bar{Y})}{\sum(X_i - \bar{X})^2} = 99,72$$

$$a = \bar{Y} - b * \bar{X} = 0,35$$

Уравнение:

$$Y = 0,35 + 99,72 * x$$

Решение этого уравнения дает значительную погрешность, для совершенствования решения требуется использовать полиномиальную функцию или осуществлять многопараметрическое построение модели, однако, это не исключает того, что модель, как и предлагаемая функциональная зависимость могут быть использованы для определения скорости и расхода среды. Задачу по определению расхода сводится к решению уравнения следующего вида:

$$Q = 3600\pi * v * \left(\frac{d}{2}\right)^2$$

Достигнуты результаты позволяют предложить использование такого датчика, имея инвазивную природу, будучи простым в эксплуатации, он оказывает наименьшее влияние на вторичное формирование потока, что следует из моделирования обтекания, но для построения качественной модели также необходимо доработать то что предложено, помимо этого, необходимо решить проблему калибровки положения датчика относительно потока, эта проблема может быть решена применением в конструкции сквозных отверстий с пористым материалом, рассчитанным под давление соответствующего угла атаки.

#### Библиографический список:

1. Niklas Svedin, Edvard Kälvesten, Erik Stemme, Göran Stemme, A lift-force flow sensor designed for acceleration insensitivity, Sensors and Actuators A: Physical, Volume 68, Issues 1–3, 1998, Pages 263-268, ISSN 0924-4247, [https://doi.org/10.1016/S0924-4247\(98\)00015-6](https://doi.org/10.1016/S0924-4247(98)00015-6).
2. Ivan Litvinov, Dan Refaeli, Alex Liberzon, Slava Krylov, Effect of overheat and direct flow loading on the MEMS bistable flow sensor, Sensors and Actuators A: Physical, Volume 372, 2024 115312, ISSN 0924-4247, <https://doi.org/10.1016/j.sna.2024.115312>.

## Определение места нарушения герметичности полевого магистрального трубопровода при авариях и неисправностях

Сеолев Л. В.

*ФГУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», г. Москва, Россия*

Рассмотрен и проанализирован известный метод гидравлической локации утечек горючего для стационарных магистральных нефтепродуктопроводов, показаны недостатки модели. Предложен модифицированный способ обнаружения координаты нарушения герметичности полевого магистрального трубопровода, основанный на математическом описании процесса перекачки горючего по полемому магистральному трубопроводу при нарушении герметичности.

**Ключевые слова:** герметичность, полевой магистральный трубопровод, утечки горючего, аварии и неисправности, интенсивность истечения.

**Keywords:** leakproofness, field main pipeline, accidents and malfunctions, the intensity of fuel outflow.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью снижения количества потерь горючего при использовании полевых магистральных трубопроводов (ПМТ) за счёт сокращения сроков обнаружения мест нарушений герметичности трубопровода и устранения последствий аварий или неисправностей.

Основные задачи исследования:

рассмотреть организацию работы по установлению факта и места повреждения ПМТ;

провести анализ существующих способов определения мест утечки горючего, применяемых на ПМТ;

рассмотреть преимущества и недостатки существующего метода гидравлической локации мест утечек горючего для магистральных нефтепродуктопроводов;

предложить модифицированный способ определения мест нарушения герметичности ПМТ, основанный на математическом описании процесса перекачки горючего по ПМТ при повреждениях различного типа.

Управление трубопроводными подразделениями на этапе эксплуатации ПМТ осуществляется с командного пункта (КП) трубопроводного батальона (*отпб*) и пунктов управления (ПУ) трубопроводных рот (*тнр*). На КП *отпб* и каждом ПУ *тнр* организуется диспетчерская служба, на которую возлагается организация управления перекачкой и патрульно-аварийной службой [1].

Патрульно-аварийная служба предназначена для ведения наблюдения за состоянием линии трубопровода и её обслуживанием, своевременного обнаружения и устранения аварий и неисправностей, сбора пролитого горючего, поддержания строгого противопожарного режима, инженерного оборудования местности, охраны и обороны, тушения пожаров, восстановления разрушенных участков трубопровода. Однако применяемые в *отпб* в настоящее время методы обнаружения мест нарушения герметичности (визуальный метод, определение места повреждения с помощью гидравлического треугольника и др.) не являются достаточно эффективными ввиду неточностей и больших временных затрат.

Алгоритм действий при возникновении аварии или неисправностей на трубопроводе представляет собой последовательность ряда событий.

В первую очередь диспетчер на ПУ *тнр* получает доклады от мотористов насосных станций о нарушении установленного режима перекачки. Сами мотористы судят об этом по показаниям манометров насосных установок. Разумеется, при незначительной интенсивности истечения горючего определить координату нарушения герметичности по приборам насосных станций весьма трудно. Следует учитывать, что цена деления штатных манометров передвижных насосных установок равна 0,2 МПа. Ввиду вибрации от работающих двигателя, редуктора и насоса стрелки манометров также вибрируют, что не даёт возможности мотористу снять истинное значение давлений на входе и выходе насоса.

Таким образом, диспетчер на ПУ *мпр* не может быть уверен в том, что переданные ему значения давлений являются точными, что и предопределяет последующие ошибки. Так, например, если истинное значение давления на выходе насоса отличается от зафиксированного мотористом всего на 0,1 МПа, ошибка в определении места аварии (нарушения герметичности трубопровода) может составлять 1,0–1,5 км.

При получении от мотористов докладов о резком изменении режимов работы насосных станций диспетчер отдаёт распоряжение о выезде на трассу патрульно-аварийных команд от «предаварийной» и «зааварийной» насосных станций во встречном направлении для обнаружения места нарушения герметичности ПМТ и устранения аварии или неисправности. Затем он, используя гидравлический треугольник (рисунок 1), определяет и передаёт по радиосвязи патрульно-аварийным командам данные о возможном месте произошедшего повреждения трубопровода.

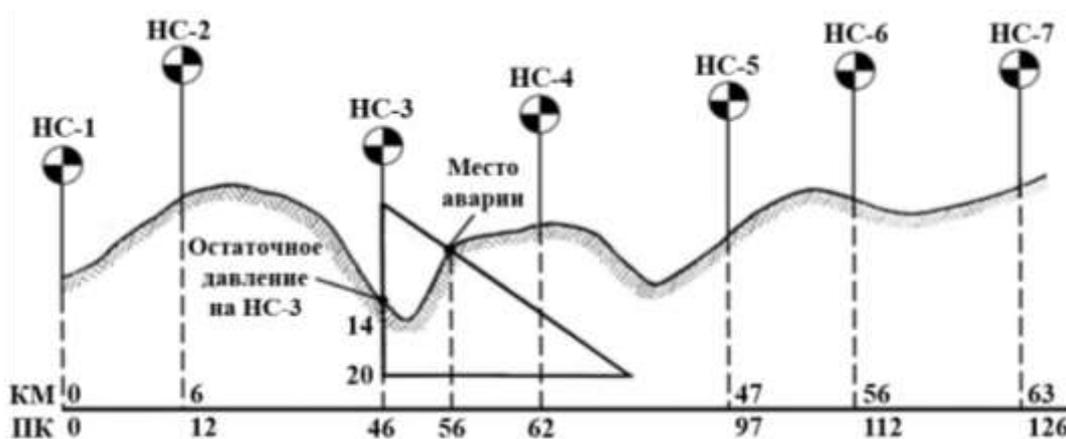


Рисунок 1 – Определение места разрыва (повреждения) линии трубопровода с помощью гидравлического треугольника

Эти данные являются весьма ориентировочными – они не могут быть точными ввиду перечисленных причин. Кроме того, истинная конфигурация гидравлического треугольника не совсем соответствует той, которая была при начальном гидравлическом расчёте – изменение температуры горючего в течение суток вдоль трассы, погрешности при графических построениях и т.д. Совокупность названных факторов приводит к тому, что патрульно-аварийные команды вынуждены больше полагаться на визуальное обнаружение мест повреждений ПМТ, и вследствие этого не передвигаются вдоль линии трубопровода с максимально возможной скоростью. А если трубопровод проложен вдали от дороги, линию проверяют, передвигаясь пешком. Это приводит к ещё большим затратам времени на обнаружение места повреждения.

Каждая авария или неисправность приводят к потерям горючего, а в некоторых случаях и к недопоставке его войскам. При этом потери могут быть значительными, о чём говорит опыт использования ПМТ во время афганской войны. Так, в 1987 г. на трассе ПМТ 276-й трубопроводной бригады зафиксировано 410 диверсий вооружённой оппозицией (потери 5460 тонн), 674 повреждения местным населением (1649 тонн), 47 случаев стихийных бедствий в горах (1650 тонн). Таким образом, на 876-м км трубопровода зафиксирован 1131 случай повреждений и аварий, которые обнаруживались по показаниям манометров на насосных станциях, при этом потери горючего составили 8789 тонн – порядка 8 тонн на одно «крупное» повреждение [2]. Но было много воздействий, которые просто не могли быть зафиксированы по показаниям манометров в силу незначительной интенсивности истечения горючего через повреждение (прострел, пробоина, пропиливание, просверливание трубы, ослабление крепления аварийного хомута и пр.). А горючее при этом терялось. Такие повреждения обнаружить визуально весьма затруднительно, а манометры на них практически не реагируют.

Затраты времени при устранении аварий и неисправностей характеризуются следующими данными. Доклады мотористов могут занять 5–7 мин, время на выезд патрульно-аварийной команды – 5 мин (так, например, было директивно установлено в 276-й *мпр*), движение её к

месту аварии или неисправности в зависимости от условий местности и доступности визуального осмотра линии до 25–30 мин. Возникает вопрос: какие временные затраты могут быть сокращены (и соответственно сокращены потери горючего) и каким образом? Очевидно, за счёт как скорейшего получения данных о месте нарушения герметичности трубопровода, так и движения патрульно-аварийной команды к месту повреждения с максимально возможной скоростью с учётом того, что дислокация его известна достаточно точно.

Исходя из этого, актуальное значение приобретает внедрение способов и средств, реагирующих на самые незначительные нарушения герметичности трубопровода и выдающих точные сведения о местоположении аварии (неисправности).

Рассмотрим известный метод гидравлической локации мест утечек горючего, предложенный для магистральных нефтепродуктопроводов. Метод локации места утечки горючего и оценки её интенсивности основан на измерении гидравлических уклонов на двух специально выбранных участках трубопровода вблизи насосных станций. Задача состоит в том, чтобы указать место утечки горючего и оценить её интенсивность по изменению гидравлических уклонов на этих участках [3].

Пусть протяжённость участка  $AB$  равна  $L$  (рисунок 2). Выбираем два участка – один  $AA_1$  с протяжённостью  $AA_1 = \Delta_1$  вблизи первой насосной станции и второй  $B_1B = \Delta_2$  вблизи второй.

Гидравлический уклон  $i$  на рассматриваемом участке трубопровода протяжённостью  $L$  есть функция от расхода  $Q_0$  последнего:

$$i(Q_0) = \lambda \frac{1}{d} \frac{w^2}{2g}, \quad (1)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $d$  – внутренний диаметр трубопровода, м;  $w$  – скорость перекачки, м/с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Скорость перекачки находится по формуле

$$w = \frac{4Q_0}{\pi d^2 \cdot 3600}, \quad (2)$$

где  $Q_0$  – объёмная производительность перекачки по трубопроводу, м<sup>3</sup>/ч.

Величина гидравлического уклона  $i$  вычисляется по разнице величин дифференциальных напоров на концах выбранных участков трубопровода:

$$i_{AA_1} = i_{B_1B} = \frac{H_A - H_{A_1}}{\Delta_1} = \frac{H_B - H_{B_1}}{\Delta_2}, \quad (3)$$

где  $H_A, H_{A_1}, H_B, H_{B_1}$  – величины напоров в соответствующих сечениях трубопровода  $A, A_1, B, B_1$ , м;  $\Delta_1, \Delta_2$  – протяжённость выбранных участков трубопровода вблизи первой и второй (следующей) насосных станций соответственно, м.

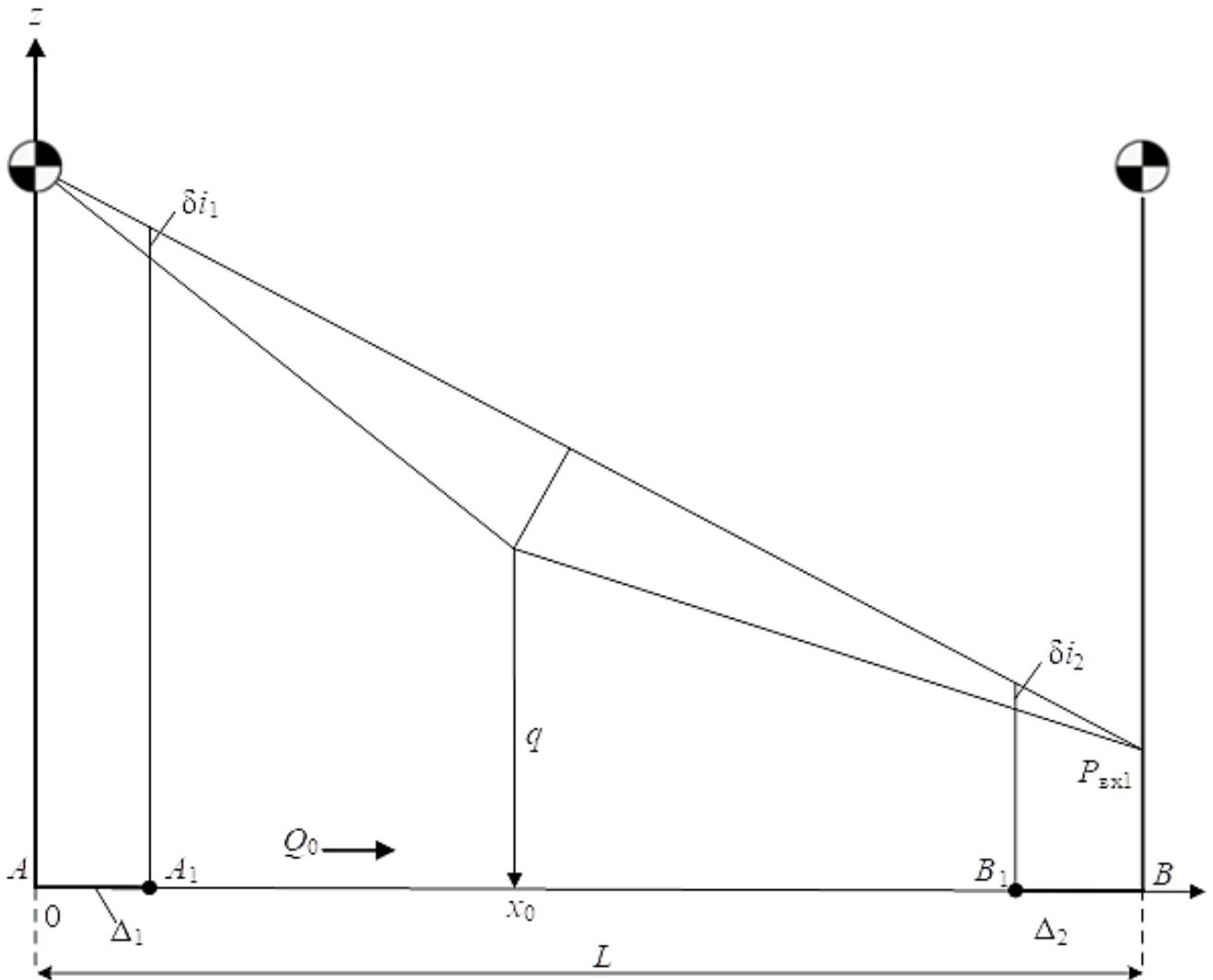
Если в точке  $x_0$  возникает утечка горючего, то гидравлические уклоны  $i_{AA_1}$  и  $i_{B_1B}$  перестают быть равными величинами, их изменения  $\delta i_1$  и  $\delta i_2$  находятся по разности показаний средств измерения давления:

$$\delta i_1 = \frac{\delta(H_A - H_{A_1})}{\Delta_1} > 0; \quad \delta i_2 = \frac{\delta(H_B - H_{B_1})}{\Delta_2} < 0. \quad (4)$$

Имеют место также соотношения [3]:

$$\delta i_1 = \left( \frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \delta Q_2; \quad \delta i_2 = \left( \frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \delta Q_2, \quad (5)$$

где  $(\partial i / \partial Q)_{Q_0}$  – частные производные от функции  $i(Q)$  по  $Q$ , вычисленные при номинальной подаче  $Q_0$ .



$Q_0$  – объёмная производительность перекачки (подача) по трубопроводу;  $x_0$  – место утечки;  
 $\Delta_1$  – протяжённость участка  $AA_1$  вблизи первой насосной станции;  
 $\Delta_2$  – протяжённость участка  $B_1B$  вблизи второй насосной станции;  
 $\delta i$  – изменение гидравлического уклона.

Рисунок 2 – Расчётная схема метода «гидравлической локации»

Эти производные могут быть определены как теоретическим путём (с помощью дифференцирования той или иной формулы для зависимости гидравлического уклона  $i$  от подачи  $Q$ ), так и экспериментально, путём исследования изменений гидравлического уклона рассматриваемого участка трубопровода при изменениях его пропускной способности.

Из равенств (5) можно найти изменения  $\delta Q_1$  и  $\delta Q_2$  производительности перекачки до и после координаты (места) утечки:

$$\delta Q_1 = \frac{\delta i_1}{(\partial i / \partial Q)_{Q_0}}, \quad \delta Q_2 = \frac{\delta i_2}{(\partial i / \partial Q)_{Q_0}}, \quad (6)$$

а также величину утечки  $q$  горячего:

$$q = \delta Q_1 - \delta Q_2 = \frac{|\delta i_1| + |\delta i_2|}{(\partial i / \partial Q)_{Q_0}}. \quad (7)$$

Координата (место) утечки определяется по формуле

$$x_0 = L \frac{|\delta i_2|}{|\delta i_1| + |\delta i_2|} \quad (8)$$

Формулы (7) и (8) в совокупности с величинами  $|\delta i_1|$  и  $|\delta i_2|$  решают поставленную задачу определения места утечки.

Обратимся к графической интерпретации метода, представленной на рисунке 2. Линия гидравлического уклона после момента нарушения герметичности принимает ломаный вид до и после места нарушения герметичности трубопровода, что логично объясняется увеличением производительности перекачки по трубопроводу на участке до повреждения, ввиду уменьшения сопротивления, и снижением на участке после. Однако величины напоров «предавварийной» насосной станции в моменты до и после нарушения герметичности трубопровода равны (линии гидравлических уклонов берут начало в одной точке).

Гидравлический уклон представляет собой безразмерную величину, определяющую уменьшение напора на единицу длины трубопровода. Для трубопроводов постоянного диаметра существует следующее равенство

$$i = \frac{h_{\text{тр}}}{L}, \quad (9)$$

где  $h_{\text{тр}}$  – величина потерь напора на трение жидкости, м;  
 $L$  – протяжённость трубопровода, м.

Из равенства (9), зная величину гидравлического уклона, возможно определить напор в любой точке рассматриваемого трубопровода. В представленной выше математической модели основой для определения координаты утечки является равенство, определяющее равенство величин потерь напора (по модулю) на участках до и после места повреждения трубопровода:

$$x_0 \delta i_1 = -(L - x_0) \delta i_2 \quad (10)$$

Реализация метода гидравлической локации трудновыполнима из-за специфики использования ПМТ. Установка дополнительных средств измерения давления в линии трубопровода между насосными станциями предполагает использование дополнительных средств связи и личного состава трубопроводных подразделений. В целях рационализации метода предлагается скорректировать математическую модель существующего метода, а изменение гидравлических уклонов на участках до и после места повреждения определять с помощью датчиков давления, установленных только на насосных станциях.

Рассмотрим процесс перекачки горючего по ПМТ при нарушении герметичности на участке трубопровода протяжённостью  $L$  между насосными станциями с производительностью перекачки  $Q_0$  (рисунок 3).

После нарушения герметичности трубопровода на какой-либо удалённости  $x$  от первой насосной станции гидравлические уклоны  $i_1$  и  $i_2$  участков до и после места повреждения соответственно перестают быть равными. Также изменяется и производительность перекачки по трубопроводу на этих участках ( $Q_1 \neq Q_2$ ).

Зависимость гидравлического уклона  $i$  от производительности перекачки по трубопроводу  $Q$  определяется с использованием следующего выражения

$$i = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot d^5 \cdot g} \quad (11)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяется по формуле

$$\lambda = \frac{A}{Re^m}, \quad (12)$$

где  $A$ ,  $m$  – коэффициенты, зависящие от режима течения и области гидравлического трения;  $Re$  – число Рейнольдса.

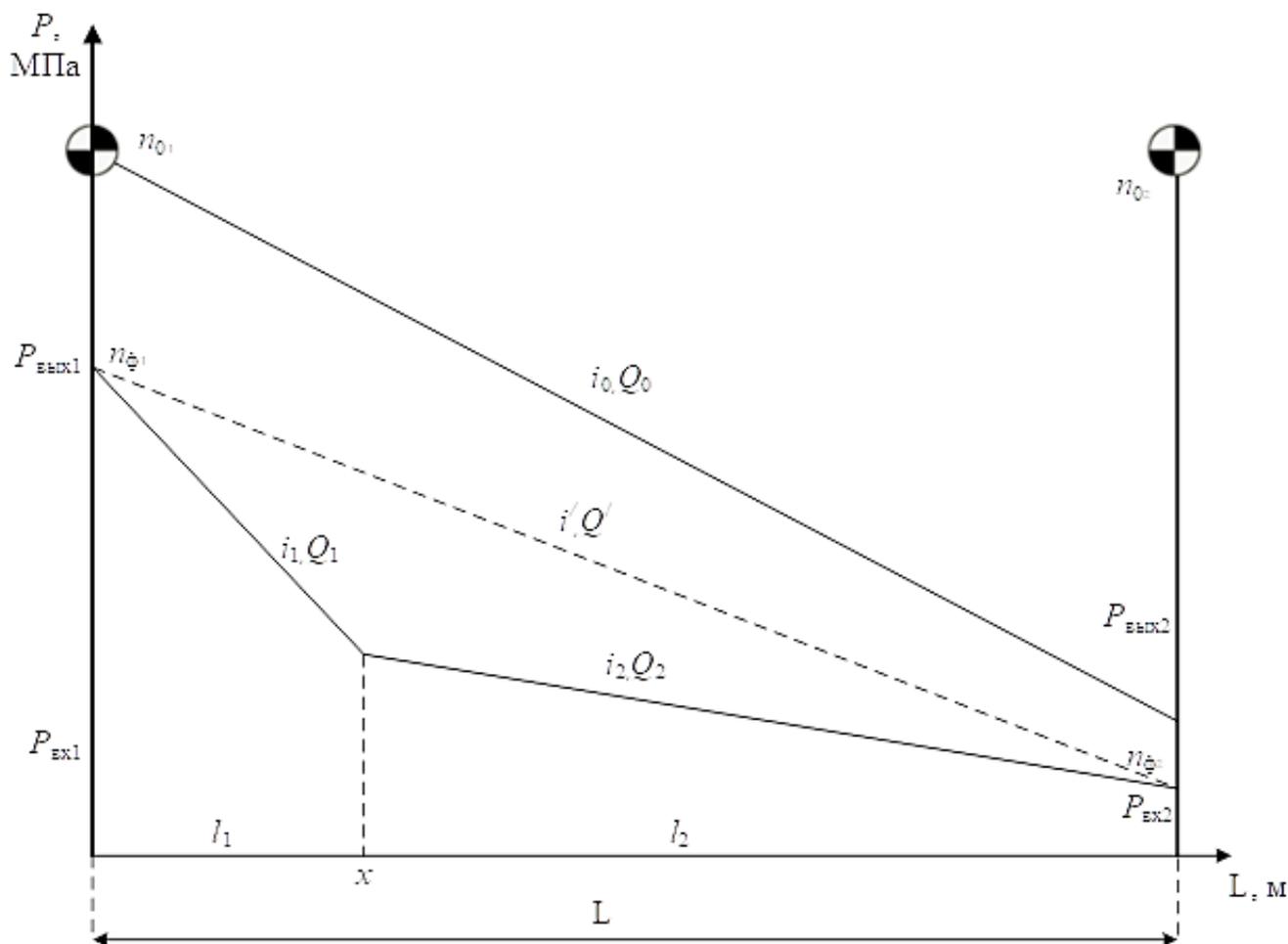


Рисунок 3 – Расчётная схема предлагаемого способа определения координаты места нарушения герметичности трубопровода

Число Рейнольдса  $Re$  в свою очередь определяется из соотношения

$$Re = \frac{4Q}{\pi d \nu}, \quad (13)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость перекачиваемого продукта,  $\text{мм}^2/\text{с}$ .

Подставляя формулы (12) и (13) в (11), получим уточнённое выражение для определения гидравлического уклона:

$$i = \frac{8A \cdot \nu^m \cdot Q^{2-m}}{4^m \cdot \pi^{2-m} \cdot d^{5-m} \cdot g}. \quad (14)$$

Таким образом, задача сводится к определению производительности перекачки на «предаварийной» и «зааварийной» насосных станциях.

Для определения производительности перекачки воспользуемся известной аналитической зависимостью гидравлических характеристик ( $Q-H$ ) центробежных насосов в зависимости от частоты вращения[3]:

$$H = \left( \frac{n_\phi}{n_0} \right)^2 \cdot a - bQ^2, \quad (15)$$

где  $H$  – напор, развиваемый насосом средства перекачки, м;  $n_0$  и  $n_\phi$  – номинальная (максимальная) и фактическая частота вращения вала двигателя соответственно,  $\text{мин}^{-1}$ ;  $a$ ,  $b$  – коэффициенты аппроксимации.

Дифференциальное давление  $P$ , развиваемое насосом средства перекачки, есть разница между величинами давления на выходе из насоса  $P_{\text{ВЫХ}}$  и входе в насос  $P_{\text{ВХ}}$ .

Зная дифференциальное давление  $P$ , развиваемое насосом средства перекачки, возможно определить напор  $H$ :

$$H = \frac{P \cdot 10^6}{\rho_t \cdot g} \quad (16)$$

где  $P$  – дифференциальное давление, МПа;  $\rho_t$  – плотность горючего при фактической температуре, кг/м<sup>3</sup>.

Таким образом, выражая производительность перекачки  $Q$  из формулы (15), получим:

$$Q = \left( \frac{\left( \frac{n_\phi}{n_0} \right)^2 \cdot a - \left( \frac{(P_{\text{ВЫХ}} - P_{\text{ВХ}}) \cdot 10^6}{\rho_t \cdot g} \right)}{b} \right)^{0.5} \quad (17)$$

Эквивалентная линия гидравлического уклона рассматриваемого участка трубопровода протяжённостью  $L$  после момента нарушения герметичности трубопровода на рисунке 3 показана пунктиром и определяется следующим образом:

$$i' = \frac{P_{\text{ВЫХ1}} - P_{\text{ВХ2}}}{L} \quad (18)$$

где  $P_{\text{ВЫХ1}}$  – давление на выходе из насоса «предаварийной» насосной станции, МПа;  $P_{\text{ВХ2}}$  – давление на входе в насос «зааварийной» насосной станции, МПа.

Потери напора на всём рассматриваемом участке трубопровода  $L$  есть сумма потерь напоров на участках трубопроводах и  $(L-x)$  соответственно. Таким образом, используя выражение (9), потери напора на участке трубопровода  $L$  можно представить следующим образом:

$$i' \cdot L = x \cdot i_1 + (L-x) \cdot i_2 \quad (19)$$

где  $i'$  – эквивалентный гидравлический уклон, соответствующий участку  $L$ ;  $i_1$  – гидравлический уклон, соответствующий участку  $x$ ;  $i_2$  – гидравлический уклон, соответствующий участку  $L-x$ .

В результате математических преобразований с использованием формулы (14) получим аналитическую зависимость для определения координаты места нарушения герметичности трубопровода:

$$x = L_0 \frac{(Q^{2-m} - Q_1^{2-m})}{(Q_1^{2-m} + Q_2^{2-m})} \quad (20)$$

Для анализа возможностей математической модели предлагаемого способа определения координаты места нарушения герметичности трубопровода были проведены экспериментальные исследования на участке трубопровода ПМТП-150 протяжённостью 8 км. Насосные станции состояли из одной передвижной перекачивающей насосной установки ПНУ-100/200К. На входе и выходе каждой насосной станции были установлены манометры с классом точности 0,4 для более достоверного снятия показаний изменения режимов работы насосных станций. Результаты проведённых экспериментов приведены на рисунках 4-.

Из анализа полученных графиков видно, что координата места нарушения герметичности трубопровода совпадает с местом надлома линии гидравлического уклона. Отклонение фактического места от действительного составило от 130 до 165 м, что приемлемо, исходя из условий эксплуатации ПМТ.

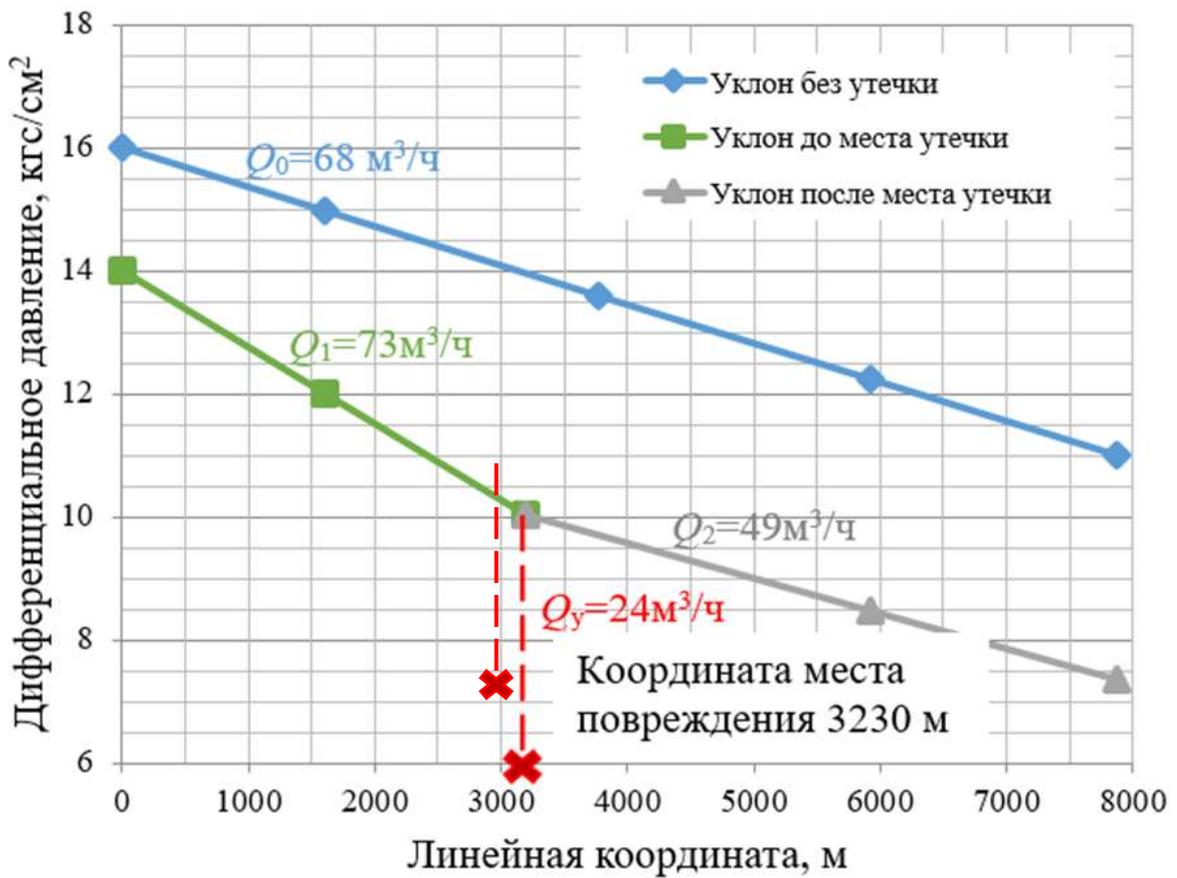


Рисунок 4 – Результат эксперимента при имитации нарушения герметичности с эквивалентным диаметром 6 мм

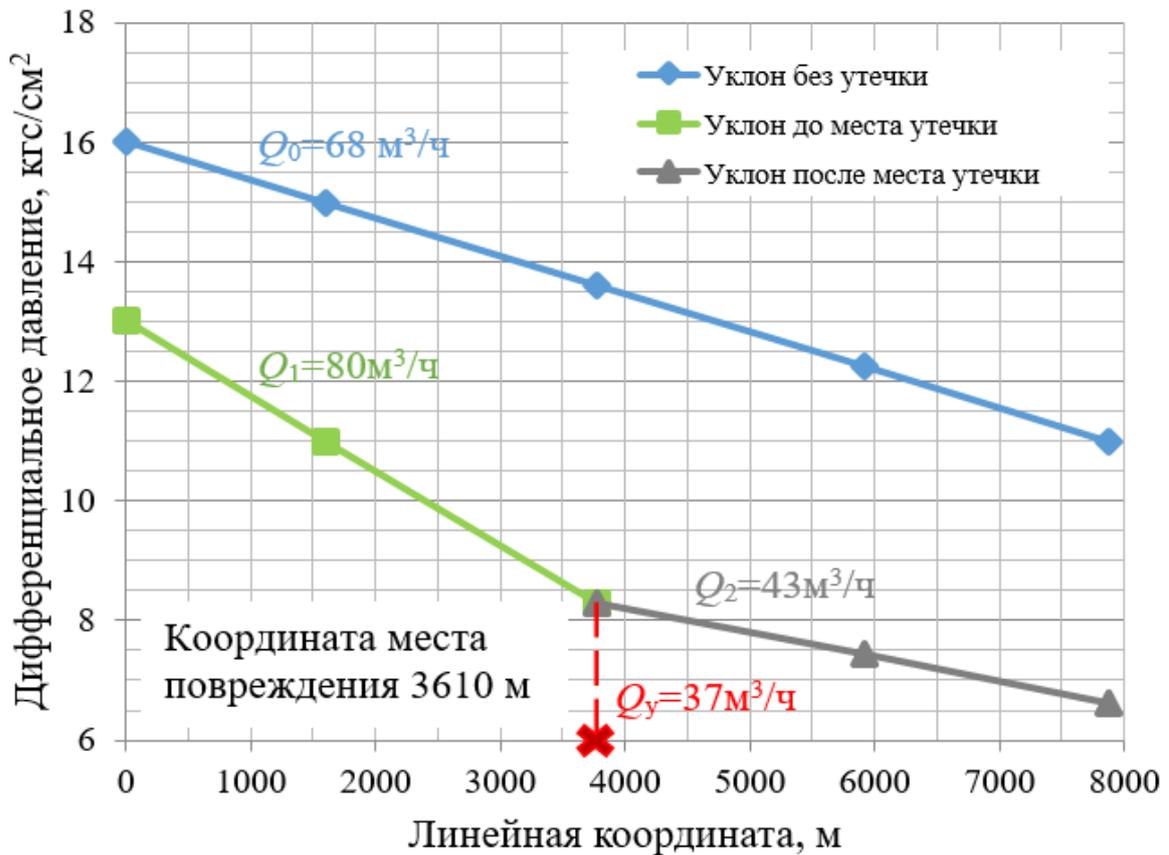


Рисунок 5 – Результат эксперимента при имитации нарушения герметичности с эквивалентным диаметром 13 мм

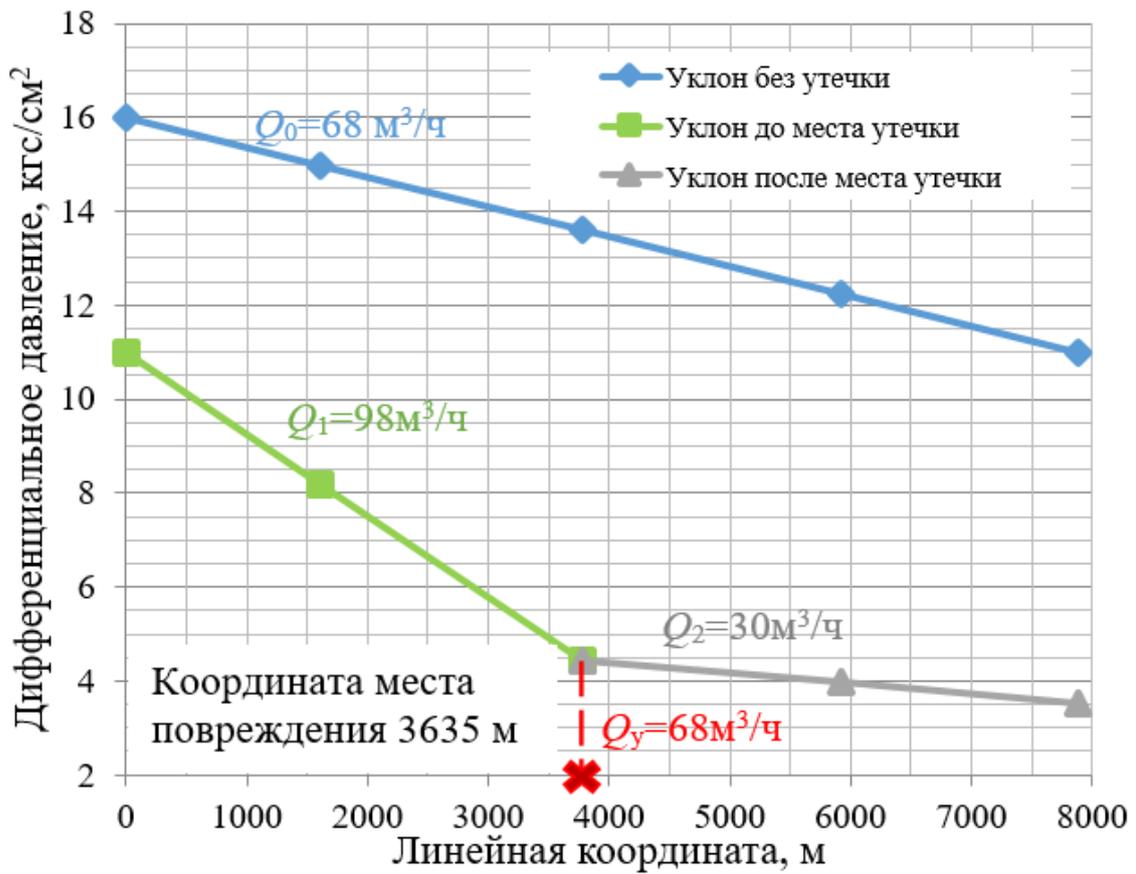


Рисунок 6 – Результат эксперимента при имитации нарушения герметичности с эквивалентным диаметром 21 мм

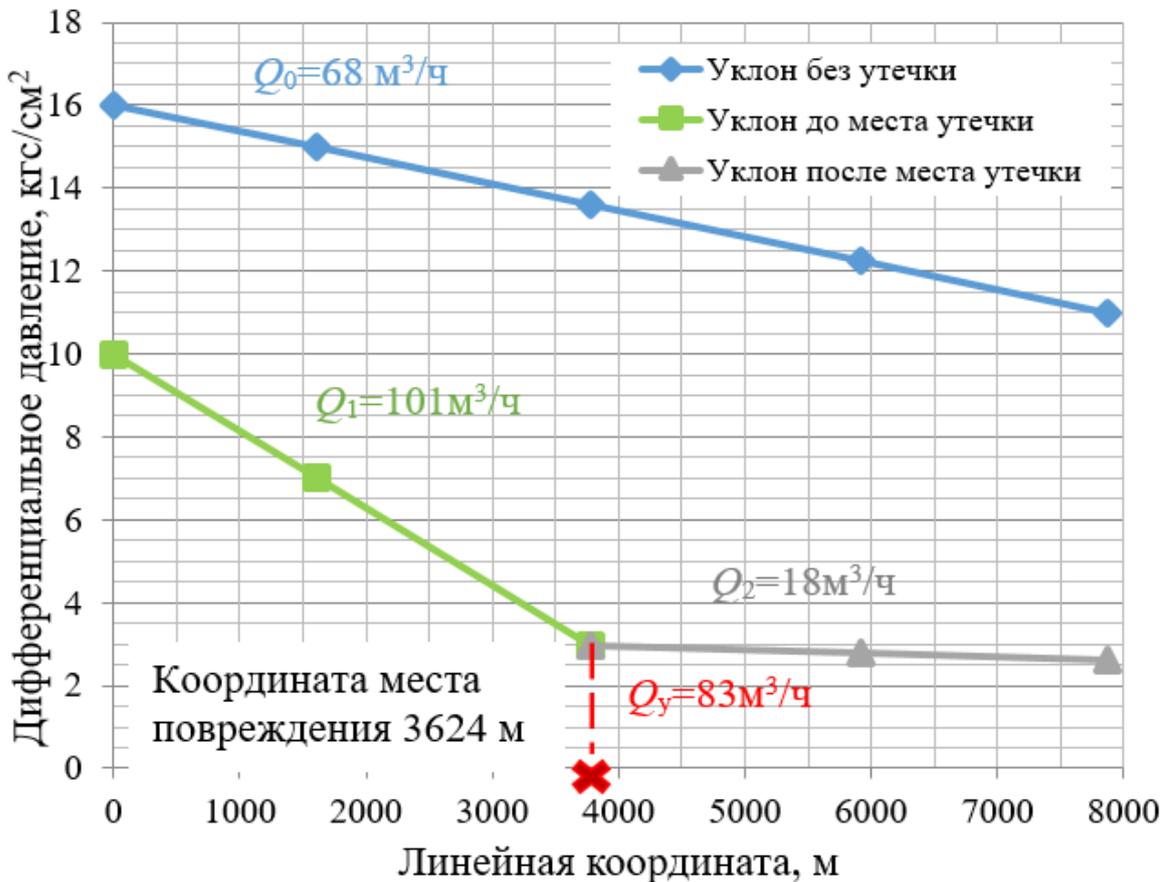


Рисунок 7 – Результат эксперимента при имитации нарушения герметичности с эквивалентным диаметром 32 мм

Таким образом, в результате проведения исследования были получены следующие результаты:

- проведён анализ существующей организации работы диспетчерской службы *отпб*. В результате установлено, что применяемые способы для определения факта и места утечки на ПМТ не обладают достаточной точностью и оперативностью, а также не учитывают планово-высотное положение трубопровода, а также влияния режима перекачки и физико-химических характеристик горючего на процесс истечения;

- рассмотрена математическая модель известного метода гидравлической локации мест утечек горючего. В результате установлено, что в модели имеются существенные недостатки, а именно, величины потерь напора (по модулю) на участках до и после места повреждения трубопровода не могут быть приравнены;

- предложен модифицированный способ определения координаты места нарушения герметичности ПМТ и интенсивности истечения горючего при повреждениях различного типа. Способ основан на математическом описании процесса перекачки горючего по ПМТ при нарушении герметичности с учётом разницы величин потерь напора (по модулю) на участках до и после места повреждения трубопровода и общих потерь напора на участке между насосными станциями;

- используя экспериментально полученные данные, была проведена оценка возможного отклонения расчётной координаты места повреждения трубопровода от фактической, величина которой не превысила 165 м, что допустимо для условий реальной эксплуатации ПМТ.

#### **Библиографический список:**

1. Полевые магистральные трубопроводы повышенной производительности: руководство по эксплуатации. – М.: Воениздат, 1982. – 368 с.
2. Шеин, К.Г. Трубопроводным войскам 50 лет: исторический очерк /К.Г. Шеин, В.В. Середа, И.Г. Данильченко; под общей ред. Г.Н. Очеретина. –Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: «Гралия М», 2005 – 792 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др. – Том 2. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 621 с.

УДК 622.692.48

#### **Классификация потерь горючего при использовании полевых магистральных трубопроводов**

Сео́ев Л. В., Дроздов Д. А., Мельников Д. И., Думболов Д. Д., Поветкин П. Е., Горожанин И. В.  
*ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», г. Москва, Россия*

Для эффективного противодействия возникновению потерь горючего на полевых магистральных трубопроводах необходимо грамотное и современное понимание причин их появления. В статье проведен анализ существующих подходов к классификации потерь горючего на полевых магистральных трубопроводах на соответствие требованиям современных нормативно-правовых документов. Предложена уточненная классификация.

**Ключевые слова:** потери горючего, классификация, полевые магистральные трубопроводы, нормы потерь.

**Keywords:** fuel losses, classification, field main pipeline, loss rates.

Главным преимуществом полевых магистральных трубопроводов (ПМТ) является возможность создания в сжатые сроки трубопроводных сетей и направлений для подачи больших объемов горючего независимо от времени года, состояния дорог и других факторов, влияющих на эффективность остальных видов транспорта.

Актуальность исследования обусловлена отсутствием классификации потерь горючего на ПМТ, отвечающей требованиям действующих нормативно-правовых документов и основанной на современных подходах к определению причин возникновения потерь горючего при использовании ПМТ. При этом, основными задачами исследования являются:

– провести анализ существующей классификации потерь горючего на ПМТ;

- определить основные требования, предъявляемые в действующих нормативно-правовых документах к классификациям потерь горючего в Вооруженных силах Российской Федерации;
- на основе проведенного анализа разработать классификацию потерь горючего на ПМТ, учитывающей возможные причины их возникновения и специфику применения полевых магистральных трубопроводов.

Важное значение для сокращения и предотвращения потерь горючего при перекачке по ПМТ имеет их четкая классификация. Существующие в настоящее время подходы к разработке классификации являются частными и специфичными, разработанными для решения конкретных узких технических задач, и не могут в полной мере служить обоснованием для разработки направлений борьбы с потерями.

В частности, потери горючего при повреждениях и разрушениях ПМТ рассматриваются не в причинной их связи, а только с точки зрения интенсивности утечек, что позволило на основе использования характеристик переходных гидродинамических процессов разработать способы и средства дистанционного обнаружения мест разгерметизации трубопроводов. В то же время ряду причин образования потерь горючего внимания уделено не было.

В некоторых случаях рекомендуется классификация [1] чисто причинного характера – потери от испарения, утечек, проливов, неполного слива, смешения, обводнения, аварий. Вместе с тем данные классификации не учитывают специфику трубопроводов вообще и полевых – в частности. В некоторых работах [2] потери горючего делятся на эксплуатационные и аварийные, а также в зависимости от фазового состояния перекачиваемого продукта – на потери в жидком и газообразном состоянии; потери на линейной части стационарных трубопроводов – на систематические и случайные. Существуют подходы, при которых потери предлагается делить на два больших класса – от испарения в резервуарах, от утечек в резервуарах и трубопроводах, или дополнительно подразделять потери, возникшие на ПМТ по техническим и другим причинам, на существенные, несущественные и аварийные [3].

Согласно [4] в зависимости от причин возникновения потери горючего можно разделить на естественные, эксплуатационные и аварийные, а по характеру – на количественные, качественные и смешанные (рисунок 1).

Согласно приведенной классификации естественные потери зависят главным образом от физико-химических свойств горючего, а также от условий окружающей среды. Эксплуатационные потери горючего происходят в основном из-за неисправностей или неправильной эксплуатации технических средств вследствие утечек, проливов, неполного слива, загрязнения или обводнения горючего. Аварийные потери горючего возникают в результате разрушения или повреждения технических средств при пожарах, наводнениях, землетрясениях и других стихийных бедствиях, повреждении или уничтожении средств транспортирования горючего при катастрофах или авариях, а также в других случаях, вызывающих разрушение оборудования.

Характер потерь зависит от того, сопровождаются ли они уменьшением массы горючего или ухудшением его физико-химических и эксплуатационных свойств.

Количественные потери связаны только с уменьшением количества горючего, качество которого не снижается. Качественные потери возникают при загрязнении, обводнении и смешении горючего, при этом их качество ухудшается, а количество не изменяется. Смешанные потери, называемые также количественно-качественными, вызываются испарением легкокипящего горючего.

Анализ подходов к классификации потерь горючего показывает, что налицо стремление дать ее применительно к обширному классу технических сооружений – трубопроводам, резервуарам, цистернам и другим объектам трубопроводного комплекса. В силу специфичности этих сооружений и отсутствия твердых принципов в подходах (например, по причинам, по величине, по последствиям) отсутствует достаточно четкая терминология, отождествляются понятия "потери" и "причины потерь". Это объясняется желанием создать более общую классификацию потерь горючего, однако не позволяет в то же время однозначно выбрать направления борьбы с ними на ПМТ. Таким образом, существующая классификация (рисунок 2) в данной области не может в полной мере быть использована на ПМТ в связи с их специфическими особенностями [5].

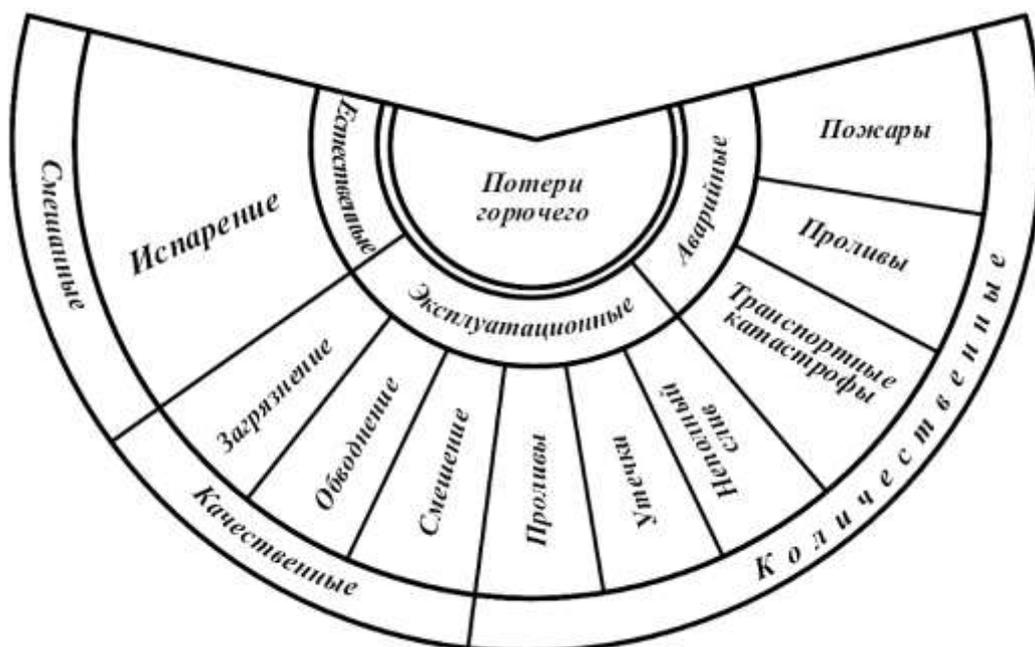


Рисунок 1 – Вариант классификации потерь горючего при транспортировании и хранении

В частности, в приведенной классификации количественные потери горючего предлагается разделить на три отдельных класса в зависимости от причин возникновения: технические, эксплуатационные и боевые. Технические потери горючего включают потери от разрыва в соединении, трещин сварного шва трубы и нарушения герметичности в соединении трубопровода, в уплотнениях арматуры и насосов. Однако все перечисленные причины потерь имеют не только технический характер возникновения возможных аварий и неисправностей.

В соответствии с [6, 7] эксплуатация трубопровода представляет процесс перекачки по трубопроводу горючего в назначенный пункт с заданной производительностью в течение определенного старшим начальником времени. Однако, [8] эксплуатация технических средств есть совокупность процессов подготовки и использования по назначению, технического обслуживания, текущего ремонта, хранения и транспортирования с момента принятия воинской частью от предприятия-изготовителя или ремонтного предприятия. Учитывая рассмотренные подходы, применительно к ПМТ более корректно оперировать термином «использование по назначению» вместо «эксплуатация». Таким образом, использование трубопровода по назначению – перекачка горючего по трубопроводу в назначенный пункт с заданной производительностью в течение определенного времени, осуществляется с момента завершения развёртывания (начала выдачи горючего на конечном пункте) и до начала свёртывания трубопровода.

Эксплуатационные потери горючего в приведенной выше классификации рассматриваются как потери, возможные именно в период использования полевого магистрального трубопровода по назначению и не охватывают весь период эксплуатации трубопровода.

Боевые потери в соответствии с [9] – это потери в личном составе, вооружении, военной технике и других материальных средствах в результате боевых действий войск. К ним относятся потери от воздействия всех видов оружия противника и сопутствующих поражающих факторов, а также потери в личном составе от обморожения, ожогов, отравлений, заболеваний и травм, связанных с боевыми действиями, пропавшие без вести и попавшие в плен. Нормы ожидаемых безвозвратных потерь, выхода в ремонт вооружения, военной техники, расхода других материальных средств в операциях (боевых действиях) используются для проведения оперативно-тактических расчётов при планировании стратегических (тактических) операций. Нормы ожидаемых потерь регламентируются приказом Министра Обороны Российской Федерации и не распространяется на потери горючего на ПМТ. Применение данной терминологии для ПМТ некорректно.

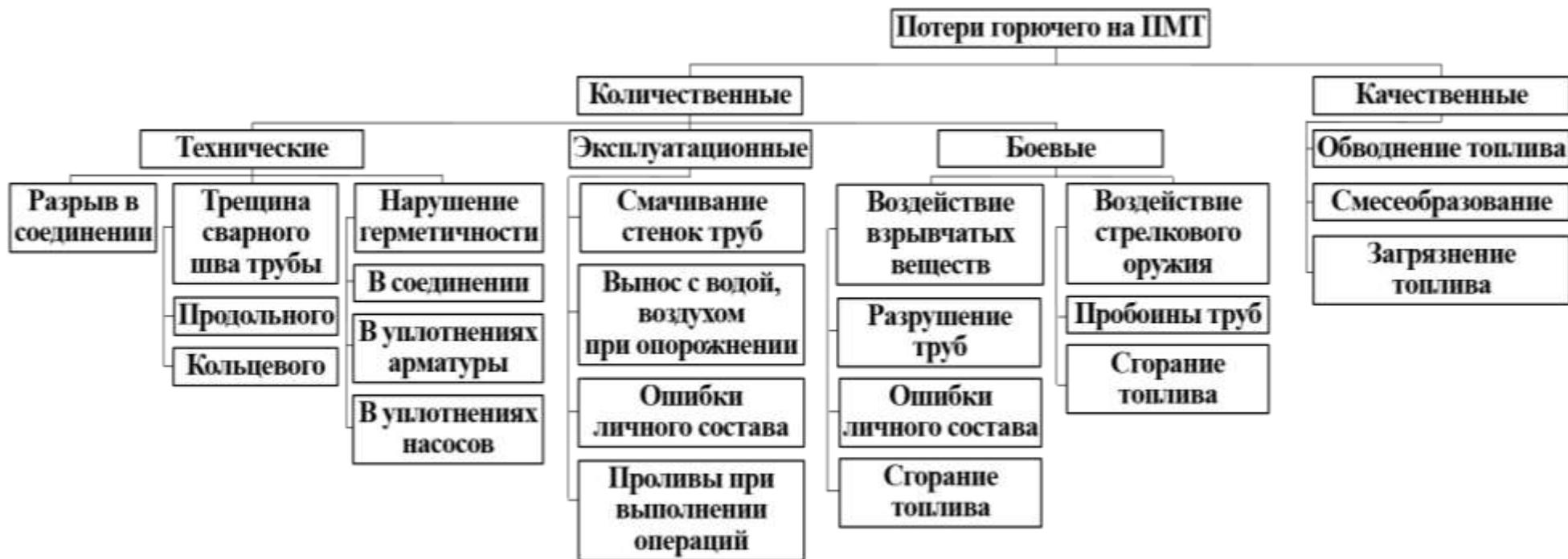


Рисунок 2 – Существующая классификация потерь горючего на ПМТ

Таким образом, приведенная классификация потерь горючего на ПМТ не соответствует современным нормативно-правовым документам и не может в полной мере служить обоснованием для разработки направлений борьбы с потерями.

Вместе с тем, учитывая опыт применения ПМТ, а также существенно возросшие в последние годы требования по экологической безопасности, значительную актуальность приобретает разработка классификации потерь горючего, наиболее полно учитывающей конструктивные и технологические особенности ПМТ. Полевой магистральный трубопровод можно представить как сложную систему, состоящую укрупненно из трех подсистем – линии трубопровода, насосных станций и промежуточных резервуарных групп с технологическими обвязками. Однотипность входящего в подсистемы оборудования позволяет реализовать единый подход к классификации возможных потерь горючего и выбрать направления их сокращения или полного устранения. Существующая классификация имеет общее в делении потерь на количественные, то есть приводящие к утрате массы или объема горючего, и качественные, выражающиеся в изменении физико-химических показателей горючего при перекачке по трубопроводу.

Согласно методическим рекомендациям [10] потери горючего следует подразделять на технологические, естественную убыль и иные виды потерь. К естественной убыли горючего относятся только потери при хранении и перевозке, возникающие вследствие испаряемости и колебаний температуры (давления) окружающей среды. Технологические потери, в свою очередь, подразделяются на:

- потери, связанные с приемом-отпуском горючего (заполнение резервуаров из транспортных средств и трубопроводов, налив емкостей транспортных средств, заполнение технологических трубопроводов);
- потери, связанные с расфасовкой горючего в различные виды тары (бочки, бидоны и другая мелкая тара);
- периодические потери, связанные с внутрискладскими (внутрибазовыми) перекачками из резервуара в резервуар;
- потери, связанные с применением переносных средств измерений и оборудования для отбора проб;
- потери в технологических трубопроводах, связанные с утечками через уплотнения насосно-силового, технологического оборудования и арматуры, вызванные несовершенством конструкции;
- потери, связанные с проведением технического обслуживания и ремонта оборудования (врезки вставок, ремонт запорной арматуры и другого технологического оборудования);
- потери, связанные с зачисткой резервуаров, проводимой согласно требованиям соответствующих нормативно-технических документов по их эксплуатации (правил, инструкций и т.д.);
- потери, связанные с не сливаемыми остатками (из-за конструктивных особенностей емкостей транспортных средств) и «налипания» в транспортных емкостях (из-за физико-химических свойств);
- потери, связанные с зачисткой емкостей судов, промывкой (пропаркой) железнодорожных (автомобильных) цистерн, танков водных судов при смене перевозимого горючего и выполнении требований нормативно-технических документов по их эксплуатации;
- потери, связанные с изменением условий перекачки (простои, остановка перекачки, повышение и понижение давления);
- потери, связанные с открытием дренажных клапанов на трубопроводах;
- потери в объеме проб, отбираемых в соответствии с требованиями нормативных документов.

Иные виды потерь являются следствием:

- разовых потерь, связанных с нарушением герметичности резервуаров, технологических трубопроводов и оборудования (повреждения, разрывы и т.д.), состоянием иного применяемого технологического оборудования, вызванных повреждением транспортных емкостей и тары;

- потерь, связанных с порчей и смешением горючего;
- потерь, вызванные нарушениями требований нормативно-технических документов, регламентов, инструкций и правил;
- всех видов аварийных потерь.

Нормы естественной убыли и технологических потерь при использовании ПМТ представлены в таблице 1 [10].

Расчет потерь горючего на ПМТ производится по следующим формулам:

а) потери при заполнении  $X_1$ :

$$X_1 = V \cdot \frac{E_1}{100} \cdot \rho, \quad (1)$$

где:  $V$  – вместимость трубопровода, м<sup>3</sup>;

$E_1$  – норма технологических потерь при заполнении трубопровода, %;

$\rho$  – плотность горючего, кг/м<sup>3</sup>;

б) потери при перекачке  $X_2$ :

$$X_2 = (Q - V) \cdot \frac{E_2}{100} \cdot \rho, \quad (2)$$

где:  $Q$  – общее количество принятого в трубопровод горючего, м<sup>3</sup>;

$E_2$  – норма технологических потерь при перекачке, %;

в) потери при хранении  $X_3$ :

$$X_3 = V \cdot \frac{E_3}{100} \cdot \rho \cdot t, \quad (3)$$

где  $E_3$  – норма естественной убыли при хранении, %;

$t$  – время хранения горючего, сут.;

г) потери при опорожнении  $X_4$ :

где  $E_4$  – норма технологических потерь при опорожнении, %;

$t$  – время хранения горючего, сут.;

д) общие потери горючего составляют  $X_{общ}$ :

$$X_{общ} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4. \quad (4)$$

Определение допустимых потерь при хранении производится только в том случае, если трубопровод находится в заполненном состоянии, а перекачка горючего не производилась. При этом неполные сутки хранения выражаются десятичной дробью от полных суток. Например, 6 ч. составляет 0,25 сут. и т.п.

В отдельных работах, предлагается классификация [15] количественных потерь горючего при перекачке по ПМТ (рисунок 3).

Представленная классификация практически полностью идентична варианту, представленному на рисунке 2. Отличительным признаком является наличие процентного соотношения отдельных категорий потерь горючего. Однако приведенные нормы не соответствуют рекомендациям [10], приведенным в таблице 1.

В руководящих документах [6, 7, 12], регламентирующих основные положения по устройству, развёртыванию, использованию по назначению и свёртыванию, обслуживанию и хранению ПМТ, причиной основных потерь горючего является нарушение герметичности трубопровода, вызванное авариями или неисправностями. К неисправностям на трубопроводе относятся такие повреждения, которые могут быть устранены без остановки перекачки. К авариям на трубопроводе относятся такие его повреждения, устранить которые без остановки работы не представляется возможным.

# КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОТЕРИ ГОРЮЧЕГО ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ПО ПМТ



Рисунок 3 – Вариант классификации количественных потерь горючего при перекачке по ПМТ

Согласно [8, 13] применительно к трубопроводному транспорту рассматриваются такие понятия:

- авария на трубопроводе – повреждение (дефект, отказ) трубопровода, устранить которое без остановки перекачки горючего нельзя;
- дефект – каждое отдельное несоответствие оборудования (изделия, сборочной единицы, детали) требованиям, установленных документацией;
- неисправность на трубопроводе – повреждение (дефект) трубопровода, которое может быть устранено без остановки перекачки горючего имеющимися средствами или путем технического обслуживания неисправных узлов;
- неисправные технические средства – технические средства, требующие по своему техническому состоянию среднего или капитального ремонта, а также технические средства, которые не могут быть использованы немедленно по функциональному назначению из-за некомплектности, либо имеющие неисправности, которые не могут быть устранены в течение двух часов;
- отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния оборудования (изделия, сборочной единицы, детали);
- повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния оборудования (изделия, сборочной единицы, детали) при сохранении работоспособного состояния.

Таблица 1 – Нормы естественной убыли и технологических потерь при использовании ПМТ

Группы (подгруппы, марки) горючего	Норма технологических потерь при заполнении (в % от объема заполненного трубопровода)	Норма технологических потерь при перекачке (в % от принятого в трубопровод для перекачки горючего за вычетом вместимости трубопровода)	Норма естественной убыли при хранении в трубопроводе (в % от вместимости трубопровода в сутки)	Норма технологических потерь при опорожнении (в % от объема трубопровода)			
				Гидравлическим способом без использования разделителя	Гидравлическим способом с использованием разделителя	Пневматическим способом без использования разделителя	Пневматическим способом с использованием разделителя
Автомобильные и авиационные бензины всех марок, топливо для реактивных двигателей марки Т-2	1,20	0,72	0,48	1,44	0,80	3,04	2,00
Топливо для реактивных двигателей марок Т-1, ТС-1, РТ, Т-8В	1,12	0,56	0,40	1,60	0,88	3,04	1,92
Топливо для реактивных двигателей марки Т-6, дизельное и котельное топливо	1,04	0,48	0,32	1,68	0,96	3,2	1,76

Возможные аварии и неисправности, возникающих на ПМТ, а также их основные причины их возникновения указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Возможные аварии и неисправности

Возможные аварии и неисправности	Причины возникновения
<b>Неисправности</b>	
Капельная или струйная течь в соединении	Некачественная сборка соединения трубопровода, использование неисправных резиновых колец, замятие («закус») резинового уплотнительного кольца, механические повреждения присоединительных устройств труб и соединительных муфт МПТ
Капельная или струйная течь в трещинах, односторонних и сквозных пробоинах	Механические повреждения трубопровода в результате внешнего воздействия, некачественный сварной шов
<b>Аварии</b>	
Разрыв трубы по сварному шву	Некачественный сварной шов, повышение давления в трубопроводе выше допустимого, механические повреждения трубопровода в результате внешнего воздействия
Разрыв трубопровода в соединении	Некачественная сборка соединения трубопровода, неисправное запорное кольцо (для раструбного соединения), напряженный стык при большом угле поворота труб (для муфтового соединения), неисправная муфта МПТ (для муфтового соединения)
Разрыв тела трубы	Механические повреждения в результате внешнего воздействия

В целях более полного понимания утечка горючего представляет собой процесс истечения горючего из трубопровода при нарушении герметичности вследствие аварий и неисправностей. Результатом потерь является разлив горючего или распространение разлитого или выливающегося горючего по поверхности грунта или водного объекта. Таким образом, при использовании ПМТ могут иметь место утечки перекачиваемого горючего, вызванные авариями и неисправностями, возникающими в результате воздействия противника, некачественного монтажа соединений, заводских дефектов труб, ошибок обслуживающего персонала и технических неполадок (рисунок 3).

Представленная классификация потерь горючего на ПМТ составлена на основании анализа нормативно-правовых документов [6, 8, 9, 10, 14]. Во избежание излишней детализации и ввиду практической невозможности учесть их непрогнозируемый характер, в предлагаемой классификации не приведены потери перекачиваемого по ПМТ горючего вследствие стихийных бедствий, повреждений от наездов тяжелой колесной и гусеничной техники, и т. п.

Такой подход позволяет наиболее полно и взаимосвязанно оценить характер и условия возникновения потерь горючего при перекачке по ПМТ, дать их количественные оценки и определить направления их предупреждения и сокращения. При этом, очевидно, ущерб должен оцениваться двояко: во-первых, с позиций экономических и экологических; во-вторых, с точки зрения урона, наносимого боеспособности войск из-за недополучения установленных количеств горючего в директивные сроки.

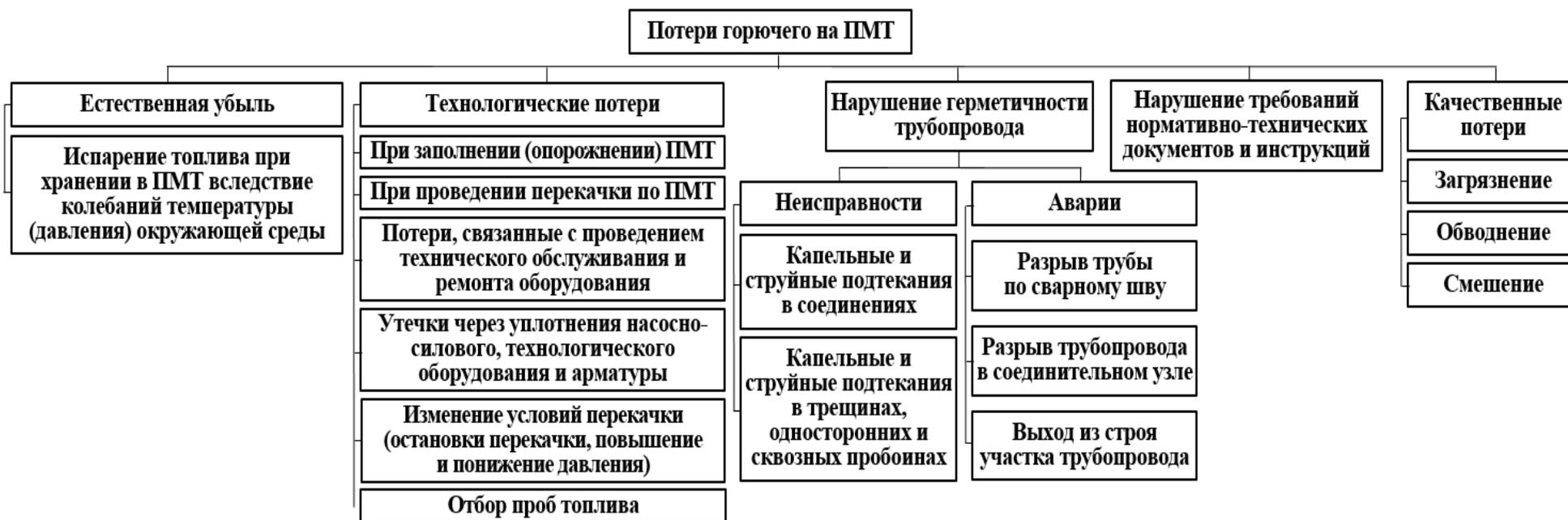


Рисунок 3 – Предлагаемая классификация потерь горючего на ПМТ

В результате проведенного исследования были получены следующие результаты:

- проведен анализ существующей классификации потерь горючего на ПМТ, в результате установлено, что применение терминологии боевые потери» для ПМТ некорректно;
- рассмотрены действующие нормативно-правовые документы, регламентирующие подходы к классификации потерь горючего, как в магистральном трубопроводном транспорте, так и в службе горючего ВС РФ, что позволило определить основные аспекты для четкого разграничения причин возникновения потерь горючего на ПМТ;
- на основании анализа действующих нормативно-правовых документов предложена классификация потерь горючего на ПМТ, удовлетворяющая современным требованиям, что позволит более обоснованно выявлять и учитывать причины возникновения потерь горючего и определять подходы к их устранению.

### **Библиографический список:**

1. Отчет о поисковой НИР «Исследование путей сокращения сроков ввода ПМТ в эксплуатацию и потерь горючего». В/ч 74242. – М., 1988.
2. Данильченко И.Г. Сокращение потерь горючего при транспортировании по полевым магистральным трубопроводам. Дисс. канд. техн. наук – М.: в/ч 74242, 1985.
3. Отчет о НИР «Разработка методики прогнозирования потерь горючего при применении полевых магистральных трубопроводов». Этап 1/ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России». – М., 1997 г.
4. Экономия горючего/ Серегин Е.П., Борисенко А.И., Бычков В.Е. и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Воениздат, 1986.
5. Данильченко И.Г., Михальченков В.М., Баклагин И.М., Попов Ю.В. Анализ потерь горючего на полевых магистральных трубопроводах и пути их сокращения. – М.: Воениздат, 1990.
6. Полевые магистральные трубопроводы повышенной производительности. Руководство по эксплуатации (РЭ). – М.: Воениздат, 1982.
7. Тактика трубопроводных войск. – М.: Воениздат, 1979.
8. Руководство по эксплуатации технических средств службы горючего. – М.: Воениздат, 1990.
9. Военно-энциклопедический словарь/Министерство обороны Российской Федерации/ред. комис. Сердюков А.Э. (пред) и др. – М.: Воениздат, 2007 г.
10. Методические рекомендации № 69 «Порядок применения в Вооруженных Силах Российской Федерации норм естественной убыли и технологических потерь нефтепродуктов и этилового спирта» – 2020 г.
11. Маркин В.А., Елькин А.В., Елькин Ал.В. Принципы создания и обеспечения устойчивого функционирования композитных сборно-разборных трубопроводов. – М.: ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», 2021.
12. Руководство по эксплуатации полевых магистральных трубопроводов. – М.: Воениздат, 1968.
13. ГОСТ Р 27.102-2021 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения. – Введ. 01.01.2022. – М: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2021.
14. Федеральный закон № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». – 1997 г.

## Применение временных линий трубопроводов при реализации энергосберегающих мероприятий

Екимов Д. А., Стрекаловская А. К.

*ООО «Газпром трансгаз Ухта», Приводинское ЛПУМГ, п. Приводино, Россия*

В соответствии с политикой энергосбережения ООО «Газпром трансгаз Ухта» обязательства и задачи по энергосбережению и повышению энергетической эффективности являются приоритетными и учитываются при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности Общества. Для всех филиалов целевой показатель по сохранению природного газа при выполнении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов и планов производства работ компрессорных цехов (ППР КЦ) компрессорных станций составляет 75%.

Характеристика энергосберегающих мероприятий отражена в Рекомендациях «Планирование показателей энергосбережения и формирование отчетности по выполнению энергосберегающих мероприятий в ООО «Газпром трансгаз Ухта». К мероприятиям по экономии природного газа относят: перепуск газа, выработку газа из участков газопроводов через газораспределительные станции, при помощи газоперекачивающих агрегатов, выработка газа на собственные нужды компрессорных цехов (КЦ).

Остановим ваше внимание на выработке газа на топливный газ газоперекачивающих агрегатов при ежегодных ППР КЦ Приводинского ЛПУМГ. Для этого рассмотрим возможное применение временных линий трубопроводов, а именно гибких полимерно-армированных труб (ГПАТ) и труб с быстроразъемными соединениями (БРС).

Полимерно-армированная труба – трубопровод, состоящий из нескольких слоёв полимерных материалов, армированных металлическими или полимерными лентами. Слои полимерно-армированного трубопровода приведены на рисунке 1. В зависимости от производственных потребностей количество слоёв может быть различным и может включать, например, барьерный слой с нулевой газопроницаемостью. Так 1 мм барьерного слоя демонстрирует также барьерные характеристики в отношении газов, как и стенка из полиэтилена низкого давления толщиной 10 м.

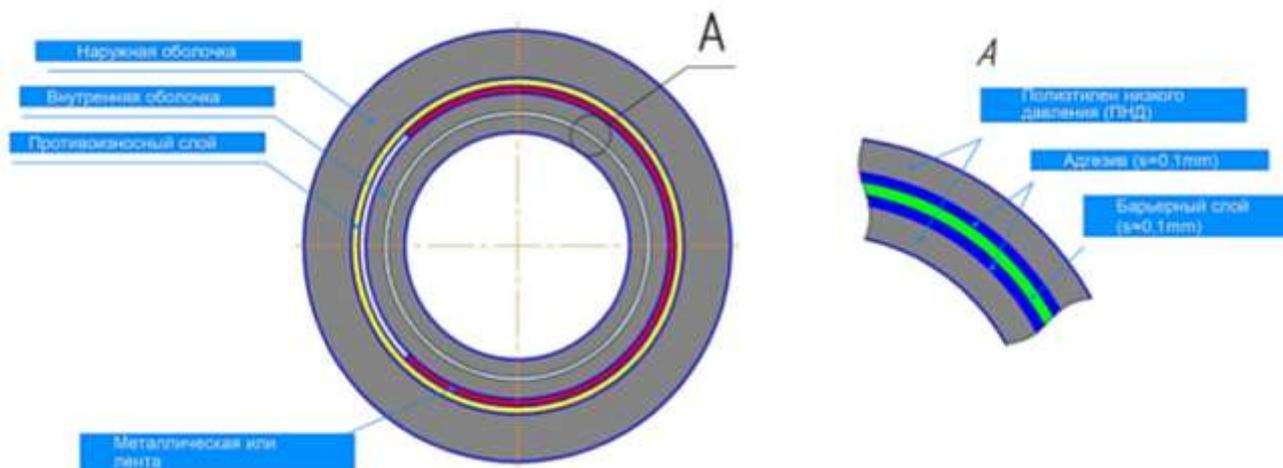


Рисунок 1 – Полимерно-армированная труба

До места монтажа полимерно-армированные трубопроводы серии высоконапорная трубная система (ВТС) могут транспортироваться любыми доступными видами транспорта. Трубопроводы поставляются и транспортируются на барабанах.

Строительная длина гибкой полимерной трубы на одном барабане (в зависимости от конструктивного исполнения и диаметра, длина трубы на барабане может быть различной). Для соединения гибких полимерных армированных труб используется минимальный набор фитингов, которые устанавливаются на трубопроводы при помощи опрессовки специальным гидравлическим прессом. Для развешивания применяется отдающее устройство (ОУ), позволяющее оперативно проводить развешивание трубопровода на объекте.

Транспортирующий барабан представлен на рисунке 2.

Для свертывания гибких полимерных армированных трубопроводов применяется прямо-отдающее устройство (ПОУ), которое позволяет корректно привести трубопровод в транспортируемое состояние.



Рисунок 2 – Транспортирующий барабан

Далее переходим к рассмотрению применения труб с БРС для монтажа временных линий трубопроводов.

На рисунке 3 представлено подключение к газопроводу временной линии из труб с БРС, которые используются и при работе мобильной компрессорной станции (МКС).



Рисунок 3 – Временная линия из трубопроводов с БРС

Для монтажа временной линии от завода деталей трубопроводов ООО «РЕКОМ» при реализации энергосберегающих мероприятий в Приводинском ЛПУМГ необходимы следующие элементы: труба с БРС в количестве 20 шт. общей длины 100 м, гибкие рукава, отводы и фланцы подключения.

Таким образом наличие комплекта ГПАТ, труб с БРС в качестве временных линий трубопроводов при реализации энергосберегающих мероприятий могут применяться многократно по необходимости с вариацией точек подключения.

Цель предложения: сократить количество стравливаемого газа при ППР КЦ и выводе участков магистральных газопроводов (МГ) в ремонт в масштабах ООО «Газпром трансгаз Ухта».

В нашей работе, в эксплуатационных границах Приводинского ЛПУМГ, предлагаем вашему вниманию применение временных линий трубопроводов при реализации энергосберегающих мероприятий, таких как:

- возможность выработки газа с технологических коммуникаций КЦ № 1, КЦ № 2 с рабочим давлением 55 кгс/см<sup>2</sup> (система 55) на топливный газ КЦ № 3 с рабочим давлением 75 кгс/см<sup>2</sup> (система 75) и в обратном направлении при ежегодных ППР КЦ, выработки из охранных зон КЦ №1, 2, 3 и прилегающих участков газопроводов «Ухта-Торжок-I», «Ухта-Торжок-II», «Ухта-Торжок-III»;

- возможность выработки газа с технологических коммуникаций КЦ № 5 с рабочим давлением 75 кгс/см<sup>2</sup> на топливный газ КЦ № 3, КЦ № 4 при ежегодных ППР КЦ, выработки газа из охранных зон КЦ № 5 и прилегающих участков газопровода «СРТО-Торжок».

Перейдем к рассмотрению возможности подключения временных линий трубопроводов между компрессорными цехами. Для этого в существующие технологические схемы КЦ № 2, КЦ № 3 предлагаем:

- смонтировать точки подключения временных линий трубопроводов с возможностью подключения ГПАТ, соединяющей места подключения импульсный коллектор в районе крана №26и КЦ № 2 и коллектор топливного газа ГПА КЦ №3 теплообменников «газ-газ». Эту линию можно рассматривать, как межцеховую переемычку между КЦ № 2 и КЦ № 3. Длина ее в сборке составит 90 м. Выработка контура при ежегодных ППР КЦ №1, КЦ № 2 на топливный газ КЦ № 3 приведет к большим объемам экономии природного газа (более 70 тыс. м<sup>3</sup> ежегодно). При необходимости вывода в ремонт газопроводов ОЗ КЦ №1, 2 выработка на топливный газ составит более 160 тыс. м<sup>3</sup>.

Перейдем к следующей возможности подключения временной линии трубопроводов. Для этого в существующие технологические схемы КЦ №4, КЦ № 5 предлагаем:

- смонтировать точки подключения временных линий трубопроводов с возможностью подключения ГПАТ, соединяющей места подключения импульсный коллектор в районе крана №1ис КЦ № 4 и всасывающего коллектора в районе ГПА ст.№ 55 КЦ № 5. Эту линию можно рассматривать, как межцеховую переемычку между КЦ №4 и КЦ №5. Длина ее составит 100 м. Тем самым выработка контура КЦ №5 на топливный газ КЦ №4 составит более 140 тыс. м<sup>3</sup>. Выработка ОЗ на топливный газ составит более 190 тыс. м<sup>3</sup>.

После формирования запросов на заводы-изготовители, исходя из коммерческих предложений по стоимости необходимой трубной продукции, экономически более целесообразным является применение труб с БРС. Трубы с БРС включены в единый отраслевой справочник материально-технических ресурсов, что дает возможность реализации проекта в эксплуатационных границах предприятия.

Системный энергосберегающий и природоохранный эффект подтверждает значимость проекта. Подводя итоги, хочется сказать, что в моей работе рассмотрено применение временных линий трубопроводов из:

- ГПАТ;
- труб с БРС.

Важно отметить применение временных линий трубопроводов дает возможность переподключения, как на промышленной площадке, так и на ЛЧ МГ, что повышает вариативность применения при реализации энергосберегающих мероприятий.

### **Библиографический список:**

1. Политика ООО «Газпром трансгаз Ухта» в области энергосбережения, утвержденная приказом от 31.01.2024 г. №68. – Текст: Электронный // ООО «Газпром трансгаз Ухта»: официальный сайт. – URL: <https://ukhta-tr.gazprom.ru/d/textpage/80/128/politika-ehnergoberezheniya-2021-1>.
2. Труба с быстро разъёмными соединениями, детали трубопроводов, трубопроводная арматура, фитинги, крепежные изделия, опорные конструкции. – Текст: Электронный // ООО «ЗДТ» Реком»: официальный сайт. – URL: <https://www.zavod-rekom.ru> (дата обращения 28.02.2024).
3. Гибкие высоконапорные полимерные армированные трубы. Текст: электронный // ООО «Энергомаш-ВТС»: официальный сайт. – URL: <https://energomash-vts.com/catalog/truby> (дата обращения 01.11.2024).

Суринов С. А., Моор С. М.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что в современных условиях особую важность приобретает безопасность строительства транспорта природного газа. Сооружение систем транспорта и хранения углеводородов в современной России ориентируется как на традиционные подходы, так и на новые технологии, при этом, вопрос безопасности приобретает решающее значение при внедрении инновационных технологий.

Цель данной статьи – исследовать особенности сооружения систем транспорта и хранения углеводородов. Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- определить особенности сооружения современных систем транспорта и хранения углеводородов;
- провести анализ применения новых методов и новых технологий на трубопроводах;
- сформулировать условия успешного введения новых технологий в систему строительства трубопроводов и хранения углеводородов.

В настоящий момент государство активно работает над тем, чтобы диверсифицировать основные направления транспортировки энергетических ресурсов, а также над тем, чтобы разработать новые высокоэффективные маршруты экспорта природного газа. При помощи, созданной в настоящий момент, системы транспортировки природного газа государство эффективно управляет грузопотоками даже в условиях, когда у рынков меняется потребность или в стране меняется политическая ситуация (что особенно актуально в настоящий момент).

Если рассматривать строительство систем транспорта природного газа с точки зрения внешней экономики и геополитики, то строительство данных систем способствует расширению присутствия Российской Федерации на мировых рынках природного газа, для которых характерно динамичное развитие. В ходе строительства новых газопроводов имеет место рациональное сочетание уже имеющихся внутренних ресурсов и инвестиций извне. Современные системы транспорта природного газа развиваются за счет новых мощностей, а не за счет расширения той инфраструктуры, которая была заложена ранее. При этом, для многих проектов характерно то, что они реализуются в довольно сложных географических и климатических условиях.

Следует отметить, что строительство систем транспорта природного газа приводит к таким опасным последствиям для экологии, как загрязнение почвы, загрязнение поверхностных и подземных вод, а также загрязнение приземной атмосферы. Если же системы транспорта природного газа прокладываются в условиях вечной мерзлоты (что характерно для многих российских современных проектов), то строительство данных систем приводит к деформации структуры грунта [1].

Одна из главных проблем строительства систем транспорта природного газа заключается также в том, что при строительстве происходит выброс в атмосферу большого количества продуктов горения, которые появляются при работе газовых турбин. Еще одна проблема безопасности заключается в том, что во время транспортировки и последующей переработке, так же происходит потеря природного газа.

Внедрение новых технологий в системы транспорта и хранения углеводородов имеет важное значение для повышения безопасности и снижения рисков возникновения аварий.

Уже сейчас на системах транспорта и хранения углеводородов применяются новые технологии и методы диагностики трубопроводов, такие как ультразвуковая диагностика, магнитный контроль, электромагнитно-акустический метод, длинноволновой ультразвуковой контроль и вихре-токовый метод.

Ультразвуковая диагностика позволяет измерять толщину стенок, обнаруживать трещины и коррозию, обеспечивая высокий уровень точности. Магнитный контроль, в свою очередь, эффективен для инспекции стальных труб, и предполагает использование магнитных полей для выявления дефектов на поверхности и в объеме материала.

Действующие методы строительства трубопроводов, и хранения углеводородов требуют интеграции инновационных технологий и методов, способствующих повышению эффективности и безопасности. Это включает в себя как оптимизацию существующих

процессов, так и внедрение инноваций, способных решать задачи, связанные с изменением мировых энергетических рынков и экологическими требованиями.

Внедрение цифровых технологий приводит к значительной экономии ресурсов и повышению эффективности эксплуатации систем транспортировки углеводородов. Оптимизация процессов мониторинга состояния трубопроводов позволяет более точно планировать техническое обслуживание и минимизировать риски потенциальных аварий. Методы, использующие цифровые технологии, также предлагают возможность интеграции с системами управления, что способствует созданию единой информационной среды для обработки данных [2].

Необходимо отметить, что для успешного функционирования всех этих методов диагностики требуется наличие унифицированной нормативно-правовой базы, что часто остается проблемой в практической деятельности. В существующей практике наблюдаются разногласия в подходах к интерпретации данных и оценке состояния трубопроводов, что может привести к неэффективным решениям и повышенным рискам.

При этом, как усовершенствование диагностических действующих методов, так и введение новых технологий и методов, требует постоянного анализа технологий и их коррекции. Каждое новое решение, внедренное в практику, должно проходить через испытания и оценки на практике, чтобы убедиться в его эффективности и безопасности. К сожалению, для организаций, занимающихся добычей и хранением углеводородов, а также строительством трубопроводов, приведет, на начальном этапе, к большим экономическим затратам. Так как внедрение новых технологий требует обновления старого оборудования, то необходимо обучение персонала новым методам и работе с использованием новых технологий. Не следует забывать, что обучение сотрудников, работающих с новыми системами, существенно увеличивает эффективность их работы и снижает вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором.

Правильная эксплуатация и своевременное обслуживание технологий обеспечивают их долговечность и минимизируют риски аварий, что в дальнейшем, окупит понесенные организациями экономические затраты, так как новые технологии и обученный персонал, который умеет управлять и пользоваться этими технологиями, позволят существенно сократить время, необходимое на выявление и устранение неисправностей. Тем самым сокращаются не только затраты на ликвидацию последствий, но и уменьшаются риски возникновения аварийных ситуаций.

Из выше сказанного, можно сделать вывод, что непрерывный мониторинг состояния инфраструктуры и внедрение автоматизированных систем контроля окажет существенное положительное влияние на общий уровень безопасности при строительстве систем транспорта углеводородов и их хранения. Внедрение новых технологий в системы строительства транспорта и хранения углеводородов требует комплексного подхода, охватывающего как технические, так и организационные аспекты.

По нашему мнению, основным аспектом внедрения новых методов и технологий, а также предотвращение аварийных ситуаций является регулярное обучение и тренировки персонала. Сотрудники должны быть осведомлены о возможных аварийных ситуациях и способах их предотвращения. Проведение обучающих тренингов и практических занятий даст возможность не только повысить уровень знаний сотрудников, но и сформировать психологическую готовность к действиям в экстренных ситуациях. Также обучение сотрудников, работающих с новыми системами, существенно увеличивает эффективность их работы и снижает вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором.

Не менее важным аспектом, в отношении сотрудников является и эргономика рабочих мест. Создание комфортных и безопасных условий труда способствует снижению утомляемости и повышению общей продуктивности рабочей силы. Эргономически обоснованные рабочие места не только снижают риск травм, но и улучшают взаимодействие работников с трудоемкими системами, способствуя более эффективному выполнению задач [3].

Необходимо также соблюдать все законодательные и нормативные требования к безопасности. Регулярные проверки соблюдения федеральных норм, а также внутреннего контроля процедур безопасности являются основой для установления высоких стандартов на предприятиях. При этом, необходимо установить четкие и стандартизированные процессы эксплуатации новых технологий. Следует учитывать, что нововведенные процессы должны быть гибкими и адаптированными к конкретным условиям каждого предприятия, применяя

методические рекомендации, такие как указания ФСС России и Ростехнадзора. Применение новых технологий в сочетании со строгим соблюдением всех правил значительно повысит безопасность при строительстве систем транспорта и хранения углеводородов.

Внедрение новых технологий должно начинаться с модернизации противоаварийной системы как строительных площадок, так и объектов хранения углеводородов. Периодические проверки физического состояния как инфраструктуры, так и инжиниринговых систем позволят выявлять и оперативно устранять потенциальные угрозы. Проверка систем мониторинга и контроля, а также их модернизация способны значительно повысить устойчивость к аварийным ситуациям. Необходимо внедрение передовых технологий мониторинга, например, систем автоматизированного контроля, что позволит предпринимать действия по предотвращению аварий до их наступления.

Современные технические средства, такие как специальные датчики утечки, системы детектирования и автоматического аварийного реагирования, должны стать неотъемлемой частью технологического процесса. Внедрение новых технологий позволит значительно снизить уровень рисков при эксплуатации оборудования. Кроме того, важна разработка такой системы, которая поможет самым эффективным образом сочетать автоматизацию и человеческие факторы.

Однако, важно помнить, что, хотя современные технологии и методы активно развиваются, но при этом наиболее эффективным остается комплексный подход, который включает в себя как современные цифровые технологии, так и традиционные методы контроля. Это позволит создать надежную систему, способную обеспечить безопасность и исправность трубопроводов на всех этапах их жизненного цикла.

В заключение следует подчеркнуть, что проблемы промышленной безопасности при сооружении систем транспорта и хранения углеводородов остаются крайне актуальными и требуют комплексного подхода к их решению.

Традиционные методы, основанные на визуальных осмотрах и периодических проверках, зачастую не способны выявить скрытые дефекты, что может привести к серьезным авариям и утечкам. Это, в свою очередь, влечет за собой не только финансовые потери для компаний, но и экологические катастрофы, которые могут иметь долгосрочные последствия для окружающей среды и здоровья населения.

Современные технологии диагностики, такие как системы мониторинга в реальном времени, использование беспилотных летательных аппаратов и сенсорных технологий, открывают новые горизонты для повышения уровня безопасности. Внедрение таких технологий может значительно снизить риски, связанные с эксплуатацией систем транспорта и хранения углеводородов. Однако, внедрение новых технологий требует значительных инвестиций, что может стать препятствием для многих компаний, особенно в условиях экономической нестабильности.

Подводя итог, можно констатировать, что внедрение технологий безопасной эксплуатации в сфере транспортировки и хранения углеводородов, требует комплексного подхода, объединяющего технические, организационные и человеческие факторы. Только слаженная работа на всех уровнях, от разработки стандартов до регулярного обучения персонала, позволит существенно повысить уровень промышленной безопасности в данной области.

### **Библиографический список:**

1. Защита окружающей среды при строительстве и эксплуатации газопроводов. Возможный порядок действий персонала при возникновении аварийной ситуации / О. И. Гайсёнок, А. А. Бегунов // Научная электронная библиотека «КиберЛенинка». – 2020. – с. 6. Текст: электронный – URL: [https://cyberleninka.ru/article/n/zaschita-okruzhayushey-sredy-pri-stroitelstve-i-ekspluatatsii-gazoprovodov-vozmozhnyy-poryadok-deystviy-personala-pri-vozniknovenii/viewer](https://cyberleninka.ru/article/n/zaschita-okruzhayushey-sredy-pri-stroitelstve-i-ekspluatatsii-gazoprovodov-vozmozhnyy-poryadok-deystviy-personala-pri-vozniknovenii)
2. Современные методы диагностики магистральных трубопроводов и перспективы применения цифровых технологий / К. Н. Абдрахманова, Ю. Ю. Петицкая, Р. Ф. Алянин, Д. Ю. Валекжанин // Научно-технический журнал «проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2021. - №1. – с. 100-110. Текст: непосредственный.
3. Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов [Электронный ресурс]. - <https://www.trudohrana.ru/article/103658-pravila-ustroystva-i-bezopasnoy-ekspluatatsi> (дата обращения 02.02.2025).

**Способ ремонта ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата**

Шухарев Е. И., Мягков С. Н.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

Газоперекачивающие агрегаты – это сложные энергетические установки, предназначенные для компримирования природного газа, поступающего на компрессорную станцию по магистральному газопроводу.

В процессе эксплуатации на ГПА необходимо выполнять регламентные работы по техническому обслуживанию и ремонту.

Все работы по техническому обслуживанию и ремонту ГПА должны выполняться в соответствии с нормативной документацией и действующими инструкциями по техническому обслуживанию и ремонту, руководствами по ремонту, технологическими процессами и другой ремонтной документацией для конкретных типов ГПА, соблюдая действующие инструкции изготовителей ГПА (ГТУ, ГТД, ЦБН и др.).

При выработке агрегатом в целом или отдельным его оборудованием назначенного ресурса (или при достижении близкой к нему наработки) необходимо планировать проведение капитального (комплексного) ремонта с продлением ресурса, заменой базовых узлов и систем, увеличенным объемом ремонтных работ. Замена отдельного оборудования или систем ГПА может производиться не одновременно, а постепенно при различных ремонтах в зависимости от наличия финансовых и материально-технических ресурсов. Решение о замене или капитальном ремонте, комплексности проведения работ при ремонте конкретного оборудования ГПА принимает эксплуатирующая организация. Планирование и проведение комплексного ремонта проводится в установленном порядке с отражением нормативов трудоемкости и потребности в материально-технических ресурсах.

При замене отдельных узлов, деталей (досрочной или назначенной выработке ресурса) на агрегате должен выполняться ближайший вид ремонта, который требуется по наработке. Техническое обслуживание планируется и проводится по типовому набору работ. Отдельные виды работ (операций) при техническом обслуживании в зависимости от технического состояния и дефектов оборудования, при необходимости, выполняются в большем объеме, соответствующем текущему, среднему или капитальному ремонтам, и необходимым для восстановления требуемого технического состояния оборудования.

Плановые техническое обслуживание и ремонты назначаются при определенной наработке в зависимости от типа агрегата.

Техническое обслуживание двигателя проводится при наработке – 1000–2000 ч.

Техническое обслуживание ГПА проводится при наработке – 1000–4000 ч.

Текущий ремонт производится при наработке – 4000–12000 ч.

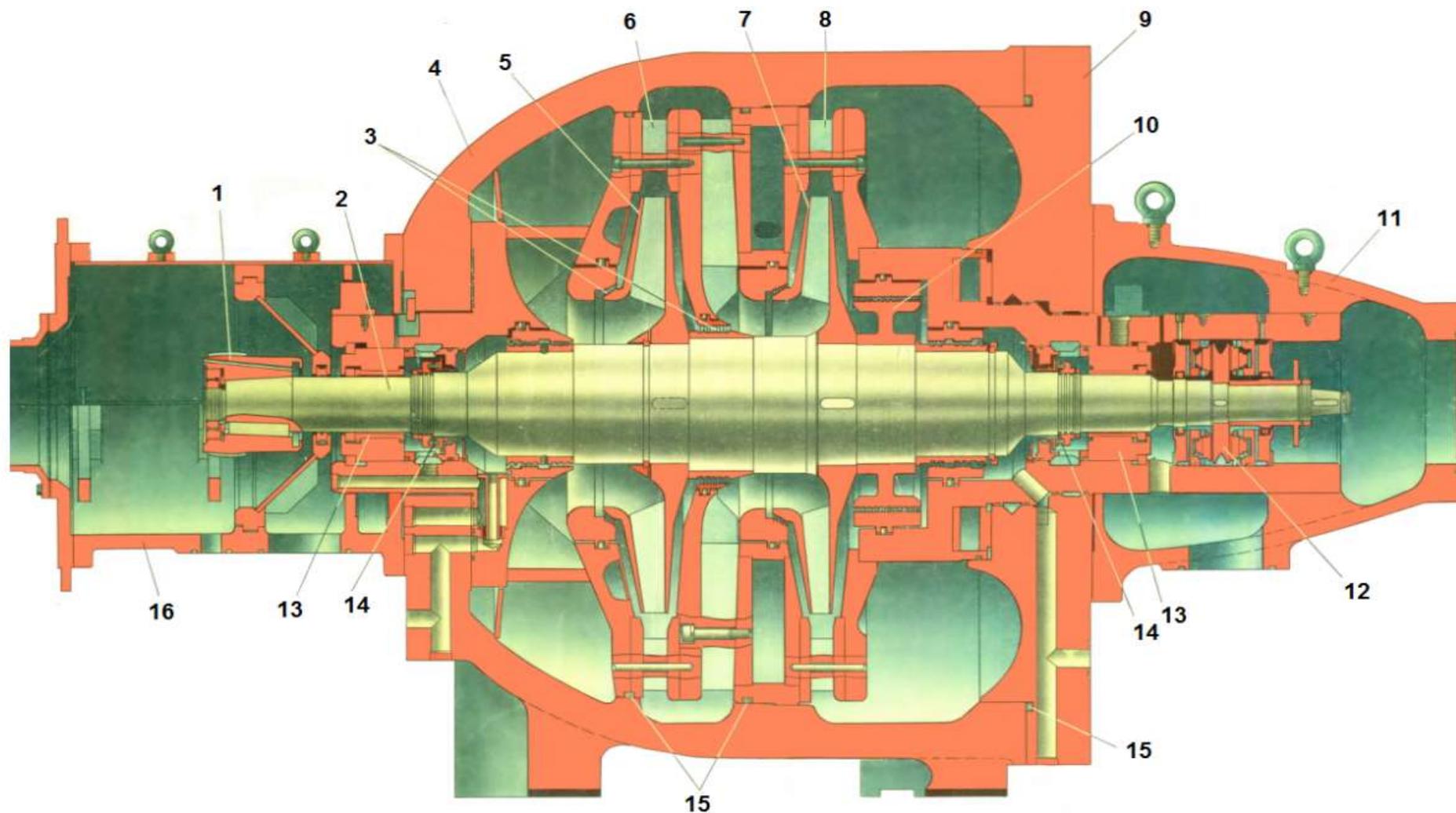
Средний ремонт производится при наработке – 6000–16000 ч.

Капитальный ремонт производится при наработке – 18000–32000 ч (или большей наработке – для поршневых ГПА) [1].

Основными элементами ГПА являются газотурбинная установки и нагнетатель природного газа. На рисунке 1 представлен полнонапорный нагнетатель Н-235-21-1, выполненный в виде двухступенчатой центробежной машины, имеющий следующие характеристики:

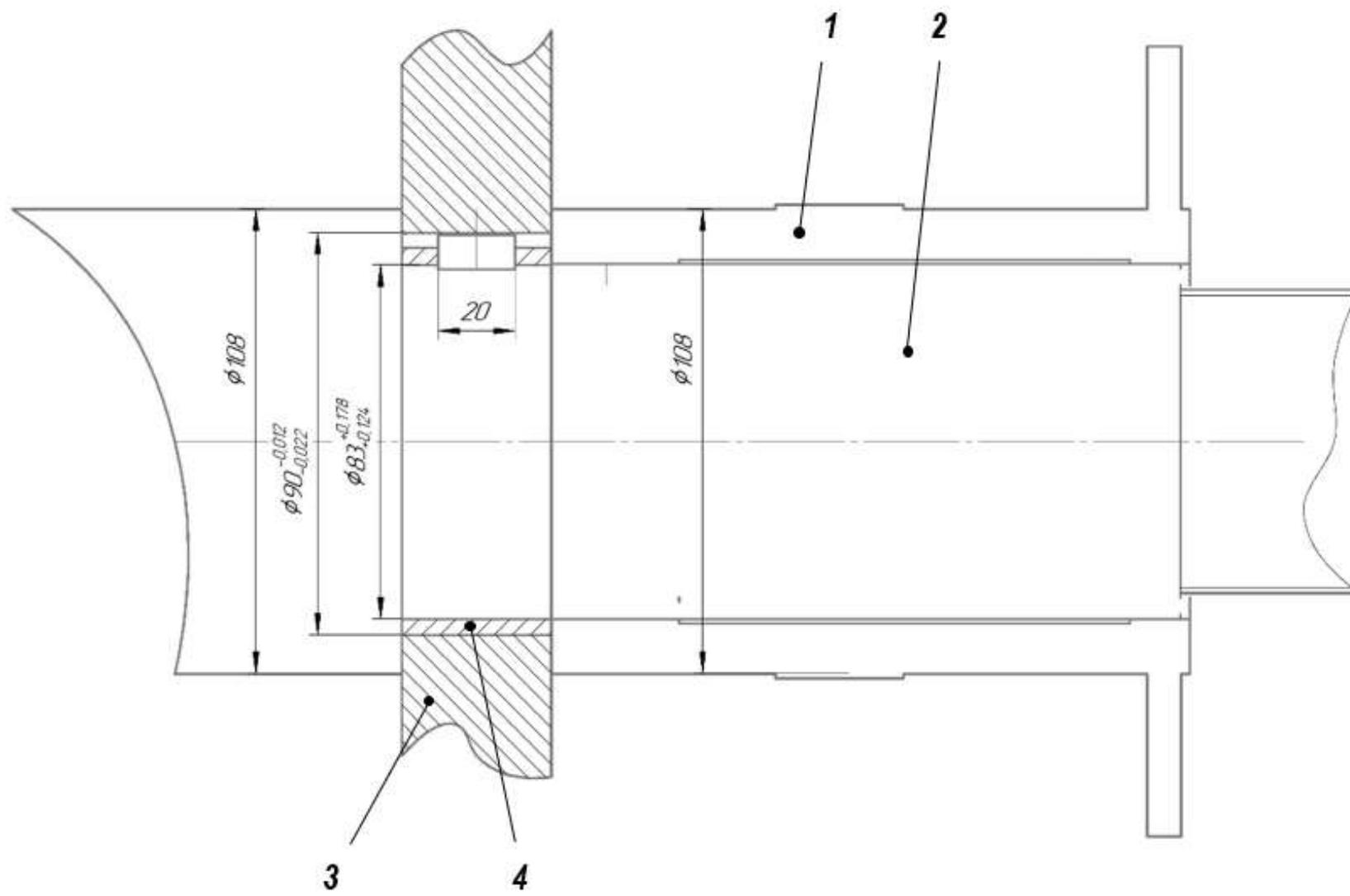
- частота вращения вала, 4800 об/мин;
- коммерческая производительность 18,3 млн м<sup>3</sup>/сут;
- объемная производительность 217,3 м<sup>3</sup>/мин;
- степень сжатия 1,44;
- давление газа на входе 5,18 МПа;
- конечное давление газа 7,45 МПа;
- масса нагнетателя в объеме поставки 31 т [2].

Ротор нагнетателя включает вал, на котором закреплены рабочие колеса, полумуфту, втулки уплотнений и другие детали. Вес ротора воспринимается подшипниками скольжения.



- 1) соединительная муфта, 2) ротор, 3) лабиринтные уплотнения, 4) корпус, 5) рабочее колесо первой ступени, 6) диффузор первой ступени, 7) рабочее колесо второй ступени, 8) диффузор второй ступени, 9) крышка, 10) разгрузочный поршень, 11) корпус подшипников, 12) упорный подшипник, 13) опорный подшипник, 14) уплотнение масло-газ, 15) уплотнительные кольца, 16) корпус муфты

Рисунок 1 – Нагнетатель Н-235-21-1



1) втулка, 2) ротор, 3) упорный диск, 4) втулка под упорный диск

Рисунок 2 – Схема доработки вала ротора

При проведении ремонтных работ в объеме среднего ремонта (СР), капитального ремонта (КР) на ГПА типа ГТК-10-4 производится разборка ротора нагнетателя агрегата Н-235-21-1 с последующей очисткой и дефектацией ротора нагнетателя, контроль износа биений. В случае обнаружения допустимых дефектов выполняется ремонт или в случае выявления недопустимых дефектов замена дефектных деталей.

При проведении ремонта на роторе нагнетателя Н-235-21-1 был выявлен недопустимом механический износ на шейке ротора нагнетателя. Стандартных решений по ремонту данного дефекта не предусмотрено. В итоге необходима полная замена ротора, что ведет к значительным экономическим затратам.

В целях создания условий возможности дальнейшей эксплуатации ротора при выявлении недопустимого механического износа шейки, было выполнено восстановление прочностных характеристики ротора, проведя специализированный ремонт по разработанному алгоритму:

1. Провели замеры радиальных и торцевых биений ротора.
2. Демонтировали втулку (Рисунок 2, позиция 1) и упорный диск (Рисунок 2, позиция 3) с вала ротора (Рисунок 2, позиция 2).
3. Провели проверку упорного диска на токарном станке на наличие торцевых биений.
4. Выставили ротор на станке с точностью до 0,01 мм и проточили шейку по упорный диск и втулку (Рисунок 2, позиция 1).
5. Изготовили втулку под упорный диск с учетом создания натяга с ротором.
6. Установили данную втулку на «горячую» на вал ротора. Проточили втулку в размер 90 мм.
7. Установили ротор на фрезерный станок и выполнили фрезеровку шпоночного паза под упорный диск.
8. Изготовили шпонку и новую втулку (Рисунок 2, позиция 1) под проточенный вал.
9. Установили шпонку на вал ротора и упорный диск на вал ротора.
10. Смонтировали новую втулку (Рисунок 2, позиция 1), после затянули гайкой и установили на токарный станок для проверки биений упорного диска и втулки.
11. Провели балансировку ротора.

В результате примененной методики, восстановленный ротор Н-235-21-1 был смонтирован в состав ГПА после чего успешно прошел испытания в условиях КС.

#### **Библиографический список:**

1. СТО Газпром 2-2.3-681-2012. Компрессорные станции. Газоперекачивающие агрегаты. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта. М. 2014. – 537 стр.
2. СНО 04.12.23.293.16. Учебно-методический комплект для машинистов ТК (ГТК-10-4). Ухта. 2018. – 120 стр.

УДК 621.644.2:627.7

#### **Подводные трубопроводы: проблемы и решения**

Дыйканов Т. Н.

*Альметьевский Государственный Технологический Университет,  
«Высшая Школа Нефти», г. Альметьевск, Россия*

Подводные трубопроводы играют ключевую роль в мировой энергетической инфраструктуре, обеспечивая транспортировку нефти, газа и других ресурсов между континентами и странами. Однако их эксплуатация сопряжена с множеством вызовов, связанных с техническими, экологическими и экономическими аспектами. В этой статье рассмотрим основные проблемы подводных трубопроводов и возможные пути их решения.

##### **1. Основные проблемы подводных трубопроводов**

###### **1.1. Коррозия и износ материалов**

Подводные трубопроводы постоянно подвергаются воздействию агрессивной морской среды, включая соленую воду, высокое давление и перепады температур. Это приводит к коррозии металла, что может вызвать утечки и разрушение труб.[1]

## 1.2. Механические повреждения

Трубопроводы могут быть повреждены якорями судов, рыболовными снастями или подводными оползнями. Кроме того, в районах с высокой сейсмической активностью возможны разрывы труб из-за землетрясений.

## 1.3. Экологические риски

Утечки нефти или газа из подводных трубопроводов могут привести к катастрофическим последствиям для морской экосистемы. Загрязнение воды и гибель морских обитателей — одни из самых серьезных экологических проблем.

## 1.4. Сложность технического обслуживания[2]

Ремонт и обслуживание подводных трубопроводов требуют значительных финансовых и технических ресурсов. Глубоководные работы сложны и опасны, а доступ к трубопроводам ограничен.

## 1.5. Экономические и политические риски

Подводные трубопроводы часто проходят через территории нескольких стран, что создает риски, связанные с политической нестабильностью, изменениями законодательства или конфликтами.

## 2. Решения и инновации

### 2.1. Использование современных материалов

Для борьбы с коррозией применяются высокопрочные сплавы, композитные материалы и специальные антикоррозийные покрытия. Например, использование нержавеющей стали и полимерных композитов значительно увеличивает срок службы трубопроводов.

### 2.2. Системы мониторинга и диагностики

Внедрение систем автоматического мониторинга позволяет своевременно обнаруживать повреждения и утечки. Датчики давления, температуры и вибрации, а также подводные роботы (ROV) помогают контролировать состояние трубопроводов в реальном времени.

### 2.3. Защита от механических повреждений

Для предотвращения повреждений от внешних воздействий используются защитные кожухи, бетонные покрытия и искусственные рифы. В районах с высокой активностью судоходства устанавливаются предупреждающие буи и системы навигации.[3]

### 2.4. Экологические меры

Для минимизации экологических рисков разрабатываются системы быстрого реагирования на утечки, включая подводные задвижки и барьеры. Также внедряются технологии очистки воды и восстановления экосистем после аварий.

### 2.5. Роботизация и автоматизация

Подводные роботы и дроны используются для инспекции, ремонта и обслуживания трубопроводов. Это снижает затраты и риски для человека, а также повышает точность работ.

### 2.6. Международное сотрудничество

Для снижения политических и экономических рисков страны-участники проектов подводных трубопроводов заключают международные соглашения, которые регулируют вопросы эксплуатации, ответственности и распределения доходов.

## 3. Примеры успешных проектов

Северный поток — газопровод между Россией и Германией, который успешно эксплуатируется благодаря современным технологиям защиты и мониторинга.

Транс-Средиземноморский газопровод — один из старейших подводных трубопроводов, который продолжает функционировать благодаря регулярной модернизации.

Langeled Pipeline — крупнейший подводный газопровод в мире, соединяющий Норвегию и Великобританию, с высокой степенью автоматизации и безопасности.[4]

## 4. Заключение

Подводные трубопроводы остаются важным элементом глобальной энергетической системы, но их эксплуатация требует постоянного совершенствования технологий и подходов. Решение проблем, связанных с коррозией, механическими повреждениями, экологическими рисками и техническим обслуживанием, возможно благодаря инновациям и международному сотрудничеству. Будущее подводных трубопроводов зависит от внедрения умных систем, использования новых материалов и устойчивого подхода к эксплуатации.

### Библиографический список:

1. Иванов, А. В., Петров, С. К. Современные технологии защиты подводных трубопроводов от коррозии // Нефтегазовое дело. 2020. №4. URL: <https://example.com> (дата обращения: 16.01.2025).
2. Сидоров, Д. Л., Кузнецов, М. А. Экологические риски подводных трубопроводов и методы их минимизации // Экология и промышленность. 2019. №3. URL: <https://example.com> (дата обращения: 17.01.2025).
3. Козлов, В. П., Николаев, И. Г. Роботизированные системы для диагностики и ремонта подводных трубопроводов // Технологии в нефтегазовой отрасли. 2021. №1. URL: <https://example.com> (дата обращения: 17.01.2025).
4. Морозов, Е. А., Лебедев, П. С. Международное сотрудничество в проектах подводных трубопроводов // Мировая энергетика. 2022. №5. URL: <https://example.com> (дата обращения: 17.01.2025).

УДК 621.644

### Траншейные, бестраншейные и надземные переходы в проекте трубопровода White Oil в Пакистане

Хан К.<sup>1</sup>, Борисова О. В.<sup>2</sup>

*1 – Пакнефтегаз, г. Исламабад, Пакистан*

*2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** В работе рассматриваются различные типы переходов и особенности их проектирования и строительства в трубопроводе White Oil в Пакистане. Выбор конструкции перехода трубопровода существенно влияет на стоимость строительства, а также на эксплуатацию и обслуживание трубопровода.

**Ключевые слова:** защитный кожух перехода, переходы трубопровода через железные и автомобильные дороги, бестраншейный метод, надземный переход.

Проект трубопровода White Oil состоит из нижеперечисленных трех нефтехранилищ и четырех насосных станций:

- Насосная станция и нефтехранилище Порт-Касим
- Насосная станция Бубак
- Насосная станция и нефтехранилище Шикарпур
- Насосная станция Фазилпур
- Нефтехранилище Мехмудкот

Все насосные станции и нефтехранилища соединены трубопроводом длиной 786 километров. Диаметр трубопровода составляет 26 дюймов, изготовлен из стали API 5L Grade X65. Маршрут трубопровода включает три типа переходов. Перед началом строительных работ на переходах берутся разрешения от различных департаментов правительства. Это стандартная практика во всем мире, включая Пакистан.

Тип пересечения трубопровода зависит от классификации дорог. Дороги классифицируются как главные и второстепенные.

Основные дороги: делятся на однополосные и двухполосные дороги. Эти дороги обслуживают большой объем различного дорожного движения, поэтому в таких случаях практикуется строительство бестраншейных переходов трубопроводов. Такая практика не создает препятствий для непрерывного потока транспорта.

Второстепенные дороги: это однополосные дороги. Из-за низкой интенсивности движения возможна временная остановка движения и организация объезда. Траншейные переходы трубопроводов являются экономически эффективным решением на второстепенных дорогах.

Угол пересечения трубопровода: разделы 4.3.1 и 5.6.2 API 1102 определяют требования к углу пересечения между железной дорогой или автомагистралью и трубопроводом [1]. Он должен составлять около 90 градусов, но не менее 30 градусов. Это условие применяется как в случае защищенных кожухом переходов, так и в случае незащищенных переходов.

Расположение пересечения трубопровода: разделы 4.3.2 и 5.6.3 API 1102 рекомендуют не строить переходы трубопроводов в заболоченных районах и скальных грунтах. Этот подход применим как в случае незащищенных переходов трубопровода, так и защищенных переходов трубопровода через автомобильные и железные дороги.

Сравнение стоимости незащищенных и защищённых переходов трубопроводов:

В случае незащищенных переходов трубопроводов нет необходимости устанавливать защитный кожух (футляр), изоляцию для него, сальниковые уплотнения, оборудовать водоотводные сооружения и вытяжные свечи. Это значительно снижает стоимость незащищенных переходов.

#### **Траншейные переходы трубопроводов:**

Технология открытой выемки грунта использовалась во всех траншейных переходах в проекте трубопровода White Oil. Незащищенная основная труба диаметром 26 дюймов проложена в открытой траншее и в незащищенных подземных переходах через небольшие водные потоки [2,3]. Напряжения, возникающие в результате внешних нагрузок, передаются непосредственно на 26-дюймовый трубопровод в незащищенных переходах. По этой причине используется труба с большей толщиной стенки. Радиографический контроль требуется на всей протяженности незащищенных переходов трубопровода.

Засыпка грунта в незащищенных переходах:

Раздел 4.4.2 API 1102 рекомендует минимальную глубину залегания для незащищенных трубопроводов при переходах дорог. Толщина слоя грунта для трубопровода диаметром 26 дюймов измеряется от верхней образующей трубопровода до поверхности дороги и составляет один метр. Типичная схема незащищенного перехода приведена на рисунке 1.

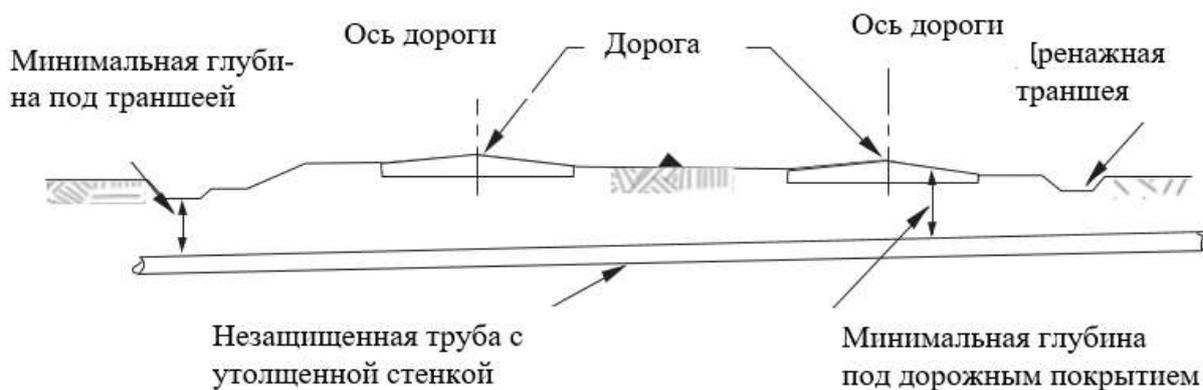


Рисунок 1 – незащищенный переход трубопровода

#### **Бестраншейные переходы трубопроводов:**

В защищенных переходах через автомобильные и железные дороги в проекте трубопровода при воздействии внешних нагрузок White Oil используется труба API 5L Grade B диаметром 32 дюйма [4,5]. Защитный кожух не позволяет напряжениям воздействовать на основную трубу диаметром 26 дюймов. Раздел 5.4.1 API 1102 рекомендует минимальную толщину стенки для стальных защитных кожухов. В проекте White Oil использовались защитные кожухи с толщиной стенки 9,5 мм и 11,9 мм для строительства защищенных переходов через автомобильные и железные дороги. Защитный кожух изнутри и снаружи покрыт эпоксидной смолой. Вытяжная свеча диаметром 3 дюйма установлена на верхнем конце защитного кожуха. Дренажная труба диаметром 3 дюйма установлена на нижнем конце защитного кожуха. Как вытяжная, так и дренажная трубы имеют внешнее эпоксидное покрытие. Защитный кожух имеет уклон до одного миллиметра на метр. Торцы кожуха закрыты гибкими герметичными уплотнениями из диэлектрического материала.

В защищенных переходах через автомобильные и железные дороги устанавливается изоляция. При протягивании трубы диаметром 26 дюймов через кожух диаметром 32 дюйма во время монтажа изоляция предотвращает повреждение внешней трехслойной полиэтиленовой оболочки трубы диаметром 26 дюймов. Она также электрически изолирует основную трубу диаметром 26 дюймов от защитного кожуха диаметром 32 дюйма. Типовые схемы защищенных переходов трубопровода через автомобильные и железные дороги приведены соответственно на рисунке 2 и рисунке 3.

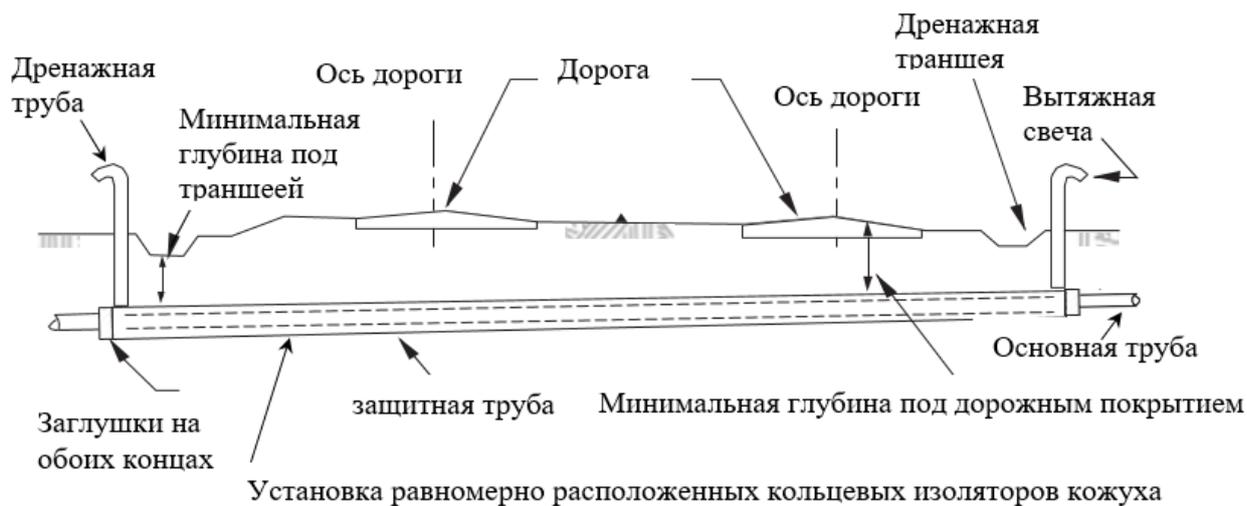


Рисунок 2 – защищенный переход трубопровода через автомобильную дорогу

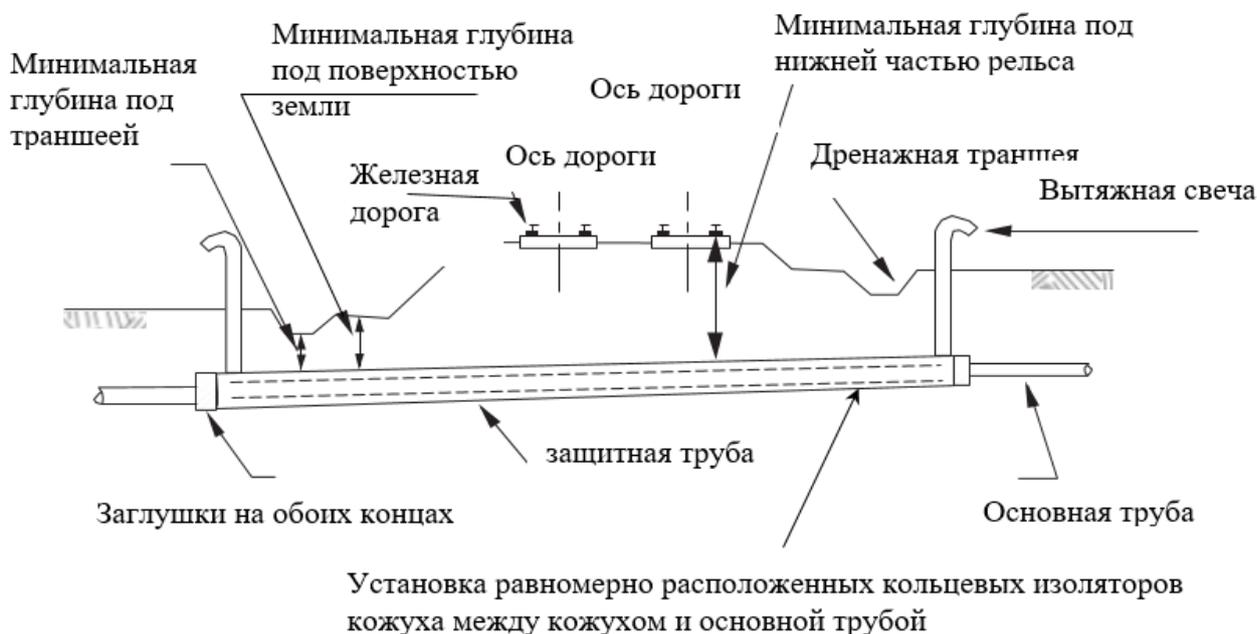


Рисунок 3 – защищенный переход трубопровода через железную дорогу

Засыпка грунта в защищенных переходах:

Раздел 5.7 API 1102 рекомендует минимальную глубину залегания для защищенных переходов через автомобильные и железные дороги. Толщина почвенного покрова составляет один метр от верхней образующей трубопровода до поверхности дороги для трубопровода диаметром 26 дюймов. Грунт для засыпки траншеи не должен содержать острых камней или скальных грунтов.

Проблема коррозии защищенных переходов:

Внешняя коррозия основной трубы диаметром 26 дюймов внутри защитного кожуха диаметром 32 дюйма представляет постоянную угрозу целостности и эксплуатации трубопровода. Коррозия приводит к потере металла, перфорации трубы и, в конечном итоге, к потере продукции, дорогостоящему ремонту трубопровода и проблемам с экологией и безопасностью. Защищенные переходы трубопроводов в обсадной колов этом отношении менее безопасны, чем незащищенные переходы.

**Надземные переходы трубопроводов:**

Имеется один крупный надземный переход трубопровода через реку Инд и несколько надземных переходов через каналы/водные потоки по маршруту трубопровода White Oil. Для строительства надземных переходов трубопровода были установлены железобетонные опоры. На обоих концах трубы диаметром 26 дюймов были установлены изолирующие стыки для обеспечения электрической изоляции и предотвращения коррозии. Изолирующие стыки

отделяют участок трубопровода на надземном переходе от остальной части трубопровода и прилегающих конструкций. Толщина стенки трубы диаметром 26 дюймов составляет 10,3 миллиметра в сечении на надземном переходе [6].

Выводы:

1. Пакистанские компании Pak - Arab Pipeline Company Limited (PAPCO), Sui Northern Gas Pipelines Limited, Sui Southern Gas Company Limited, Inter State Gas Systems, и другие компании-поставщики ресурсов Пакистана должны устанавливать незащищенные переходы трубопроводов в своих будущих проектах. Кроме того, следует заменить старые существующие защищенные переходы трубопроводов на новые незащищенные переходы трубопроводов. Это значительно сократит расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание переходов трубопроводов в Пакистане.

2. Защищенные переходы трубопроводов небезопасны по сравнению с незащищенными переходами из-за риска возникновения коррозии внутри защитного кожуха и внешней коррозии в основной трубе. Существует острая необходимость в продвижении технологии горизонтально-направленного бурения в нефтегазовом секторе Пакистана.

3. Пакистанская компания Pakneftgaz в тесном сотрудничестве с Газпромом, Лукойлом, Башнефтью, Татнефтью, Роснефтью, Газпромнефтью и другими российскими нефтегазовыми компаниями предлагает использовать технологию горизонтально-направленного бурения для замены старых переходов и строительства новых переходов в Пакистане. Кроме того, следует обеспечить все виды поддержки проектирования, строительства и технического обслуживания в области строительства переходов трубопроводов.

#### **Библиографический список:**

1. Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways: сайт. – URL: [https://tajhizkala.ir/doc/API/API\\_RP\\_1102\\_7th\\_Dec\\_2007\\_Errata.pdf](https://tajhizkala.ir/doc/API/API_RP_1102_7th_Dec_2007_Errata.pdf) (дата обращения: 01.01.2025)
2. Uncased road crossing open cut (Typical detail). White oil pipeline project drawing no. 4880-00-CS-001, Revision 2.
3. Uncased canal crossing open cut (Typical details). White oil pipeline project drawing no. 4880-00-CS-003, Revision 2.
4. Cased road crossing (Section1), Chainage 0+637 to 0+662. White oil pipeline project drawing no. 4880-01-CS-001, Revision 2.
5. Railway crossing (Section 1), Chainage 1+508 to 1+531. White oil pipeline project drawing no. 4880-01-CS-002, Revision 2.
6. Overhead crossing (Section 1) Aral Wah, Chainage 213+470 to 213+590. White oil pipeline project drawing no. 4880-01-CS-009, Revision 1.

УДК 665.613.22: 532.135

#### **Апробация метода экспериментального определения температуры кристаллизации и кривой осаждения парафина (WPC) с помощью ИК-Фурье спектрометра**

Мелентьев В. А., Некучаев В. О.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** Кратко обсуждаются механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках нефтепроводов. Особое внимание уделено механизму, связанному с молекулярной диффузией растворенных парафинов в радиальном направлении к стенке трубы, обусловленной температурным градиентом, возникающим из-за радиального переноса тепла в объеме нефти от центра к стенке трубы. Все математические модели образования отложений парафина в нефтепроводах, основанные на разных механизмах возникновения АСПО, кроме уравнений гидродинамики для потока нефти и уравнений для переноса тепла и массы парафина, должны учитывать термодинамику процесса кристаллизации парафина из пересыщенного раствора нефти. Главным результатом термодинамического

моделирования процесса выпадения парафина из нефти при ее охлаждении является получение кривой осаждения парафина (WPC), что является весьма непростой задачей. В настоящей работе показано, как можно экспериментально определить кривую осаждения парафина с помощью записи и обработки ИК спектров поглощения выбранной нефти в области поглощения парафиновых УВ, для чего был применен ИК-Фурье спектрометр ФСМ 1201.

**Механизмы образования АСПО.** Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках нефтепроводов является актуальной проблемой при транспортировке нефти. АСПО образуются в результате кристаллизации тяжёлых углеводородов, таких как парафины, асфальтены и смолы. Эти отложения накапливаются на внутренних поверхностях труб, уменьшая их диаметр и создавая препятствия для движения нефти. В результате снижается пропускная способность трубопровода, увеличивается давление в системе и возрастает риск аварийных ситуаций.

Основываясь на экспериментальных наблюдениях за осаждением парафина можно отметить, что основным механизмом формирования АСПО является *молекулярная диффузия* [1] (рис. 1).

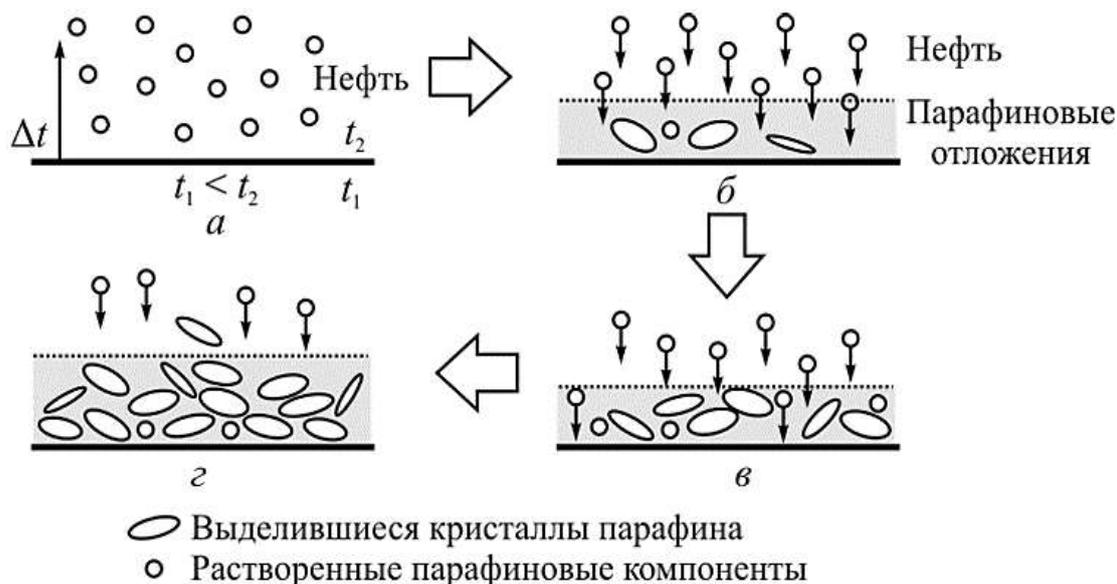


Рисунок 1 – Диффузионный механизм образования АСПО

Когда нефть контактирует с охлажденной поверхностью трубопровода, она начинает терять тепло. Это приводит к образованию радиального температурного градиента (рис. 1, а). Кристаллизация растворенных парафиновых компонентов инициируется при достижении температурных показателей ниже точки начала парафинообразования (WAT), что приводит к адгезии кристаллов на стенках трубопровода. Наличие температурного градиента ведёт к образованию градиента концентрации растворённого парафина. Это сопровождается перемещением растворённого парафина из объёма нефти к стенке, где кристаллизация продолжается (рис. 1, б).

Образование первого слоя парафиновых отложений на стенке приводит к продолжению процесса осаждения кристаллов парафина на границе нефтяной области (рис. 1, в). Однако не все парафины кристаллизуются при контакте со стенкой трубопровода, часть из них продолжает диффундировать вглубь слоя парафиновых отложений (рис. 1, в, г) [1].

*Броуновская диффузия* также является одним из механизмов образования АСПО. Она обусловлена хаотическим тепловым движением частиц (например, кристаллов парафина, агрегатов асфальтенов и смол), которые сталкиваются с молекулами жидкости, в нашем случае, с нефтью. Этот механизм особенно важен для мелких частиц, которые легко подвержены случайным движениям. В потоке нефти, особенно в турбулентной зоне, мелкие частицы АСПО движутся хаотически, в том числе к стенке трубопровода. Когда частицы попадают в приграничный ламинарный слой, они соударяются со стенкой трубы, где могут закрепляться. Однако некоторые лабораторные исследования показывают, что этот механизм не может быть достаточно существенным.

*Гравитационное осаждение* связано с выпадением тяжелых частиц из нефти под действием силы тяжести. Этот механизм особенно актуален для крупных частиц (агрегатов парафинов, асфальтенов, смол), которые имеют плотность выше, чем у окружающей нефти. В медленно движущемся или практически неподвижном потоке тяжелые частицы начинают оседать на дно трубопровода. При наличии шероховатой поверхности они могут закрепляться и становиться ядрами для дальнейшего роста отложений. Многие эксперименты показывают, что осаждение парафина при горизонтальном и вертикальном течении одинаково в пределах экспериментальной ошибки. Большинство авторов считает, что этот механизм при моделировании учитывать не следует.

*Дисперсия при сдвиге* возникает из-за градиента скорости потока в трубопроводе. Скорость жидкости выше в центре потока и ниже вблизи стенки. В этих условиях частицы под действием турбулентного потока и сдвиговых сил перемещаются к стенкам трубы. В литературе констатируется, что этот механизм может быть достаточно существенным только при температурах заметно ниже температуры кристаллизации парафина, тогда как для несколько более высоких температур доминирующим процессом является молекулярная диффузия.

Таким образом, видно, что для первого механизма, т.е. молекулярной диффузии, субъектами осаждения являются растворенные в нефти молекулы парафина. Осаждающимися материалами в трех других механизмах (дисперсия сдвига, броуновская диффузия и гравитационное осаждение) являются взвешенные частицы парафина, которые уже выпали кристаллическое состояние в объеме нефти.

**Кривая осаждения парафина.** Главным результатом термодинамического моделирования процесса выпадения парафина из нефти при ее охлаждении является получение кривой осаждения парафина (WPC) [1], т.е. зависимости отношения массы выпавших в твердое состояние в объеме нефти кристаллов парафина к общей первоначальной массе парафинов в зависимости от температуры. В настоящей работе для экспериментального определения этой кривой был применен ИК-Фурье спектрометр ФСМ 1201. С его помощью были записаны и обработаны ИК-спектры поглощения выбранной нефти в области поглощения парафиновых УВ.

Определялись нулевые моменты, представляющие собой площадь под графиком. Рассматриваемая область волновых чисел от 715 до 735  $\text{см}^{-1}$  соответствует поглощению парафиновых УВ [2]. Пример ИК спектра поглощения в данной области показан на рисунке 2 для нескольких температур ГНПС «Уса».

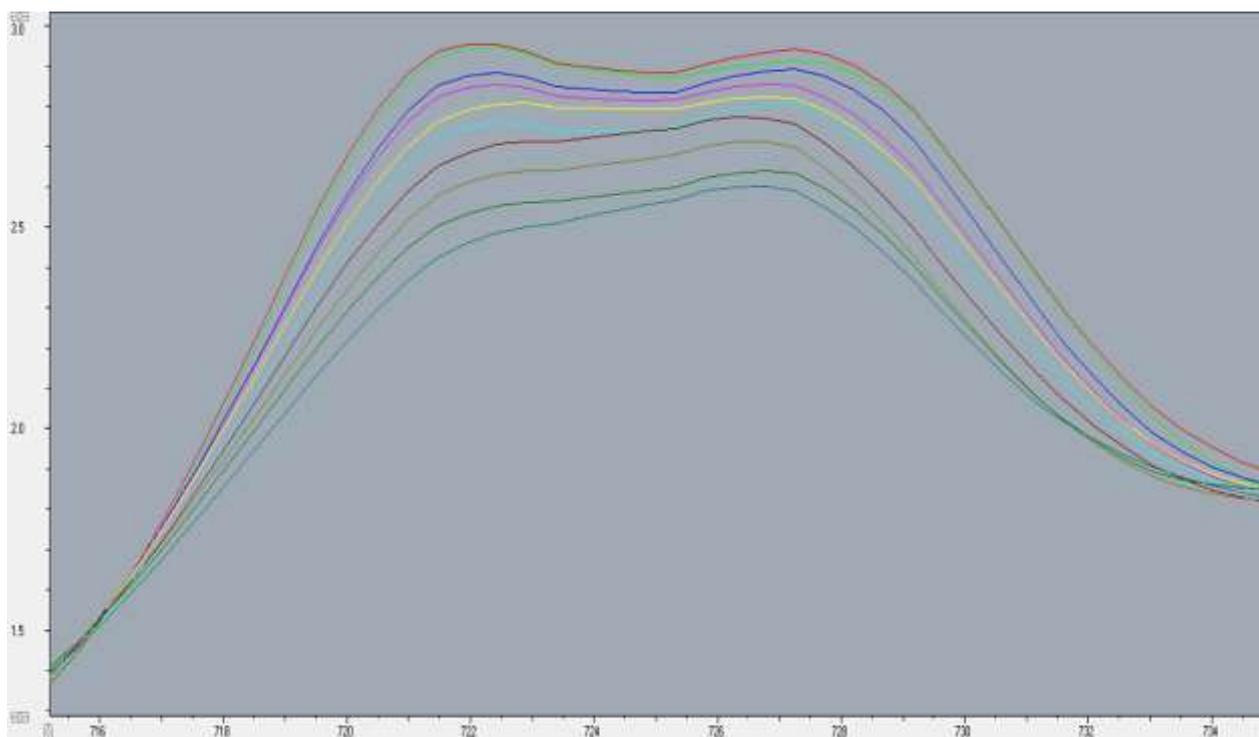


Рисунок 2 – ИК спектры поглощения образца нефти ГНПС «Уса»

Площадь под кривыми показывает интегральное поглощение в данной спектральной области. В ходе охлаждения нефтяного образца фиксировалось образование парафиновых кристаллов, сопровождающееся значительным ростом интенсивности инфракрасного поглощения. Зависимость нулевого момента от температуры аппроксимировалась двумя прямыми, пересечение которых позволяет установить температуру начала массовой кристаллизации парафина [3]. Для нефти, поступающей на ГНПС «Уса», данный показатель составил 22,6 °С (рис. 3). Вычисленная разница между измеренной интенсивностью и экстраполяцией (представляет собой пунктирную линию) позволила определить массовую долю выпавшего парафина при различных температурах [4]. По этим данным можно построить кривую осаждения парафина, изображённую на рисунке 4.

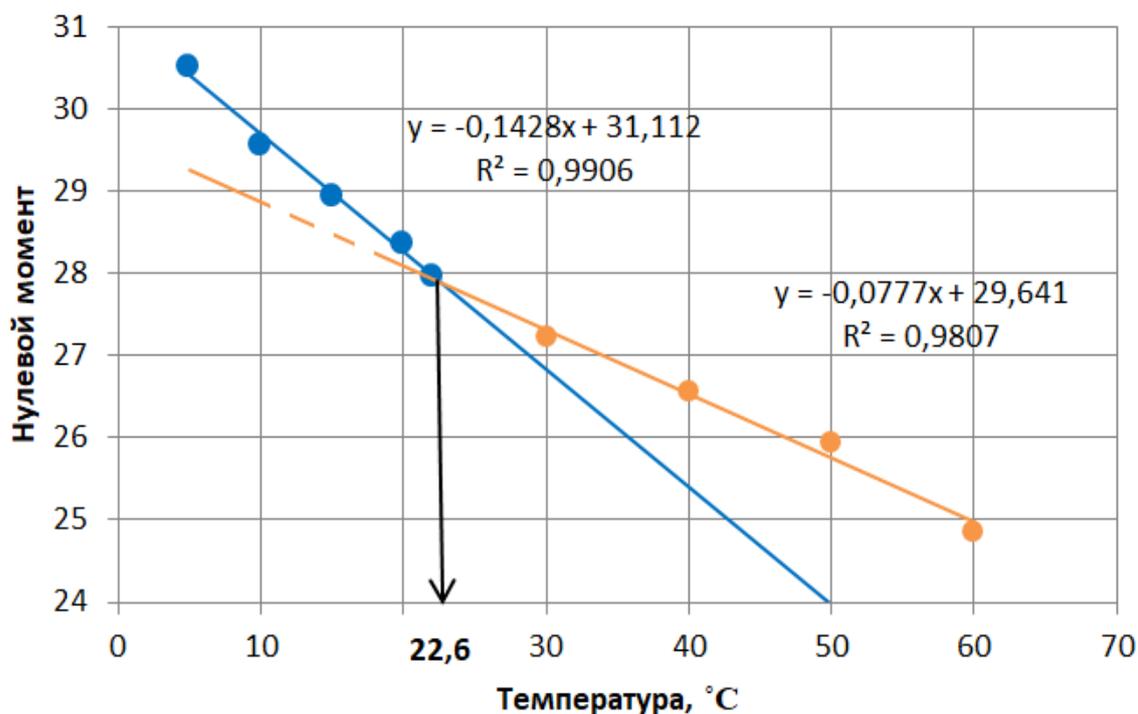


Рисунок 3 – Зависимость нулевого момента от температуры для нефти, поступающей на ГНПС «Уса»

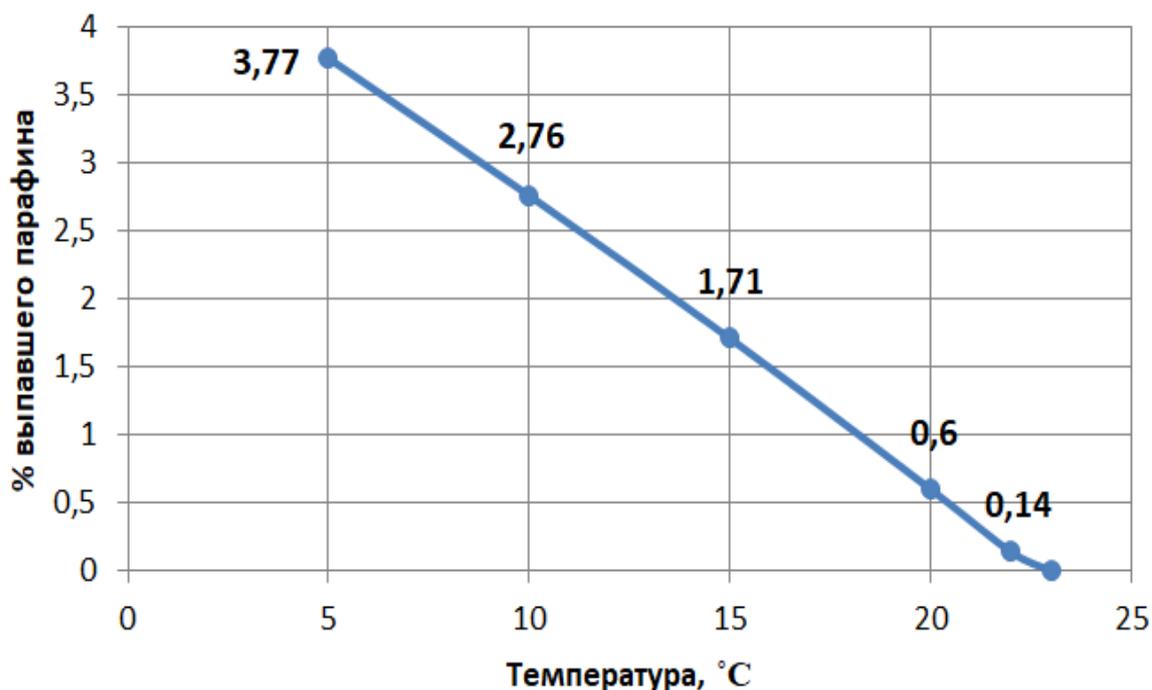


Рисунок 4 – Кривая осаждения парафина для нефти, поступающей на ГНПС «Уса»

Рассуждая похожим образом при работе с данными для нефти ПСУ «Ухта», получаем, что температура начала массовой кристаллизации (рис. 5) и кривая WPC (рис. 6) будут незначительно отличаться от данных ГНПС «Уса».

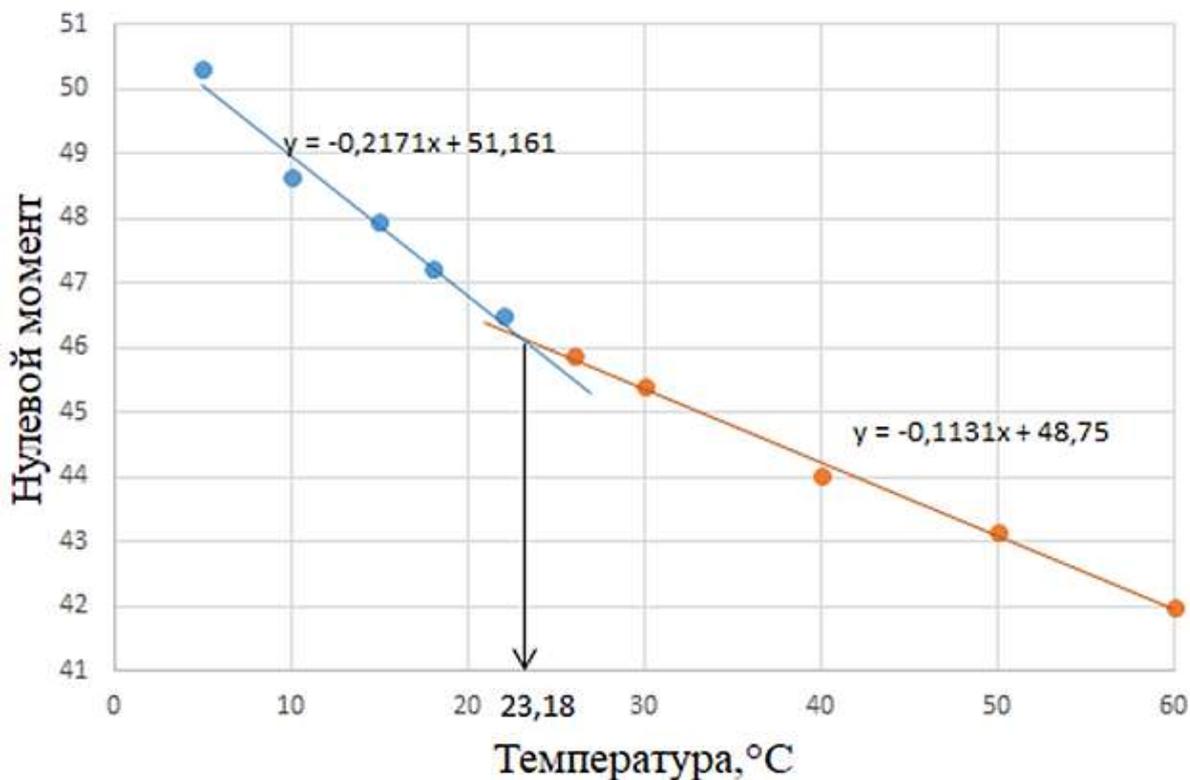


Рисунок 5 – Зависимость нулевого момента от температуры для нефти, поступающей на ПСУ «Ухта»

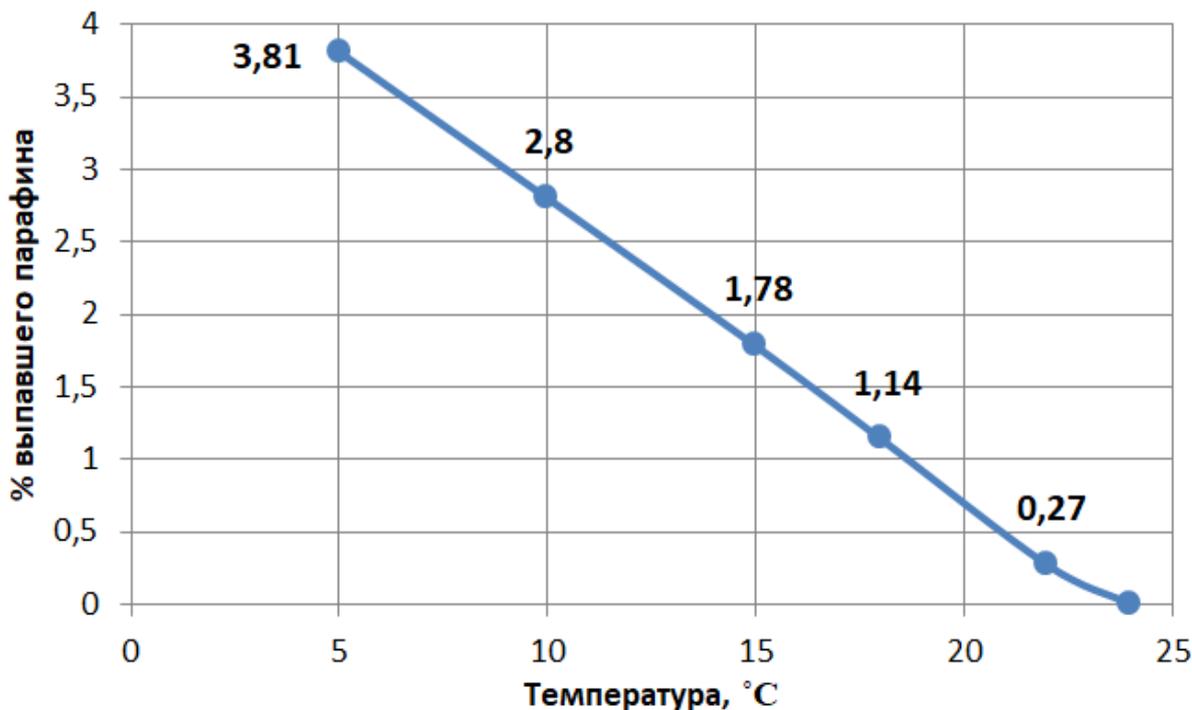


Рисунок 6 – Кривая осаждения парафина для нефти, поступающей на ПСУ «Ухта»

**Выводы по работе.** Были рассмотрены 4 основных механизма образования асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках нефтепроводов. Более детально проанализирован механизм, связанный с молекулярной диффузией растворенных молекул твердых парафинов в радиальном направлении к стенке трубы.

С помощью ИК-Фурье спектрометра ФСМ 1201 записаны ИК спектры поглощения двух проб нефтей, отобранных на ГНПС «Уса» и ПСУ «Ухта», при температурах 5-60 °С. В результате обработки данных были установлены температуры начала массовой кристаллизации парафина 22,6 °С и 23,2 °С соответственно. Математическая обработка результатов измерений позволила определить массовую долю выпавшего в объеме нефти парафина при различных температурах. По этим данным можно построить опытную кривую осаждения парафина (WPC), которая является главным необходимым параметром практически для всех математических моделей образования АСПО.

#### **Библиографический список:**

1. Huang Z., Zheng S., Fogler H.S. Wax Deposition: Experimental Characterizations. Theoretical Modeling, and Field Practices; CRC Press: Boca Raton, FL, USA; London, UK. 2016.
2. Казицына Л. А., Куплетская Н.Б. Применение УФ-, ИК-, ЯМР- и масс-спектропии в органической химии. М., Изд-во Моск. ун-та, 1979, 240 с.
3. R. M. Roehner and F. V. Hanson. Determination of Wax Precipitation Temperature and Amount of Precipitated Solid Wax versus Temperature for Crude Oils Using FT-IR Spectroscopy. – Energy & Fuels 2001, 15, 756-763.
4. Мелентьев, В. А. Применение ротационной реометрии и инфракрасной Фурье-спектрометрии для изучения динамики кристаллизации парафина в смеси нефти с газоконденсатом / В. А. Мелентьев, А. Д. Романюк, В. О. Некучаев // Материалы XXV Международной молодёжной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2024». – 2024. – С. 350-360.

УДК 665.6:532.5

### **Влияние температуры и явления гелеобразования парафинистой нефти на процесс распространения скачка давления в модели нефтепровода**

Матвеев В. И., Кожарин А. В., Некучаев В. О.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Исследование динамики распространения волны давления является актуальной задачей для ряда нестационарных процессов при перекачке нефтей со сложной реологией, прежде всего для процесса запуска или возобновления перекачки в магистральном нефтепроводе. При длительной остановке нефть в трубопроводе может застывать, что приводит к «замораживанию» участка трубопровода — охлаждению нефти до температур ниже её температуры застывания. Опыты показывают, что при попытках привести застывшую нефть в трубопроводе в движение возможно, и сдвиг произойдет по прошествии довольно значительного времени после создания максимально допустимого давления [1,2]. Определение времени распространения давления по трубопроводу имеет большое практическое значение для разработки технологических и организационных вопросов сдвига «застывшей» нефти в трубопроводе.

Целью работы является экспериментальное изучение влияния температуры и явления гелеобразования на процесс распространения давления в лабораторном трубном стенде, заполненном образцами парафинистых нефтей, взятых из НПС «Уса» и ПСП «Чикшина» при различных температурах, как больше, так и меньше температуры структурообразования парафина.

Результаты опытов.

Температура структурообразования парафина (ТСОП) — это критическая температура, при которой парафиновые углеводороды, содержащиеся в нефти, начинают формировать кристаллическую структуру, приводя к загустеванию нефти и потере её текучести. Иначе ее можно назвать — температура начала гелеобразования, или температура массовой кристаллизации парафина. Строгих определений этих терминов нет, но обычно эта температура на 10 – 20 градусов ниже WAT [3,4]. Это ключевой параметр для нефтедобычи и транспортировки, так как при охлаждении нефти ниже ТСОП парафин выпадает в осадок, образуя пробки в трубопроводах и оборудовании. За основу материала для эксперимента была

взята проба нефти из НПС «Уса», а также нефть из пункта приема-сдачи нефти «Чикшкино». Предварительно бутылки обеих нефтей были подогреты в термобане до температуры 50 градусов. Далее две пробы были смешаны, в концентрации 70 и 30 процентов соответственно, полученная смесь имела объём чуть меньше 1 литра. В конечном итоге, смесь была залита в экспериментальную установку. В реальных нефтепроводах часто транспортируется смесь нефтей из разных месторождений. Состав 30/70 может отражать типичное соотношение, встречающееся в практике, где более парафинистая нефть смешивается с менее парафинистой для улучшения реологических свойств.

Установка на рисунке 1 представляет собой систему датчиков и приспособлений для измерения скачка давления в трубе. 5 последовательно соединённых труб длиной 1 метр каждая, и диаметром 0.8 см, это физическая модель нефтепровода. Затем, компрессор для создания давления сдвига, датчики давления вдоль трубы, необходимые элементы автоматизации измерений и система термостатирования. Все полученные данные обрабатывались в программе SCADA [5], которая используется для разработки описаний технологических процессов, сохранения этих описаний на диске для последующего просмотра.



Рисунок 1 – Изображение экспериментальной установки

Воздушным компрессором с предельным давлением 1 МПа в трубопровод подается давление, изменение которого по длине стенда фиксируется преобразователями и передается через измеритель-регулятор на компьютер для дальнейшей математической обработки в виде графиков.

В рамках эксперимента была проведена серия из четырёх опытов при различных температурах, по результатам которых были построены графики изменения давления во времени в пяти контрольных точках, отстоящих друг от друга на 1 метр по длине трубки, в которых и располагаются датчики давления, рисунок 2.

Наиболее удачным вышла серия из третьего опыта, рассматривался ряд температур: 1, 2, 3, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 18, 20 градусов. Ход эксперимента таков: заливаем готовую смесь в модель, закрываем краны с выходными отверстиями. Подогреваем смесь через термостат до максимальной нужной нам температуры, включаем воздушный компрессор и нагнетаем давление до 1 МПа. Включаем запись измерений в программе и стравливаем давление в трубопровод. Ждём, когда давление на всех датчиках стабилизируется, и оканчиваем запись, сохраняем файл в программе Excel. Давление в трубе стравливаем, меняем числовые значения в термостате и охлаждаем нефть до следующей нужной нам температуры. Важно сделать все измерения с первого раза, иначе из-за малейшей ошибки следует менять всю смесь, так как при каждом подогреве температура застывания повышается.

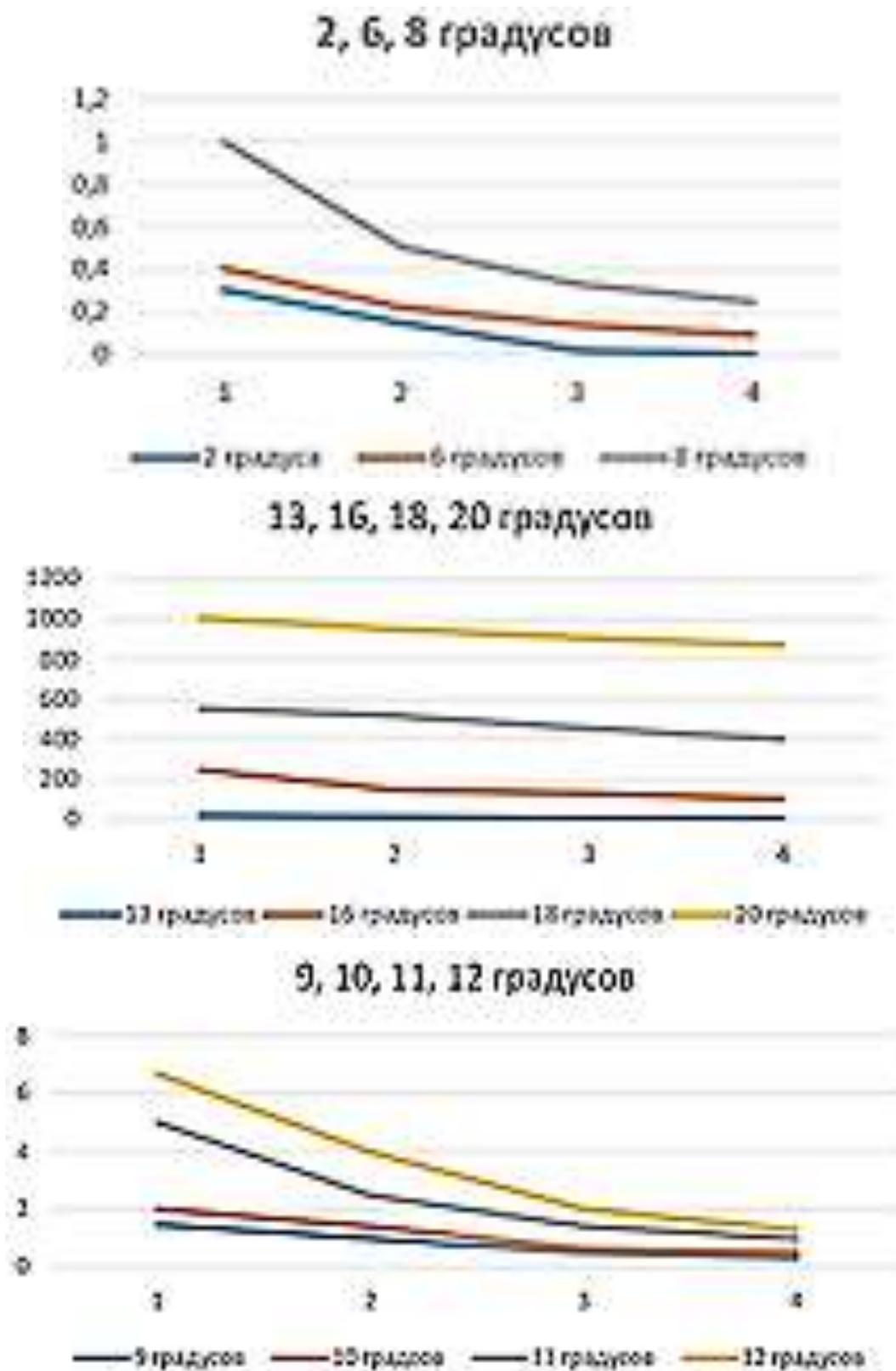


Рисунок 2 – Примеры построения графиков изменения давления при различной температуре.

Результаты измерения, а именно, графики давления в трубке в зависимости от времени для 5 разных расстояний от начала трубки, где и располагаются датчики давления, представлены на экране для 6 разных температур. Каждый датчик показывает значение давления на своём участке трубы в данный момент времени. В ходе изменения давления оно искусственно повышается скачком экспоненциально в начале трубки и, например, для 20 гр. этот профиль давления практически мгновенно передается по всей трубке, как и для любой жидкой среды примерно со скоростью звука в этой среде.

При снижении температуры ниже диапазона застывания 12–14 °С нефтяная смесь претерпевает фазовый переход, сопровождающийся кристаллизацией парафинов и формированием пространственной структурной сетки, что резко увеличивает её структурную вязкость и переводит среду из ньютоновской жидкости в вязкоупругопластичное состояние.

В гелеобразной среде наблюдается диссипация энергии - переход части энергии упорядоченных процессов в энергию неупорядоченных процессов- упругих возмущений за счёт разрушения межмолекулярных связей и пластической деформации кристаллитов, что приводит к затуханию амплитуды давления, замедлению распространения волн и появлению временного сдвига между сигналами датчиков.

И чем ниже температура системы, тем больше сдвиг давления в модели трубопровода. Шаг изменения давления по времени составил 1 секунду. Продолжительность измерений на всех графиках – 40 секунд.

Проведём линию на рисунке 2, перпендикулярную оси давления, из точки со значением 0,6 Мпа. Это наиболее оптимальный вариант, так как прямая с данной точки будет пересекать более ровные участки сдвига между графиками, исключение – 2 градуса. Далее пространственные расстояния между датчиками делим на измеренные промежутки времени между достижениями заданного уровня давления местоположений двух соседних датчиков, в секундах, которые указаны снизу и, таким образом, получаем средние скорости распространения давления на каждом участке трубы. С помощью полученных данных были построены оценочные графики средней скорости распространения волны давления вдоль трубки для разных температур.

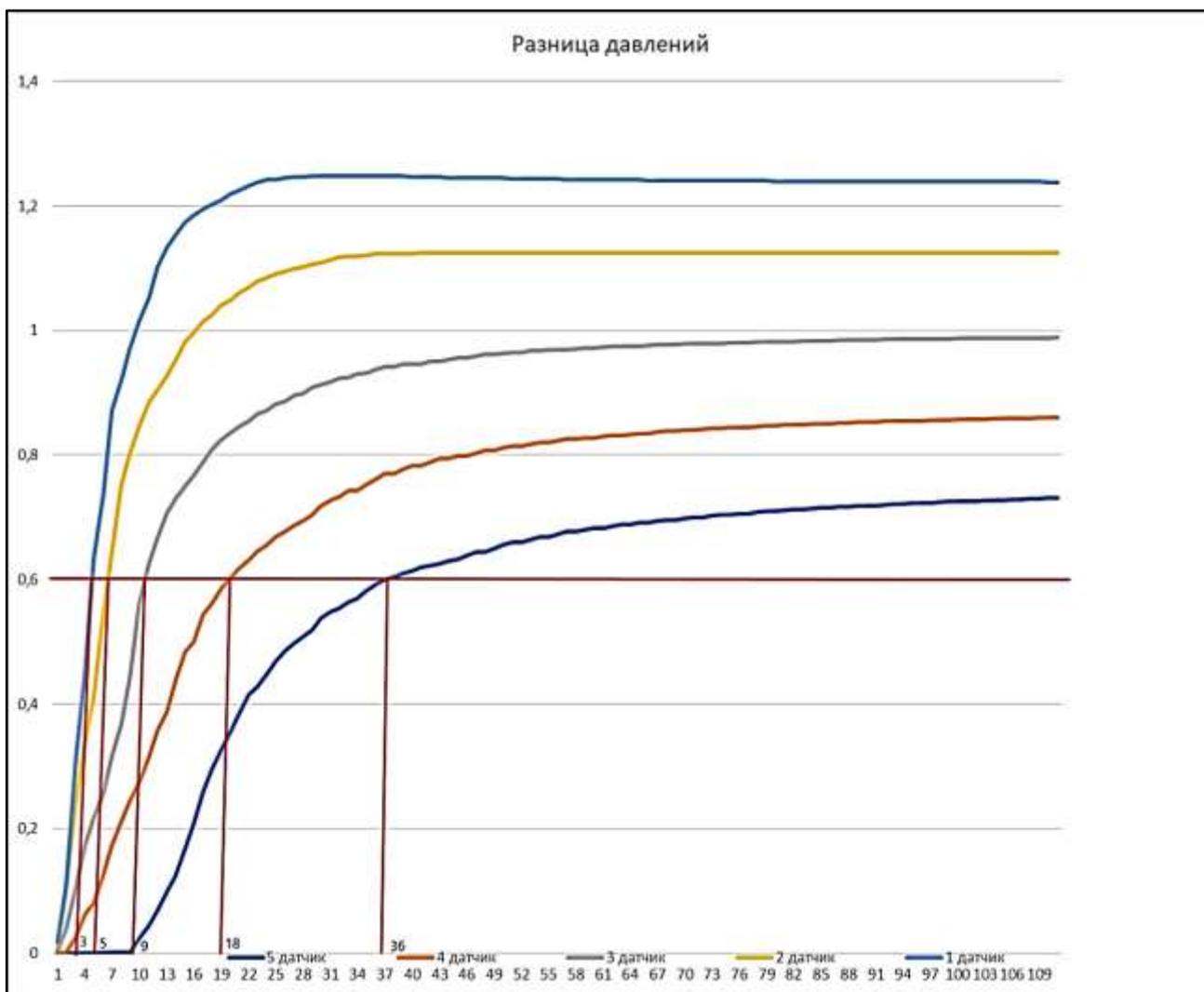


Рисунок 3 – Пример определения средней скорости

На основании полученных значений для более удобной визуализации были построены графики скорости распространения волны давления в логарифмической шкале. Точки графика были построены через десятичные логарифмы полученных скоростей.

Была получена также и зависимость средней скорости распространения давления от температуры. Взята средняя величина 4 значений скорости каждой температуры, и затем построен график. На первом, рисунке 3, по оси Y – значения средней скорости распространения волны давления, по оси X– температуры. На втором, рисунке 4, по оси Y значение десятичного логарифма значения средней скорости давления, по оси X также представлена температура.



Рисунок 4 – График средней скорости в зависимости от температуры



Рисунок 5 –График логарифма средней скорости распространения фронта давления в зависимости от температуры

#### Заключение.

Таким образом, в ходе эксперимента было подробно рассмотрено влияние температуры и явления гелеобразования на скорость изменения давления в трубопроводе. Увеличение сдвигов между графиками датчиков позволило экспериментально найти диапазон начала застывания нефтяной смеси. Плавное возрастание средней скорости волны от нижней к более высокой температуре в параболической форме демонстрирует постепенное превращение гелеобразной субстанции нефтяной смеси в жидкую, и наоборот.

#### Библиографический список:

1. Дегтярев, В. Н. Вопросы пуска нефтепровода с парафинистой нефтью после его длительной остановки. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов» [Текст] / В. Н. Дегтярев. – М.: РНТС, ВНИИОЭНГ, 1982. – 61 с.: ил.
2. В. О. Некучаев, А. В. Тарсин, П. В. Федоров. «Влияние неоднородного радиального и продольного профиля температуры и напряжения сдвига парафинистой нефти в остановленном трубопроводе на величину давления возобновления перекачки на примере МН «Уса-Ухта»». Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, №2, стр 127-138.
3. Ляпин А. Ю., Астахов А. В., Михалев Ю. Л. Исследование температуры кристаллизации парафинов с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 6. С. 28–35.
4. Маркин А.Н., Суховерхов С.В. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти. Вестник ДВО РАН. 2011. № 5. С. 66 – 71.
5. Руководство пользователя. Программа SCADA – Каскад. [Электронный ресурс]. - <http://tm-istok.ru/wp-content/uploads/2012/05/Руководство-пользователя.pdf> (4.12.24).

УДК 665.6

#### **Анализ типовых конструкций сепарационного оборудования подготовки нефти**

Кузнецова К. И., Таранова Л. В.

*Тюменский Индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Нефтегазовая отрасль является ключевой в промышленности России, оказывая значительное влияние на экономику страны. Прибыль от нефтегазового экспорта составляет порядка половины от доходов всего федерального бюджета. Этап подготовки нефти и газа – ответственный момент при подготовке к транспортировке и последующей переработке, так как от эффективности подготовки углеводородного сырья зависит качество получаемых продуктов для дальнейшего использования.

В процессе подготовки нефти и газового конденсата к транспорту и переработке на этапе их разгазирования используется принцип сепарационного разделения, для выделения попутного газа из сырьевого потока. В качестве оборудования для разгазирования нефти/конденсата и отведения растворенного газа из жидкого потока применяют нефтегазовые сепараторы.

Как известно, в процессе разработки месторождений в связи с необходимостью поддержания пластового давления применяют заводнение пластов, что приводит в динамике к росту доли воды в составе «сырого» углеводородного (УВ) ресурса. Кроме того, по мере разработки вовлекаются в добычу различные нефтеносные горизонты; при этом изменяются и ключевые характеристики углеводородной основы, оказывающие влияние на процессы их добычи и промысловой подготовки. В связи с изменением показателей добываемой нефти, то есть с изменением ее физических свойств и химического состава, или увеличением объема сырья, возникает необходимость актуализации технологического оформления процессов подготовки УВ сырья и модернизации технологического оборудования, в т.ч. и сепарационного для интенсификации процесса разделения входящего потока на газ и жидкую составляющую.

Целью работы является анализ типовых конструкций нефтегазовых сепараторов, а также принципов совершенствования оборудования путем сочетания уже существующих решений, применение различных разновидностей внутренних элементов или конструктивных изменений. В ходе работы рассмотрены основы процесса сепарации газонасыщенного нефтяного сырья и разновидности сепарационного оборудования.

Разделение потока происходит за счет воздействия одной из сил: гравитационной, инерционной или центробежной [1]. Сочетание этих сил повышает эффективность выделения газа. Так, в гравитационном сепараторе более легкая фаза (газ) поднимается в верхнюю часть сосуда, а более тяжелая часть (нефть или нефть с водой) опускается и выводится через нижний штуцер. В сепараторах инерционного типа, поток смеси направляется через специальные перегородки, которые способствуют осаждению тяжелых компонентов. Устройства центробежного типа предусматривают процесс разделения фаз, основанный на создании центробежного поля специальными дополнительными элементами (центробежными элементами), за счет различия в их плотностях.

Конструкционно нефтегазовые сепараторы представляют собой стандартизированные горизонтальные аппараты с набором внутренних устройств, обеспечивающих протекание процесса. При этом используются двухфазные и трехфазные сепараторы. В двухфазных аппаратах (тип НГС) продуктами разделения являются газ и водонефтяная эмульсия, в трехфазных (НГСВ – со сбросом воды) – газ, нефть и вода. Условно аппарат делится на четыре секции (зоны) (рисунок 1):

- 1) сепарационную – осуществляется основной процесс;
- 2) осадительную – происходит дополнительное выделение пузырьков газа из нефтяного потока;
- 3) секцию сбора нефти – предназначена для вывода разгазированной нефти;
- 4) каплеуловительную. – служит для улавливания частиц жидкости из уходящего газового потока.

Внутренние элементы нефтегазового сепаратора представлены следующими устройствами: впускное устройство, распределительная перегородка, пеногасители, каплеуловители. Их разновидности и различие в эффективности работы позволяют создать необходимый набор внутренних устройств, которые позволяют решить конкретные задачи под заданные условия и характеристики сырья.

На базе типовых конструкций существует несколько подходов в совершенствовании оборудования – введение дополнительных элементов в сепаратор или модернизация уже существующих.

Также можно выделить такую тенденцию совершенствования работы нефтегазового сепаратора, как применение новых подходов разделения неоднородных смесей.

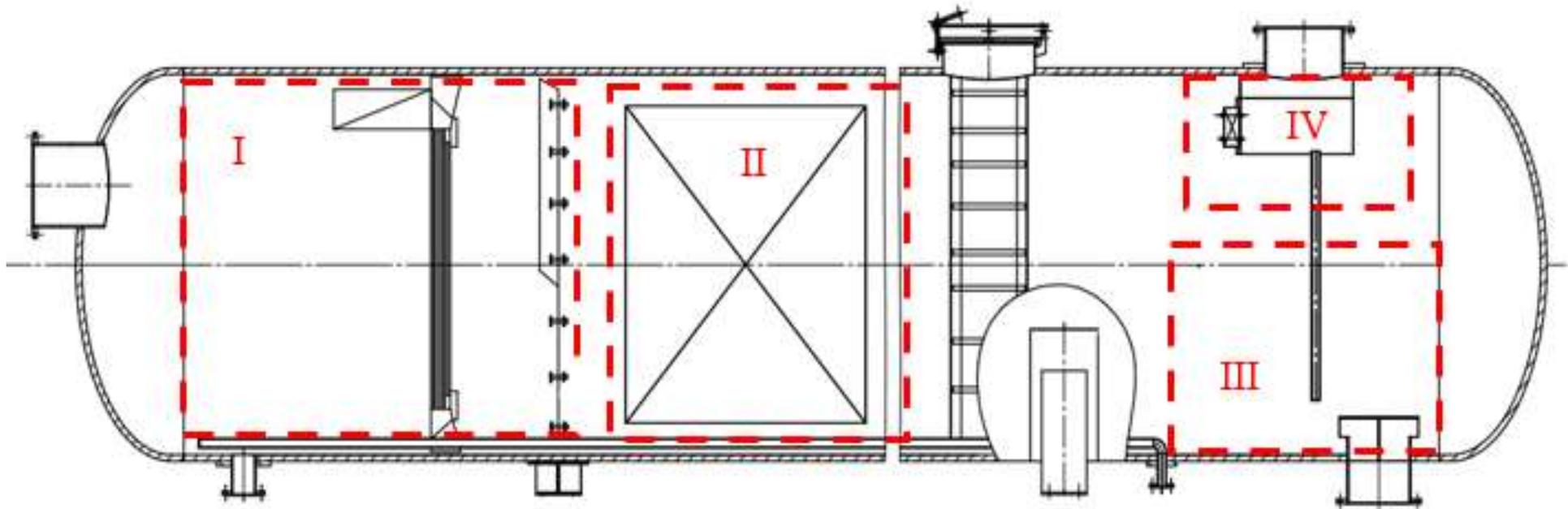
В качестве дополнительного элемента, может быть использован депульсатор, приведенный на рисунке 2 [2]. Устройство представляет собой съемную деталь, которая выполнена в виде перфорированной полуобечайки, повышающей качество сепарации за счет гашения пульсации сырьевого потока и образовавшейся пены, осложняющая процесс сепарации.

Каплеотбойные элементы позволяют улавливать капельную жидкость из выходящего потока газа, что также повышает эффективность разделения. Одно из решений – использование каплеуловителя с размещением сепарирующих элементов горизонтально под углом друг к другу [3]. Устройство приведено на рисунке 3.

Благодаря такому расположению и действию гравитационных сил, жидкость, которую уносит с собой газовый поток сталкивается с сепарирующими элементами, осаждаются на них и стекают вниз.

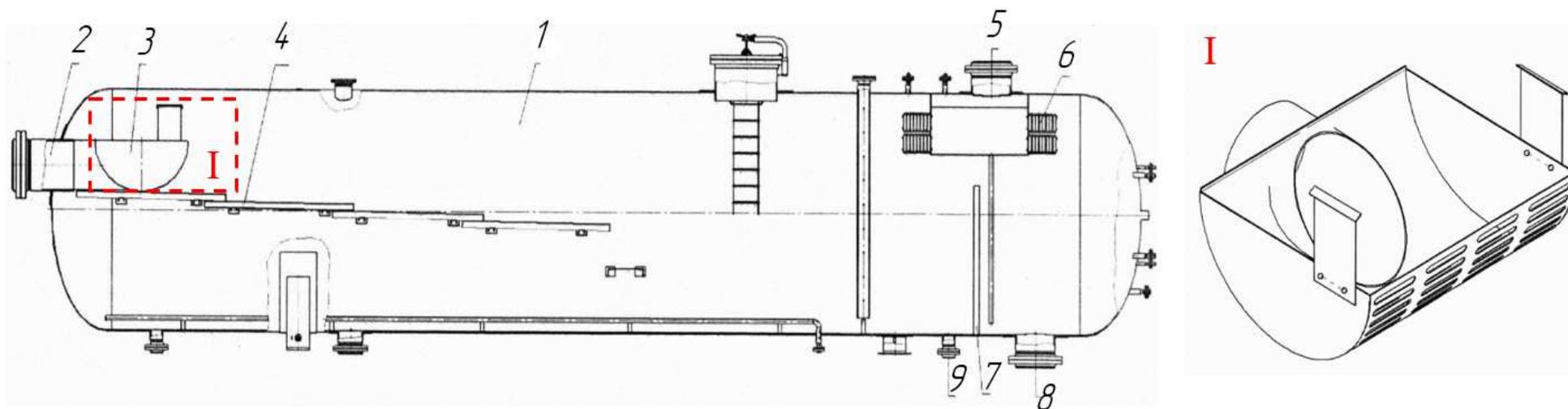
Переходя от традиционных методов разделения под действием гравитационных или инерционных сил, рассмотрим применение волновых воздействий для интенсификации процесса, в частности ультразвуковых волн [2, 4]. Конструкционное исполнение в этом случае может быть различно, их различие и особенности приведено в таблице 1.

Использование подобных методов позволяет интенсифицировать процесс сепарации, создавая дополнительные силы, помимо привычных и используемых для данного процесса.



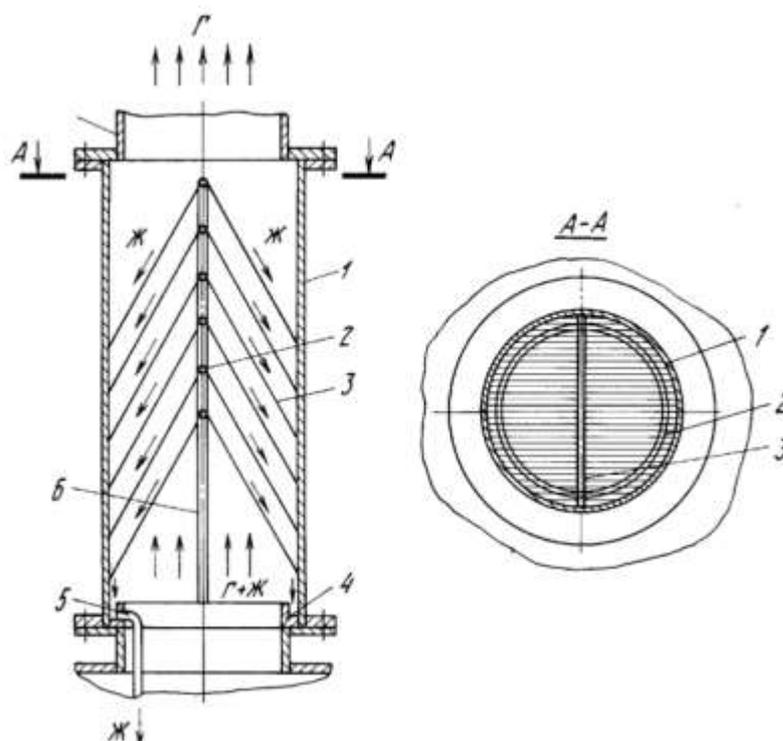
I – основная сепарационная; II – осадительная; III – секция сбора нефти;  
IV - каплеуловительная

Рисунок 1 – Секции нефтегазового сепаратора (двухфазного)



1 – корпус; 2 – патрубок ввода нефтегазовой эмульсии; 3 – встроенный депульсатор; 4 – каскадный дефлектор;  
 5 – патрубок вывода газа; 6 – каплеотбойник; 7 – переливная перегородка; 8 – патрубок вывода нефти;  
 9 – патрубок вывода воды; I – встроенный депульсатор

Рисунок 2 – Внутреннее устройство нефтегазового сепаратора (трехфазного) с депульсатором



1 – корпус; 2 – монтажные стержне; 3 – сепарационные элементы; 4 – жидкостная ловушка; 5 – сливная труба; 6 – опорные стойки; Г – газ; Ж – жидкость

Рисунок 3 – Устройство каплеуловителя

Таблица 1 – Применение ультразвуковых волн в сепарационном оборудовании

№	Название	Конструктивные особенности	Принцип действия
1	Излучатель ультразвуковых колебаний	Излучатель располагается под наклонными желобами	Излучатель генерирует ультразвуковые волны в потоке нефти, стекающей по желобу. Это волны давления в нефти, которые приводят к её «вскипанию» с выделением растворенного газа в свободное состояние. Образующиеся пузырьки всплывают и «слипаются».
2	Ультразвуковые излучатели с полусферической излучающей поверхностью	Излучатели полусферической формы устанавливаются в нижней части аппарата	Воздействие ультразвуковых волн на предварительно сепарированную, скопившуюся в нижней части емкости, углеводородную смесь значительно ускоряет выделение газовой фазы.

По результатам проведенного в работе анализа можно отметить, что в базовых моделях аппаратов процессы сепарации осуществляются за счет гравитационных сил, без создания дополнительных воздействий на поток. Как следствие, такие аппараты являются самыми дешевыми и простыми в обслуживании. Для интенсификации процесса разделения газонасыщенного УВ сырья можно применять дополнительную волновую обработку или использовать центробежные силы. Центробежные элементы, обычно, применяются в конструкциях газовых сепараторов, где основным потоком, является газообразная фаза. Но как перспективные разработки, могут быть рассмотрены дополнительные сепарационные элементы применительно к нефтегазосепараторам [5].

Таким образом, при выборе типов сепарационного оборудования и разновидностей их внутренних устройств, необходимо учитывать особенности сырья, поступающего на установки по его подготовке, то есть состав «сырой» нефти и его углеводородной основы и физико-химические свойства. В частности, можно отметить такие показатели, как газовый фактор, вязкость и плотность УВ сырья, содержание асфальто-смолистых веществ, твердых парафинов и прочих компонентов, осложняющих промышленную подготовку УВ ресурса и влияющих на организации процесса сепарации. Требуемые показатели качества продукции также влияют на выбор модели нефтегазового сепаратора.

#### **Библиографический список:**

1. ООО НПО «Спецнефтемаш» Виды сепараторов нефти и газа [Электронный ресурс] // Дзен : [сайт]. URL: <https://dzen.ru/a/YeFVVUb4RAIQKzwR>
2. Ахметова Р.Н., Емельянычева Е.А., Абдуллин А.И. Совершенствование работы нефтегазовых сепараторов // Сб. ст. 5-й Междунар. науч.-практ. конф. «Булатовские чтения» [Краснодар, 31 марта 2021 г.]. Краснодар : Издательский Дом-Юг, 2021. с. 54-58 Текст: непосредственный
3. Патент РФ № 2060790 РФ, МПК В01D 45/08. Каплеуловитель : № 94007337/26 : заявл. 01.03.1994 / Диденко В.С. – 6 с. – Текст : непосредственный
4. Патент № 2696695 Российская Федерация, МПК В01D 19/00 (2006.01). Нефтегазосепаратор : № 2019101279 : заявл. 15.01.2019 : опубл. 05.08.2019 / Девяткин С.П. – 8 с. – Текст : непосредственный
5. Patent US 6,821,322 B2. Separation for three-phase or two-phase fluid mixtures realized with a centrifugal device designed for the separation of the gas from the liquid mixture : date Nov.23, 2004 / Salvatore Milia – 10 с.

УДК 005.321

#### **Комплексность перспективных подходов к обеспечению надежности системы ПХГ в аспекте безопасности процесса капитального ремонта скважин**

Захаров Д. Ю., Позднухов С. В.

*ООО «Газпром ПХГ», г. Санкт-Петербург, Россия*

Обеспечение стабильных поставок газа потребителям – ключевая роль ПХГ в единой системе газоснабжения. Надежность системы ПХГ во многом зависит от состояния фонда скважин и работ по их подготовке к прохождению сезона пиковых нагрузок, восстановлению производительности.

Процесс капитального ремонта скважин (КРС) включает себя, как непосредственно работы на скважине, так и их организацию, диспетчеризацию, систему обеспечения безопасности проведения работ и реагирования на нештатные ситуации. Совокупность этих элементов определяется постоянным взаимодействием в человеко-машинной среде, от эффективности которого зависит вся система.

Определение эффективности процесса взаимодействия в человеко-машинных системах базируется на ее надежности. Понятие надежности, как способности сохранять во времени бесперебойность выполнения заданной функции, в человеко-машинной системе характеризуется правильностью и своевременностью выполнения функции.

В аспекте КРС необходимо рассматривать:

1. Готовность персонала к выполнению работ. Готовность включает в себя, как наличие у персонала необходимых навыков и компетенций, так и способность их применять в течении рабочего процесса при актуальном психофизиологическом состоянии, включая психоэмоциональный фон.

2. Надежность технических средств. Во многом определяется возрастными характеристиками, что, соответственно, отражается и на эргономичности – как факторе эффективности взаимодействия персонала с техническими средствами и оборудованием.

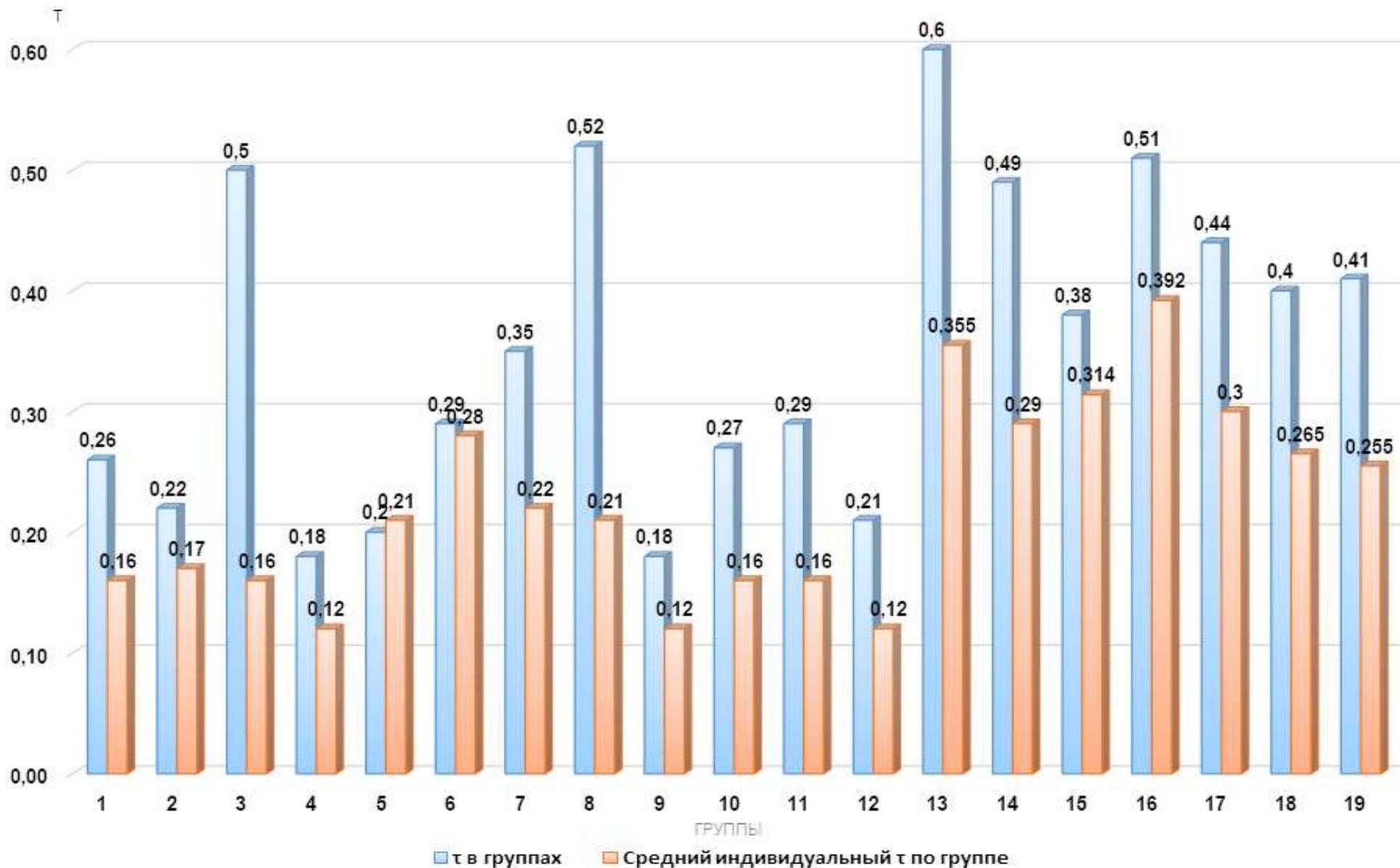


Рисунок 1 – Сравнительная диаграмма среднего индивидуального ППВ по группе и ППВ при работе управленческого персонала с выделением роли лидера

3. Средства мониторинга и связи. Являются объединяющим звеном рабочей и организационной функции процесса КРС. Применение систем мониторинга, как видеонаблюдения, так и телеметрии подкреплено законодательными требованиями и требованиями локальных нормативных актов ПАО «Газпром».

В ООО «Газпром ПХГ» работы по КРС осуществляются четырьмя специализированными филиалами УАВРиКРС. Рассмотрим применительно к ним каждую вышеперечисленную составляющую.

1. В 2021-2022 годах, с использованием авторской методики, были проведены исследования эффективности персонала бригад КРС ООО «Газпром ПХГ», позволившие выявить зависимости от актуального функционального состояния каждого члена бригады и построить модели для прогнозирования. Так как ранее методика подразумевала исключительно теоретическое тестирование, что могло ставить под сомнение их корректность, в 2023 году модели были доработаны и подтвердили свою релевантность в ходе реального практического выполнения задач бригадами всех четырех филиалов (в том числе по команде «Выброс»). Модели положат основу специализированному программному обеспечению для отбора персонала и определения готовности к выполнению работ. Результаты каждого тестирования в данном ПО будут сохраняться и дополнять базу данных, что позволит сделать систему самообучающейся и положить начало комплексному промышленному мета-продукту. Кроме того, в ООО «Газпром ПХГ» разработана и действует система ключевых показателей эффективности филиалов УАВРиКРС. Среди ключевых показателей, показатель КПЭ<sub>10</sub> - Частота аварий и инцидентов на производстве, который является не показательным ввиду постоянных нулевых значений, использование разработанной методики позволит усовершенствовать КПЭ по безопасности процессов, отслеживая готовность персонала к реагированию на нештатные ситуации. Так же зная значения рисков возникновения и развития аварийных ситуаций возможно будет делать обоснованный вывод о готовности персонала, как конкретных бригад, так и подразделений в целом к работам на конкретных опасных производственных объектах. Отмечаем, что в ходе проведения исследований работники ООО «Газпром ПХГ» находятся в оптимальном психофизиологическом состоянии, что хорошо для рабочего процесса, но осложняет процессы исследования крайних степеней состояний, для оценки которых применяются системы цифрового моделирования, а также компетентные оценки профессиональных психологов.

2. Реализуется Программа технического перевооружения и оснащения Управлений аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта скважин ООО «Газпром ПХГ» специальной техникой. Взаимодействие с производителями, проведение апробаций спецтехники позволяют своевременно вносить необходимые изменения и доработки с целью повышения ее надежности и эргономичности. Проведенные исследования позволяют доказать повышение надежности человеко-машинных систем при КРС с использованием новой спецтехники, не только в технической части, но и в части работы персонала (работоспособности и общего психоэмоционального состояния), проводить анализ ее эффективности в данном аспекте. Проведенные исследования доказывают повышение надежности проводимых работ с использованием новой техники не только с технической точки зрения, но и сточки зрения психоэмоционального состояния, работающего на ней, персонала.

3. Среднее транспортное плечо от центральной базы УАВРиКРС до ПХГ, без учета участков УАВРиКРС не располагающих системами диспетчеризации, в 2021 году составило 575 км (максимально 2200 км, при работе бригады Ставропольского УАВР и КРС на Гатчинском ПХГ). В таких условиях необходимость постоянного мониторинга и диспетчеризации процессов капитального ремонта приобретает приоритетный характер. Все установки капитального ремонта скважин ООО «Газпром ПХГ» обеспечены системами контроля параметров, видеонаблюдения и архивации в соответствии с законодательством. Кроме того, перечнем мероприятий по повышению уровня противоблужетной безопасности на объектах подземного хранения газа ООО «Газпром ПХГ» на 2023 год предусмотрено обеспечение наличия не менее двух видеокамер для видеофиксации работ на устье скважины и общего видео-плана производства работ. В Саратовском УАВРиКРС реализовано решение, при котором в диспетчерскую службу в режиме реального времени транслируется видеосигнал и

данные систем контроля параметров работы установок, работающих в данный момент бригад. В перспективе процессы реагирования на нештатные и аварийные ситуации требуют разработки и применения систем, способных обеспечить не только трансляцию и архивацию, но и видео-конференц-связь с возможностью давать команды на удаленный объект, вести оповещение и координацию всех задействованных сил и средств. Отдельно стоит выделить возможность не только стационарного, диспетчерского, контроля, но и удаленного мониторинга с реализацией системы принятия коллективных решений с выделением роли лидера (программными средствами). Отметим, что в 2013-2015 годах авторами проводились исследования эффективности действий при нештатных и аварийных ситуациях на площадных опасных производственных объектах, которые показали эффективность принятия коллективных решений с выделением роли лидера, относительно единоличных, на 12% (возрастание показателя правильности выполнения в единицу времени - ППВ) (Рисунок 1).

В период с 2021 года по настоящее время подобные исследования авторы проводят на скважинах ООО «Газпром ПХГ» и предварительные результаты показывают эффективность более 80% (Рисунок 2). Такая разница обусловлена тем, что бригады КРС, в отличие от управленческого персонала, изначально нацелены и привыкли исключительно к командной работе, принятие единоличных решений для них значительно осложнено. Подобные результаты также свидетельствуют о необходимости развития современных технологий и средств связи в области обеспечения безопасности.

Развитие систем и постоянное повышение уровня безопасности в свете развития новых технологий и средств связи неминуемо ведет к процессам цифровизации, в том числе и развития законодательства в данном направлении. Для нефтяных и газовых скважин, в части их строительства (бурения), текущего и капитального ремонта, реконструкции, основной упор сделан на постоянный мониторинг и архивацию данных контроля: параметров работы установок и видеосигнала. Имеется положительный опыт ООО «Газпром ПХГ» по диспетчеризации данных процессов. Видится необходимым расширение его применения на других филиалах, необходима работа по улучшению каналов связи и качеству передаваемого изображения.

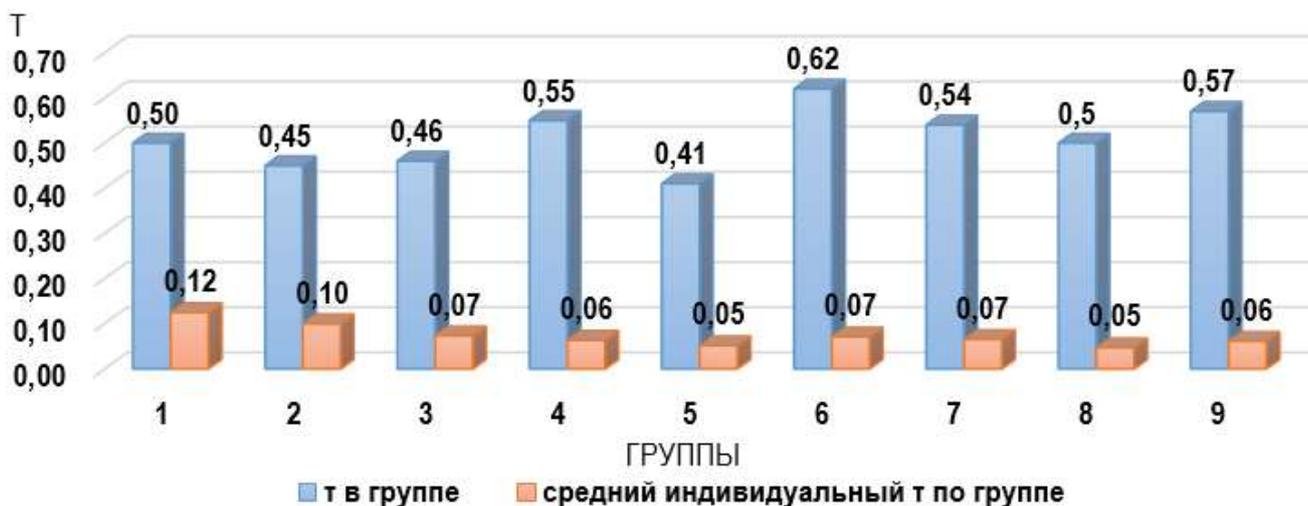


Рисунок 2 – Сравнительная диаграмма среднего индивидуального ППВ по группе и ППВ при работе бригад КРС с выделением роли лидера

Процессы реагирования на нештатные и аварийные ситуации требуют разработки и применения систем способных обеспечить не только трансляцию и архивацию, но и видео-конференц-связь с возможностью давать команды на удаленный объект, вести оповещение и координацию всех задействованных сил и средств, разработки интеллектуальных систем допуска персонала к работам повышенной опасности. Существенным триггером подобного развития может стать развитие законодательной базы в части требований по использованию систем допуска и видеомониторинга для реагирования на нештатные и аварийные ситуации. Важно закрепить данные законодательные нормы не декларативно, а максимально конкретно описать технические требования и коридор возможностей для их реализации эксплуатирующими организациями.

### **Библиографический список:**

1. Захаров Д. Ю., Токарева С.А., Климова И. В. Исследование рисков эскалации нештатных ситуаций на объектах газовой промышленности с учетом психофизиологических аспектов деятельности персонала // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 116–122.
2. Захаров Д. Ю., Пискунов А. В., Токарева С.А, Климова И.В Повышение эффективности реагирования на газонефтеводопроявления и открытые фонтаны путем создания системы видеонаблюдения за процессом капитального ремонта газовых скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2023. № 2.

УДК 620.193.4

### **Оценка влияния гидродинамического фактора на скорость коррозии в трубопроводах неподготовленного газа**

Калининский А. А.<sup>1</sup>, Онацкий В. Л.<sup>2</sup>, Голубев И. А.<sup>3</sup>, Семченко Н. Л.<sup>3</sup>

*1 – ФАУ "25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России", г. Москва, Россия*  
*2 – филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт», г. Санкт-Петербург, Россия*  
*3 - Национальный-исследовательский университет ФГАОУ ВО "СПбПУ", г. Санкт-Петербург, Россия*

Промысловые трубопроводы являются одним из ключевых объектов газотранспортной отрасли. Российская Федерация обладает одной из самых протяженных сетей трубопроводов в мире, поэтому вопросы оценки надежности и безопасности приобретают особую актуальность. Одной из наиболее серьезных причин, влияющих на эксплуатационные характеристики трубопроводов и непременно приводящих к выходу из строя всей цепочки транспортировки неподготовленного газа, является углекислотная коррозия [1]. При взаимодействии углекислоты с материалом поверхности трубы могут образоваться карбонатные пленки, которые выступают в роли защитных отложений [2]. Однако эти пленки нестабильны и могут разрушаться под механическим воздействием, которым, в случае трубопроводов транспорта неподготовленного газа, выступает гидродинамический фактор. Гидродинамические силы, воспроизводимые потоком транспортируемой среды, являются одним из важнейших факторов, оказывающим влияние на механизм развития процессов углекислотной коррозии [3].

Влияние гидродинамического фактора можно описать касательными напряжениями на внутреннюю стенку трубы (касательные напряжения на стенку – КНнС), возникающими в условиях потока. Эти напряжения определяют степень воздействия потока на разрушение продуктов коррозии, которые, как было упомянуто ранее, могут выступать в роли защитных пленок. Процесс разрушения продуктов коррозии и формирования новых отложение предопределяет скорость коррозии [2, 4, 5]. Традиционные методы оценки коррозионных процессов в трубопроводах [6] часто не учитывают влияние этих факторов, что приводит к занижению реальной скорости коррозии и недооценке износа труб.

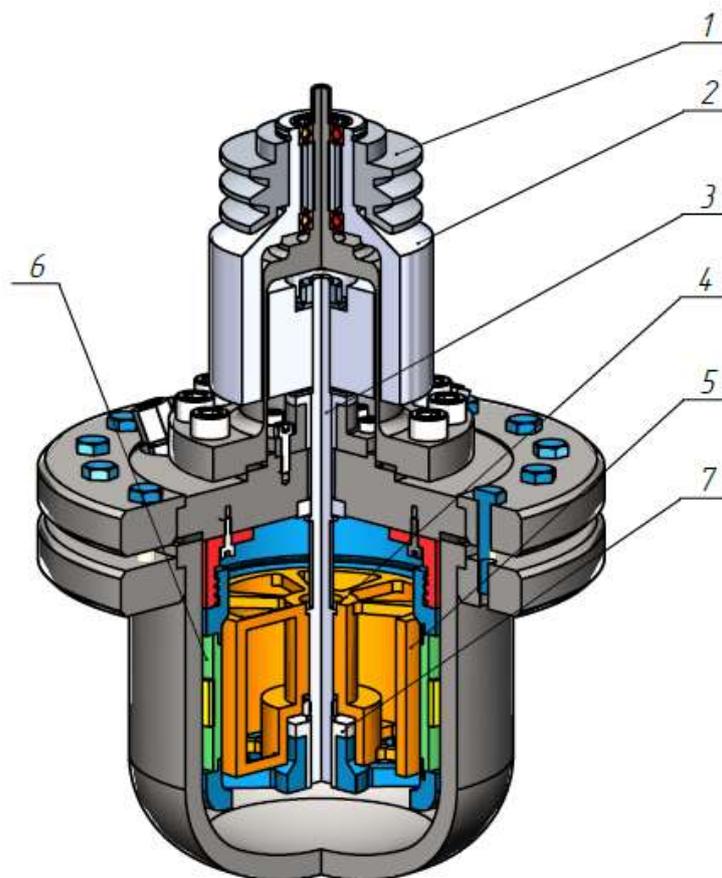
Учет воздействия гидродинамического фактора особенно актуален для газовых месторождений, где скорости потоков значительно выше, чем, например, в нефтяных трубопроводах [7, 11]. Увеличение скорости потока транспортируемой среды способствуют значительному возрастанию касательных напряжений на стенках трубы, которые, интенсифицируя процесс разрушения отложений, приводят к значительному увеличению скорости углекислотной коррозии, что часто влечет за собой преждевременный износ и выход из строя промысловых газовых трубопроводов.

Для корректной оценки коррозионных процессов в трубопроводах необходимо проводить лабораторные исследования с учетом наибольшего количества факторов, влияющих на эксплуатацию труб на промысле. Подходы статических испытаний позволяют оценить влияние температуры, давления и химического состава среды на коррозию материалов. Однако отсутствие механизмов воспроизведения динамики потока не позволяет получить результаты, соответствующие реальным в процессе эксплуатации трубопроводов.

Существующие подходы по исследованию скорости коррозии в условиях, приближенных к эксплуатационным, имеют множество вариантов конструкционного исполнения и способов создания динамики потока [9, 10, 11]. Распространенным вариантом установок является динамический автоклав за его универсальность и возможность контролировать ключевые параметры среды, варьируя давление, температуру, минерализацию испытательного раствора и скорость потока [12, 13]. Динамические условия создаются с помощью вращающихся частей в виде специальных мешалок или вращения самих образцов в статической среде [14, 15]. Простота автоклавов заключается в их конструкции, которая позволяет проводить эксперименты с минимальными затратами на техническую реализацию, обеспечивая при этом широкий диапазон регулируемых параметров.

Однако автоклавные установки, несмотря на их широкое применение, имеют свои ограничения. Главной проблемой является неравномерное распределение касательных напряжений по поверхности испытываемых образцов, что приводит к локальным зонам с недостаточным воздействием потока и, соответственно, к искажению результатов испытаний. Кроме того, многие конструкции автоклавов ограничены по диапазону варьирования параметров, что затрудняет моделирование условий, характерных для эксплуатации трубопроводов.

Для устранения этих недостатков был разработан динамический автоклав [16, 17]. Его проектирование включало численное моделирование воздействия потока на формирование и равномерного распределения напряжений на поверхности образцов. Основные изменения коснулись геометрии автоклава и барабана для крепления образцов. Лопастная мешалка, расположенная на одном уровне с образцами, обеспечивает равномерное распределение потока по их поверхности. Конструкция автоклава включает магнитную муфту для предотвращения утечки среды, что упрощает эксплуатацию при высоком давлении (рисунок 1)



1 - шкив, 2 - магнитная муфта, 3 - вал, 4 - ротор, 5 - перемешивающие лопасти, 6 - образцы, 7 - подшипник скольжения

Рисунок 1 – Конструкция автоклава

Автоклавная установка представляет из себя шкив (1), который передает крутящий момент от электродвигателя на магнитную муфту (2) и уже потом внутрь автоклава на вал (3). Поток создаётся в автоклаве путём передачи кругового движения жидкости ротором (4) с перемешивающими лопатками (5). Образцы (6) закреплены в барабане и находятся на одном уровне с лопатками. Для уменьшения потерь и повышением срока службы вал закреплён в подшипниках скольжения (7).

#### Материал и методика исследования

Для исследования процессов углекислотной коррозии в динамических и статических условиях был проведен эксперимент с варьированием наиболее значимых факторов в виде минерализации воды (NaCl) в диапазоне от 10 до 250 г/л, парциального давления CO<sub>2</sub> в диапазоне от 0,01 до 10,00 МПа, температуры среды от 20 до 90 °С и моделируемыми касательными напряжениями на образцах от 0 до 15 Па, с помощью регулирования скорости вращения мешалки. В процессе испытаний в обоих автоклавах контролировались ключевые параметры среды: температура, давление, рН, концентрация растворенного CO<sub>2</sub> и содержание продуктов коррозии. Эти данные фиксируются с использованием встроенных датчиков и узлов отбора проб. Время проведения каждого испытания составляло 240 часов.

Материалами исследования служили образцы из углеродистых сталей марок 20ХМ и 09Г2С. Сущность метода определения скорости коррозии заключается в определении потери массы образцов за время их пребывания в коррозионной среде. Для устранения кислорода из рабочей среды автоклавы предварительно деаэрируются азотом, что позволяет исключить влияние побочных процессов, не характерных для реальных условий эксплуатации. В результате работы была получена матрица скоростей коррозии при варьировании вышеупомянутых факторов. Результаты испытаний представлены в Таблица 1.

Таблица 1 – Результаты испытаний

Автоклав	Сталь	КНнС, Па	Температура, °С	Минерализация (NaCl), г/л	Парциальное давление CO <sub>2</sub> , МПа	Скорость коррозии, мм/год
Статический	12Г2С	0	40	50	1	0,312
		0	90	250	10,00	0,552
	20ХМ	0	40	50	1	0,220
		0	90	250	10,00	0,370
Динамический	12Г2С	2	40	50	1	0,360
		15	40	50	1	0,485
		2	90	250	10,00	0,557
		15	90	250	10,00	0,673
	20ХМ	2	40	50	1	0,229
		15	40	50	1	0,360
		2	90	250	10,00	0,378
		15	90	250	10,00	0,548

#### Обсуждение результатов

Анализ полученных результатов показывает значительное увеличение скорости коррозии в случае воспроизведения гидродинамических условий для каждой постановки среды. Так, для образцов из стали 20ХМ, рассматриваемых в более агрессивной среде с температурой 90°С, минерализацией 250 г/л и парциальным давлением 10 МПа в статическом автоклаве скорость составляет 0,37 мм/год, а в случае моделирования воздействия потока с высоким уровнем значения КНнС в 15 Па эта скорость возрастает в 1,6 раза и составляет 0,548 мм/год.

При моделировании в более агрессивных условиях за счет факторов температуры, минерализации и парциального давления при сохранении величины касательных напряжений на образцах, наблюдаются более высокие результаты скорости коррозии. Значения скорости коррозии для стали 12Г2С с уровнем КНнС 2 Па увеличиваются с 0,360 мм/год до 0,557 мм/год, а для 15 Па – с 0,485 мм/год до 0,673 мм/год. Аналогичные изменения в скорости коррозии выявлены и при сравнении результатов постановок статических испытаний для обоих материалов.

Также однозначно показан вклад гидродинамического фактора на скорость коррозии – в динамических испытаниях значение скорости коррозии на образцах увеличивается с повышением скорости потока при неизменных остальных параметрах среды. Так, например, для стали 12Г2С в условиях с температурой 40°C напряжениям на стенках образцов в 2 Па соответствует скорость коррозии в 0,36 мм/год, а при возрастании уровня КНнС до 15 Па – 0,485 мм/год. Эти наблюдения говорят о значимости влияния гидродинамики потока при исследовании углекислотной коррозии.

Настоящая работа показывает факт вклада гидродинамического фактора в процессы развития углекислотной коррозии. За счет воздействия потока, моделируемом с помощью динамического автоклава, на образцах воспроизводятся напряжения, аналогично реальному процессу внутри трубопровода на промысле. Скорость коррозии значительно превышает значения, получаемые статическим подходом. Таким образом, учет гидродинамического фактора в исследованиях процессов углекислотной коррозии является обязательным для корректного прогнозирования состояния трубопроводов, выбора материального исполнения и своевременного планирования защитных мероприятий или ремонтных работ.

#### **Библиографический список:**

1. Запевалов, Д. Н. Оценка фактора внутренней коррозии объектов добычи ПАО "Газпром" с повышенным содержанием углекислого газа / Д. Н. Запевалов, Р. К. Вагапов, К. А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3(75). – С. 59-71. – EDN МНСВЕН.
2. Barker R., Burkle D., Charpentier T., Thompson H., Neville A. A review of iron carbonate (FeCO<sub>3</sub>) formation in the oil and gas industry//Corrosion Science, 2018, Т. 142.
3. Защита газопроводов нефтяных промыслов от сероводородной коррозии / Э.М. Гутман, М.Д. Гетманский, О.В. Клапчук, Л.Е. Кригман. - М.: Недра, 1988. 200 с., с ил.
4. Han J. Brown B.N., Nešić S. Investigation of the Galvanic Mechanism for Localized Carbon Dioxide Corrosion Propagation Using the Artificial Pit Technique // Corrosion. 2010. Vol. 66. Iss. 9. P. 095003-095003-12. DOI: 10.5006/1.3490308.
5. Kostitsyna I., Shakhmatov A., Davydov A. Study of corrosion behavior of carbon and low-alloy steels in CO<sub>2</sub>-containing environments // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 121. № 04006. DOI: 10.1051/e3sconf/201912104006.
6. 30. Ingham B., Ko M., Laycock N. et al. In situ synchrotron X-ray diffraction study of scale formation during CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in sodium and magnesium chloride solutions // Corrosion Science. 2012. Vol. 56. P. 96-104. DOI: 10.1016/j.corsci.2011.11.017.
7. API Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, API RP 14E, 1991, American Petroleum Institute, Fifth edition, Washington D.C., October 1991.
8. Zhang, G.A.; Zeng, L.; Huang, H.L.; Guo, X.P. A study of flow accelerated corrosion at elbow of carbon steel pipeline by array electrode and computational fluid dynamics simulation. Corros. Sci. 2013, 77, 334–341.
9. Haider, G.; Arabnejad, H.; Shirazi, S.A.; Mclaury, B.S. A mechanistic model for stochastic rebound of solid particles with application to erosion predictions. Wear 2017, 376–377, 615–624.
10. Walsh, F.C.; Kear, G.; Nahlé, A.H.; Wharton, J.A.; Arenas, L.F. The rotating cylinder electrode for studies of corrosion engineering and protection of metals—An illustrated review. Corros. Sci. 2017, 123, 1–20.
11. Логиновских В. М. и др. Изучение темпов эрозионного износа газопроводов //Нефтяная провинция. – 2019. – №. 4. – С. 339-351.
12. Askari M. Development of a novel setup for in-situ electrochemical assessment of top of the line corrosion (TLC) and its smart inhibition under simulated conditions//Process Safety and Environmental Protection, 2022, Vol. 160, P. 887-899.

13. Ali A.E.A., Cioncolini A., Laurence D., Iacovides H. Liquid lead flow-accelerated corrosion testing with the rotating cage set-up: A CFD optimization // *Annals of Nuclear Energy*. 2022. Vol. 165. No 108620. DOI: 10.1016/j.anucene.2021.108620.
14. Nestic S. Effects of Multiphase Flow on Internal CO<sub>2</sub> Corrosion of Mild Steel Pipelines // *Energy & Fuels*. 2012. Vol. 26. No 7. P. 4098-4111. DOI: 10.1021/ef3002795.
15. Okonkwo P., Shakoor R.A., Ahmed E., Mohamed M.A. Erosive wear performance of API X42 pipeline steel // *Engineering Failure Analysis* N 60. P.86-95. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2015.11.046.
16. Голубев И.А., Лаптев А.Б., Альхименко А.А., Демьянов Г.В., Жуков Н.В., Калининский А.А., Онацкий В.Л., Моделирование процессов коррозионно- эрозионного износа трубопроводов транспорта газожидкостных потоков. Автоклавные установки с вращающимися частями / *Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности»* / 3 (99) 2024. – с. 66 – 74.
17. Шапошников Н. О., Голубев И. А., Хоробров С. В., Колотий А. И., Иоффе А. В., & Ревякин В. А. (2022). Автоклавное моделирование коррозионных процессов, происходящих в газопроводе при транспортировке неподготовленной многофазной среды, содержащей CO<sub>2</sub>. *Записки Горного института*, 258, 915-923. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.92>.

УДК 539.4

### **Калькулятор теплового расчета АВО. Теория. Эксперимент. Валидация**

Беляев С. Н., Богданов Н. П.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** В данной работе представлен анализ методов повышения эффективности аппаратов воздушного охлаждения (АВО), применяемых в системах охлаждения технологического газа на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов (МГ). Проведено теоретическое сопоставление эффективности различных режимов работы АВО, в частности, режимов с включением первого или второго по ходу газа вентилятора, а также представлены результаты экспериментальных исследований, демонстрирующих различия между расчетными и практическими данными. Проведен анализ чувствительности конечного результата (производительности АВО по газу) к изменениям каждого из параметров. Выявлен параметр теплоемкости газа как наиболее влияющий на конечный результат, а также определены геометрические параметры, влиянием которых можно пренебречь. В настоящей работе представлен программный комплекс, реализующий алгоритмы для оценки эффективности эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа. Комплекс базируется на адаптации существующих и разработке новых методов расчёта параметров теплообмена в АВО. Реализованные возможности позволяют учитывать влияние различных факторов, включая способ присоединения секций, корректировку эффективности и условий охлаждения, изменение геометрических характеристик АВО, температурный режим охлаждающего воздуха, а также параметры, определяющие тепловой режим установки

#### **Введение**

Оптимизация энергетической эффективности систем охлаждения технологического газа является важнейшей задачей для газотранспортной отрасли. Аппараты воздушного охлаждения (АВО) являются ключевыми элементами таких систем, и их эффективная работа напрямую влияет на экономичность и надежность всего газотранспортного комплекса. Эффективность работы АВО определяется множеством факторов, включая качество проектирования, изготовления, эксплуатации и технического обслуживания.

Основываясь на анализе литературных источников и практического опыта, можно выделить следующие основные направления повышения эффективности АВО [1]:

На этапе проектирования:

1. Оптимизация диффузоров: Совершенствование профиля направляющего аппарата для снижения гидравлических потерь и улучшения распределения воздушного потока.
2. Подъем над уровнем земли: Расположение АВО на возвышении для повышения эффективности естественной конвекции и снижения влияния приземного слоя воздуха.

3. Применение современных вентиляторов: Использование вентиляторов с высоким аэродинамическим КПД, изготовленных из композитных материалов, для снижения энергопотребления и увеличения производительности.

4. Оптимизация энергоприводов: Снижение единичной мощности вентиляторов и применение частотного регулирования для адаптации к изменяющимся нагрузкам.

В процессе эксплуатации:

1. Сезонное регулирование угла атаки: Оптимизация угла наклона лопастей вентилятора в зависимости от времени года для адаптации к меняющимся климатическим условиям.

2. Очистка теплообменных поверхностей: Регулярная воздушоструйная, паро- и водоструйная очистка для удаления загрязнений и поддержания высокой эффективности теплообмена.

3. Модернизация вентиляторов: Замена устаревших вентиляторов на современные модели с улучшенными характеристиками.

Теоретическое сопоставление режимов работы АВО:

В работе [2] рассматривается теоретическое сопоставление эффективности двух режимов работы двухсекционного АВО с двумя последовательно установленными вентиляторами:

- Режим 1: Включен только первый по ходу газа вентилятор, второй отключен.
- Режим 2: Включен только второй по ходу газа вентилятор, первый отключен.

При анализе принимаются следующие допущения:

- Отсутствие рециркуляции воздуха между секциями.
- Равенство температуры воздуха на входе в обе секции.
- Равенство температуры и расхода газа на входе в обе секции.
- Равенство коэффициентов теплопередачи при вынужденной и свободной конвекции.

В основе анализа лежит математическая модель, основанная на уравнениях теплового баланса и позволяющая определить температуру газа на выходе АВО для каждого из рассматриваемых режимов. Анализ показал, что при указанных допущениях температуры на выходе при первом и втором вариантах **равны**. Это указывает на теоретическую эквивалентность режимов с включением первого или второго вентилятора.

В работе [3] представлен анализ влияния различных параметров, используемых в тепловом расчете аппаратов воздушного охлаждения (АВО), на их производительность. Рассмотрены теплофизические свойства природного газа и сухого воздуха, теплофизические характеристики материалов и геометрические параметры трубного пучка и оребрения. Проведен анализ чувствительности конечного результата (производительности АВО по газу) к изменениям каждого из параметров. Выявлен параметр теплоемкости газа как наиболее влияющий на конечный результат, а также определены геометрические параметры, влиянием которых можно пренебречь. Показано влияние слоя отложений на трубках на эффективность аппарата. Предложенная методика может быть использована для диагностики и оптимизации работы АВО. Методика основана на использовании экспериментального подхода и реализации расчетов в программной среде, доступной большинству инженеров (Excel или Open Office). В качестве «конечного результата» рассматривается производительность АВО по газу, которая напрямую связана с тепловыми параметрами аппарата.

Анализ табличных и графических данных показал, что наиболее важным параметром, влияющим на конечный результат расчета АВО, является теплоемкость газа. Изменение теплоемкости газа оказывает наибольшее влияние на производительность аппарата. Плотность газа, напротив, незначительно влияет на конечный результат.

Параметры, связанные с воздухом (теплоемкость, плотность, вязкость, теплопроводность), играют заметную роль, но в меньшей степени, чем теплоемкость газа.

Теплофизические характеристики материалов (теплопроводность металла труб, теплопроводность материала оребрения, теплопроводность слоя отложений на трубках) оказывают влияние на результат, но не столь значительное, как теплоемкость газа. Важно отметить, что слой отложений на трубках существенно снижает эффективность АВО.

Геометрические характеристики трубного пучка и оребрения также оказывают влияние на производительность АВО, однако, влияние некоторых параметров (толщина оребрения) является незначительным, и ими можно пренебречь при расчетах.

### Экспериментальная проверка:

Для проверки результатов теоретического анализа было проведено экспериментальное исследование установке охлаждения газа, состоящей из 10 аппаратов воздушного охлаждения марки «Крезол-Луар», эксплуатируемой на КС № X. Для измерений использовались следующие приборы и оборудование:

- Хромель-копелевые термопары: для измерения температуры газа на входе и выходе АВО в различных секциях.
- Штатные датчики контрольно-измерительной аппаратуры (КИА): для измерения других параметров процесса (давление, расход и т.д.).
- Анемометр [указать тип] для измерения скорости ветра и направления потока.

Исследования проводились на четырех режимах работы АВО:

1. Оба вентилятора выключены.
2. Включен только первый по ходу движения газа вентилятор.
3. Включен только второй по ходу движения газа вентилятор.
4. Включены оба вентилятора.

Для оценки влияния скорости и направления ветра на эффективность охлаждения газа измерялась температура в трех секциях АВО: в крайней, центральной и конечной секциях. Направление ветра при измерениях было «практически» вдоль секции от второго вентилятора со скоростью 5 м/с. Показано, ветровая нагрузка, в большей или меньшей степени, проявляется неравномерностью скоростей на выходе потока воздуха из вентилятора, что, в конечном итоге, может изменять температуру на выходе до 2-х градусов.

Результаты одного дня из серии сезонных измерений представлены в таблице 1.

Таблица 1

№	Режимы работы	Температура око́уж. воздуха $t_{о.в}, ^\circ\text{C}$	Температура газа (1 секция)		Температура газа (5 секция)		Температура газа (9 секция)	
			на входе АВО $t_1, ^\circ\text{C}$	на выходе АВО $t_2, ^\circ\text{C}$	на входе АВО $t_1, ^\circ\text{C}$	на входе АВО $t_1, ^\circ\text{C}$	на входе АВО $t_1, ^\circ\text{C}$	На выходе АВО $t_2, ^\circ\text{C}$
1	Вентиляторы выключены	4,5	28,1	25,15	28,65	25,75	28,85	26,4
2	Включен первый по ходу движения газа вентилятор		28,35	16,15	28,55	17,45	28,75	19,05
3	Включен второй по ходу движения газа вентилятор		28,5	15,35	28,55	15	28,75	16,35
4	Включены оба вентилятора		28,45	10,95	28,65	11,7	28,8	12,65

Результаты экспериментального исследования показали значительные отклонения от теоретических выводов:

- В двух случаях эффективность работы АВО с первым включенным вентилятором была выше.
- В одном случае эффективность работы АВО со вторым включенным вентилятором была выше.
- Переход между режимами с первым и вторым вентилятором изменял тепловую мощность АВО в пределах 4–13%.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что теоретическое обоснование эквивалентности работы АВО с первым и вторым включенными вентиляторами не подтверждается экспериментально. Расхождение между теорией и практикой может быть обусловлено рядом факторов:

1. **Неравномерность распределения воздушного потока:** В реальных условиях воздушный поток может быть распределен неравномерно между секциями АВО, что влияет на интенсивность теплообмена.

2. **Неоднородность условий охлаждения:** Температура воздуха на входе в разные секции АВО может отличаться от температуры окружающей среды, особенно при отсутствии их изоляции.

3. **Неучет влияния погодных условий:** Ветер и солнечная радиация могут оказывать значительное влияние на теплообмен, которое не учитывается в упрощенной теоретической модели.

4. **Конструктивные особенности АВО:** Различия в конструкции АВО и состоянии их элементов (загрязнения, деформации) могут влиять на их производительность.

Представленный анализ показал, что оптимизация работы АВО – сложная задача, требующая учета множества факторов. Теоретические модели могут давать лишь приближенное представление о реальных процессах, поэтому необходимо проводить натурные экспериментальные исследования для оценки эффективности различных режимов работы. Для более точного и эффективного управления режимами работы АВО необходимы разработка более сложных математических моделей, способных учитывать все влияющие факторы, а также использование систем автоматического управления, которые позволяют быстро адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации.

#### **Калькулятор теплового расчета АВО:**

В данной работе представлен программный комплекс, использующий алгоритм, предназначенный для оптимизации функционирования АВО газа. В основе алгоритма лежит математическая модель, основанная на уравнении теплового баланса и позволяющая определить температуру газа на выходе АВО при известных газодинамических параметрах на входе и заданных управляющих воздействиях.

Алгоритм расчета включает в себя два цикла. На первом этапе, каждый АВО рассматривается отдельно, рассчитывается его тепловая мощность. На втором этапе, анализируется работа всех АВО в совокупности и, с использованием алгоритма сортировки по потребляемой мощности, осуществляется выбор оптимального количества работающих вентиляторов для каждой секции. Критерием выхода из цикла является достижение заданной температуры газа на выходе установки ( $\pm 0.2$  °С). В алгоритме учтен фактор, что эффективность работы АВО с первым включенным по ходу движения газа вентилятором выше, чем со вторым на 4–13%. Также учитывается линейная зависимость потребляемой мощности от угла установки лопастей вентилятора. Программный комплекс позволяет анализировать различные схемы присоединения секций и учитывать неравномерность распределения газового потока между ними. Поскольку гидравлическое сопротивление трубопроводов обвязки много меньше сопротивления секций АВО, для решения задачи применяется теория возмущений. Такой подход позволяет получить аналитическое решение системы уравнений, описывающей транспорт газа через секции и установку охлаждения в целом.

Обоснованный выбор начальной температуры воздуха является критически важным для корректного теплового расчета. Для учета влияния атмосферных условий применяется параметр эффективной температуры, вычисляемый на основе следующей формулы[4].

Методика расчета теплогидравлических режимов технологических трубопроводов КС, с учетом влияния неравномерности распределения потоков газа, реализована в виде программного обеспечения, разработанного на языке C++. Программа позволяет выполнить тепловой расчет для установок, включающих до 13 АВО.

Программа имеет два режима работы:

1. **“Подсчет вручную”:** Режим, предназначенный для исследовательских целей, позволяющий пользователю изменять широкий спектр параметров, включая состав газа, температуру грунта, и т.д.

2. **“Компьютер”:** Режим, предназначенный для оперативного определения оптимального количества работающих вентиляторов на основе заданной температуры на выходе АВО и текущих стационарных условий, с учетом выведенных в ремонт АВО.

### Данные от 21.08.20XX

	Объем транспорта газа(млн м <sup>3</sup> /сут; м <sup>3</sup> /мин)	Количество работающих вентиляторов	T <sub>side</sub>	P газа на выходе КЦ	Угол атаки лопастей	T газа на входе в АВО	T газа на выходе из АВО
Данные диспетчерской службы	<b>42,9/471,3</b>	<b>8</b>	<b>24</b>	<b>7,12</b>	<b>7</b>	<b>34</b>	<b>29</b>
Подсчитано программой	<b>42,9</b>	<b>8</b>	<b>23,62</b>	<b>7,12</b>	<b>7</b>	<b>34</b>	<b>29,35</b>

The screenshot shows a software interface for gas turbine control. On the left is a data entry form with fields for:
 

- Количество АВО (1-10): 10
- Нулевое АВО (1-10): 1
- S: 9327 м2
- Расход газа: 45,29 кг/с
- Плотность газа: 0,686
- Коммерческий расход: 58,3 (млн м3/сутки)
- Температура: T<sub>пл (во всем)</sub>, t<sub>сух. терм.</sub> (21,57 °C), V<sub>wind</sub> (3 м/с), Влаж. воздуха (82 %), t<sub>эффетивная</sub> (12,974 °C), t<sub>грунта</sub> (6), Длина трубы (50)
- Учет загрязнения: 1
- Учет расхода газа: 0,05
- Технологическая тем.: 25,7

The center displays a schematic diagram of a gas turbine with 10 sections. Temperature values are shown above and below each section:
 

- Top row: 27,91, 22,31, 22,31, 27,91, 27,91, 27,91, 27,91, 27,91, 27,91, 27,91
- Bottom row: 36,91, 36,91, 36,91, 36,91, 36,91, 36,91, 36,91, 36,91, 36,91, 36,91

The right side shows a bar chart titled 'Graphic' with the y-axis 'Температура' (Temperature) ranging from 0 to 40 and the x-axis '№ Секции' (Section No.) from 0 to 10. The legend indicates:
 

- Yellow bars: После секции (After section)
- Red bars: До секции (Before section)
- Blue line: T<sub>side</sub>

Рисунок 1 - Данные диспетчерской службы, валидация и интерфейс программного комплекса

Программа также позволяет производить индивидуальную настройку параметров каждой секции АВО, таких как: подключение секции, включение вентиляторов (одного или двух), входящая температура, мощность, угол атаки лопастей, эксплуатационное давление, расход газа и коэффициент загрязнения.

#### **Валидация и результаты:**

Тестовые испытания программного комплекса, проведенные на данных, предоставленных диспетчерской службой, подтвердили его эффективность и высокую точность расчета выходной температуры ( $\pm 0.2$  °C). Один из многих тестовых расчетов приведен на рисунке 1, где представлены данные диспетчерской службы КС №Х. Комплекс позволяет анализировать влияние различных возмущающих (температура газа на входе, массовый расход, температура охлаждающего воздуха) и управляющих воздействий (скорость вращения вентиляторов, расход воздуха) на энергоэффективность АВО при неравномерном распределении газового потока.

#### **Заключение:**

Результаты экспериментального исследования показали, что теоретическое обоснование эквивалентности работы АВО с первым и вторым включенными вентиляторами не подтверждается экспериментально. Полученные данные указывают на существенное влияние неравномерности распределения воздушного потока, неоднородности условий охлаждения, погодных условий и конструктивных особенностей АВО на его эффективность. Для повышения точности теоретических расчетов и оптимизации работы АВО необходимо учитывать влияние этих факторов. Дальнейшие исследования должны быть направлены на разработку более совершенных моделей теплообмена в АВО, учитывающих влияние реальных условий эксплуатации.

Разработанный программный комплекс является эффективным инструментом для оптимизации работы АВО газа на КС. Использование комплекса позволяет повысить точность расчета теплового режима, оптимизировать энергопотребление и снизить эксплуатационные затраты.

#### **Библиографический список:**

1. Калинин А.Ф., Фомин А.В. Оценка эффективности режимов работы АВО // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - № 4. - С. 156-160.
2. Калинин А.Ф. Расчет, регулирование и оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов: Учебное пособие. - М.: МПА-Пресс, 2011. - 264 с.
3. Лифанов В.А., Цинкалов Г.П. Влияние локальных составляющих теплового расчета АВО на конечный результат//Газовая промышленность, 2013. - № 6 /691
4. Карандеев Д. Ю. Эффективная температура как фактор, влияющий на электропотребление города / Д. Ю. Карандеев // Современная техника и технологии. 2015. № 2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://technology.snauka.ru/2015/02/5728> (дата обращения: 02.02.2025).

УДК 662.767

#### **Исследования влияния функциональных присадок на химическую стабильность моторных топлив**

Маньшев Д. А.<sup>1</sup>, Ощенко А. П.<sup>1</sup>, Ступень В. Д.<sup>2</sup>

*1 – ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», г. Москва, Россия  
2 - РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*

В дистиллятные моторные топлива с целью улучшения их эксплуатационных свойств вовлекают присадки различного функционального назначения. Так, промоторы воспламенения (цетан-повышающие присадки) улучшают воспламеняемость топливно-воздушной смеси, сокращают время самовоспламенения, повышают полноту сгорания топлива и улучшают характеристики запуска двигателя в работу. Допущены к применению в качестве присадок нитраты алифатических спиртов (например, 2-этилгексилнитрат) и решается также вопрос допуска гидроперекисных соединений.

Остается открытым вопрос влияния промоторов воспламенения на химическую стабильность топлива. Для товарных топлив острота вопроса незначительна, так как время между производством топлива и его потреблением исчисляется неделями или 1-2 месяцами. Но, при направлении топлива в резервное хранения, эта проблема может проявиться в той или иной степени остроты в зависимости от количества вовлеченных присадок и углеводородного состава топлива.

В теории процессы гидроочистки дистиллятных топлив от серо-содержащих соединений увеличивают химическую стабильность, однако, на практике в ряде случаев удаленные соединения серы обладают способностью реагировать со свободными радикалами и прерывать цепь окислительных химических реакций, ответственных за накопление смол в топливе. Такой процесс в химмотологии топлив принято называть «антиокислительным», а вещества, выполняющие такую функцию – «антиокислители». Чтобы компенсировать потерю серо-содержащих веществ в гидроочищенном топливе вводят антиокислительные присадки.

Допущены к применению так называемые «стерически затруднённые фенолы» и производные пара-фенилендиамина. Из первого названного класса наибольшее распространение получил 2,6-дитретбутил, 4-метилфенол, который в России выпускается под коммерческим названием «Агидол-1». Производные пара-фенилендиамина производятся в коммерчески доступных количествах - N-(1-метилгептил)-N'-фенил-пара-фенилендиамин (MHPD), N-изопропил-N'-фенил-пара-фенилендиамин (IPPD) и N-1,3-диметилбутил-N'-фенил-пара-фенилендиамин (DMBPPD). Производные пара-фенилендиамина применялись для повышения химической стабильности автомобильных бензинов, в которые вовлекались продукты каталитического риформинга, в современные марки автомобильных бензинов указанные продукты не вовлекаются, основное их применение сохранилось в шинной промышленности.

Для оценки химической стабильности моторных топлив применяются стандартные методики, одной из которых является стандарт американского общества тестирования материалов [1], который позволяет оперативно количественно оценивать термоокислительную и химическую стабильность среднестиллятных топлив. Разработчики стандарта ставили цель предложить пользователям быстрый метод оценки изменений в химической стабильности топлива в случае модификации технологического процесса или замены функциональной присадки. В тексте стандарта указывается, что наиболее надежным методом определения эксплуатационной стабильности топлив и их стабильности в хранении остается стандарт [2]. Время испытания топлива по [2] составляет от нескольких недель до нескольких месяцев и по этой причине указанный стандарт не годится для целей оперативного контроля модификаций рецептуры или технологического процесса. Поэтому для ускоренной оценки влияния модернизации технологии стандарт [1] является удовлетворительной альтернативой.

Испытуемое топливо помещается в пробирки из термостойкого боросиликатного стекла с внешним диаметром 25 мм и высотой 200 мм. Пробирки помещаются в термостат, в котором поддерживается температура  $150 \pm 1,5$  °С. Топливо после термостатирования в течение заданного интервала времени (от 90 до 180 минут) фильтруется через бумажный фильтр. После промывки изооктаном и высушивания определяется доля отраженного света от поверхности фильтра. Для измерения отражения света использовался назначенный стандартом цифровой рефлектометр марки Photovolt Model 577, производства компании UMM Electronics Inc., США. Поверхность фильтра освещается светом лампы накаливания, прошедшим через зеленый стандартный светофильтр, входящий в комплектацию прибора. Аналитическим сигналом метода является доля отраженного света от поверхности фильтра, выраженная в %. Чем меньше доля отраженного света от бумажного фильтра, через которое было отфильтровано топливо после испытания в термостате, тем топливо более химически стабильно. Принято считать, что топлива, демонстрирующие долю отраженного света 80% и более, стабильны в условиях резервуарного хранения. Однако, указанное значение является условным ориентиром, так как реальный срок хранения зависит от запаса качества по таким физико-химическим характеристикам, как содержание фактических смол по ГОСТ 8489, кислотность по ГОСТ 5985, йодное число и содержание непредельных углеводородов по ГОСТ 2070, окислительная стабильность по ГОСТ Р ЕН ИСО 12205.

Таким образом, измеренные величины доли отраженного от бумажного фильтра света представляют ценность только в их относительном изменении после вовлечения в состав топлива присадок с меняющейся концентрацией. Иными словами, объективную информацию о влиянии присадок на химическую стабильность можно получать при исследовании зависимостей доли отраженного света от концентрации вовлеченных присадок, абсолютные значения этих величин не имеют практической ценности.

Изменение химической стабильности дизельного топлива с добавленным в него промотором воспламенения 2-этил-гексилнитрата изучено с массовой долей вовлечения в диапазоне от 80 до 300 мг/кг (от 80 до 300 г на тонну топлива). На рисунке 1 приведена зависимость изменения доли отраженного света от массовой доли промотора воспламенения в топливе. На всем диапазоне концентрации промотора воспламенения обнаруживается уменьшение доли отраженного света от бумажного светофильтра, вызванного окислительной активностью 2-этилгексилнитрата в условиях эксперимента. Таким образом вовлечение промотора воспламенения отрицательно сказывается на химической стабильности топлива, при этом до массовой доли промотора 80 мг/кг изменения в химической стабильности менее значительные, чем в диапазоне концентрации 80-300 мг/кг. Очевидно, что топлива с массовой долей промотора воспламенения свыше 300 мг/кг могут в процессе резервуарного хранения выйти за пределы браковочных показателей по массовой доле фактических смол или кислотности, а также ухудшить такие эксплуатационные показатели, как нагарообразование в камере сгорания.

С целью компенсации негативного влияния 2-этил-гексилнитрата на химическую стабильность в состав топлива с промотором воспламенения вводилась антиокислительная присадка (2,6-дитретбутил,4-метилфенол) и деактиватор металла (N,N'-дисалицилиден-1,2-пропандиамин). Опубликовано несколько исследований с попыткой количественного определения влияния ионов переходных металлов на показатели химической стабильности, определяемые по стандартной методике ASTM D3241 [3]. Каталитический эффект переходных металлов можно эффективно контролировать введением так называемых «деактиваторов металлов», способных эффективно связывать ионы металлов в виде хелатных комплексов, а также пассивировать металлическую поверхность, подавляя процесс выноса металла с поверхности. В качестве деактиваторов было предложено множество химических соединений, способных образовывать прочные ковалентные связи с атомом металлом. Наиболее распространенным деактиватором до настоящего времени является N,N'-дисалицилиден-1,2-пропан диамин. Химическая реакция хелатообразования с ионом меди может быть записана в следующем виде:



Как видно из молекулярной формулы деактиватор металла представляет собой тетрадентатный лиганд, комплексующий ион переходного металла связыванием с двумя атомами кислорода и двумя атомами азота. Химическое окружение атома переходного металла «выключает» электронные орбитали атома и блокирует его участие в качестве катализатора, так как для проявления каталитической активности необходимо образование метастабильного комплекса металла с молекулярным кислородом или с гидроперекисным соединением. Будучи тетрадентатным лигандом деактиватор металла образует наиболее прочные комплексы с 4-х координатными ионами в планарной квадратичной конфигурации – двухвалентная медь или двухвалентные никель, но значительно менее прочные с 6-ти координатными ионами в октаэдрической конфигурации – такими как трехвалентные кобальт или железо.

В многочисленных экспериментальных работах показано, что при вовлечении деактиватора металла в топлива с невысоким уровнем содержания меди (0,01 – 0,10 мг/кг) существенно уменьшает показатели потребления кислорода в модельных экспериментах, то есть улучшает термоокислительную и химическую стабильность топлива.

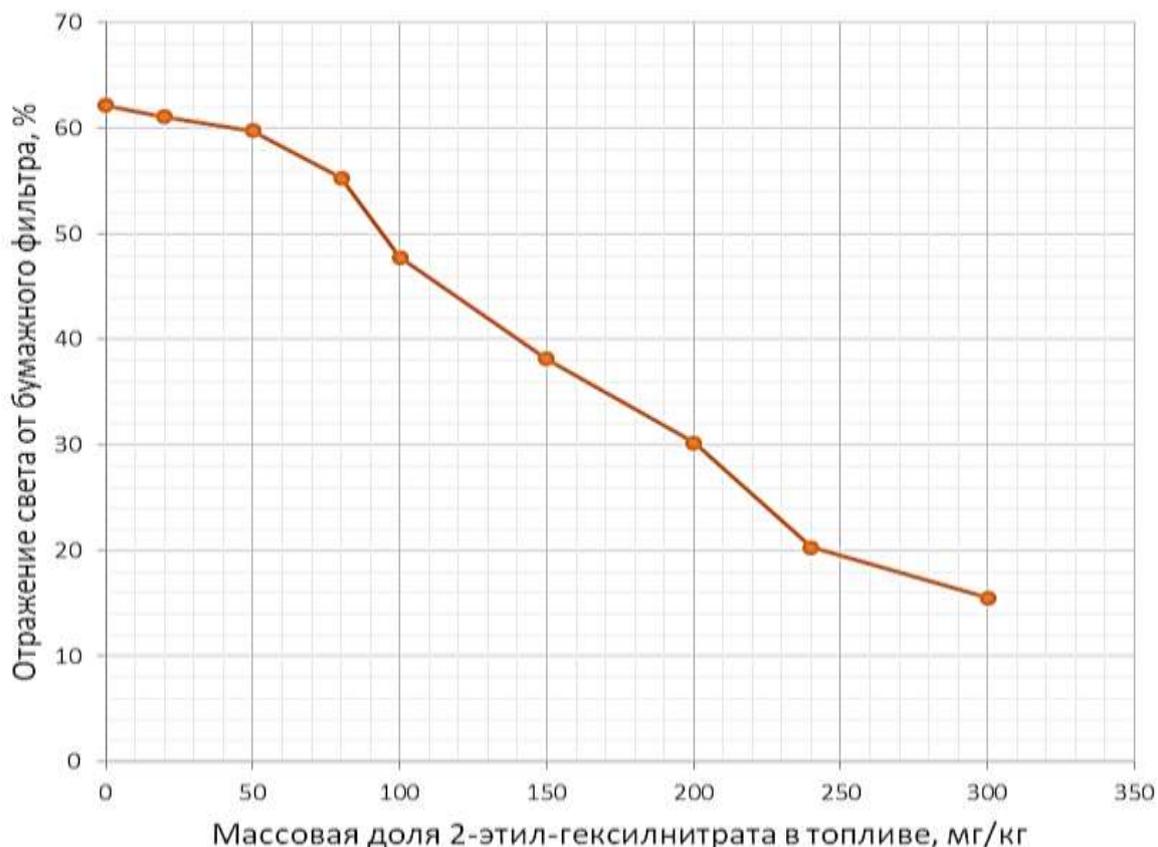


Рисунок 1 – Влияние 2-этил-гексилнитрата (промотора воспламенения) на химическую стабильность дизельного топлива

Топливо с вовлеченными присадками исследовалось на химическую стабильность, результаты исследований показаны в таблице 1.

Вовлечение антиокислительной присадки существенно компенсирует негативный эффект промотора воспламенения на химическую стабильность топлива, однако полной компенсации, очевидно, не происходит. Восстановление химической стабильности достигается добавлением к антиокислительной присадке деактиватора металла. При этом концентрационный эффект деактиватора незначительный.

Таблица 1 – результаты исследования химической стабильности дизельного топлива с присадками различного функционального назначения

Состав дизельного топлива			Доля отраженного света, %
М.д. 2-этил-гексилнитрата, мг/кг	М.д. 2,6-дитретбутил,4-метилфенол, мг/кг	М.д. N,N'-дисалицилиден-1,2-пропандиамин, мг/кг	
300	-	-	15,5
300	30	-	55,2
300	30	5	88,7
300	30	3	85,0
300	30	1	79,8

Обобщение полученных экспериментальных данных позволяет сделать вывод об обнаруженном синергетическом эффекте антиокислительной присадки 2,6-дитретбутил, 4-метил-фенол в сочетании с деактиватором металла N,N'-дисалицилиден-1,2-пропандиамин в компенсации отрицательного влияния на химическую стабильность дизельного топлива промотора воспламенения 2-этил-гексилнитрата с массовой долей вовлечения в топливо 300 мг/кг. При этом выраженный синергетический эффект достигается уже при вовлечении деактиватора металла в концентрации 1 мг/кг (1 г на тонну топлива).

#### **Библиографический список:**

1. ASTM D6468 «Standard Test Method for High Temperature Stability of Middle Distillate Fuels»
2. ASTM D4625 «Standard Test Method for Middle Distillate Fuel Storage Stability at 43 °C (110 °F)»
3. J.A. Waynick, Energy and Fuels, 2001, v.15, N6, pp.1325-1340

УДК 330.524:620.92

### **Принципы организации энергоэффективного транспорта газа**

Халикова Э. Р.

*ПАО Газпром, г. Санкт-Петербург, Россия*

Газотранспортная система (далее - ГТС) ПАО «Газпром» имеет сложную разветвленную структуру, включающую в себя около 700 компрессорных цехов, обеспечивающих транспортировку газа потребителям с рабочим давлением 7,5 МПа, 10 МПа и 12 МПа.

Ввиду необходимости экономии расхода топливно-энергетических ресурсов (далее - ТЭР) на транспорт газа проблема моделирования оптимального процесса транспортировки не теряет своей актуальности.

Одним из приоритетных направлений, вызывающих интерес органов управления, отвечающих за транспорт газа и газотранспортных дочерних обществ (далее - ГТДО) ПАО «Газпром», является решение задачи создания полной цифровой модели ГТС с возможностью численного определения оптимальных режимов через анализ многопараметрических данных. Работа подобной программы предполагает необходимость внесения в нее каждым дочерним обществом более сотни параметров, что неоправданно усложняет управление режимами транспортировки: помимо высокой трудоемкости имеет риски «человеческого фактора» в обеспечении системности и адекватности исходных данных.

За период с 2019 г. по 2024 г. Департаментами ПАО «Газпром» совместно с научно-инжиниринговыми компаниями группы «Гидроаэроцентр» реализованы НИР на темы: «Исследование зависимости расхода ТЭР (природного газа и электроэнергии) на компримирование газа от режима работы объектов ГТС», «Разработка научно-обоснованных рекомендаций по повышению энергоэффективности газотранспортных дочерних обществ в части потребления топливно-энергетических ресурсов». В рамках данных исследований был разработан принципиально иной подход, связанный с разбивкой ГТС на отдельные коридоры в целях проведения оптимизации режимов по каждому коридору.

Основополагающими аспектами оптимизации режимов при данном подходе являются следующие:

1. В первую очередь необходимо минимизировать затраты энергии при течении газа и только во вторую очередь эффективно обеспечить воспроизводство этих затрат на компрессорной станции (далее - КС).

2. Из физических законов транспорта газа следует аналитическая зависимость максимальной экономии ТЭР, обеспечивающих процесс транспортировки, от совокупности условий:

- 1) снижения температуры газа на выходе КС;
- 2) повышения давления газа на выходе КС;
- 3) снижения шероховатости труб;
- 4) увеличения КПД газоперекачивающего агрегатат (далее - ГПА).

3. Затраты ТЭР пропорциональны третьей степени объема транспортируемого газа.

Основываясь на вышеназванных основных аналитических зависимостях, а также на фактических характеристиках ГПА и аппаратов воздушного охлаждения (далее - АВО) газа, можно с высокой достоверностью определять оптимальные режимы транспорта газа, не прибегая к многопараметрическому анализу данных, описанному выше.

Программа, моделирующая транспорт газа по МГ, разработанная в рамках НИР, является цифровым двойником газотранспортной системы на основе вышеназванных зависимостей и позволяет произвести расчет количественных результатов возможного снижения потребления ТЭР.

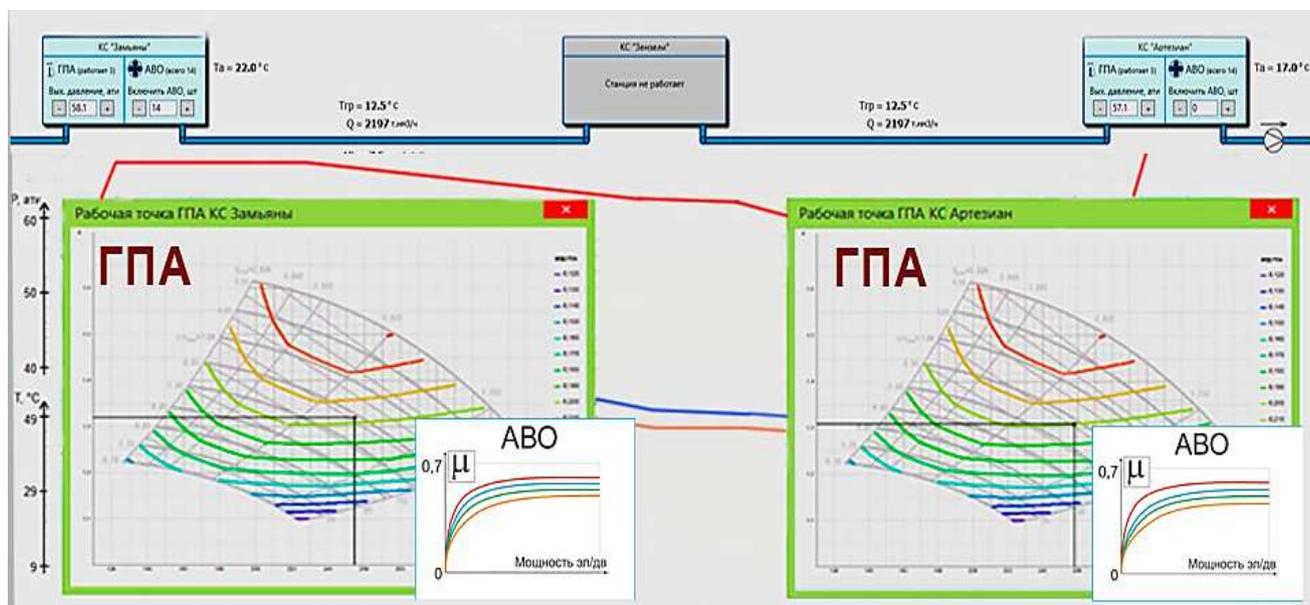


Рисунок 1 - Программа, моделирующая транспорт газа по МГ

Расчеты, произведенные данной программой, показали следующее:

1) Повышение давления на выходе КС на 0,1 МПа приводит к устойчивым показателям экономии топливного газа:

- 6% для МГ 5,5 МПа;
- 4% для МГ 7,5 МПа;
- 3% для МГ 10,0 МПа;
- 2% для МГ 12,0 МПа.

2) Снижение температуры газа на выходе КС на 5 °С также дает экономию топливного газа:

- 3% для МГ 5,5 МПа;
- 5% для МГ 7,5 МПа;
- 6% для МГ 10,0 МПа;
- 7% для МГ 12,0 МПа.

Апробация результатов НИР в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» доказала не только возможность настройки эффективных режимов транспорта газа на основе полученных аналитических зависимостей, но и способность за счет этого обеспечить достаточно существенное снижение потребления ТЭР по сравнению с режимами, далекими от эффективности.

Вместе с тем анализ текущих фактических режимов транспорта газа по ГТС ПАО «Газпром» показал, что для многих ГТДО потребление ТЭР далеко от оптимального и иногда превосходит минимально возможное потребление ТЭР на несколько десятков процентов. Данный негативный результат обусловлен показателями давления на выходе КС ниже проектного на 5-10 атмосфер и температуры газа выше оптимальной на 10-20°С.

Кроме того, в настоящее время доминирует подход, при котором при работе ГТС поддерживается работа ГПА на оптимальном режиме за счет того, что в линейной части искусственно создаются дополнительные потери: снижается давление в системе, КЦ параллельных ниток работают в шахматном порядке, не включаются АВО газа, что негативно сказывается на поддержании оптимальной температуры при транспортировке.

Расчеты, проведенные для газопроводов с различным проектным давлением, дали основания утверждать, что по мере повышения рабочего давления МГ при одном и тем же количестве энергозатрат можно транспортировать существенно большее количество газа.

Помимо описанных аналитических зависимостей оптимизация режимов транспорта газа сопряжена с соблюдением определенных требований к работе оборудования КС, связанных со следующими особенностями:

1. Обследование всех типов АВО газа, эксплуатируемых на КС ГТДО, выявило их нелинейные характеристики, что определило целесообразность отказаться от детальных расчетов и сделать обобщающий вывод об оптимальной степени их загрузки в 10-20 % от номинальной установленной мощности.

2. Расчет минимального потребления ТЭР на транспорт газа в широком диапазоне характеристик оборудования КС и линейной части подтвердил тот факт, что для всех типов АВО, ГПА, рабочих давлений, погодных условий целесообразна загрузка электродвигателей АВО на 10-20 % от их номинальной мощности.

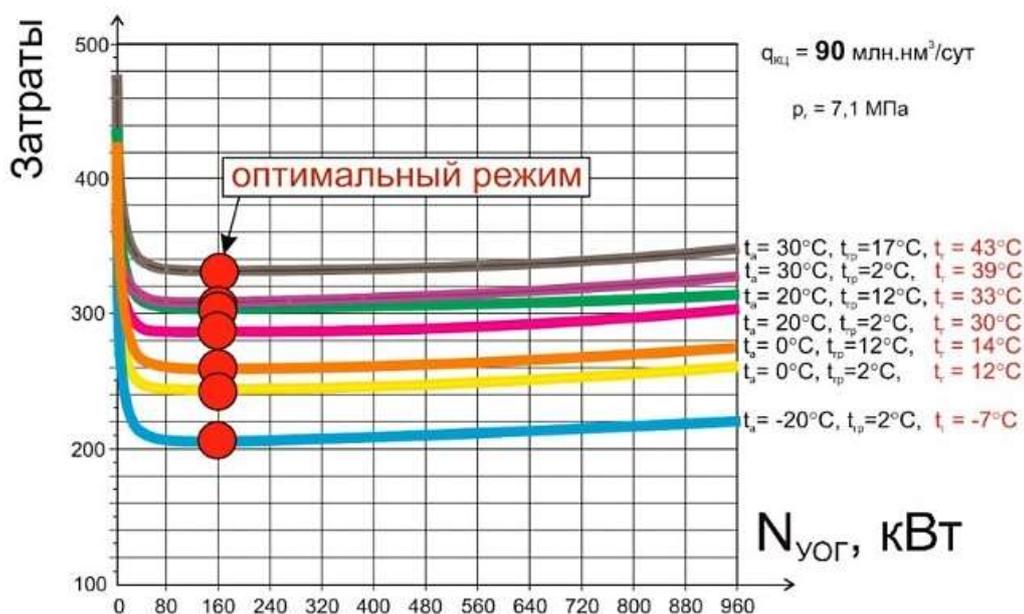


Рисунок 2 - Влияние температуры воздуха и грунта

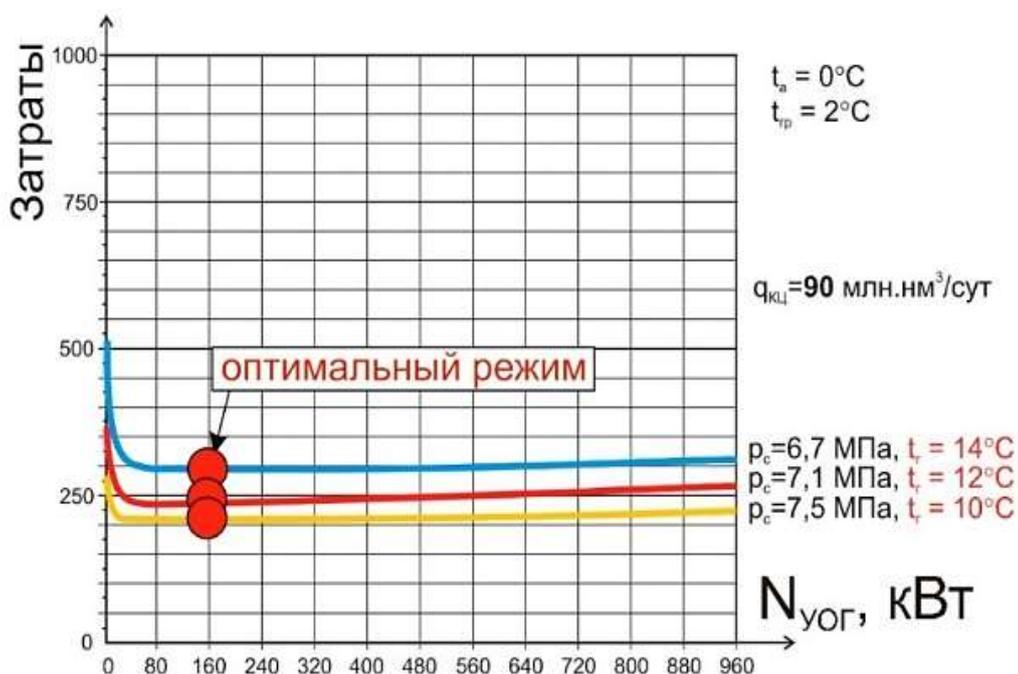


Рисунок 3 - Влияние давления газа

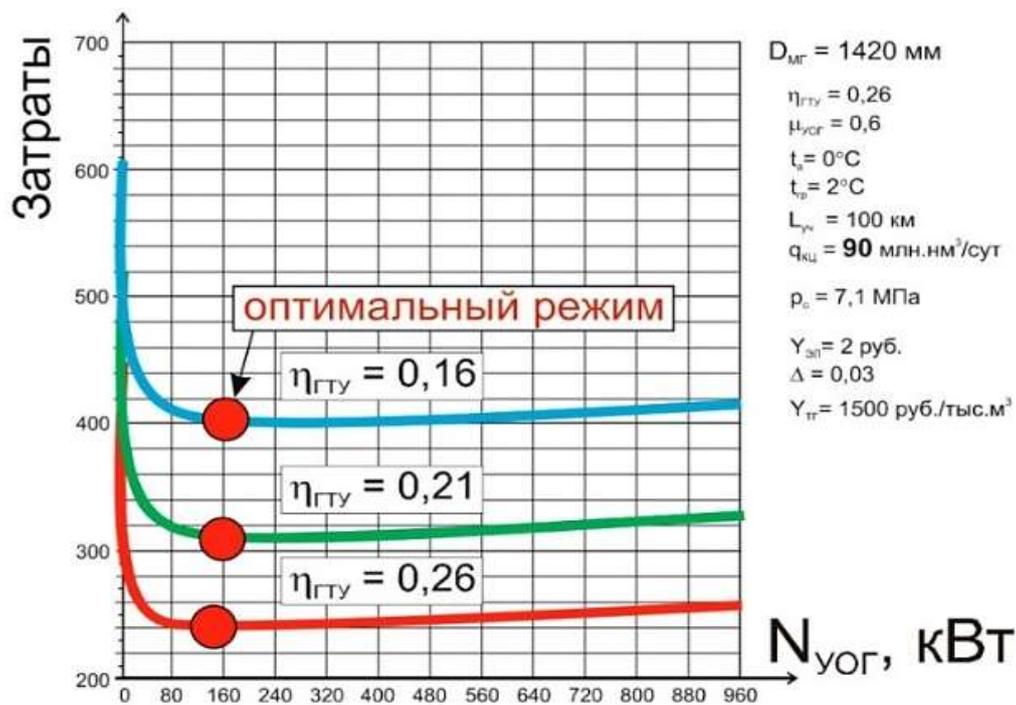


Рисунок 4 - Влияние КПД ГТУ

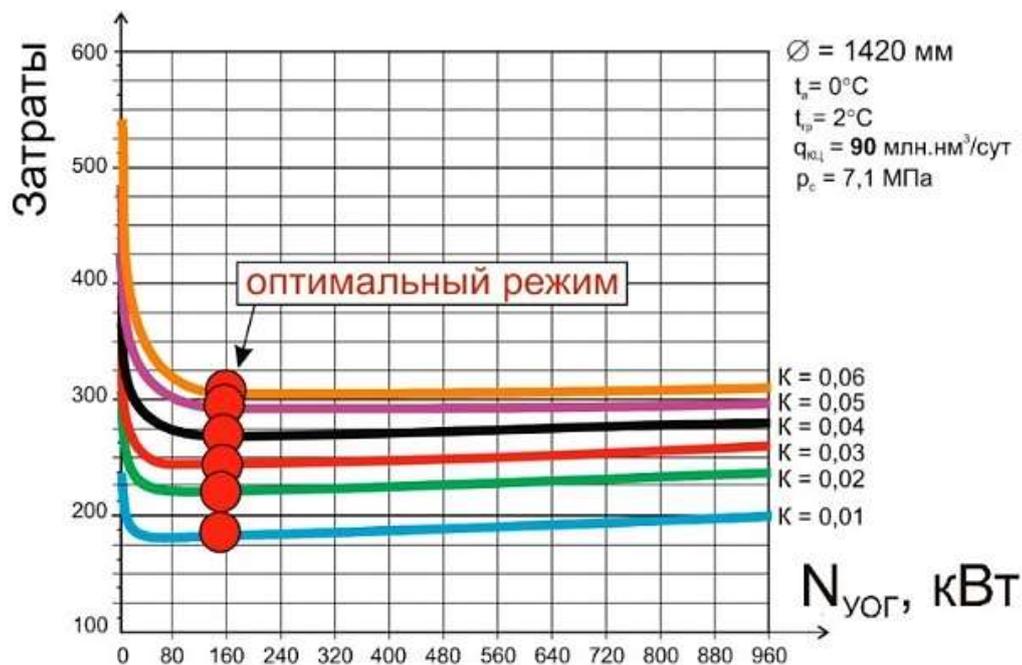


Рисунок 5 - Влияние шероховатости труб МГ

3. При снижении объемов транспорта газа возникает необходимость вывода из работы целых КС, в связи с чем целесообразна работа сначала через одну КС, потом – через две, а затем – через три.

С учетом описанных аналитических зависимостей и особенностей работы оборудования КС представляется обоснованным признание 4-х основных условий оптимального транспорта газа:

- 1) Давление газа на выходе КС должно быть максимально возможным.
- 2) Все АВО газа на КС должны быть включены на незначительное (10-20% от номинальной мощности электродвигателей) потребление электроэнергии.
- 3) Распределение газа по параллельным работающим ниткам МГ должно быть равномерным.

4) При большом объеме транспорта газа в работу должны быть включены все КС до тех пор, пока по мере снижения объема транспорта газа степень сжатия газа в ГПА КС не станет ниже 1,20-1,22. В этом случае некоторые КС необходимо целиком исключать из процесса компримирования газа.

Первые два условия уже были описаны ранее, третье условие следует из кубической зависимости потребления ТЭР от объема транспорта газа, а четвертое определяется характеристиками ГПА, установленных в ГТС: при значительном снижении степени сжатия центробежного нагнетателя (далее - ЦБН) и необходимого для этого снижения оборотов газотурбинной установки (далее - ГТУ) КПД ГПА резко падает, и воспроизводство энергии газового потока становится низкоэффективным.

Обследование режимов работы конкретных газотранспортных участков в рамках НИР позволило рассчитать эквивалентную шероховатость труб, которая для некоторых магистральных газопроводов (далее – МГ) оказалась ниже значения, заложенного в проект. С одной стороны, это положительный результат, так как приводит к снижению потребления ТЭР на транспорт газа. Но, с другой стороны, неверное проектное значение шероховатости вынуждает ставить более мощные ГПА и АВО, что ведет к значительному удорожанию проекта, а также к работе этого оборудования на менее эффективных режимах: с меньшим КПД.

Во избежание подобных проектных просчетов необходимо проводить паспортизацию ранее построенных газопроводов во всем диапазоне режимов их работы и учитывать фактические параметры оборудования в будущих проектах. Результаты впервые проведенной паспортизации одного из таких участков: шестиниточного коридора МГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» однозначно доказали кубическую зависимость потребления ТЭР от объема транспортируемого газа и опровергли линейную зависимость, ошибочно зафиксированную в нормативной документации ПАО «Газпром» ( $TTR = \text{единица длины участка} \times \text{единицу объема транспортируемого газа}$ ).

По результатам предлагаемой паспортизации можно достаточно точно прогнозировать потребление ТЭР в зависимости от объема транспорта газа. Незначительная погрешность в прогнозах возможна за счет перестроек режима транспорта газа, ремонтов отдельных участков и выхода оборудования из строя в процессе длительной эксплуатации.

Приведенные результаты подтверждают целесообразность изменения механизма прогноза потребления ТЭР: отказ от удельного показателя в целом для каждого ГТДО и переход на прогнозирование для каждого газотранспортного коридора в отдельности.

Перспективы исследования связаны со следующим:

Предложенные правила определения оптимальных режимов не затрудняют обеспечение поставок газа потребителю, к чему часто апеллируют диспетчерские службы, а наоборот, могут увеличить пропускную способность существующей ГТС.

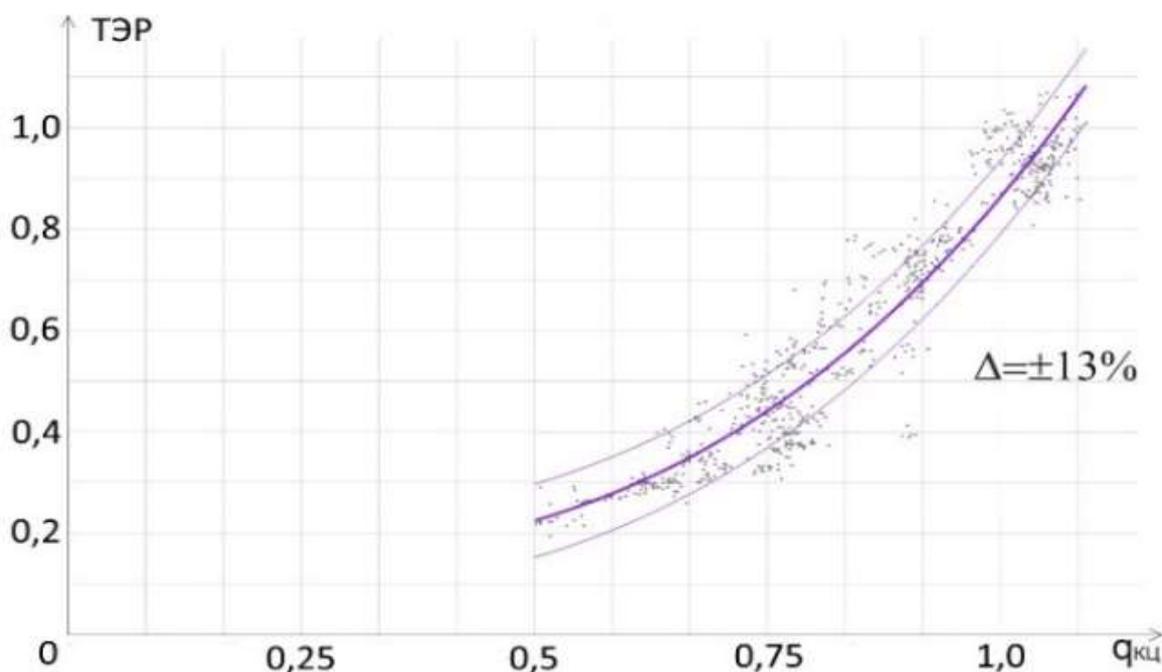


Рисунок 6 - Данные по суткам

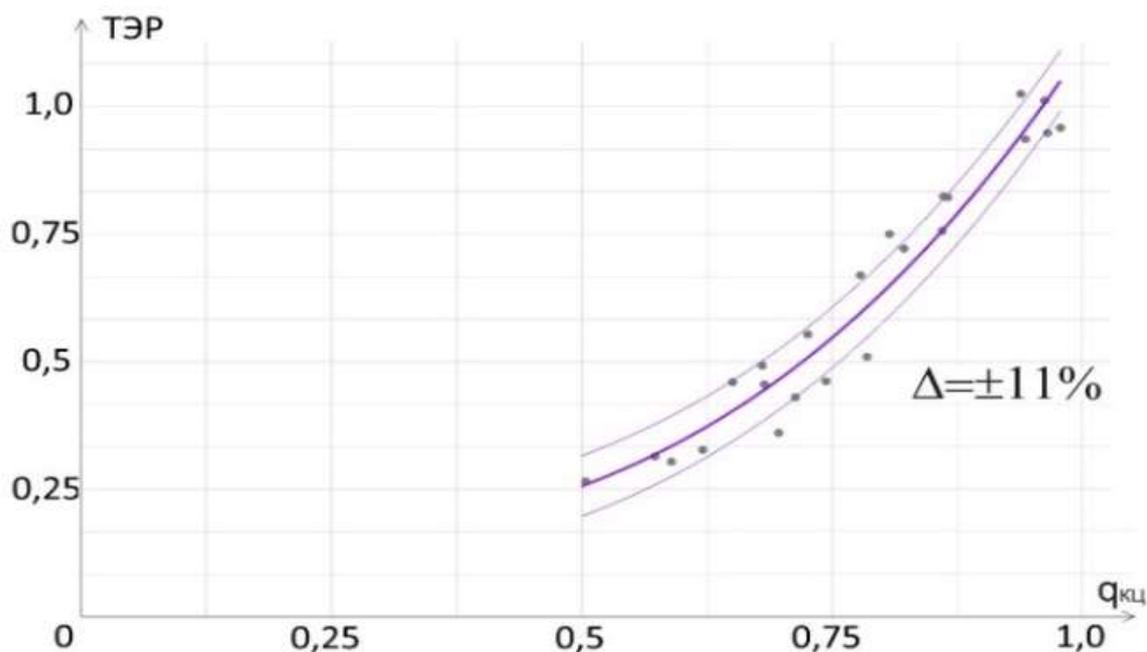


Рисунок 7 - Данные по месяцам

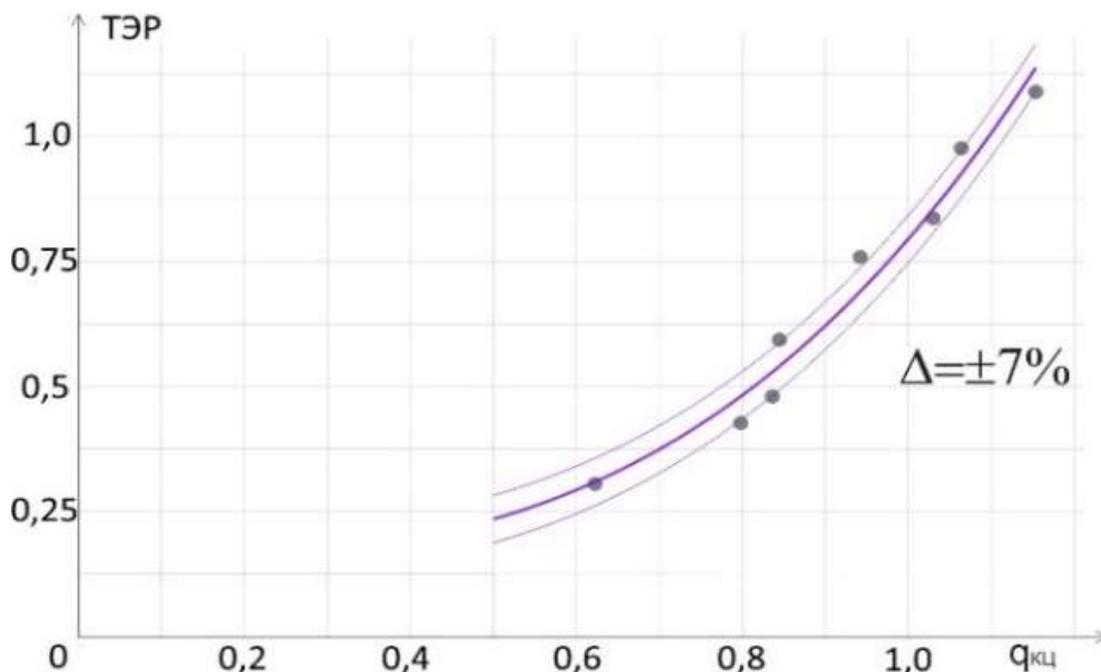


Рисунок 8 - Данные по кварталам

Внедрение описанного подхода к оптимизации режимов транспорта газа позволит на десятки процентов, по сравнению с существующим уровнем, снизить потребление ТЭР фактически беззатратным способом.

В условиях дефицита средств и одновременного снижения объема транспорта газа в ПАО «Газпром» результаты внедрения описанного подхода помогут снизить затраты на ремонт оборудования КС и обслуживающий персонал за счет выведения из активной работы целых КС.

Паспортизация таких МГ как «Сила Сибири», «Бованенково-Ухта» и «Ухта-Торжок» с точным определением избыточной мощности построенных КС может существенно снизить затраты на строительство следующих ниток.

Изменение нынешней системы планирования потребления ТЭР по удельному показателю ТЭР/ТТР для всего ГТДО в целом и переход на планирование потребления ТЭР по газотранспортным коридорам позволит дать объективную оценку уровню эксплуатации ГТС и показать значительные резервы его повышения.

**Комплекс идентификации трубных секций на трубопроводах, продиагностированных с применением внутритрубного технического диагностирования**

Чернышов А. С.<sup>1</sup>, Сарычев И. Л.<sup>2</sup>

*1 - Микуньское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Микунь, Россия*

*2 - ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** Целью работы является повышение качества и снижение трудоёмкости процедуры идентификации на местности трубных секций трубопроводов после проведения внутритрубного технического диагностирования (ВТД).

Для достижения поставленной цели предлагается применение прибора для измерения ориентации продольного сварного шва на окружности трубы с привязкой измеренного значения к географическим координатам.

Результатом работы является комплекс, включающий носимые приборы и серверную часть, позволяющий повысить качество идентификации трубных секций за счёт повышения точности определения ориентации продольного сварного шва и снизить трудоёмкость процедуры идентификации за счёт увеличения количества реперных точек [2].

**Abstract.** The aim of the work is to improve the quality and reduce the labor intensity of the procedure for identifying pipe sections of pipelines on the ground after in-line inspection.

To achieve this goal, it is proposed to use a device for measuring the orientation of a longitudinal weld on the circumference of a pipe with the measured value referenced to geographic coordinates.

The result of the work is a complex that includes portable devices and a server part, allowing to improve the quality of identification of pipe sections by increasing the accuracy of determining the orientation of a longitudinal weld and reducing the labor intensity of the identification procedure by increasing the number of reference points.

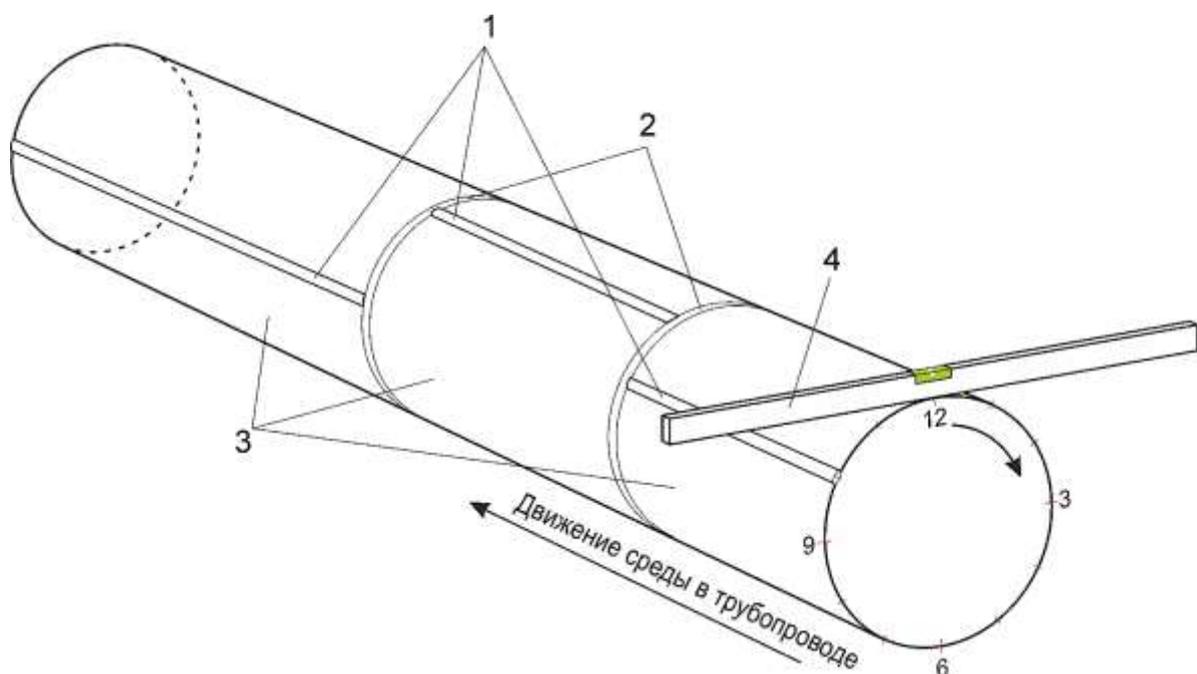
**Ключевые слова:** Внутритрубное техническое диагностирование, ориентация продольного сварного шва труб, ориентация дефектов на трубе, идентификация трубных секций, идентификация дефектов труб, привязка дефектов трубопровода на местности.

**Keywords:** In- line inspection, orientation of longitudinal weld seams of pipes, orientation of defects on pipes, identification of pipe sections, identification of pipe defects, referencing of pipeline defects on the ground.

При эксплуатации магистральных трубопроводов применяется диагностирование с использованием внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) – внутритрубное техническое диагностирование (ВТД). Обнаруженные в ходе ВТД особенности [2] имеют следующую привязку: вдоль оси трубопровода – по одометру ВИП в метрах, в поперечном сечении – к положению особенности на окружности поперечного сечения трубы по 12 часовому циферблату.

Профиль трубопровода, как правило, обусловлен рельефом, вследствие чего между расстоянием по одометру ВИП и расстоянием в плане возникает разница, нарастающая с удалённостью от реперных точек и отклонением профиля трубопровода от горизонтального, что затрудняет поиск и идентификацию трубных секций и дефектов на местности. Трубные секции, идентифицированные ранее, не привязываются к географическим координатам, что не позволяет использовать их в дальнейшем в качестве реперных точек.

Методика измерения часовой ориентации продольного шва трубных секций на сегодняшний день в ПАО «Газпром» не определена, вследствие чего измерение при идентификации трубных секций выполняется «на глаз», не обеспечивая достаточную точность, или с применением вспомогательных инструментов. Во втором случае (рис. 1) измерение выполняется в несколько этапов: нахождение верхней образующей, измерение длины дуги по часовой стрелке, математический расчёт, что усложняет процедуру и вносит погрешность на каждом этапе. Оба указанных подхода не обеспечивают достаточной точности и усугублены влиянием человеческого фактора, что создаёт риск неверной идентификации. Имеют место случаи, когда неверная идентификация дефекта явилась причиной нежелательного события.



- 1 – продольный сварной шов; 2 – кольцевой сварной шов;  
3 – трубные секции; 4 – пузырьковый уровень

Рисунок 1 – Измерение часовой ориентации продольного шва с применением вспомогательных инструментов

Предлагаемое решение представляет собой комплекс (рис. 4), включающий носимые приборы-индикаторы (рис. 2) и серверную часть. Носимый прибор-индикатор включает в себя датчик пространственного положения микроэлектромеханической системы (МЭМС), при установке на окружности трубы (рис. 3) по вектору силы тяжести определяет собственную ориентацию по 12-часовому циферблату, выводит её на дисплей и сохраняет в памяти с привязкой к географическим координатам для последующей передачи на сервер. Сервер позволяет накапливать результаты измерений, присваивать им идентификационные признаки (номер трубы по отчёту ВТД) и выгружать базу идентифицированных трубных секций в формате ГЛОНАСС/GPS навигаторов или таблицы.



Рисунок 2 – Внешний вид носимого прибора-индикатора



Рисунок 3 – Носимый прибор-индикатор в рабочем положении на трубе



Спутники Глонасс, GPS



Рисунок 4 – Структура комплекса

Внедрение комплекса позволяет решить две актуальные проблемы:

1. Проблема отсутствия единого подхода к измерению часовой ориентации при идентификации трубных секций решается за счёт применения носимого прибора-индикатора, позволяющего измерять часовую ориентацию с привязкой измеренного значения к географическим координатам – моментальный результат;

2. Проблема трудоёмкости поиска и идентификации труб, удаленных от реперных точек решается за счёт использования базы координат ранее идентифицированных трубных секций, что позволяет планомерно сокращать расстояния между реперными точками по мере накопления базы – долгосрочный результат.

Внедрение данного комплекса на предприятиях трубопроводного транспорта позволит сократить время на поиск и идентификацию трубных секций и дефектов после проведения ВТД, что значительно ускоряет ход работ по обследованию и ремонту линейной части, в то же время повышая их качество.

Перспективным направлением дальнейшего развития комплекса является интеграция его с геоинформационными системами, что позволит наглядно с использованием карт и снимков высокого разрешения осуществлять планирование работ по обследованию и ремонту дефектов трубопроводов.

#### **Библиографический список:**

1. ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016. Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования. – СПб.: Газпром-экспо, 2018. – 70 с.
3. Бранец В.Н., Шмыглевский И.П., Применение кватернионов в задачах ориентации твердого тела. – М.: Наука, 1973. – 320 с.

УДК 621.644.

#### **Анализ отказов трубопроводов на месторождениях Республики Коми**

Савич В. Л., Яшин Л. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Транспортировка нефти и газа через трубопроводные системы сопровождается воздействием агрессивных сред, таких как сырьевая нефть, природный газ, солевые растворы и химические добавки. Эти среды могут приводить к разрушению металла, что снижает эксплуатационные характеристики трубопроводов, повышает риски аварий и увеличивает расходы на ремонт и замену оборудования. Также на срок службы трубопроводов влияют механические воздействия, которые негативно сказываются на свойствах металла, способствуют росту скорости коррозии.

Коррозионные процессы в трубопроводах обусловлены множеством факторов, включая свойства транспортируемой среды, температурный режим, давление, конструкцию трубопровода и условия его эксплуатации. Особую угрозу представляют блуждающие электрические токи, химически агрессивные соединения, механические повреждения и микробиологическая коррозия. Наибольшие сложности вызывает то, что коррозия может развиваться скрытно, приводя к появлению микротрещин и внутреннего разрушения материала без видимых внешних признаков [1, 3].

Исходя из вышенаписанного, ставится следующая цель и задачи работы.

#### **Цель работы:**

Обработать статистические данные отказов трубопроводов на Неизвестном месторождении, найти закономерность, сделать выводы.

#### **Задачи работы:**

- Провести сбор данных по отказам трубопроводов.
- Проанализировать объём данных, найти закономерности.
- Сделать выводы.

Результаты обработки данных отказов по годам приведены на рисунке 1.

По данному графику видно, что большая часть отказов приходится на 2015 год, далее имеется постепенный рост до 2018-2020 годов и такое же снижение к 2023 году.

Графики зависимости отказов от диаметров трубопроводов, рельефу и перекачиваемому флюиду, и проценту воды представлены на рисунках 2, 3, 4 и 5. Так как месторождение находится на четвёртой стадии разработки, было проведено разделение на проценты обводнённости до 60 %, диапазон 60 и 90 % и более 90 % с шагом 2 %.

## Анализ по годам



Рисунок 1 – Диаграмма зависимости отказов трубопроводов по годам

## Анализ по диаметру трубопроводов



Рисунок 2 – Диаграмма зависимости отказов трубопроводов от диаметров трубопроводов

Исходя из анализа можно заключить, что наибольшее количество отказов относится к трубопроводам диаметрам 89, 114 и 325 мм. Причиной является их наибольшая распространённость, как к примеру трубу диаметром 325 мм, которая проложена через ГЗПУ-УПН. По рельефу наибольшее количество отказов относится к твёрдой почве. По составу перекачиваемого флюида наибольшее количество отказов происходит при перекачке нефтесодержащей жидкости (НСЖ), смесь нефти и пластовой воды. Причиной является более

сильная коррозия на границе раздела фаз [2]. По проценту воды видна тенденция по увеличению количества отказов от количества воды, что говорит о более сильной агрессивности пластовой воды. В диапазоне 60-90 % большое количество отказов связано с большим диапазоном, чем выше 90 %. Данная тенденция скорее всего связана с солёностью воды, что подтверждается большим количеством отказов трубопроводов с пластовой водой, чем с подтоварной (рисунок 4). Исходя из этого, был проведён анализ по выборке наиболее количества отказов при перекачке НСЖ в твёрдой местности по годам, результаты представлены на рисунке 6.

## Анализ по рельефу

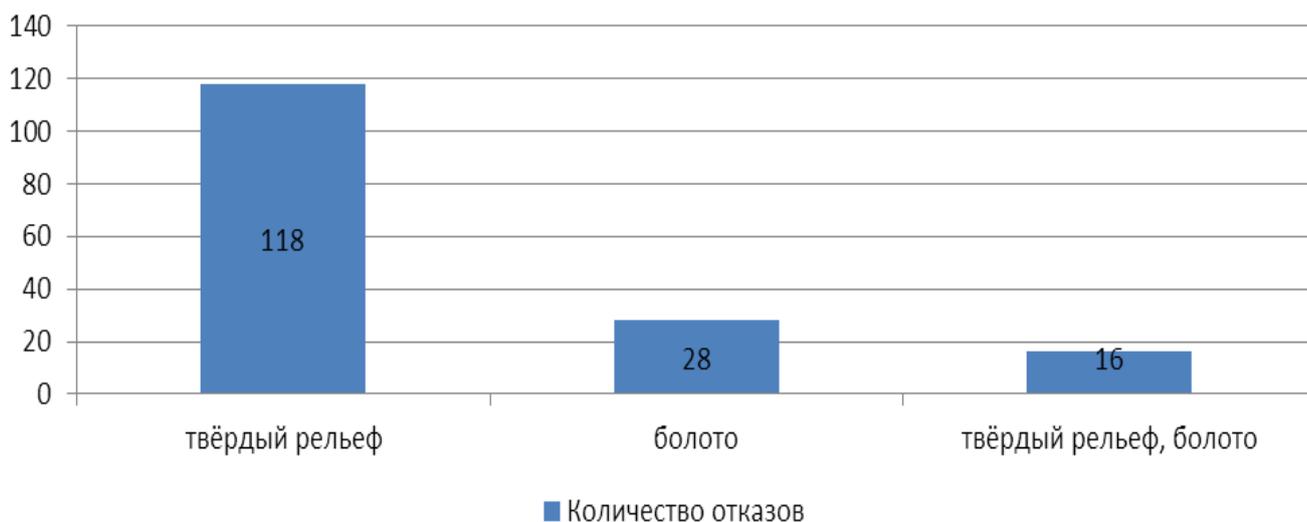


Рисунок 3 – Диаграмма зависимости отказов трубопроводов от рельефа местности

## Анализ по перекачиваемому флюиду

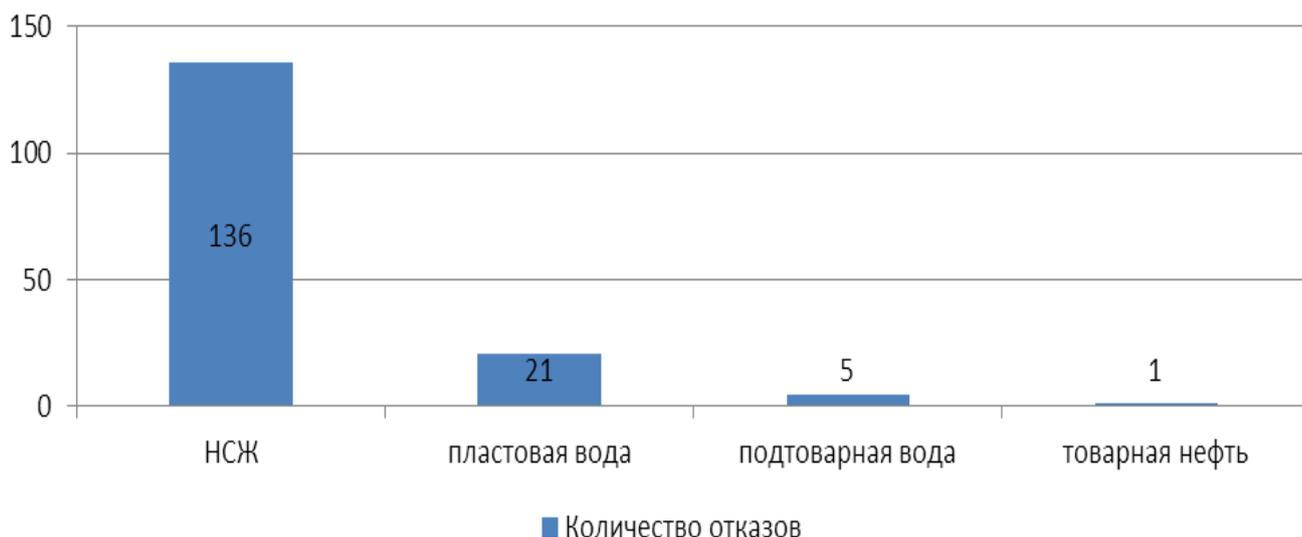


Рисунок 4 – Диаграмма зависимости отказов трубопроводов от перекачиваемого флюида

Исходя из графиков видно, что с 2015 года было снижение количества отказов, до 2021 года наблюдается устойчивая динамика в диапазоне 47-72 %, а после резкое снижение.

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1. Были собраны данные по отказам трубопроводов.
2. Проведён анализ данных, сделаны следующие выводы:
  - Наибольшее количество отказов получено при перекачке НСЖ.
  - Количество отказов повышается с ростом обводнённости перекачиваемой продукции.

- Наблюдается положительная тенденция по выходу из строя труб для транспортировки жидкостей.

## Анализ по перекачиваемому флюиду

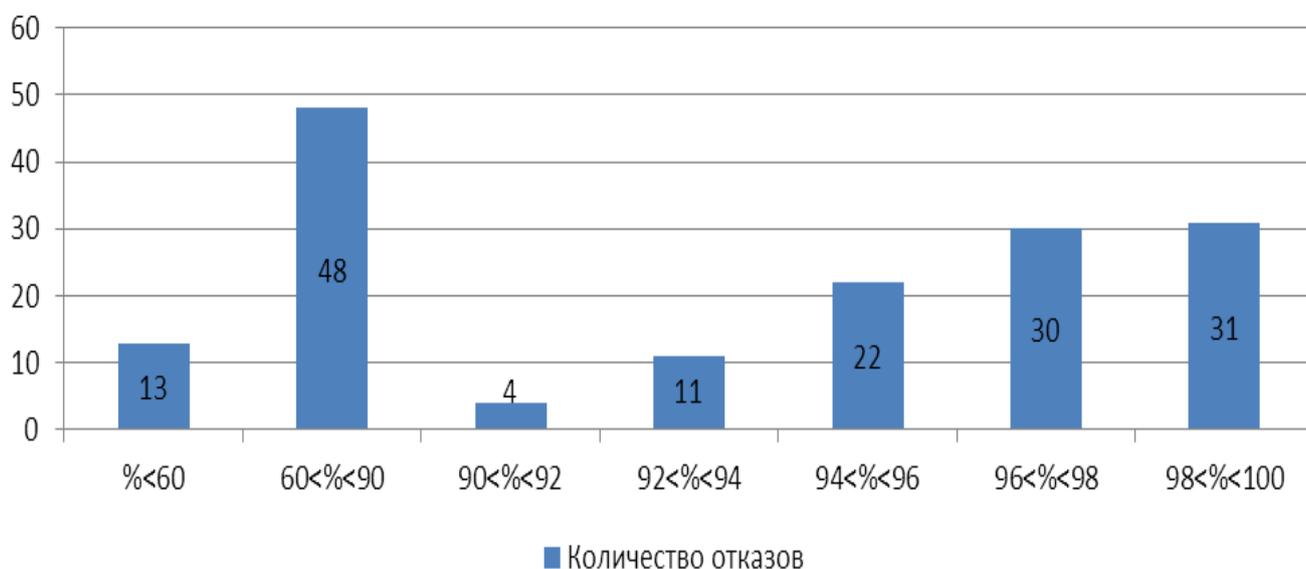


Рисунок 5 – Диаграмма зависимости отказов трубопроводов от процента воды перекачиваемого флюида

## Анализ по перекачиваемому флюиду



Рисунок 6 – Диаграммы зависимости отказов трубопроводов от перекачиваемого флюида и рельефа местности по годам

### Библиографический список:

1. Кузнецов, Ю.И. "Электрохимические основы коррозии металлов". — М.: Химия, 1988.
2. Кузьбожев А.С., Агиней Р.В., Александров Ю.В. Моделирование коррозионных повреждений конденсаторов, приводящих к техногенным экологическим последствиям // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2007 - № 4 – С. 32 – 40.
3. Геллер, И.А. "Коррозия и защита металлов". — М.: Металлургиздат, 1954.

## Сравнительный анализ способов газоснабжения потребителей в период останова газопровода-отвода к ГРС

Логинов В. А., Яворская Е. Е.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

В рамках текущей внешнеполитической ситуации ПАО «Газпром» прорабатывает варианты дальнейшей реализации проектов, связанных с поставкой природного газа потребителям.

По поручению президента реализуется программа газификации регионов Российской Федерации.

В ООО «Газпром трансгаз Ухта» эксплуатируются 173 ГРС, расположенные на территории 9 субъектов РФ:

Причинами прекращения газоснабжения потребителей могут быть:

- Останов ГРС (плановый и аварийный);
- Останов газопровода-отвода (плановый и аварийный).

Газоснабжение ГРС, кроме ГРС КС осуществляется через газопроводы-отводы (ГО).

Газопроводы-отводы являются важной составляющей газотранспортной системы ПАО «Газпром», от технического состояния которой зависит снабжение газом российских потребителей. Их суммарная протяженность составляет четвертую часть всей газотранспортной системы ПАО «Газпром». Газопровод-отвод – линейная часть магистрального газопровода, предназначенная для транспортировки природного газа от точки подключения к магистральному газопроводу до газораспределительных станций, установок переработки газа, станций подземного хранения или потребителей газа.

Управление техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов (далее - УТСЦ ЛЧМГ) проводят в целях обеспечения надежности процесса транспортировки и хранения газа, структурной целостности и заданного уровня технического состояния объектов ЛЧМГ. За последние годы мы наблюдаем рост числа дефектов, что способствует более пристальному вниманию управлению техническим состоянием ГО и их эксплуатации.

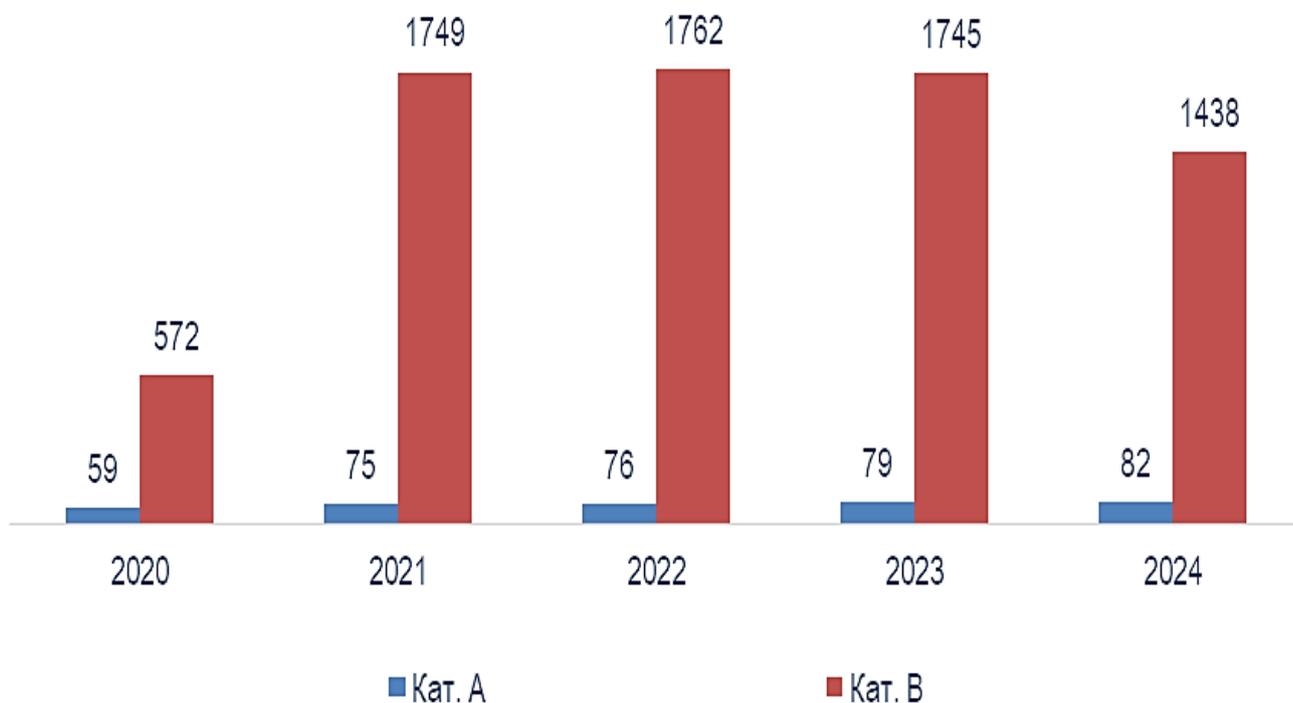


Рисунок 1 - Наличие дефектов на ГО ООО «Газпром трансгаз Ухта» по результатам ВТД в разрезе 2020-2024 г.г.

Для проведения ТД газопроводов-отводов применяют следующие методы:

- ВТД – участках газопроводов-отводов, технически готовых к проведению ВТД;
- КТД – для остальных участков газопроводов-отводов.

Сети газораспределения подразделяют на тупиковые, закольцованные и смешанные. Из названия следует, что тупиковые при аварийном или плановом останове прекращают подачу газа потребителям, что не позволяет в полном объеме выполнять задачу по бесперебойному транспорту газа.

Существуют кольцевые сети. Данный способ обеспечивает равномерный режим давления у потребителей. Выходные газопроводы закольцованных ГРС сообщаются между собой, поэтому при отключении одной или более ГРС газоснабжение потребителей не прекращается. В некоторых случаях возможно понижение давления в сети, но оставшиеся в работе ГРС позволяют избежать полного отключения потребителя от поступления газа.

Не закольцованные ГРС, газоснабжение потребителя которых возможно от «баллона».

В связи с тем, что ГРС, как правило, находится на удалении от населенных пунктов, а сети газораспределения от ГРС имеют протяженные участки, такие газопроводы возможно использовать в качестве «баллонов» для автономного газоснабжения потребителей в период прекращения газоснабжения от ГРС. По данным ГРО об объеме «баллона» и пиковом расходе конкретной ГРС, возможно рассчитать время работы на «баллоне» каждой ГРС.

Временный узел подачи газа представляет собой усовершенствованную модификацию узла редуцирования, предназначенную для временного выполнения технологических функций ГРС при капитальном ремонте действующей станции. ВУРГ удобен для транспортировки и быстрого ввода в работу на действующем объекте.

ВУРГ выполняет все те же основные функции:

- очистку газа;
- редуцирование газа высокого давления;
- одоризацию газа перед подачей потребителю капельным методом;
- измерение и регистрацию расхода газа;
- дистанционную выдачу аварийных сигналов оператору или диспетчеру при нарушениях режима работы.

Конструктивные особенности и варианты исполнения:

Конструктивно ВУРГ представляет собой технологический узел на раме под навесом с ограждающими легкоъемными конструкциями, предотвращающими загрязнение внутреннего оборудования при транспортировке.

Что примечательно, ВУРГ в рабочем состоянии должен быть открытым, в связи с чем отопление, вентиляция, охранная и пожарная сигнализация, контроль загазованности при работе оборудования ВУРГ не требуются.

Передвижной автомобильный газовый заправщик (ПАГЗ) предназначен для перевозки сжатого природного газа (КПГ), снабжения газом потребителей. Разделяют на активные и пассивные ПАГЗ.

Мобильная АГНКС на шасси модели МКС является представителем активных ПАГЗ и позволяет осуществлять заправку резервуаров природным газом. Мобильная АГНКС позволит заправлять газовые хранилища, снабжать потребителей природным газом от доступных источников газа (газовая магистраль, газовое хранилище) или собственного газобаллонного аккумулятора. ПАГЗ позволит заменить стационарную ГРС на некоторое время (ремонт, техническое обслуживание).

Максимальное давление из АГНКС составляет 20 МПа, при этом давлении приблизительная вместимость ПАГЗ составляет 4000м<sup>3</sup>.

Как итог, был проведен анализ реализуемых способов аварийного газоснабжения. Каждый из способов имеет свои плюсы и минус. В работе более подробно описаны все нюансы применения каждого из технических решений.

Развитие газотранспортных систем и новые векторы развития государства, в части обеспечения населения энергоресурсами, способствуют росту числа газопроводов-отводов и их протяженности, что требует развития надежности, технического состояния, целостности

«газовых артерий». Имеющиеся способы газоснабжения потребителя в случае аварийного или планового останова ГО позволяют обеспечить бесперебойную поставку топлива к конечному потребителю, что повышает надежность ГО. В результате анализа, мы видим, что нет способа, позволяющего закрыть все потребности к эксплуатации, в связи с чем, необходимо доработать известные решения, либо разработать новые пути решения данной проблемы.

Таблица 1 – Сравнительный анализ способов аварийного газоснабжения

Способ газоснабжения	Мобильность	Стоимость	Трудоемкость эксплуатации	Универсальность
Закольцованные ГРС	-	+	-	-
Через ВУРГ	+	-	+	+
Из запаса газа в газопроводе «баллона»	-	+	+	+
От ПАГЗ	+	-	+	+

Возможность применения аварийных способов газоснабжения потребителя напрямую влияет на надежность бесперебойной работы ГО, что в свою очередь отражается на разрабатываемой методике ранжирования ГО и оценки их надежности.

**Библиографический список:**

1. СТО Газпром 27.3-2.1-007-2023. Методика управления техническим состоянием и целостностью объектов линейной части магистральных газопроводов с учетом потоковых задач транспорта газа [Электронный ресурс]. – (Дата обращения: 09.01.2025)
2. Программа мероприятий по обеспечению автономного газоснабжения потребителей ГРС в период прекращения подачи газа [Электронный ресурс]. – (Дата обращения: 09.01.2025)
3. Р Газпром 2-2.3-756-2013 Диагностирование газопроводов-отводов. Основные положения. [Электронный ресурс]. – (Дата обращения: 09.01.2025)



## СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

УДК 502.3.7

### Повышение энергоэффективности освещения Уфимского цеха по эксплуатации электрооборудования ООО «Башнефть-добыча»

Анисимов И. Е., Филатов И. О., Барахнина В. Б., Исмагилова С. М., Исмагилов М. И.  
*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

В настоящее время самым актуальным способом увеличения энергоэффективности осветительных систем на предприятиях является модернизация систем освещения, которая производится путем замещения устаревших осветительных приборов на современные с энергоэффективностью в разы больше, чем у предшественников. В данный момент таковыми являются светодиодные светильники (LED) [1].

Целью исследовательской работы явилась разработка системы для повышения эффективности потребления электроэнергии на освещение предприятий нефтегазовой отрасли в Республике Башкортостан.

Задачами исследовательской работы являлись:

- выбор системы управления осветительными приборами;
- разработка проекта по автоматизации управления для изучаемых предприятий;
- разработка алгоритма управления осветительной нагрузкой для объекта изучения;
- определение технико-экономических показателей предлагаемого проекта интеллектуальной системы управления освещением.

Объектом исследования являлась система искусственного освещения на предприятии ООО «Башнефть-добыча» «Уфимский цех по эксплуатации электрооборудования» [2]. Он располагается на территории района города Уфа, поставщиком электрической энергии является ООО «Башкирэнерго». В 2024 году стоимость за 1 МВт/ч составляет 4350 рублей с учетом НДС.

В ходе обследования системы освещения было выяснено, что система освещения исследуемого объекта устарела и требует замены в короткие сроки. Отсутствуют как энергоэффективные светильники, так и система управления ими. Коммутация происходит при помощи выключателей в ручном режиме [3].

Административная часть здания освещена при помощи светильников люминесцентных ЛПО 4x18, а также 2x36. Светильники показаны на рисунке 1.



Рисунок 1. – Светильники, установленные в административной части здания

В цеху установлены светильники типа ДРЛ 250 с ручным управлением. Они показаны на рисунке 2.



Рисунок 2 – Светильники, установленные в цехе по эксплуатации электрооборудования ООО «Башнефть-добыча»

В результате исследования была разработана и обоснована система управления освещением на основе микроконтроллера. Данная методика может применяться для разработки аналогичной системы [4].

В процессе оценки потенциала коммерциализации технического концепта проекта системы управления освещением были проведены активные поиски участников проекта и разработан план по организации проекта [5]. Также были выявлены ключевые преимущества данного проекта, включая:

- развивающийся и динамичный тренд в сфере управления освещением в Республике Башкортостан, подчеркивающий потенциал роста и прогресса;
- снижение потребления электроэнергии и ее позитивное влияние на экологическую ситуацию, что способствует улучшению общественного мнения и экологической стабильности;
- повышение производительности труда на предприятиях, что обеспечивает дополнительные ресурсы для социальных и экономических программ;
- снижение травматизма и утомляемости работников, что позволяет повысить уровень условий труда на рабочих местах, что в дальнейшем способствует обеспечению привлекательности условий труда для потенциальных соискателей [6].

Используя информацию о вышеперечисленных протоколах, сопоставив все достоинства и недостатки, а также приняв во внимание некоторые тонкости к дальнейшему рассмотрению, авторы предложили использовать автоматическую систему управления освещением, основанную на интерфейсе DALI (Digitally Addressable Lighting Interface) [7, 8].

В итоге получаем, что предприятие тратит на оплату электрического освещения 129671,86 руб/год с использованием системы управления освещением и светодиодных светильников.

**Выводы.** В работе были проработаны меры безопасности при реализации проекта модернизации освещения Уфимского цеха по эксплуатации электрооборудования ООО «Башнефть-добыча», оценены факторы опасностей и вредностей, проведена патентная проработка с глубиной поиска двадцать один год. Практическая значимость результатов работы состоит в возможности использования полученного расчета при постройке систем управления освещением.

#### **Библиографический список:**

1. Абдрахманов Н.Х., Тимофеев А.А., Шарафиев Р.А. и др. Техносферная безопасность на предприятиях нефтегазовой отрасли. Учеб. пособие под общей ред. Р.Г. Шарафиева / Н.Х. Абдрахманов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 304 с.
2. Бахтизин Р.Н., Радионова С.Г., Лисин Ю.В. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. – 719 с.
3. Иванова А.В., Сайфуллина А.Ш., Барахнина В.Б. К вопросу об экономических показателях оценки уровня энергоэффективности предприятий Республики Башкортостан. В кн.: Материалы IV Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Региональная экономика в контексте современности», 13 декабря 2016 года, Т. 2, Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 167-169.
4. Сайфуллина А.Ш., Иванова А.В., Барахнина В.Б. Разработка экономических показателей оценки уровня энергоэффективности предприятий топливно-энергетической отрасли России. В кн.: Сборник научных трудов по материалам V Международной научно-практической конференции «Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика», 8 ноября 2016 года, – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 161-165.
5. Фаттахова Э.З., Барахнина В.Б. Система показателей оценки уровня энергоэффективности предприятий топливно-энергетического комплекса. Экологический вестник России. 2015. № 1. – С. 18-21.
6. Шарафиев Р.А., Абдрахманов Н.Х., Тимофеев А.А. и др. Теоретические основы взрывобезопасности. Учебно-методическое пособие, Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2022, – 188 с.
7. Янтирякова А.Р., Азнабаев И.Р., Барахнина В.Б. Подход к формированию системы показателей для оценки уровня энергоэффективности предприятия. В кн.: Материалы V Международной конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи-2015», – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 170-173.
8. Янтирякова А.Р., Киреев И.Р., Вильчинская Н.Г. и др. Анализ подходов и методов управления энергоэффективностью на предприятии строительного комплекса. В кн.: Материалы XIX Международной научно-технической конференции «Проблемы строительного комплекса России», 10-12 марта 2015 г., – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015, – С. 420-427.

**Android-приложение для поддержки принятия решений при авариях на опасных производственных объектах единой системы газоснабжения**

Бабушкин П. П.<sup>1</sup>, Юрков А. Е.<sup>2</sup>

*1 - ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия*

*2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** В статье описывается разработка прототипа оригинального Android-приложения для поддержки принятия решений при локализации и ликвидации аварий на опасных производственных объектах (далее – ОПО) единой системы газоснабжения.

Особый интерес представляет правильное, своевременное и исчерпывающее проведение мероприятий в точном соответствии с Планами мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО (далее – План), разрабатываемых в целях обеспечения готовности организаций к действиям по ликвидации последствий аварий на опасных объектах.

Задача создания и инсталляции в мобильные устройства специального приложения для поддержки принятия решений в случаях аварий на ОПО актуальна для отечественной системы газоснабжения с точки зрения оперативности и эффективности принимаемых решений.

Приложение позволяет оперативно оповестить персонал об аварии, получить оперативный доступ к специальному разделу Плана с перечнем мероприятий по ликвидации аварии, отслеживать в реальном времени и формировать по выполнению всех мероприятий общий порядок предпринятых действий.

В статье рассматриваются методы и средства достижения поставленной задачи.

Разработанная программа может найти применение на предприятиях эксплуатирующих ОПО в любой сфере деятельности.

Реализация в виде программного приложения для Android-совместимых устройств позволяет обеспечить ответственных лиц на различных уровнях оперативными данными о всех этапах ликвидации аварий, в том числе при тренировках.

**Ключевые слова:** мобильное приложение, опасный производственный объект, авария, операционная система Android, программирование, мобильное устройство, план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, действия при аварии, поддержка принятия решений.

В условиях современного мира, где промышленные объекты становятся все более сложными и технологичными, обеспечение безопасности труда приобретает первостепенное значение. Аварии на опасных производственных объектах могут иметь катастрофические последствия как для персонала, так и для окружающей среды. Для минимизации рисков и повышения эффективности реагирования на аварии необходимо использовать современные технологии. Одним из таких решений является мобильное Android-приложение для поддержки принятия решений и контроля действий работников при авариях на опасных производственных объектах (далее – ОПО).

В данной статье будет рассмотрена актуальность разработки мобильного приложения, предназначенного для формирования алгоритма действий при авариях на объектах ТЭК, которое позволяет оперативно реагировать на происшествия, координировать работу персонала и минимизировать последствия аварий.

По состоянию на 31 декабря 2023 г. в Государственном реестре опасных производственных объектов зарегистрировано более 8 000 ОПО в компаниях нефтегазового бизнеса.

В 2023 г. на ОПО ПАО «Газпром» зафиксированы 4 (четыре) инцидента и 4 (четыре) аварии, которые произошли на линейной части магистральных газопроводов, их основными причинами были коррозионные процессы и дефекты сварных соединений.

Количество аварий ежегодно сокращается и причинами этого являются ряд факторов, таких как значительное увеличение финансирования мероприятий, направленных на безопасность производственной сферы и реализация комплексных программ реконструкции и технического перевооружения объектов добычи, транспортировки и переработки газа и жидких углеводородов на 2023–2027 г.г.

Кроме того, ведется разработка и актуализация локальных нормативных актов ПАО «Газпром» для совершенствования системы производственного контроля, организации и проведения диагностики оборудования.

Группа Газпром кроме проведения модернизации и ремонта оборудования организует техническое освидетельствование, диагностику и экспертизу промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, обучает персонал противоаварийным мерам и проводит комплексные учения по ликвидации аварийных ситуаций.

По результатам расследования и анализа коренных причин аварий и инцидентов разработан и реализуется комплекс мероприятий по предупреждению аналогичных происшествий. Локализация и ликвидация аварий проводятся в соответствии с планами мероприятий, утвержденными в каждом дочернем обществе. Планы предусматривают все сценарии возникновения и развития аварий на объекте, определяют достаточное количество сил и средств, организацию взаимодействия, а также материально-технического, инженерного и финансового обеспечения операций.

На сегодняшний день на предприятиях топливно-энергетического комплекса (ТЭК) фиксирование и отслеживание аварийных и предаварийных ситуаций осуществляется согласно установленным регламентам. Это включает в себя расследование обстоятельств, установление виновников и причин аварий, а также принятие мер для предотвращения повторения аналогичных инцидентов через анализ коренных причин и реализацию корректировок предпринимаемых действий. Эти мероприятия помогают снизить финансовые убытки посредством точного расчета рисков и, что особенно важно, обеспечивают защиту жизни и здоровья сотрудников. Однако процедура регистрации аварий на рабочих местах сталкивается с рядом трудностей, таких как отсутствие быстрого доступа к данным для анализа причин инцидента и принятия решений, а также недостаточная интерактивность при формировании хронологии событий. Порядок действий по локализации и ликвидации аварий, представляющий собой алгоритм действий персонала при том или ином сценарии развития аварии, реализован в виде документа (Плана) на бумажном носителе, включающем в себя алгоритмы действий работников, разделенные на отдельные карты по определенному прогнозируемому типу аварии на ОПО, что тоже имеет ряд своих недостатков, таких как:

- отсутствие персонального алгоритма действий каждого задействованного в ликвидации аварии сотрудника;
- отсутствие наглядности Плана и его локальное местонахождение. План мероприятий «не под рукой» в экстренной ситуации;
- отсутствие возможности адекватной и зафиксированной оценки выполненных действий;
- оповещение об аварии является отдельным мероприятием и требует наличия Плана мероприятий со списком и номерами телефонов участников.

Весь цикл мероприятий, направленных на документирование происшествия, сбор информации и определение причин, требует значительных усилий для организации регулярных и внеплановых учений среди персонала по разным сценариям.

Решение проблемы заключается в создании и внедрении электронных вариантов планов действий при авариях, обучении работников поведению в чрезвычайных ситуациях и обеспечении своевременного реагирования аварийных служб.

Эти аспекты стали основой для разработки мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций на предприятиях ТЭК, включая:

Регулярные тренировки и учения: организация практических занятий по отработке действий в условиях аварий.

Систематические обучающие программы: курсы по оказанию первой помощи, использованию индивидуальных защитных средств и действиям при авариях.

Разработку и внедрение инструкций: создание четких и кратких руководств по действиям в разных аварийных ситуациях.

Использование симуляторов: применение современных тренажеров для моделирования поведения при возникновении аварий.

Создание «окна доверия», где сотрудники смогут сообщать о потенциальных угрозах и участвовать в разработке мер по их устранению.

Оптимальным вариантом, учитывающим все эти подходы, является разработка и внедрение мобильного приложения, которое будет формировать алгоритм действий при фиксации аварий на объектах ТЭК. Такое программное решение поможет устранить множество проблем, связанных с локализацией и ликвидацией аварий. Например, оно обеспечит оперативную реакцию на возникновение аварийных ситуаций и облегчит доступ к персональным алгоритмам действий работников, благодаря их централизованному хранению.

Почему выбрано именно мобильное приложение? Мобильные приложения обладают рядом преимуществ перед другим программным обеспечением. Они доступны в любое время и в любом месте, где есть устойчивое интернет-соединение. Большинство мобильных приложений отличаются простым интерфейсом, что облегчает ввод данных и делает их удобными для широкой аудитории, даже без специальных знаний в области информационных технологий. К тому же мобильные приложения могут непосредственно использовать возможности смартфонов, такие как GPS, камеры и другие функции. Благодаря этому информация об авариях или инцидентах мгновенно попадает в систему, позволяя быстро реагировать и предпринимать нужные шаги. Также, немаловажной функцией предлагаемого решения является запись порядка выполненных действий с указанием даты, времени, объекта, вида аварии, должности работника и выполненного им действия для формирования итогового акта ликвидации аварии.

Применение мобильного приложения для формирования алгоритмов реагирования на аварии на объектах ТЭК повысит уровень охраны труда за счёт быстрой фиксации аварий, что даст возможность оперативно анализировать причины происшествий и предотвращать подобные случаи в будущем. Это улучшит управление рисками путём создания единой системы мониторинга аварий на предприятии. Кроме того, использование такого программного обеспечения сократит затраты компании за счёт уменьшения количества возможных несчастных случаев и улучшения условий труда, а также повысит её конкурентоспособность, поскольку внедрение современных цифровых технологий в сферу охраны труда укрепляет имидж компании и привлекает инвесторов и клиентов.

Приложение разрабатывается на основе клиент-серверной архитектуры.

Клиентская часть (мобильное приложение): адаптировано для платформы Android, отвечает за сбор данных об авариях, взаимодействие с пользователем и отображение алгоритма реагирования.

Серверная часть: реализуется на основе более надежной и масштабируемой платформы. Она хранит базу данных аварий, алгоритмы реагирования, информацию об объектах и пользователях и обрабатывает запросы от мобильных клиентов, формируя алгоритмы реагирования и обеспечивает безопасность данных.

Реляционная база данных обеспечивает хранение информации о пользователях, объектах, типах аварий, алгоритмах действий.

В разрабатываемом ПО предусмотрено разграничение на роли (рис.1).

Приложение содержит три основные роли.

Первая роль-администратор, он может добавлять, редактировать и удалять роли в системе с указанием функций, которые могут быть у создаваемой роли, пользователей данной системы, типы аварий и алгоритмы действий по их ликвидации, соответствующие данным типам, подразделения организации. Дополнительно администратор может просматривать данные о типах аварий, внесенных в систему, информацию о произошедших авариях.

Вторая роль - главный инженер. Пользователь с данной ролью может просматривать действия работников, направленные на ликвидацию возникшей аварии, генерировать отчеты, содержащие следующие данные: дата возникновения аварии, вид аварии, местоположение объекта, на котором возникла авария, ФИО сотрудника(-ов), принимающего(-их) участие в противодействии аварии.

Третья роль-пользователь. Сотрудник с этой ролью может сообщать об аварии путем нажатия на соответствующую кнопку, после чего формируется алгоритм действий, которому остальные задействованные в сценарии пользователи должны следовать. По мере прохождения шагов данного алгоритма необходимо будет ставить галочку напротив выполненного шага. Все пользователи мобильного приложения, вне зависимости от роли, могут получать уведомления внутри системы. Помимо этого, у всех пользователей, в подразделении которых произошла авария, будет отображаться свой алгоритм действий в зависимости от занимаемой должности. Дополнительно у всех пользователей есть возможность сообщать о возникновении аварии выбирая соответствующий алгоритм из перечня типов аварий.

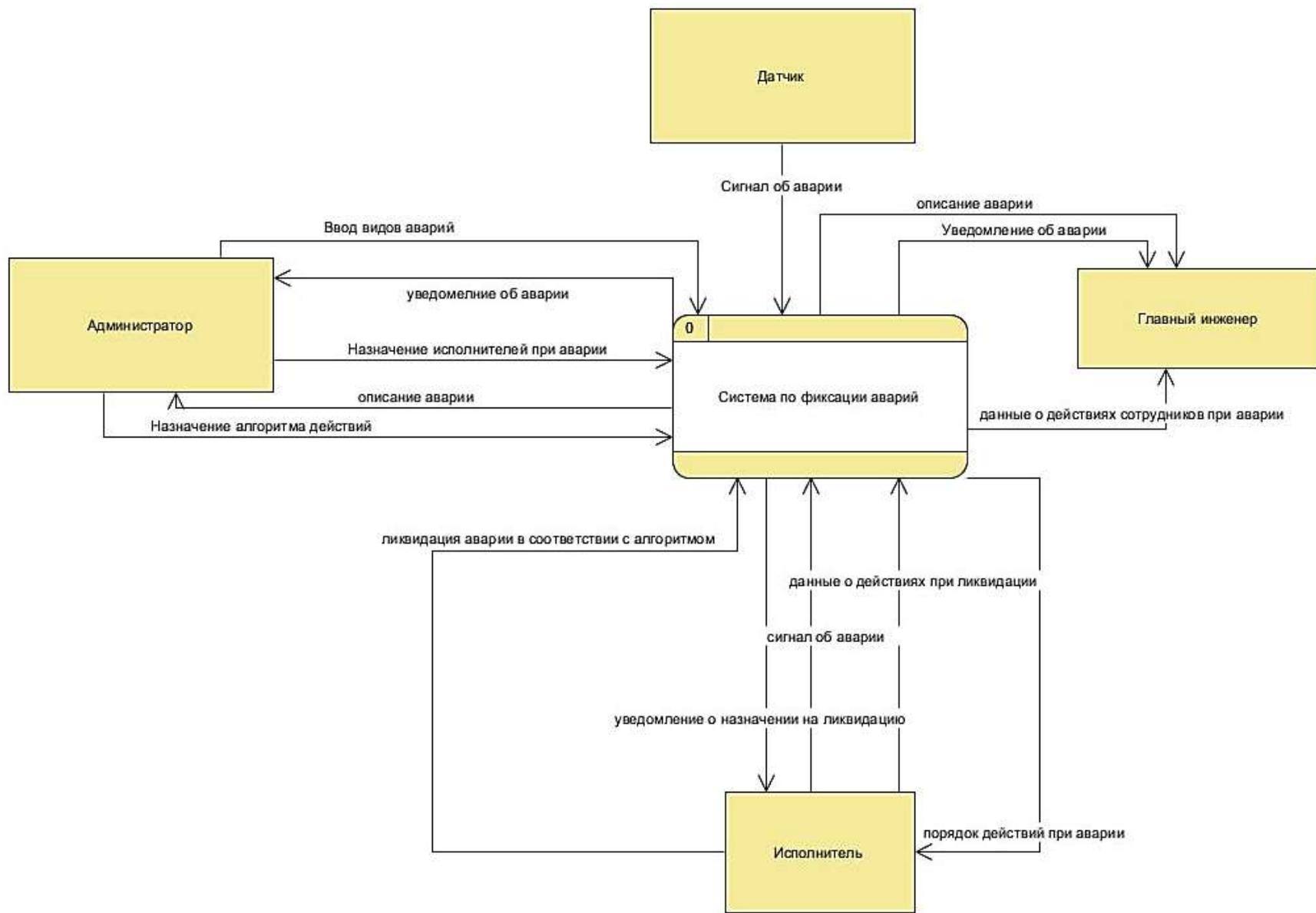


Рисунок 1 - Диаграмма ролей приложения

Мобильное приложение должно предоставлять комплексный набор инструментов для управления действиями сотрудников в аварийных ситуациях.

Цель создания мобильного приложения заключается в обеспечении оперативного контроля над действиями работников на опасных производственных объектах в случае возникновения аварийных ситуаций. Основные задачи включают:

1. Прототипирование Плана мероприятий по локализации и ликвидации аварийных ситуаций: Создание аналога Плана мероприятий в электронном виде с точным перечнем и последовательностью действий персонала по ликвидации аварий. Важной особенностью приложения является уникальность и персональность действий, отображаемых у конкретного пользователя-участника локализации и ликвидации аварии, в отличие от общего плана действий на бумажном носителе.

2. Информирование персонала: Система должна обеспечивать быструю передачу информации об аварии всем ответственным сотрудникам через push-уведомления или сообщения.

3. Координация действий: Приложение должно помогать в координации действий персонала, предоставляя инструкции по ликвидации последствий аварии и обеспечив контроль выполнения необходимых процедур.

4. Документирование событий: Важной функцией является фиксация всех происходящих событий, включая шаги, предпринятые персоналом, для последующего анализа и улучшения системы безопасности.

Эти функции помогают обеспечить быстрое и эффективное реагирование на аварии, что существенно сокращает риски и минимизирует возможный ущерб для производства и здоровья сотрудников.

Применение специализированного мобильного приложения для контроля действий работников при авариях на опасных производственных объектах имеет ряд преимуществ:

1. Оперативность реакции: Быстрая передача информации позволяет сократить время реагирования на инцидент и принять меры до наступления серьезных последствий.

2. Повышение уровня безопасности: Четкое руководство по действиям помогает избежать ошибок и хаоса в стрессовых ситуациях, снижая риск травм и повреждений.

3. Оптимизация процессов: Стандартизированный подход к управлению инцидентами упрощает координацию между различными службами и подразделениями предприятия.

4. Обратная связь и анализ: Возможность документирования и анализа произошедших событий способствует улучшению системы безопасности и предотвращению повторных инцидентов.

Создание и внедрение мобильного приложения для контроля действий работников при авариях на опасных производственных объектах представляет собой важный шаг в повышении уровня безопасности на предприятии. Такое решение обеспечивает оперативную реакцию на инциденты, улучшает координацию и своевременность действий персонала и способствует снижению рисков. Его внедрение позволит значительно повысить эффективность реагирования на чрезвычайные ситуации, а также улучшить общую культуру безопасности на предприятии. Важно отметить, что успех внедрения подобного инструмента зависит от тщательной разработки функционала, регулярного использования приложения для тренировок по отработке слаженности действий и выявления слабых сторон разработки с целью оптимизации.

#### **Библиографический список:**

1. СТО Газпром 18000.4-008-2019. Единая система управления производственной безопасностью. Анализ коренных причин происшествий. Порядок их установления и разработки мероприятий по предупреждению. ПАО «Газпром», 2019. 66 с.

2. Триада. Научно-технический центр. Авария на опасном производственном объекте – ликвидация, действия персонала. [Электронный ресурс]. – URL: [https://triadacompany.ru/wiki/avarii\\_na\\_opo](https://triadacompany.ru/wiki/avarii_na_opo) (дата обращения: 27.01.2025).

3. Отчет о социальной деятельности Группы Газпром за 2023 год, ПАО «Газпром», 2024. 269 с.

## Разработка высоконагруженных систем для мониторинга добычи нефти с использованием блокчейн-решений

Дмитрийчук Д. И., Зарубин В. А.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

### **Введение, обзор проблемы фальсификаций и учёта добытых углеводородов**

В современной нефтяной промышленности одной из ключевых проблем является обеспечение прозрачности и достоверности данных о добыче углеводородов. Нефтяная отрасль сталкивается с такими вызовами, как фальсификация данных, манипуляции с объёмами добычи, несанкционированный доступ к информации и недостаточная прозрачность в цепочках поставок. Эти проблемы приводят к значительным финансовым потерям, ухудшению репутации компаний и сложностям в соблюдении регуляторных требований.

Фальсификация данных может происходить на различных этапах: от сбора информации на месторождениях до передачи данных в централизованные системы учёта. Например, занижение объёмов добычи может использоваться для уклонения от налогов, а завышение — для получения необоснованных премий или инвестиций. Кроме того, в условиях глобализации и сложных цепочек поставок отследить происхождение и движение нефти становится всё сложнее.

Также стоит брать во внимание случаи хищения нефти и нефтепродуктов на разных этапах жизненного цикла углеводородов: при добыче нефти [1], переработке или обслуживании скважин [2] как сотрудниками нефтекомпаний, так и различных аутсорсинговых организаций.

В связи с этим возникает необходимость в разработке высоконагруженных систем, способных обеспечить надёжный и прозрачный учёт добычи углеводородов. Одним из перспективных решений является использование блокчейн-технологий, которые позволяют создавать неизменяемые и децентрализованные реестры данных.

### **Обзор существующих решений**

В настоящее время для решения проблем учёта и мониторинга добычи нефти применяются различные подходы, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Традиционные централизованные системы, используемые большинством компаний, представляют собой базы данных, где информация о добыче хранится и обрабатывается в едином центре. Такие системы позволяют эффективно собирать и анализировать данные, однако они уязвимы к внешним атакам, внутренним манипуляциям и ошибкам, связанным с человеческим фактором. Кроме того, централизованные системы часто не обеспечивают достаточной прозрачности, что делает их непригодными для решения задач, требующих высокого уровня доверия между участниками рынка.

С развитием технологий Интернета вещей (IoT) появилась возможность автоматизировать сбор данных с месторождений. Датчики и сенсоры, установленные на оборудовании, передают информацию о добыче в реальном времени, что значительно повышает точность учёта и снижает вероятность ошибок. Однако IoT-решения часто интегрируются с теми же централизованными системами, что не устраняет ключевые проблемы, такие как риск фальсификации данных и отсутствие прозрачности. Кроме того, IoT-устройства сами по себе могут стать объектом кибератак, что ставит под угрозу достоверность собираемой информации.

Блокчейн-технологии предлагают принципиально новый подход к решению этих проблем. Благодаря своей децентрализованной архитектуре и использованию криптографических методов, блокчейн обеспечивает неизменяемость и прозрачность данных. В контексте нефтяной отрасли блокчейн может применяться для создания цифровых сертификатов на каждую партию добытой нефти, что позволяет отслеживать её происхождение и движение по цепочке поставок. Кроме того, смарт-контракты — программы, выполняющиеся на блокчейне, — могут автоматизировать расчёты между участниками рынка, снижая количество ошибок и сокращая время обработки транзакций. Примером успешного внедрения блокчейна в энергетической отрасли является платформа Vakt [3], которая используется для

управления цепочками поставок и уже доказала свою эффективность в повышении прозрачности и снижении операционных издержек. Однако стоит отметить, что это не самостоятельная система, требуется подключение финансовой платформы, обеспечивающей включая цифровые аккредитивы и связь с различными банками, причем данная платформа финансирования ориентирована на более широкий спектр торговли различным сырьем – от сельхозпродуктов до нефтепродуктов. Что, в свою очередь, делает блокчейн систему (Vakt) менее эффективной и прозрачной.

Некоторые компании идут дальше и комбинируют IoT с блокчейном, создавая гибридные решения. В таких системах данные с датчиков автоматически записываются в блокчейн, что исключает возможность их изменения или фальсификации. Например, нефтяные компании British Petroleum (BP), Shell и Equinor, в рамках пилотных проектов, использует подобные технологии для повышения прозрачности и надёжности учёта добычи. Однако внедрение блокчейн-решений сопряжено с рядом сложностей, таких как: высокая стоимость разработки, необходимость интеграции с существующими системами и ограниченную пропускную способность блокчейн-сетей.

### **Концепция**

В основе рассматриваемой концепции лежит непрерывный процесс сбора, обработки, валидации и записи данных, обеспечивающий высокую точность и надёжность информации.

Всё начинается непосредственно на месторождении, где на трубопроводах установлены специализированные датчики, фиксирующие объём добываемой нефти[4]. Эти устройства непрерывно собирают данные и передают их на локальный вычислительный узел(сервер), расположенный неподалёку от точки добычи. На этом этапе система выполняет первичную проверку данных, оценивая их целостность, корректность и выявляя возможные сбои в работе оборудования. Локальные узлы, оснащённые алгоритмами предварительного анализа, способны выполнять базовую фильтрацию данных, что снижает нагрузку на последующие этапы обработки.

Далее информация передаётся в сервис сбора данных. Для обеспечения надёжности передачи используется брокер сообщений Apache Kafka или RabbitMQ. Отправка данных через брокера сообщений гарантирует доставку данных даже в случае временных перебоев связи, так как в основе брокеров лежит концепция очереди сообщений, которая обеспечивает бесперебойный поток информации. В этом же звене часто используются механизмы облачных вычислений, позволяя масштабировать систему, перераспределять нагрузку и анализировать большие объёмы данных в режиме реального времени.

Следующим этапом является обработка и валидация данных. Специальный микросервис анализирует поступающую информацию, сверяя её с историческими показателями, выявляя аномалии и возможные отклонения. Это необходимо для защиты системы от ошибок и потенциальных махинаций. Здесь активно применяются технологии машинного обучения, позволяющие автоматически выявлять подозрительные отклонения и прогнозировать потенциальные сбои оборудования. После прохождения всех проверок данные подготавливаются для записи транзакции в блокчейн.

Запись в блокчейн является завершающим шагом. Все подтверждённые данные оформляются в виде блоков, содержащих параметры добычи, временные метки, координаты скважины и подтверждающие цифровые подписи[5]. Как только запись попадает в блокчейн, она становится неизменяемой, что исключает возможность подделки или удаления данных. Использование облачных технологий на этом этапе позволяет оптимизировать процесс распределённого хранения и ускорить доступ к информации, обеспечивая высокий уровень безопасности данных.

Данная система основана на прозрачности, надёжности и автоматизированной обработке данных, минимизируя влияние человеческого фактора и исключая вероятность фальсификации информации. Регуляторы, аудиторы и руководство компании получают доступ к единому источнику подтверждённых данных в реальном времени, что повышает доверие к процессу и позволяет оперативно реагировать на изменения. Интеграция облачных вычислений обеспечивает гибкость и масштабируемость системы, позволяя адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации и требованиям отрасли.

## Реализация

Система строится на наборе асинхронных микросервисов, разработанных на языке Python с использованием фреймворка FastAPI, которые выполняют функции сбора, обработки, валидации данных и их последующей передачи в распределённый реестр (блокчейн). Основные компоненты микросервисной архитектуры включают:

API-шлюз — асинхронный интерфейс взаимодействия с датчиками, обеспечивающий приём данных в реальном времени через HTTP-запросы.

Брокер сообщений — промежуточное звено между датчиками и системой обработки данных, реализуемое с помощью Apache Kafka или RabbitMQ, работающее в асинхронном режиме.

Сервис сбора данных – микросервис, собирающий и аккумулирующий в себе данные с датчиков на трубе

Сервис обработки данных — микросервис, анализирующий полученную информацию, выполняющий валидацию и проверку аномалий.

Модуль интеграции с блокчейном — компонент, формирующий транзакции и записывающий подтверждённые данные в блокчейн.

Специализированные датчики, установленные на нефтепроводах, фиксируют ключевые параметры: объём добываемой нефти, давление в системе и температуру среды. Эти данные в реальном времени отправляются в асинхронный микросервис посредством REST API.

Чтобы избежать потерь при возможных сбоях связи, информация сначала поступает в брокер сообщений, который гарантирует доставку даже в условиях нестабильного соединения.

После получения сообщений микросервис обрабатывает информацию, проверяя её на предмет аномалий, сравнивая текущие значения с историческими. Подозрительные или некорректные данные отбрасываются или помечаются для последующего расследования.

Подтверждённые данные пакуются в блоки, содержащие уникальные идентификаторы датчика, параметры добычи, временную метку и цифровую подпись. Транзакция отправляется в блокчейн, где добавляется в распределённый реестр, что делает информацию неизменяемой и защищённой от фальсификации.

Ключевым аспектом в реализации имитационного ПО является применение асинхронных микросервисов, обеспечивающих высокую скорость обработки и масштабируемость. Взаимодействие между микросервисами, обработка сообщений из очередей и запись в блокчейн выполняются в асинхронном режиме, что позволяет обрабатывать большое количество запросов без задержек. FastAPI с поддержкой асинхронного фреймворка asyncio делает возможной одновременную обработку множества входящих данных, минимизируя время ожидания.

Для обеспечения высокой отказоустойчивости, гибкости и автоматического масштабирования система развёртывается в облачной среде, управляемой Kubernetes. Каждому микросервису соответствует контейнер, который выполняется в отдельном поде, что обеспечивает модульность и независимое масштабирование компонентов. Kubernetes автоматически балансирует нагрузку, управляет жизненным циклом контейнеров и перераспределяет ресурсы в зависимости от нагрузки, что позволяет системе динамически адаптироваться к изменению объёма входящих данных.

Размещение в облаке снижает затраты на инфраструктуру, обеспечивая возможность оперативного развёртывания новых экземпляров микросервисов и управления обновлениями без простоев. Использование Kubernetes и контейнеризации позволяет поддерживать отказоустойчивость, проводить автоматическое восстановление сервисов в случае сбоев и обеспечивать гибкость в управлении ресурсами.

Преимущества реализации

- Гарантированная доставка данных.
- Высокая скорость обработки.
- Масштабируемость.
- Защищённость и прозрачность.

Таким образом, предложенная реализация на основе асинхронных микросервисов обеспечивает надёжный и автоматизированный контроль за процессом добычи нефти, позволяя минимизировать риски ошибок и несанкционированных изменений данных.

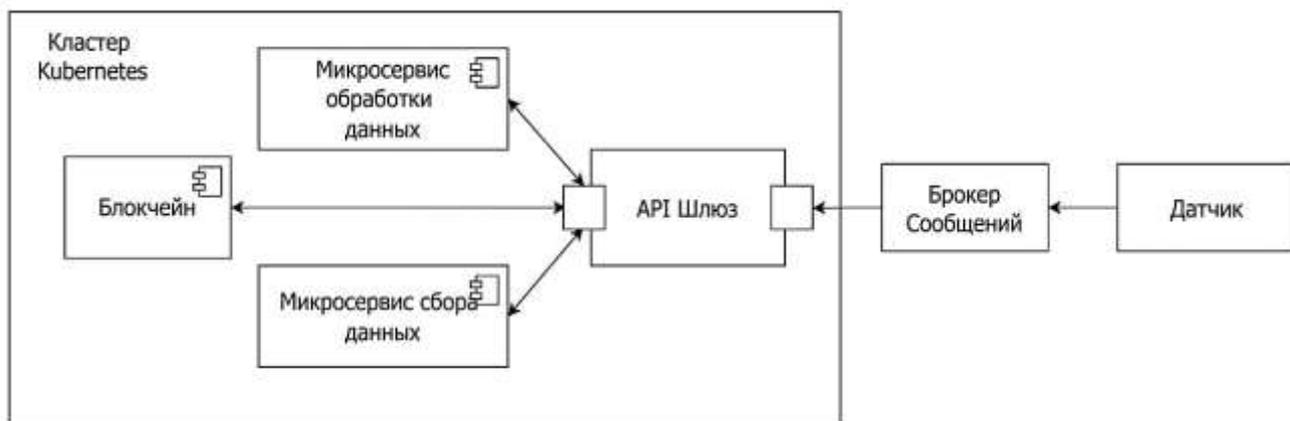


Рисунок 1 – Архитектура системы

### Библиографический список:

1. Житель Ставрополя украл 15 тонн нефти из промышленных скважин [Электронный ресурс]. – <https://crimea.ria.ru/20230713/zhitel-stavropolya-ukral-15-tonn-nefti-iz-promyslovykh-skvazhin-1130029638.html> (дата обращения: 12.01.2025).
2. В Оренбуржье сервисники воровали нефть при обслуживании скважин [Электронный ресурс]. – <https://nangs.org/news/upstream/v-orenburzhe-servisniki-vorovali-neft-pri-obsluzhivanii-skvazhin> (дата обращения: 12.01.2025).
3. Vakt (блокчейн-платформа для торговли нефтью и газом) [Электронный ресурс]. – <https://www.tadviser.ru/a/436221> (дата обращения: 15.01.2025).
4. IOT Based Smart Fluid Flow Meter/ Jangond Omkar Pirappa<sup>1</sup>, Pathan Sahil Javed<sup>2</sup>, Powar Atharv Sushant<sup>3</sup>, Upadhye Sammed Sukumar, Chougule Rahul Ramesh // International Journal of Research Publication and Reviews, Vol 5, no 3, pp 108-111 March 2024
5. Внедрение Blockchain в нефтегазовую отрасль [Электронный ресурс]. – <https://habr.com/ru/articles/656499/> (дата обращения 16.01.2025).

УДК 622.276.5

### Поиск оптимальных решений внедрения МКУ на газовых месторождениях на основе нейросетевого моделирования

Казанцев А. Д.<sup>1</sup>, Падин Е. А.<sup>2</sup>

*1 – Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия*

*2 – Тюменский нефтяной научный центр, г.Тюмень, Россия*

По мере эксплуатации все газовые и газоконденсатные месторождения приближаются к поздней стадии разработки и себестоимость добычи газа возрастает ввиду появления осложнений. Таких как:

- Обводнение залежи;
- Гидратообразование;
- «Задавливание» скважин более продуктивными;
- Накопление пластовой жидкости на забое скважин и в системе ГСС (газосборной сети);
- Ограничение по давлению и скоростным режимом со стороны ГСС.

Это факторы приводят к снижению добычи и эффективности разработки. В конечном итоге скважина не способна рентабельно извлекать газ, который в последствие остается не извлеченным. Такие запасы в данной работе будут называть низконапорным газом (ННГ). По разным оценкам, объемы ННГ в ресурсной базе РФ составляют около 6 трлн м<sup>3</sup> и исходя из динамики освоения новых месторождений их доля будет увеличиваться и составлять около 5 – 10 трлн. м<sup>3</sup> [1].

Таким образом, в связи с ростом доли ННГ в РФ, задача по его доизвлечению становится актуальной на сегодняшний день, и для решения данной задачи необходимо привлекать современные технологии.

В процессе работы был произведен анализ существующих технологий, которые способны снижать негативное влияние осложняющих факторов (таблица 1):

Таблица 1 – Скрининг существующих технологий.

ГТМ	Механизм действия	Эффективность	Опыт	Продолжительность эффекта	Сумма баллов
«Продувка» скважины	Снижение Руст	1	3	1	5
МКУ	Снижение Руст	3	2	3	8
Устьевые газоструйные аппараты	Снижение Руст за счет высокопотенциальных скважин	2	2	1	5
Обработка ПЗП ПАВ (жидкие/твёрдые)	Образование пены	2	3	2	7
Концентрические лифтовые колонны (КЛК)	Уменьшение проходного сечения	3	2	2	7
Уменьшение диаметра НКТ	Аналогично КЛК	2	3	1	6
Механизированный способ добычи	Откачка жидкости с забоя насосами	2	2	2	6

Среди описанных технологий, за счет простоты внедрения и относительной дешевизны наиболее себя зарекомендовали технологии ПАВ (поверхностно-активные вещества) и смена НКТ (насосно-компрессорные трубы) на меньший диаметр. Так же свою эффективность подтверждает технология КЛК (концентрические лифтовые колонны), но она не является массовой технологией из-за высокой стоимости и ограниченности применения на скважинах с малыми диаметрами. Наибольшим потенциалом по доле вовлекаемого ННГ в разработку являются МКУ (мобильные компрессорные установки), поэтому именно эта технология была выбрана для исследования.

Идея поддержания разработки месторождения с помощью МКУ заключается в применении передвижных компрессорных установок на кустах газовых скважин с целью снижения устьевого давления и повышения линейного давления в газопроводе с возможностью переезда установки на следующий куст, после выработки потенциала на текущем (рис. 1).

Снижение устьевого давления, позволяет увеличить дебит скважины и гибко выбирать её режимы работы, что в свою очередь стабилизирует работу ГСС, ДКС (дожимная компрессорная станция), УКПГ (установка комплексной подготовки газа), позволяет отсрочить ввод дополнительных мощностей ДКС и в конечном итоге приводит к увеличению конечного коэффициента извлечения газа.

Технология МКУ имеет большой опыт использования на зарубежных месторождениях. Например, на месторождении Лобо в Южном Техасе в процессе разработки столкнулись с проблемой самозадавливания скважин и в качестве решения в 2002 году были внедрены устьевые компрессорные установки в количестве 21 штук. Это позволило стабилизировать работу промысла и увеличить накопленную добычу на 344 млн. м<sup>3</sup> за период 2002-2004 гг. [2].

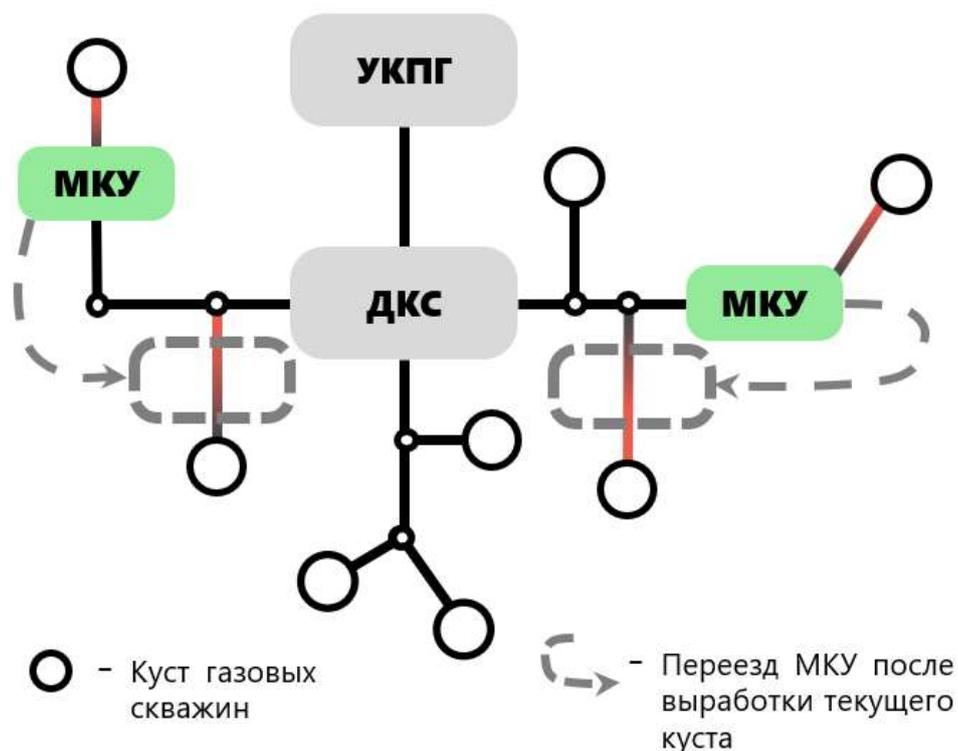


Рисунок 1 – Типовая схема расположения МКУ.

Первый отечественный опыт был получен на Вынгапуровском месторождении, где на данный момент количество МКУ оценивается в 9 шт. Данные установки являлись импортными, что в свою очередь сподвигло на разработку отечественного решения. Поэтому, далее на Ямбургском месторождении, перенимая опыт Вынгапуровского месторождения и с поддержкой научных институтов, был разработан ряд полностью отечественных установок. На 2024 год их количество составляет 7 шт. и планируется расширение до 50 [3].

Исходя из этого можно сделать вывод об эффективности технологии МКУ в условиях поздней стадии разработки газовых месторождений.

Для принятия решения по внедрению данной технологии производятся расчеты на интегрированной модели (ИМ) в формате гидродинамической модели (ГДМ) с учетом газосборной сети в виде опции Network. Описание работы компрессорной установки производится с помощью построения модели компрессора в специальных программных продуктах, таких как Aspen Hysys, Pipesim, Gap, тНавигатор. Либо с помощью таблиц VFP (vertical flow performance), полученных с помощью оцифровки газодинамической характеристики компрессора (ГДХ).

Далее, на ИМ производится многовариантный расчет (МВР), в качестве варьируемых параметров используются:

- Конфигурация МКУ. Включает несколько вариантов производительности, рабочих давлений, степени сжатия;
- Количество МКУ;
- Момент ввода МКУ;
- График движения МКУ, при наличии потенциала.

Обращая внимание на то, что минимальное количество вариаций каждого параметра равно 3 (так как для нахождения оптимального варианта необходимо получить перегиб по критерию эффективности и этого нельзя сделать при их количестве менее чем 3), то производя системный перебор, минимальное количество расчетных моделей составит  $3*3*3*3=81$  шт. Также, учитывая время на сбор информации и аналитику полученных результатов, данная задача становится трудоемкой. Поэтому, необходимо разработать оптимизационное решение для сокращения количества расчетов и ускорения процесса нахождения наиболее эффективного варианта внедрения технологии МКУ.

Для решения данной задачи авторами предлагается разработка дополнительного модуля, работа которого будет построена на основе нейросетевой модели. Решение об использовании нейронной сети связано с тем, что в процессе стандартных расчетов инженеру приходится анализировать большой объем данных, для понимания каким образом внедрение технологии повлияло на работу всей системы. Нейронная сеть, в свою очередь, способна анализировать этот объем данных и находить нелинейные зависимости во множествах переменных. Это позволяет эффективно решать многопараметрические задачи, снижать вероятность ошибки из-за человеческого фактора и увеличивать скорость принятия решения.

Схема интеграции разрабатываемого модуля в работу инженера представлена на рисунке 2.

Изначально у инженера имеется рассчитанная историческая и прогнозная модель, откуда извлекаются необходимые параметры и загружаются в разработанный модуль, где обученная нейросеть, на основании полученной информации, предлагает наиболее оптимальные параметры для внедрения технологии МКУ. После чего, следуя рекомендациям нейросети, инженер производит расчет на ИМ и оценивает экономическую эффективность. Далее необходимо убедиться, что вариант, который предложила нейросеть действительно является наиболее оптимальным. Для этого инженер уже вручную, проводя аналитику полученных результатов и на основании текущих предпосылок, производит контрольные расчеты с изменением какого-либо параметра, который, по его мнению, позволит увеличить эффективность. После верификации найденного оптимального варианта, работа считается оконченной.

В результате, вместо большого количества расчетов, на входе появляется отправная точка для расчетов, что позволяет значительно сузить количество возможных вариантов и сократить время на выполнение данной задачи.

Чтобы реализовать данный модуль и обучить нейросеть необходимо иметь большое количество обучающих данных. Хотя и имея доступ к фактическим данным, их количество невелико и недостаточно для обучения нейросети, поскольку не охватывает всевозможные режимы работы промысла. Поэтому, было решено обучать нейросеть на синтетических данных, количество которых будут охватывать всевозможный спектр реализаций (рис. 3).

Для начала подготавливается множество геологических основ (1), на которых инициализируются различные варианты начального состояния (2), далее на полученных ГДМ производится многовариантный расчет по поиску оптимального варианта разработки с варьированием набора проектных решений (3-4). Для найденных оптимальных вариантов проводится следующий МВР с внедрением технологии МКУ (5) и из этих моделей как раз происходит формирование параметров для обучения нейронной сети (6-7) и получения готового решения.

Чтобы определиться с архитектурой нейросети, был произведен анализ по задачам, которые должна решать нейросеть (таблица 2). В качестве задач, с которыми нейросеть должна справляться являются: 1) анализ временных рядов (динамика основных технологических параметров), 2) решение задачи классификации (подбор кустов-кандидатов) 3) решение задачи оптимизации. Исходя из этого были выбраны и проранжированы архитектуры наиболее, подходящие для данных задач. В результате для первой итерации выбрана модель TCN (Temporal Convolutional Network), которая сочетает в себе преимущества сверточных нейронных сетей (CNN) и рекуррентных (RNN). TCN проста в реализации, не требовательна к вычислительным ресурсам, быстра в работе (так как умеет параллельно работать с данными) и по особому обрабатывает временные ряды, а именно TCN использует расширенные свертки (рис. 4), которые позволяют увеличить receptive field (область охвата) сети без значительного увеличения числа параметров, что помогает учитывать долгосрочные зависимости в данных [4].

По результату проделанных работ можно сделать вывод, что технология МКУ способна технически и экономически эффективно вовлекать запасы ННГ. Проведен анализ существующих архитектур построения нейронных сетей для решения поставленной задачи и выбрана архитектура TCN. Следующим шагом является тестирование выбранной архитектуры и реализация дополнительного модуля по оптимизации поиска наиболее эффективного варианта разработки с учетом внедрения технологии МКУ в виде ПО.

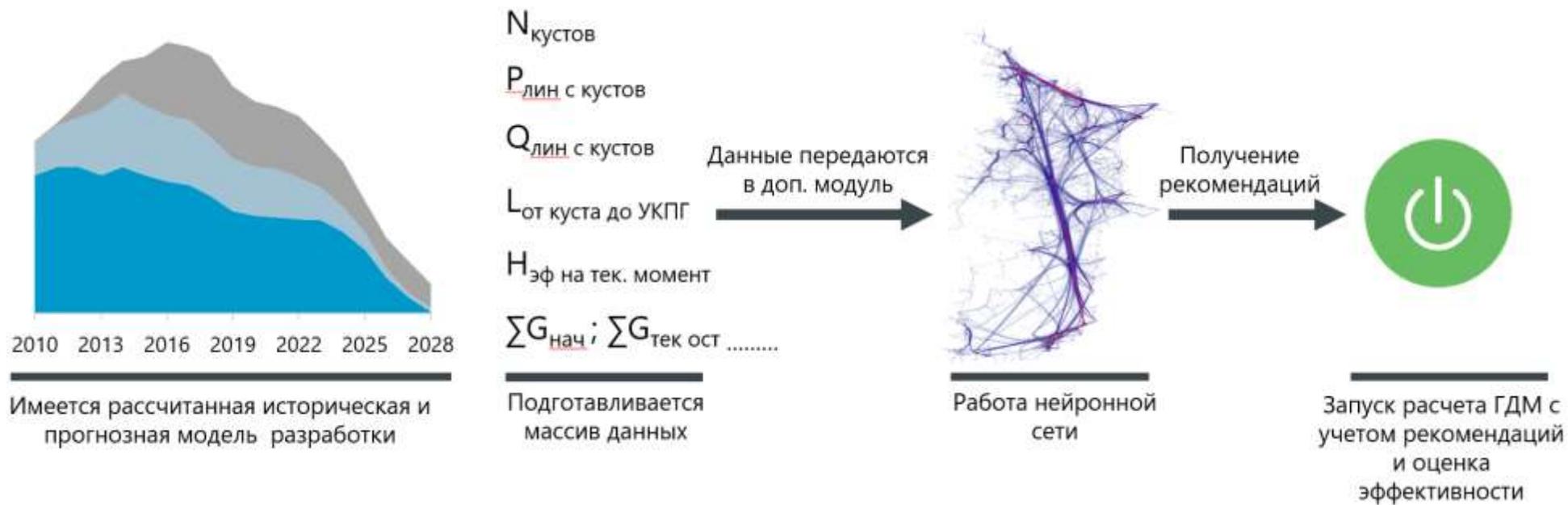


Рисунок 2 – Схема интеграции модуля в работу инженера

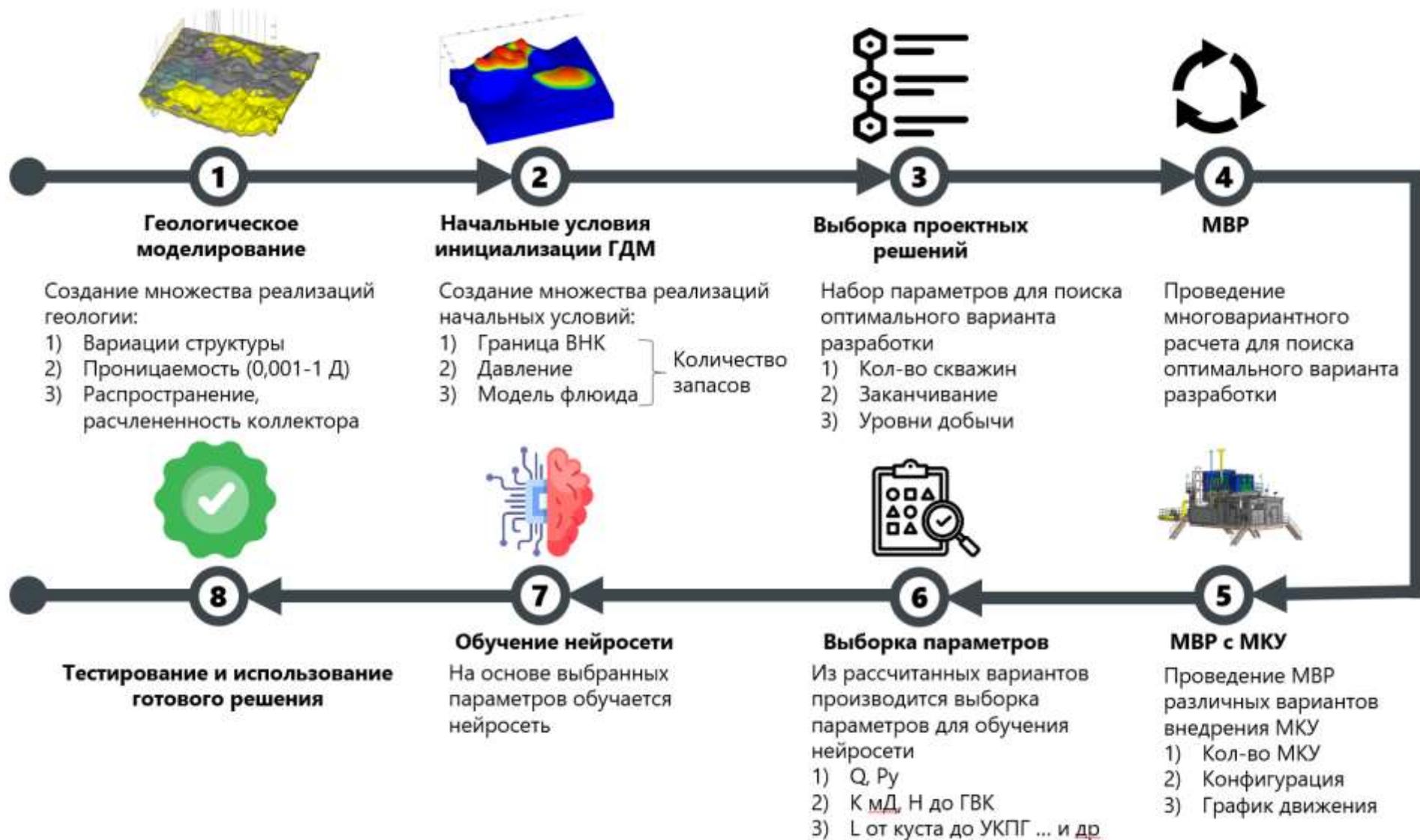


Рисунок 3 – Методология разработки модуля

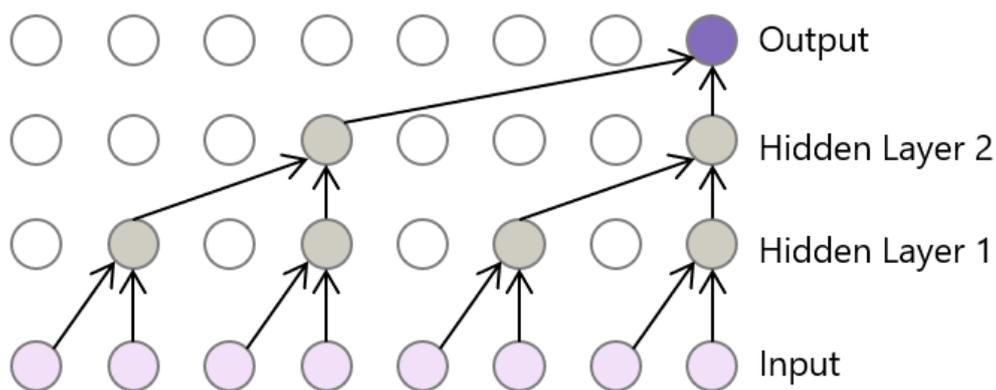


Рисунок 3 – Схема расширенной свертки TCN

Таблица 2 – Ранжирование архитектур нейронных сетей

Архитектура	Долгосрочн зависимости	Скорость обучения	Требования к ресурсам 1 – низкая 5 - высокая	Сумма баллов	Комментарий
RNN	1	1	1	1	Для простых задач с короткими временными рядами
LSTM	4	2	2	4	Для задач с долгосрочными зависимостями
GRU	3	3	2	4	Для задач, где важна скорость обучения, а зависимости в данных не слишком сложные
CNN	1	5	1	5	Для задач, где важны локальные паттерны (сигналы)
Transformer	5	5	4	6	Для сложных задач с длинными временными рядами (месяцы, годы)
TCN	4	5	2	7	Для задач, где важны и локальные, и глобальные зависимости
Attention-based	5	2	5	2	Для задач, где важно понимать, какие части данных влияют на решение

**Библиографический список:**

1. Концепция вовлечения низконапорного природного газа в топливный баланс России [Электронный ресурс]. - <https://www.rusnor.org/upload/iblock/9a9/pub-7367-205d.pdf> (дата обращения 11.2024)
2. Harms L.K. Installing Low-Cost, Low-Pressure Wellhead Compression on Tight Lobo Wilcox Wells in South Texas: A Case History // SPE 90550-MS. – 2004. – DOI: 10.2118/90550-MS.
3. Как продлевают жизнь газовых месторождений-гигантов [Электронный ресурс]. – 2024. –: <https://itek.ru/analytics/kompresory-uhodyat-v-pole/> (дата обращения 12.2024)
4. An Empirical Evaluation of Generic Convolutional and Recurrent Networks for Sequence Modeling / Shaojie B., Kolter J.Z., Koltun V. – 2015. / Текст непосредственный.

**Прогнозирование изменения распределения давления в пласте  
с течением времени для жидкостей Гершеля-Балкли  
с помощью численного моделирования**

Обейдат М. А.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

**Введение**

В связи с постоянно растущим спросом на углеводороды, в последние годы, добыча углеводородов также увеличилась. Непрерывная эксплуатация традиционных месторождений нефти привела к их истощению, а следовательно, к уменьшению добычи в данных месторождениях. В связи с этим, в настоящее время продолжает увеличиваться интерес к разработке месторождений с нетрадиционными запасами нефти, поскольку к ним относятся примерно 70% всех мировых запасов. Исследование физических свойств нетрадиционных запасов нефти и разработка новых методов их добычи имеет важное значение, поскольку это позволит удовлетворить растущий спрос на углеводороды в будущем.

Нетрадиционные запасы нефти включают, к примеру, неньютоновские нефти, газовые гидраты и сланцевую нефть. В течение долгого времени разработка таких запасов не была распространенной, что было связано с такими факторами как экономическая невыгодность и наличие намного более выгодных традиционных запасов в качестве альтернативы. Однако, появление новых технологий, таких как циклическая стимуляция паром (Cyclic Steam Stimulation) и паровой гравитационный дренаж (Steam-assisted Gravity Drainage), позволило начать рентабельно разрабатывать месторождения с нетрадиционными запасами, разработка которых ранее не считалась прибыльной. Фокусом текущей работы является численное моделирование фильтрации неньютоновских жидкостей в пористой среде при неустановившемся режиме.

**Научная проблема**

Ключевые отличия между ньютоновскими и неньютоновскими жидкостями указаны ниже:

- Неньютоновские жидкости характеризуются наличием начального напряжения сдвига. Условием потока для таких жидкостей является то, что касательного напряжение, возникающее в жидкости, должно превысить начального напряжения сдвига.
- В отличие от ньютоновских жидкостей, для которых зависимость между касательным напряжением и градиент скорости строго линейна, для неньютоновских жидкостей данная зависимость нелинейна.
- Для неньютоновских жидкостей динамическая вязкость заменяется на коэффициент консистенции, который измеряется в других единицах, зависимых от степенного индекса.

Существует множество математических моделей, описывающих поток неньютоновских жидкостей, однако, наиболее общей, включающей в себя множество других, является модель Гершеля-Балкли:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n, \quad (1)$$

где  $\tau_0$  – начальное касательное напряжение сдвига,

$\dot{\gamma}$  – градиент скорости,

$K$  – коэффициент консистенции,

$n$  – степенной индекс.

Для ньютоновских жидкостей,  $\tau_0$  становится равным 0, а  $n$  становится равным 1. Наиболее распространенной моделью, описывающей фильтрацию неньютоновских жидкостей в пористой среде, основанной на модели Гершеля-Балкли, и подтверждающейся экспериментами, является нижеуказанная модель [1]:

$$v = \left( \frac{k}{\mu_{ef}} \left( -\frac{\partial P}{\partial x} - G_0 \right) \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (2)$$

где  $k$  – проницаемость пласта,  
 $\frac{\partial P}{\partial x}$  – градиент давления,  
 $G_0$  – начальный градиент давления,  
 $\mu_{ef}$  – эффективная вязкость.

Для ньютоновских жидкостей  $n$  становится равным 1, а  $G_0 = 0$ , и формула (2) становится равной общеизвестному закону Дарси. Отметим, что в оригинальной работе в формуле выше, отсутствует знак минус перед  $\frac{\partial P}{\partial x}$ , что является опечаткой, которая исправлена в данной работе.

Условием фильтрации жидкости в пористой среде является то, что градиент давления должен превысить значение  $G_0$ . Множество формул (эмпирических, аналитических и полу-аналитических) было предложено в литературе для определения начального градиента давления  $G_0$ . К примеру, эксперименты, проведенные в работе [2] показали, что для изученных авторами песков и песчаников, значение  $G_0$  можно определить как:

$$G_0 = \frac{0.052\tau_0}{k^{0.62}}, \quad (3)$$

а для карбонатных пород:

$$G_0 = \frac{0.003\tau_0}{k^{1.596}}. \quad (4)$$

Эффективная вязкость определяется по следующей формуле:

$$\mu_{ef} = \frac{K}{12} \left( 9 + \frac{3}{n} \right)^n (150k\phi)^{\frac{1-n}{2}}. \quad (5)$$

Формула (5) выводится из полу-аналитической модификации уравнения Блейка-Козени для неньютоновских жидкостей. Тут  $\phi$  соответствует пористости пласта. Целью данной работы является использование метода конечных разностей численного моделирования и формулы (2) для описания фильтрации неньютоновских жидкостей Гершеля-Балкли в пористой среде при неустановившемся режиме – ставится цель найти распределение давления по пласту и как это распределение меняется со временем. Для этого, требуется сначала вывести аналог уравнения пьезопроводности для жидкостей Гершеля-Балкли.

### Численное моделирование

Уравнение неразрывности имеет следующую форму при цилиндрических координатах [4]:

$$\frac{\rho v_r}{r} + \frac{\partial(\rho v_r)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial(\rho v_\theta)}{\partial \theta} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} + \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} = 0. \quad (6)$$

тут  $\rho$  – это плотность жидкости,

$r$  – радиальная координата,

$\theta$  – угол,

$z$  – вертикальная координата,

$v_\theta, v_r, v_z$  – скорости жидкости в направлении указанных координат.

Мы полагаем, что резервуар имеет круглую форму радиуса  $r_e$ . В центре резервуара расположена одна добывающая скважина с радиусом  $r_w$ . Нефть добывается за счет собственной упругой энергии. Мы также полагаем, что в направлениях  $\theta$  и  $z$  фильтрация отсутствует. В таком случае уравнение неразрывности принимает следующую форму:

$$\frac{\rho v_r}{r} + \frac{\partial(\rho v_r)}{\partial r} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} = 0. \quad (7)$$

В работе [3] указано, что зависимость между пористостью пласта и нормальным напряжением  $\sigma$  в целом нелинейна, однако в интервале значений от  $\sigma=0$  до  $\sigma=10$  МПа, эту зависимость можно считать линейной и ее можно выразить как:

$$\phi = \phi_0 - \beta_c(\sigma - \sigma_0), \quad (8)$$

где  $\beta_c$  соответствует сжимаемости пористой среды,  
 $\sigma_0$  – некоторое известное начальное напряжение,  
 $\phi_0$  – пористость при напряжении  $\sigma_0$ .

Зависимость между вертикальным горным давлением  $P_v$ , пластовым давлением  $P$  и нормальным напряжением  $\sigma$ , можно выразить как [3]:

$$P_v = \sigma + P. \quad (9)$$

Поскольку вертикальное горное давление не меняется со временем, дифференциация данного уравнения по времени дает следующий результат:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\frac{\partial P}{\partial t}. \quad (10)$$

Учитывая уравнения (8) и (10), получаем:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{\partial \phi}{\partial \sigma} \frac{\partial \sigma}{\partial t} = -\beta_c \frac{\partial \sigma}{\partial t} = \beta_c \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (11)$$

Плотность фильтрующейся в пласте жидкости в первом приближении линейно зависит от давления [3]:

$$\rho = \rho_0[1 + \beta_f(P - P_0)], \quad (12)$$

где  $\beta_f$  – сжимаемость жидкости,  
 $P_0$  – некоторое известное начальное пластовое давление,  
 $\rho_0$  – плотность жидкости при давлении  $P_0$ .

Дифференцируя по времени, мы получаем следующее:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \rho_0 \beta_f \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (13)$$

Далее подставляем уравнения (11) и (13) в уравнение (7) и получаем следующее:

$$\frac{\rho v_r}{r} + \frac{\partial(\rho v_r)}{\partial r} + \phi \rho_0 \beta_f \frac{\partial P}{\partial t} + \rho \beta_c \frac{\partial P}{\partial t} = 0. \quad (14)$$

Учитывая, что сжимаемость жидкостей очень мала, мы можем предположить, что  $\rho \approx \rho_0$ . В таком случае мы получаем следующее:

$$\frac{v_r}{r} + \frac{\partial v_r}{\partial r} + \beta \frac{\partial P}{\partial t} = 0, \quad (15)$$

где  $\beta$  определяется как:

$$\beta = \beta_c + \phi \beta_f. \quad (16)$$

С другой стороны,  $v_r$  можно выразить через давление используя уравнение (2). После подстановки в уравнение (15), получаем:

$$\frac{1}{n} \left( \frac{\partial P}{\partial r} - G_0 \right)^{\frac{1}{n}-1} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left( \frac{\partial P}{\partial r} - G_0 \right)^{\frac{1}{n}} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (17)$$

Где  $\chi$  определяется как:

$$\chi = \frac{1}{\beta} \left( \frac{k}{\mu_{ef}} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (18)$$

Уравнение (17) является модифицированным уравнением пьезопроводности для неньютоновских жидкостей. При  $G_0 = 0$ , и  $n = 1$  (случай ньютоновских жидкостей), данное уравнение сводится к виду:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (19)$$

Уравнение (19) является общеизвестным уравнением пьезопроводности для ньютоновских жидкостей. Предположим что граничными условиями являются:

- $P(r, t=0) = P_e$ . Давление равно начальному давлению в любой точке резервуара в момент времени  $t = 0$ .
- $P(r \rightarrow \infty, t) = P_e$ . На очень большом расстоянии от добывающей скважины давление всегда остается равным первоначальному значению.
- $\left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=0,t} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi k h}$ . В точке  $r = 0$ , выражение  $r \frac{\partial P}{\partial r}$  считается константой.  $Q_0$  соответствует постоянному дебиту в добывающей скважине.

В таком случае аналитическое решение уравнения (19) выглядит следующим образом [5]:

$$P(r, t) = P_e - \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right]. \quad (20)$$

В литературе также имеются аналитические решения для распределения давления в пласте при неустановившемся режиме для бингамовских пластиков и для жидкостей, подчиняющихся степенному закону. Для жидкостей Гершеля-Балкли аналитическое решение отсутствует в литературе, что связано с большой математической комплексностью данной модели.

Вышеуказанные точные аналитические решения были использованы нами для валидации используемого численного метода (при использовании одних и тех же граничных условий и значений параметров). Результаты были очень близки, и поэтому, данный метод численного моделирования был использован для симуляции жидкостей Гершеля-Балкли, для которых аналитическое решение отсутствует. Рисунок 1 показывает сравнение результатов, полученных для аналитического уравнения (20) с результатами численного моделирования.

Уравнение (17) можно представить таким образом, используя метод конечных разностей:

$$P_r^{t+1} = P_r^t + \chi \Delta t \left[ \frac{1}{n} \left( \frac{P_r^t - P_{r-1}^t}{\Delta r} - G_0 \right)^{\frac{1}{n}-1} \frac{P_{r+1}^t - 2P_r^t + P_{r-1}^t}{\Delta r^2} + \frac{1}{r} \left( \frac{P_r^t - P_{r-1}^t}{\Delta r} - G_0 \right)^{\frac{1}{n}} \right]. \quad (21)$$

При численном моделировании для жидкостей Гершеля-Балкли, были использованы следующие граничные условия:

- $P(r_w, t) = P_0^t = P_w$ . Это означает, что мы считаем, что давление на стенке скважины постоянно и равно  $P_w$ .
- $P(r_e, t) = P_m^t = P_e$ . То-есть давление на внешнем контуре резервуара постоянно и равно  $P_e$ .
- $P(r, 0) = P_r^0 = P_e$ . Во всех точках пласта, кроме стенки скважины, в начальный момент времени, давление равно  $P_e$ . На стенке скважины, в начальный момент времени, давление становится равным  $P_w$ , что создает градиент давления и инициирует начало фильтрации.

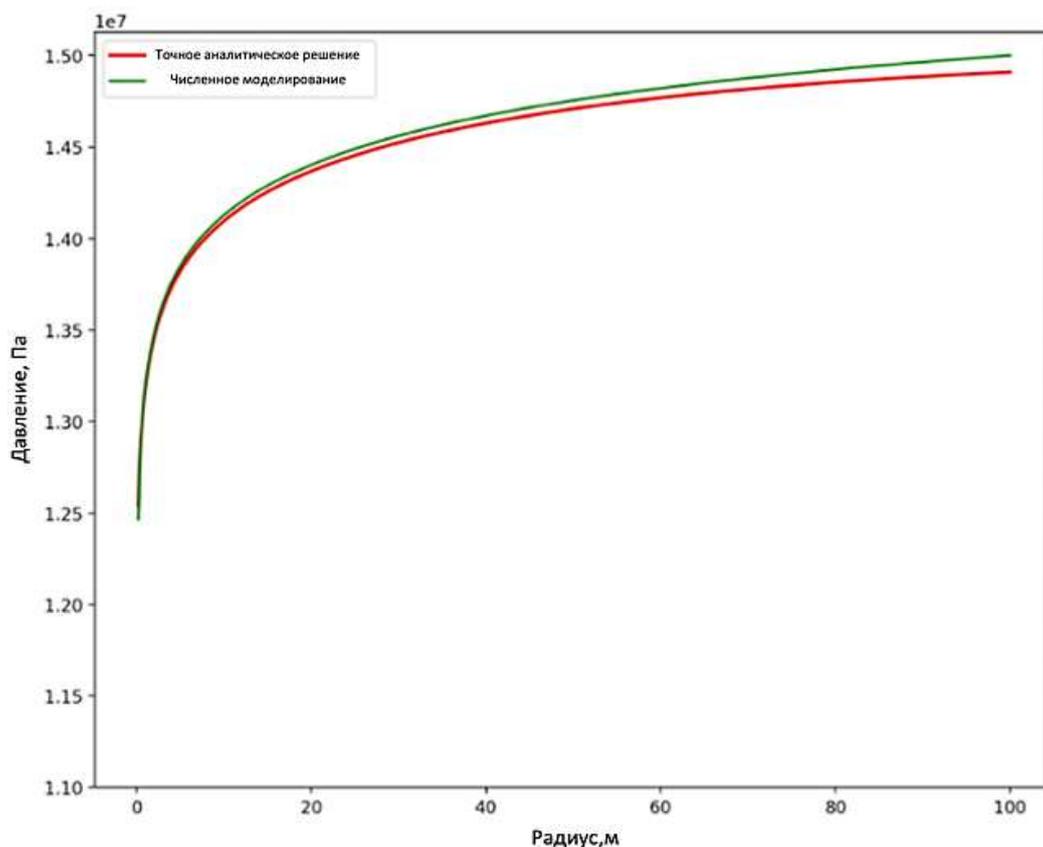


Рисунок 1 – Сравнение численных результатов с результатами для аналитического решения

Отметим, что Рисунок 1 и все последующие рисунки в данной работе были созданы с помощью программы для визуализации результатов численного моделирования.

Рисунок 2 показывает результаты численного моделирования – зависимость между пластовым давлением, радиусом и временем в 3D. Значения используемых параметров показывает Таблица 1. В данном случае мы используем классический пример жидкостей Гершеля-Балкли, поскольку начальный градиент давления считается равным  $G_0 = 10000$  Па/м, а степенной индекс  $n = 1.2$ . Можно увидеть, что давления остается постоянным на стенке скважины. С увеличением расстояния от скважины давление также увеличивается. Наиболее резкий рост давления наблюдается в частях пласта, близких к стенке скважины. Можно увидеть, как давление уменьшается во всех частях резервуара с течением времени. Важно отметить, что данная зависимость сильно зависит от выбранных граничных условий. Вертикальная оранжевая плоскость показывает, как меняется позиция фронта проникновения изменения давления в пласт с течением времени – можно увидеть, что скорость проникновения уменьшается с течением времени.

Рисунок 3 (а) показывает распределение давления по пласту в момент времени  $t = 10000$  секунд для различных значений степенного индекса  $n$ . Можно заметить огромное влияние степенного индекса – видно, что уменьшение  $n$  сильно уменьшает значение давления во всех точках пласта, и в особенности в участках, близких к стенке скважины. Вертикальные линии показывают текущее положение фронта понижения давления для каждого значения степенного индекса.

Уменьшение степенного индекса также приводит к увеличению проникновения фронта понижения давления в пласт. Это очень важный параметр, в особенности в резервуарах с круглой формой, как в нашем случае. Дело в том, что когда начинается снижение давления в определенном участке резервуара, это означает, что из этого участка начинается добыча нефти, и, следовательно, в данном участке начинает увеличиваться коэффициент нефтеотдачи. Если взять, к примеру, коэффициент нефтеотдачи, равный 1%, то, в связи с геометрической формой круглого резервуара, участок, имеющий данную нефтеотдачу, и находящийся далеко от скважины (на определенном расстоянии  $r$  от скважины), даст намного большую общую добычу нефти, чем участок близкий к скважине и имеющий ту же нефтеотдачу.

Рисунок 3 (b) показывает распределение давления в резервуаре в момент времени  $t = 10000$  секунд для различных значений начального градиента давления  $G_0$ . Влияние данного параметра не так значительно, как влияние степенного индекса. В участках пласта, близких к стенке скважины, увеличение значения  $G_0$  приводит к меньшему давлению в один и тот же момент времени, в то время как в участках, удаленных от стенки скважины, уменьшение  $G_0$  уменьшает значение давления. Уменьшение  $G_0$ , очевидно, приводит к большему проникновению фронта понижения давления в пласт. Это означает, что большие значения  $G_0$  приводят к большей нефтеотдаче в участках пласта, близких к стенке скважины, но к меньшей нефтеотдаче в удаленных участках пласта. Анализ показывает, что, в целом, уменьшение начального градиента давления имеет положительное влияние, поскольку это увеличивает общую добычу нефти из резервуара, что можно объяснить влиянием геометрии круглого резервуара.

Таблица 1 – список параметров и их значений, использованных при численном моделировании

Название параметра	Значение параметра
$k, \text{м}^2$	$0.1 * 10^{-12}$
$h, \text{м}$	20
$\phi_0$	0.1
$P_w, \text{Па}$	5000000
$P_e, \text{Па}$	15000000
$G_0, \text{Па/м}$	10000
$K, \text{Па} * \text{с}^n$	$5 * 10^{-3}$
$Q_0, \text{м}^3/\text{с}$	0.001
$\beta_f, \text{Па}^{-1}$	$0.4 * 10^{-9}$
$\beta_c, \text{Па}^{-1}$	$0.2 * 10^{-9}$
$\Delta t, \text{с}$	0.05
$\Delta r, \text{м}$	0.1
$r_w, \text{м}$	0.2
$r_e, \text{м}$	100
$t_{max}, \text{с}$	50000
$n$	1.2
$\rho_0, \text{кг/м}^3$	850

## Выводы

Целью данной работы было изучение поведения неньютоновских жидкостей Гершеля-Балкли в пористой среде при неустановившемся режиме – когда давление не остается постоянным во времени. Для достижения этой цели, был предложен и использован метод численного моделирования, точность которого была подтверждена сравнением его результатов с результатами точных аналитических решений, выведенных в предыдущей литературе для более простых моделей флюидов. После этого, численное моделирование было использовано для прогнозирования распределения давления по пласту и его изменения со временем для жидкостей Гершеля-Балкли.

Было также показано изменение положения фронта понижения давления со временем. Были получены различные распределения давления для различных значений неньютоновских параметров – начального градиента давления и степенного индекса. Был сделан вывод о том, что влияние степенного индекса на распределение давления намного выше влияния начального градиента давления.

Важно также отметить, что влияние указанных параметров на пластовое давление зависит от выбранных граничных условий. К примеру, если мы предположим что дебит жидкости в добывающей скважине остается постоянным, а давление уменьшается со временем, то влияние начального градиента давления и степенного индекса на давление не будет в точности таким же, как это показано на графиках выше.

Для расчета значений давления в каждый момент времени в различных точках пласта методом численного моделирования была использована программа, написанная на языке Python – с помощью библиотеки NumPy. Для визуализации результатов моделирования использовалась библиотека Matplotlib внутри Python.

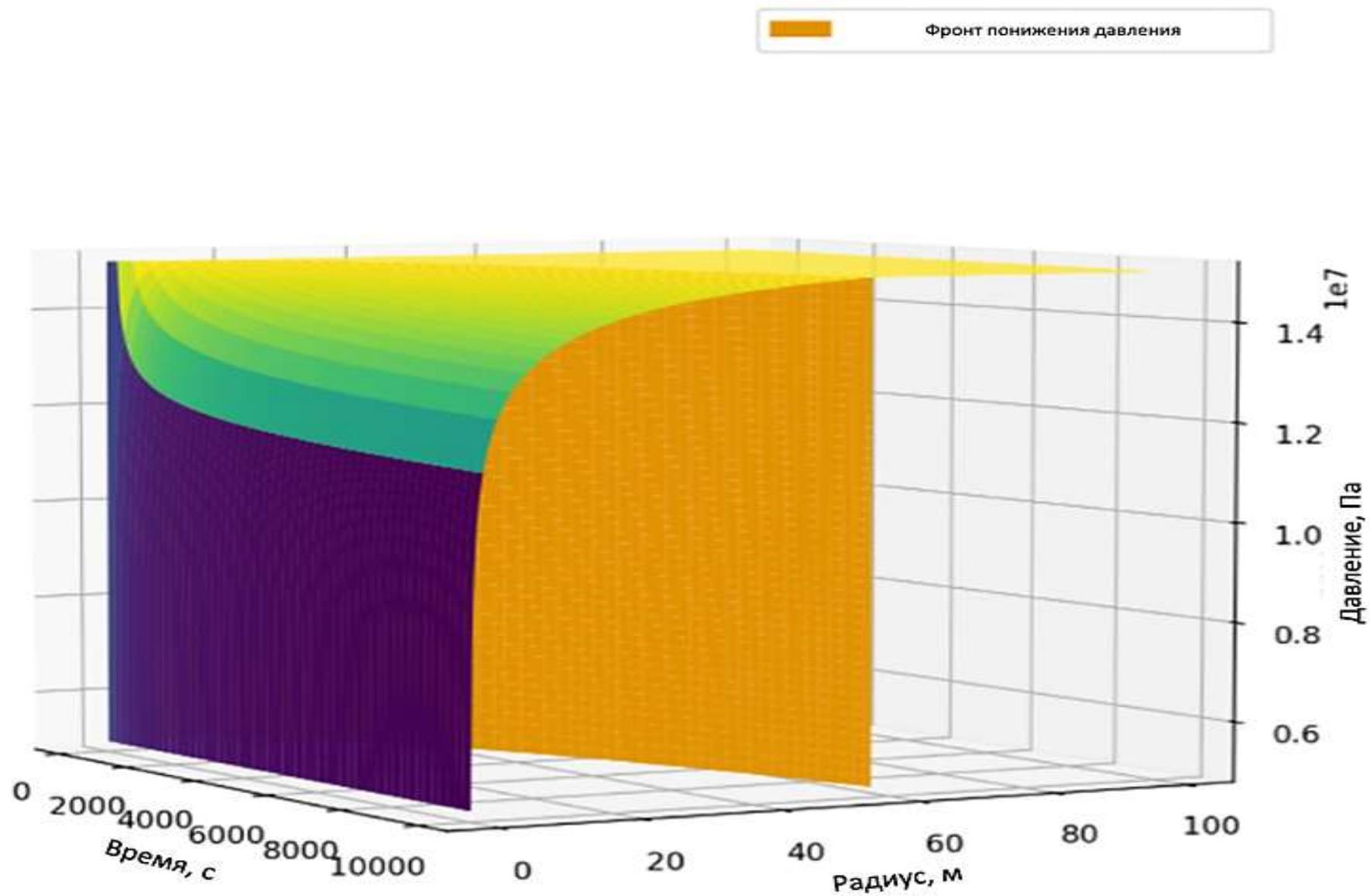


Рисунок 2 – Зависимость давления от радиуса и времени в 3D

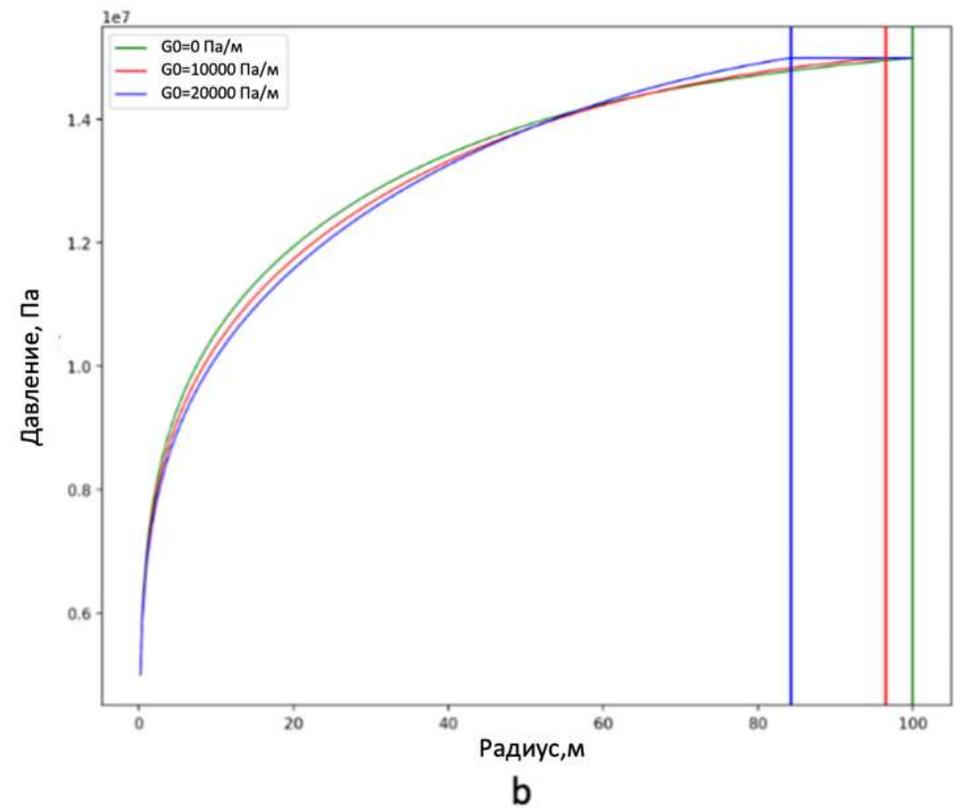
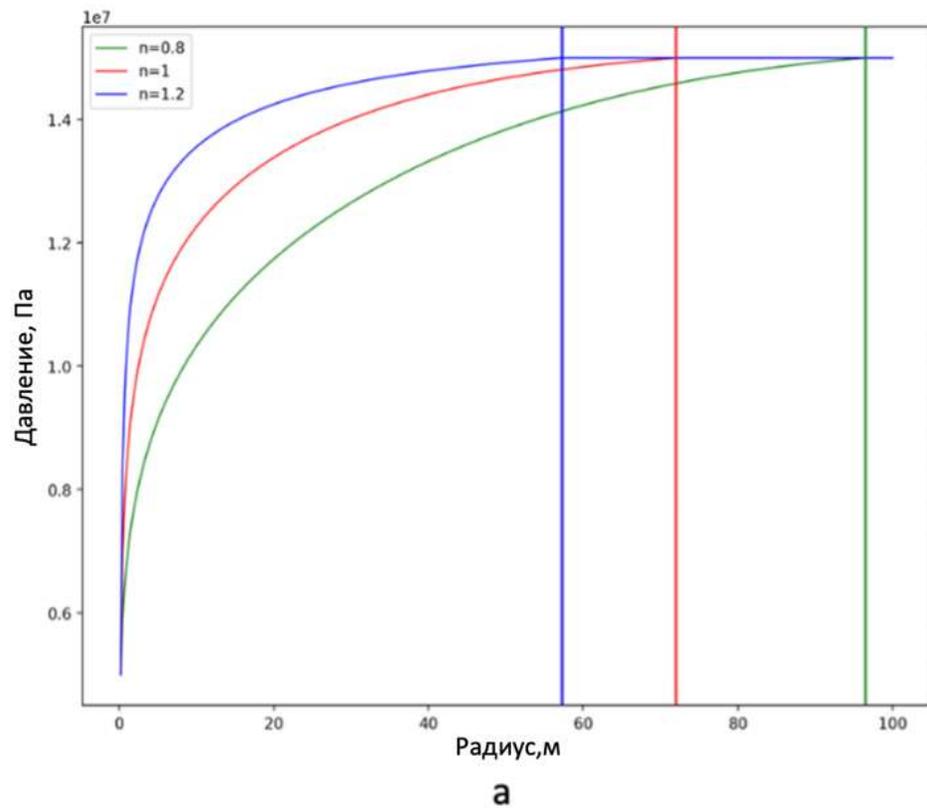


Рисунок 3 – Распределение давления по пласту для различных степенных индексов (а) и для различных начальных градиентов давления (б)

## Библиографический список

1. Pascal, H., 1984. Dynamics of moving interface in porous media for power law fluids with yield stress. *International Journal of Engineering Science* 22, 577–590. doi:10.1016/0020-7225(84)90059-4
2. Гафаров, Ш.А. Исследование фильтрационных параметров неньютоновской нефти при течении в карбонатных пористых средах [Электронный ресурс] / Ш.А. Гафаров, Г.А. Шамаев // Нефтегазовое дело. - 2005. - № 1 - Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/Gafarov/Gafarov\\_3.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Gafarov/Gafarov_3.pdf).
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1998. 365 с.
4. Türkoğlu P.D. ME 304 Fluid Mechanics II. Spring, 2020.
5. Куштанова Г.Г. Подземная гидромеханика. Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, 2014 г., 115 стр.

УДК 519.673

## Применение теории нечетких множеств в задачах оценки достоверности исходных данных при создании гидрогеологических и петрофизических моделей

Чувашов А. А.<sup>1</sup>, Кожевникова П. В.<sup>1</sup>, Мушинский В. Л.<sup>2</sup>

*1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

*2 - ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», г. Усинск, Россия*

В современной науке процесс построения моделей давно и прочно вошел во все ее области: топливно-энергетический сектор, экономику, машиностроение и т.д. К примеру, качественно построенная петрофизическая модель пласта, содержащего углеводороды, позволяет:

- ✓ оценить фильтрационно-емкостную характеристику объекта моделирования;
- ✓ спроектировать оптимальную систему разработки месторождения (количество и расположение эксплуатационных и вспомогательных скважин; параметры системы поддержания пластового давления (при необходимости); темп разработки месторождения и т.д.);
- ✓ подобрать наиболее эффективные методы увеличения нефтеотдачи и т.д.

Все вышеперечисленные операции выполняются виртуально, т.е. не требуют выполнения реальных действий: бурения скважин, применения методов увеличения нефтеотдачи, часть из которых будут малоэффективны. Соответственно, петрофизические модели позволяют повысить экономическую эффективность процесса добычи углеводородов.

Однако, одним из важнейших условий построения эффективных моделей с высокой степенью точности является наличие достоверных исходных данных. В ряде областей науки (нефтегазовое дело, гидрогеология и т.д.) получение исходных данных предполагает одновременное измерение нескольких параметров, зачастую по разным методикам. Например, фильтрационно-ёмкостные параметры коллектора (проницаемость, пористость, насыщенность) определяются как с помощью геофизических исследований, так и с помощью лабораторных исследований кернов (образцов коллекторов). Такие данные обладают рядом особенностей:

- неоднородность – большое отличие в значениях одновременно измеренных параметров;
- неопределенность – отсутствие результатов измерений в некоторых интервалах;
- фрагментарность – разное количество измеренных значений [1].

Использование всего массива исходных данных с подобными особенностями может повлечь включение в модель ошибочных данных, образовавшихся в результате погрешности оборудования, человеческого фактора, измерений в геологически сложных условиях и т.д. Соответственно, качество построенной модели снизится. Для обработки исходных данных в настоящее время в нефтегазовом деле используются статистические методы (например, подсчет запасов углеводородов осуществляется объемным методом и его вариациями). Статистические методы предполагают исключение «ложных» данных, но при этом подразумевается многократное повторение замеров, что невозможно в рассматриваемых областях науки. Альтернативой является ранжирование данных по достоверности с помощью теории нечеткого моделирования, появившейся в 1965 году. Основоположником теории считают ученого Л. Заде.

Необходимо кратко изложить основные этапы применения нечеткого моделирования для оценки достоверности исходных данных:

- 1) анализ и формализация исходных данных;
- 2) фашификация (самый трудоемкий этап): исходные данные для каждой залежи или пласта, полученные путем геофизических и лабораторных исследований, приводят к виду нечетких величин и нечетких отношений: подбор размера расчетной сетки, применение итерационного алгоритма и т.д.);
- 3) вычисление композиции нечетких отношений;
- 4) прогноз функции принадлежности (на основе композиции Мамдани), итогом которого является оценка достоверности исходных данных).

Функции принадлежности необходимо строить, используя алгоритм сжатия информации. Сжатие осуществляется за счет определения наименьшего возможного с точки зрения заданной погрешности количества источников информации (групп исходных данных).

Пусть  $U$  – исходные данные, представляющие собой матрицу размерностью  $S \times X$ , где  $S$  – количество одновременно измеренных значений параметров, а  $X$  – число параметров. Строка матрицы является вектором значений параметров (одновременно измеренных). Матрица исходных данных выглядит следующим образом:

$$U = \begin{pmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1X} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{S1} & \cdots & a_{SX} \end{pmatrix}$$

Карта плотности данных  $\mathcal{U}(s)$  представляет количество значений параметров, принадлежащих ячейкам сетки (относительно общего числа одновременно измеренных значений параметров).

Исходные данные возможно представить в виде нечетких отношений с помощью поля рассеяния – комбинации линейного вида функции экспоненциальной модели

$$U^\varepsilon(s) = \sum_{k=1}^D \varpi_{s^k} \frac{1}{\sqrt{\pi} \chi_{s^k}} e^{\left( -\frac{|s-s^k|^2}{\zeta_{s^k}^2} \right)},$$

- где  $\varepsilon$  – расчетная погрешность поля рассеяния,  
 $D$  – количество источников информации,  
 $s$  – набор ячеек сетки, для которых выполняется расчет,  
 $\varpi_{s^k}$  – вес  $k$ -го источника,  
 $\chi_{s^k}$  – эффективный параметр источника, влияющий на рассеяние данных,  
 $s^k$  – ячейка расположения  $k$ -го источника,  
 При этом обязательно должно выполняться условие:

$$U^\varepsilon(s) - U(s) \leq \varepsilon, \quad (1)$$

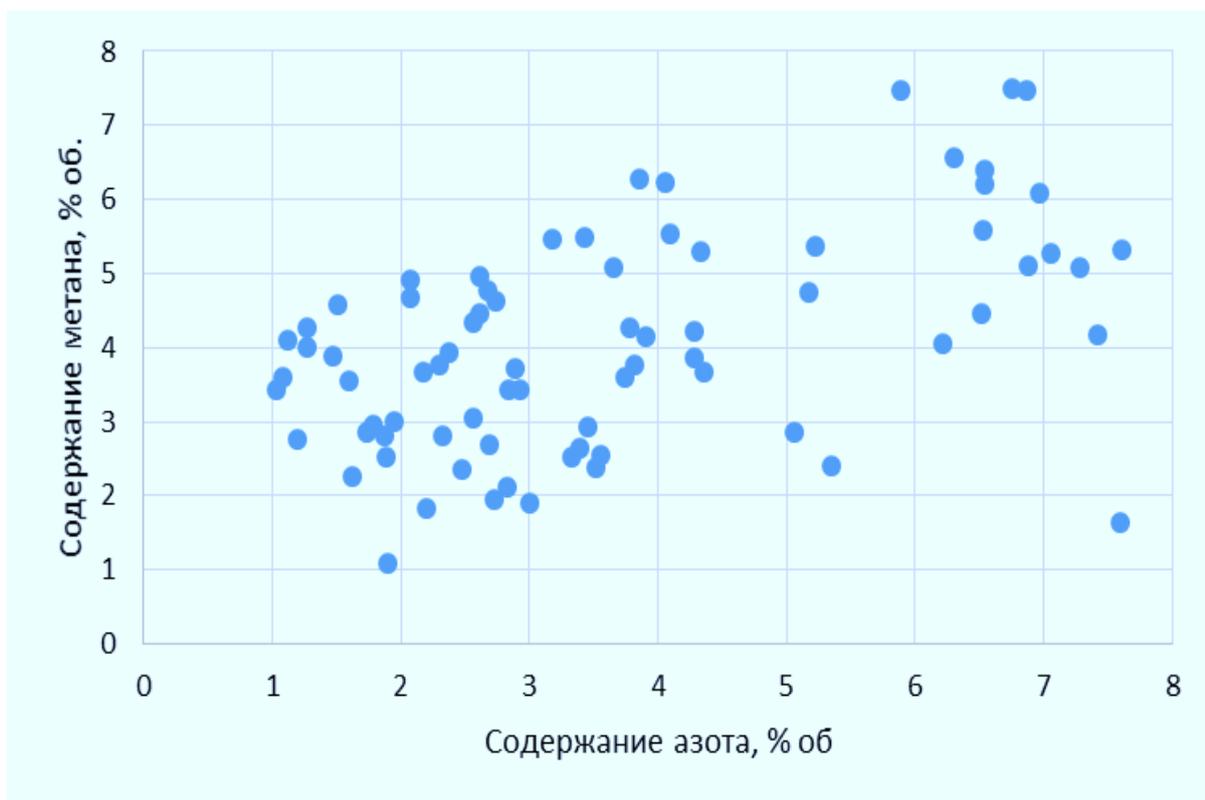
Этапы реализации:

- ✓ распределение источников  $s^k$ ;
- ✓ нахождение веса  $\varpi_{s^k}$ ;
- ✓ определение эффективного параметра  $\chi_{s^k}$  (для каждого источника):

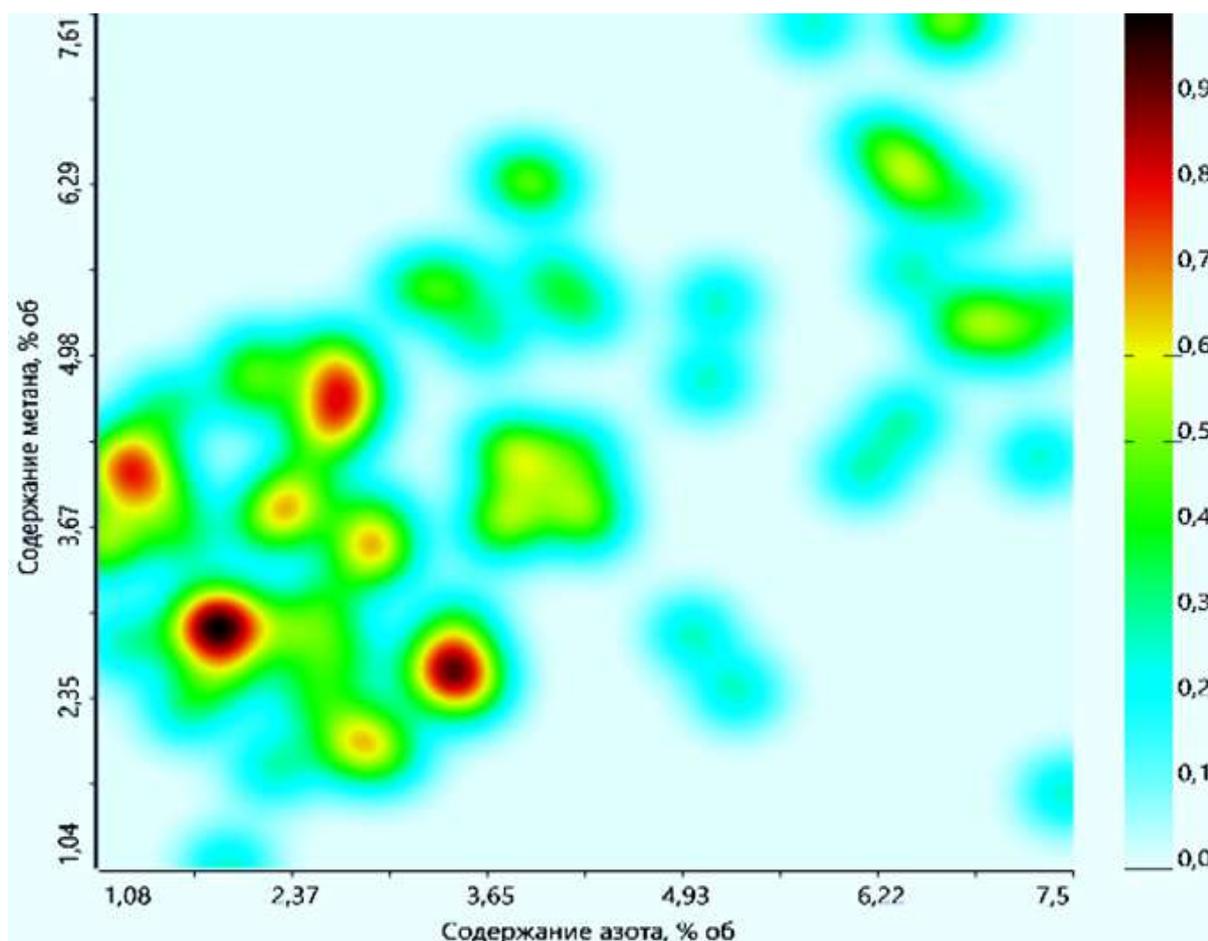
$$\begin{cases} C[v] = U^\varepsilon(s) \\ \|\|U^\varepsilon(s) - U(s)\| \rightarrow \min' \end{cases} \quad (2)$$

- где  $C$  – оператор для расчета поля рассеяния,  
 $v$  – вектор входных параметров:  $v = \{\varpi, \chi\}$ .

Все вышеперечисленные процессы реализованы при создании программного продукта, зарегистрированного свидетельством о регистрации программы для ЭВМ № 2022662182 от 30.06.2022 г. Для демонстрации работы были проведены вычислительные эксперименты, приведенные ниже.



а



б

а – исходные данные; б – результат расчета

Рисунок 1 – Применение программы для оценки достоверности исходных данных в задачах гидрогеологии

В качестве тестовых исходных данных из открытых источников [2] были взяты результаты одновременных измерений содержания азота и метана в природных водах Казбекской вулканической области Большого Кавказа (рисунок 1, а). Результаты данных измерений являются основой для гидродинамического моделирования характеристик больших площадей залегания минеральных вод, следовательно, своевременная оценка их достоверности положительно скажется на качестве построенных гидрогеологических моделей.

Исходные данные были помещены в программный продукт, согласно выводов исследований в [3] подобран размер расчетной сетки и выполнена оценка достоверности. Результаты представлены на рисунке 1, б.

Исходя из сопоставления исходных данных с результатами работы программы, можно сделать вывод о непротиворечии друг другу и возможности учета данной оценки достоверности перед окончательным утверждением состава газовой смеси. Следует отметить, что наличие большого количества данных с низкой степенью достоверности ( $<0,5$ ) свидетельствует о необходимости дополнительного изучения объекта исследования.

### **Библиографический список:**

1. Кобрунов, А. И. Метод нечеткого моделирования в нефтегазовой геологии: научное издание / А. И. Кобрунов. - Ухта : УГТУ, 2016. – 140 с.
2. Лаврушин В. Ю., Лисенков А. Б., Айдаркожина А. С. Генезис Ессентукского месторождения углекислых вод (Северный Кавказ) // Геохимия.– 2020. – № 1(65). – С. 77-91.
3. Кожевникова П. В., Кунцев В. Е., Чувашов А. А. Влияние шага расчетной сетки при построении функций принадлежности отношений между петрофизическими параметрами // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики.– 2022. – № 7. – С. 65-70.

УДК 621.644.073

### **Стратегия повышения уровня промышленной безопасности газопроводов**

Анисимов И. Е., Исмагилова С. М., Латыпова Г. И., Исмагилов М. И.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

С целью анализа динамики аварийности по причине общей и язвенной коррозии рассмотрим некоторые аварии, произошедшие на магистральных газопроводах (МГ) «Средняя Азия – Центр» в начале этого века [1-3]. В данных отказах обычно участвуют несколько механизмов разрушения [4-5]. Однако наиболее значимой причиной является общая и язвенная коррозия [6, 7]. На фоне сильной общей коррозии вклад стресс-коррозии, если даже и имеется, незначителен [8]. В исследовательской работе проведен сравнительный анализ отказов магистральных газопроводов (МГ) «Средняя Азия – Центр» (Республика Казахстан) в первое десятилетие двадцать первого века (по причине общей и язвенной коррозии) [7]: отказ МГ САЦ-2 на 801,5 км в мае 2001 года; отказ МГ САЦ-3 на 863 км 16 мая 2002 года; отказ МГ САЦ-5 на 698,5 км 16 июля 2003 года; отказ МГ САЦ-5 на 707,5 км 17 сентября 2003 года; отказ лупинга САЦ-2 на 718 км в апреле 2004 года; отказ МГ САЦ-3 на 877 км 18 августа 2004 года; отказ МГ САЦ-2 на 974,8 км 23 декабря 2004 года; отказ МГ САЦ-3 на 778 км 27 августа 2005 года; отказ МГ САЦ-2 на 963 км 29 ноября 2005 года; отказ МГ САЦ-3 на 698 км 13 сентября 2007 года; отказ МГ САЦ-3 на 731 км 14 октября 2007 года; отказ МГ САЦ-2 на 974,8 км 15 июля 2008 года; отказ лупинга САЦ-2 на 696,7 км 05 марта 2010 года.

Практически все отказы произошли на пределе разрешённого диапазона рабочих давлений. Это означает, что МГ почти не имели запаса прочности, несмотря на то, что разрешённые рабочие давления, как правило, ниже проектных давлений. Во всех случаях коррозионные дефекты достигли значительных размеров как по площади, так и по глубине. В некоторых случаях дефекты стали сквозными. Все рассмотренные разрывы произошли в нижней части трубы, преимущественно в 5-7 часовом поясе. В большинстве случаев отказы по причине общей и язвенной коррозии произошли в местах, где изоляция битумная. Во всех

случаях отмечается низкое качество изоляционного покрытия, в некоторых случаях – наличие влаги под изоляцией. Внутритрубная диагностика, несомненно, является эффективным средством обнаружения дефектов, но в некоторых случаях точность показаний недостаточна. Это вносит погрешность в оценку безопасности и не позволяет правильно оценивать остаточный ресурс обследованного МГ. Поэтому необходимо более критически относиться к результатам ВТД. Несмотря на большие усилия по ликвидации обнаруживаемых дефектов, надёжность МГ остаётся недостаточно высокой из-за запредельной изношенности изоляционного покрытия и продолжающегося роста коррозионных дефектов. Возникает необходимость их прогнозирования с использованием искусственного интеллекта.



а)



б)

а) САЦ-5 на 698,5 км 16 июля 2003 года; б) САЦ-2 на 974,8 км 23 декабря 2004 года [7]

Рисунок 1 – Состояние МГ на месте отказа

### **Библиографический список:**

1. Ермакова Н.Ю., Киреев И.Р., Коннов Я.А. и др. Новейшие материалы из полимера для защиты стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от коррозии. Сборник материалов V Международной научно-практической конференции «Современные пожаробезопасные материалы и технологии». – Иваново: Ивановская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России, 2021. С. 257-262.
2. Киреев И.Р., Барахнина В.Б., Бисенгулова Э.М. Новый способ защиты от коррозии резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт - 2019». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. С. 247-248.
3. Киреев И.Р., Барахнина В.Б., Ермакова Н.Ю. Защита стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от коррозии. Материалы IV Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. С. 85-88.
4. Киреев И.Р., Барахнина В.Б., Ермакова Н.Ю. Защита стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от коррозии. Материалы IV Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и тенденции развития техносферной безопасности в нефтегазовой отрасли». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. С. 85-88.
5. Киреев И.Р., Барахнина В.Б., Латыпова Г.И. Современные полимерные материалы для защиты стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от коррозии. Экологический вестник России. 2017. № 3. С. 14-18.
6. Киреев И.Р., Шарафиев Р.Г., Латыпова Г.И. и др. Основы обеспечения устойчивой работы нефтяной и газовой промышленности в чрезвычайных условиях. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. 167 с.
7. Климов П. В. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на магистральных газопроводах. автореф. дисс...докт. техн. наук. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. 45 с.
8. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, Экологический вестник России. 2016. №3. С. 25-28.

УДК 622.692.4:519.87

### **Постановка задачи численного моделирования осаждения АСПО в магистральном нефтепроводе**

Некучаев В. О., Тарсин А. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Нефть, транспортируемая по МН «Уса-Ухта», как правило является высокопарафинистой и обладает ярко выраженными неньютоновскими свойствами. Для транспортировки такой нефти обычно используется метод горячей перекачки. Проблемы возникают, когда в процессе транспортировки нефти ее температура опускается ниже температуры начала кристаллизации парафинов (ее также принято называть точкой помутнения, в зарубежной литературе WAT). Обычно это может происходить в зимний период времени из-за снижения температуры грунта и соответственного снижения температуры стенок трубопровода. Поскольку растворимость молекул парафина заметно падает при уменьшении температуры нефти, то часть парафинов может выпадать из раствора (кристаллизоваться) и осаждаться на холодных стенках трубопровода, что приводит к заметному падению производительности трубопровода при фиксированной разности давления на его концах. Очистка стенок трубопровода от осадений асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) требует, помимо прочего, значительных финансовых затрат. Очевидно, что в такой ситуации может оказаться очень полезным создание программы, позволяющей моделировать процесс осаждения АСПО на стенке трубопровода, проводить инженерные расчеты и принимать, таким образом, решение о вероятности выпадения парафина на тех или иных участках нефтепровода и, соответственно, о применении процедуры очистки от АСПО того или иного опасного участка трубопровода.

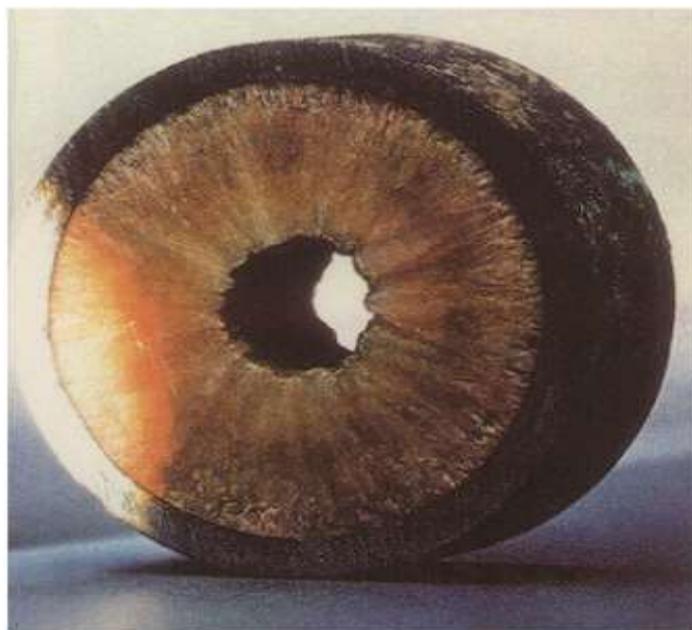


Рисунок 1 - Пример трубопровода с отложением АСПО на его стенке

Цель работы: на основе анализа зарубежной и отечественной научной литературы предложить описание математической модели осаждения асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО), которая, по мнению авторов, лучше всего позволяет моделировать процесс отложения АСПО в условиях эксплуатации магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» и оценивать величину безопасного промежутка времени между механическими очистками стенок трубопровода от осадений АСПО. В качестве такой математической модели авторы работы предлагают использовать модель, разработанную в Мичиганском Университете.

Проведенный анализ зарубежной и отечественной научной литературы [1, 2, 4-9] показывает, что в литературе принято выделять четыре основных механизма осаждения АСПО:

Молекулярная диффузия: осаждение парафина из-за диффузии растворенных молекул парафина по направлению к стенке трубопровода.

Сдвиговая дисперсия: осаждение парафина из-за дисперсии кристаллизованных частиц парафина по направлению к стенке трубопровода.

Броуновская диффузия: Отложение парафина из-за диффузии кристаллизованных частиц к стенке. Диффузия осажденных частиц вызвана броуновским движением.

Гравитационное осаждение: осаждение парафина из-за оседания кристаллизованных частиц на дно трубы под действием силы тяжести.

В нефтепроводе «Уса-Ухта» используется метод горячей перекачки. Поэтому температура нефти в трубе достаточно высокая. В этих условиях главным механизмом осаждения АСПО является молекулярная диффузия парафинов.

В работах Мичиганского Университета [1, 2] молекулярная диффузия описывается как последовательности следующих четырех шагов:

Шаг 1: Осаждение растворенных молекул парафина на холодных стенках трубы.

Шаг 2: Создание радиального градиента концентрации растворенных парафинов.

Шаг 3: Осаждение парафинов на поверхность существующего отложения.

Шаг 4: Внутренняя диффузия парафинов в отложении.

В основе описываемой математической модели лежат следующие основные предположения:

1. При транспортировке нефти по магистральному трубопроводу «Уса-Ухта» реализуется турбулентный режим течения нефти. Поэтому имеет смысл при формулировке математической модели рассматривать только этот режим течения нефти.

2. Рассматривается квазистационарный режим течения нефти. Скорость роста толщины отложения АСПО невелика, и остальные параметры нефти в трубе успевают достаточно быстро под эту толщину подстроиться.

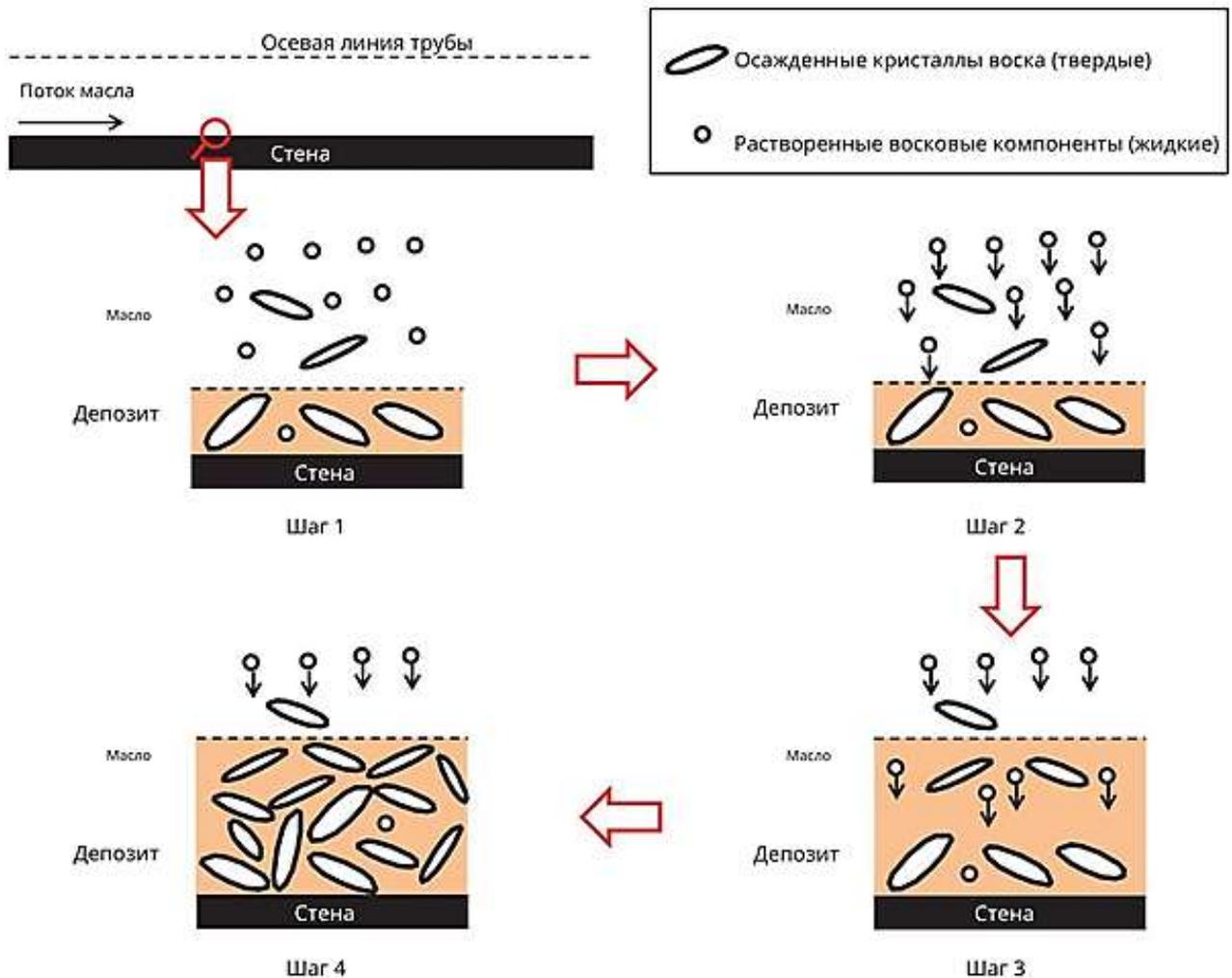


Рисунок 2 - Схема молекулярной диффузии как механизма отложения парафинов

Согласно математической модели Мичиганского Университета динамика осаждения АСПО на холодных стенках трубопровода описывается следующими уравнениями:

$$-\rho_{gel} F_w \frac{dr_i}{dt} = k_M (C_b - C_{ws}(T_i)) + \left( D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \right)_i \quad (1)$$

$$\rho_{gel} (R^2 - r_i^2) \frac{dF_w}{dt} = -2r_i \left( -D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \right)_i \quad (2)$$

где  $F_w$  - доля парафина в отложении,

$R$  — радиус трубы,

$\rho_{gel}$  — плотность парафина в отложении,

$k_M$  — коэффициент внутреннего конвективного массопереноса,

$C_b$  — объемная концентрация парафина,

$D_e$  - эффективная диффузионная способность парафина в отложении,

$r_i$  - эффективный радиус трубы,

$C_{ws}(T)$  — равновесная концентрация растворенного парафина (известная функция температуры).

Уравнения теплопроводности и массопереноса в рассматриваемой матмодели имеют вид

$$v_z \frac{dT}{dz} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r(\varepsilon_H + \alpha_T) \frac{\partial T}{\partial r} \right] \quad (3)$$

$$v_z \frac{dC}{dz} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r(\varepsilon_M + D_{wo}) \frac{\partial C}{\partial r} \right] - k_r (C - C_{ws}) \quad (4)$$

где  $\alpha_T$  - коэффициент температуропроводности, выражаемый через плотность, теплоемкость и теплопроводность нефти,

$k_r$  - константа скорости осаждения и

$D_{wo}$  - коэффициент молекулярной диффузии парафина в легкой нефти,

$\varepsilon_H$  - коэффициент турбулентной теплопроводности,

$\varepsilon_M$  - коэффициент турбулентного массопереноса.

Приведем дополнительные соотношения для параметров приведенных выше уравнений. Эффективную диффузионную способность парафина можно вычислить по формуле

$$D_e = \frac{D_{wo}}{1 + \frac{\alpha^2 F_w^2}{1 - F_w}} \quad (5)$$

где  $D_{wo}$  - коэффициент молекулярной диффузии парафина в легкой нефти,

$\alpha$  - отношение размеров кристаллов парафина в отложении (ширина к толщине).

Для вычисления коэффициента внутреннего конвективного массопереноса  $k_M$  используется следующая формула для числа Шервуда

$$Sh = \frac{(-2r_i) \left( \frac{dC}{dr} \right)_{r=r_i}}{C_b - C_i} = \frac{(2r_i) k_M}{D_{wo}} \quad (6)$$

Отношение коэффициента турбулентного массопереноса к коэффициенту молекулярной диффузии парафинов задается формулой

$$\frac{\varepsilon_M}{D_{wo}} = \frac{Sc}{Sc_T} \frac{\varepsilon}{\nu}$$

где  $Sc$  — число Шмидта (отношение кинематической вязкости нефти к коэффициенту молекулярной диффузии парафинов), а

$$Sc_T = 0.85 + \frac{0.015}{Sc}$$

Отношение коэффициента турбулентной теплопроводности к коэффициенту температуропроводности задается формулой

$$\frac{\varepsilon_H}{\alpha_T} = \frac{Pr}{Pr_T} \frac{\varepsilon}{\nu}$$

где  $Pr$  - число Прандтля (отношение кинематической вязкости к коэффициенту температуропроводности), а

$$Pr_T = 0.85 + \frac{0.015}{Pr}$$

Далее, введем безразмерное расстояние от границы между жидкой нефтью и отложением АСПО до оси трубопровода

$$y^+ = \frac{y}{\nu} \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} = \left(1 - \frac{r}{R}\right) \frac{Re}{2} \sqrt{\frac{f}{8}}, f = \frac{0.305}{Re^{0.25}},$$

где  $Re$  - число Рейнольдса (отношение произведения средней скорости нефти и диаметра трубопровода к кинематической вязкости нефти).

Зададим безразмерную скорость турбулентного движения нефти в трубопроводе следующими соотношениями

$$v_z^+ = y^+, y^+ < 5$$

$$v_z^+ = 5 \ln y^+ - 3.05, 5 < y^+ < 30$$

$$v_z^+ = 2.5 \ln y^+ + 5.5, y^+ > 30$$

Тогда для скорости нефти справедлива формула

$$v_z = v_z^+ \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}},$$

а для отношения коэффициента турбулентной диффузии  $\varepsilon$  к кинематической вязкости нефти  $\nu$  справедлива формула

$$\frac{\varepsilon}{\nu} = (ky^+)^2 \left[ 1 - \exp\left(-\frac{y^+}{A}\right) \right]^2 \left| \frac{dv_z^+}{dy^+} \right|,$$

где  $k = 0.4$  и  $A = 26$  [3].

Граничные и начальные условия для уравнения теплопроводности (3) имеют вид:

$$\begin{aligned} T &= T_b, z = 0 \\ \frac{\partial T}{\partial r} &= 0, r = 0 \\ -\frac{\partial T}{\partial r} &= a(T - T_{wall}), r = R, \end{aligned}$$

где  $a$  — коэффициент теплоотдачи стенок трубопровода,

$T_{wall}$  - температура стенок трубопровода.

Граничные и начальные условия для уравнения массопереноса (4) имеют вид:

$$\begin{aligned} C &= C_b, z = 0 \\ \frac{\partial C}{\partial r} &= 0, r = 0 \\ C &= C_{ws}(T_i), r = r_i \\ C &= C_{wall} = C_{ws}(T_{wall}), r = R. \end{aligned}$$

Входными параметрами описываемой матмодели являются:

$C_{ws}(T)$  — равновесная концентрация растворенного парафина (известная функция температуры),

$\alpha_T$  - коэффициент температуропроводности, выражаемый через плотность, теплоемкость и теплопроводность нефти,

$k_r$  - константа скорости осаждения,

$D_{wo}$  - коэффициент молекулярной диффузии парафина в легкой нефти, а также все параметры, входящие в начальные и граничные условия уравнений теплопроводности и массопереноса (3) и (4).

Основным выходным параметром рассматриваемой матмодели является толщина осаждения АСПО как функция расстояния вдоль оси трубопровода  $z$  и времени  $t$ .

Порядок решения получающейся системы уравнений следующий:

1. Решаем уравнения (3) и (4) для турбулентного течения с приведенными выше граничными условиями.

2. Вычисляем число Шервуда и коэффициент внутреннего конвективного массопереноса из (6).

3. Решаем уравнения (1) и (2) и получаем зависимость толщины парафиноотложения и доли парафина в отложении от времени и от координаты вдоль оси трубопровода.

Выводы:

В работе поставлена задача математического моделирования осаждения АСПО в магистральном нефтепроводе.

На основе анализа зарубежной и отечественной научной литературы было предложено использовать в качестве наиболее подходящей матмодели осаждения АСПО в условиях турбулентного течения нефти модель, разработанную в Мичиганском Университете.

Следующей задачей авторов является написание на основе представленной матмодели компьютерной программы, позволяющей моделировать процесс отложения АСПО в условиях эксплуатации магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» и оценивать величину безопасного промежутка времени между механическими очистками стенок трубопровода от осадений АСПО.

### **Библиографический список:**

1. Lee, Hyun. Computational and Rheological Study of Wax Deposition and Gelation in Subsea Pipelines. A dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy (Chemical Engineering) in The University of Michigan. 2008.
2. Huang, Zhenyu & Zheng, Sheng & Fogler, H. Scott. Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices. CRC Press: Boca Raton, FL, USA; London, UK. 2016.
3. Deen, W.M., Analysis of Transport Phenomena, Oxford University Press. 1998.
4. Ararimeh Aiyejina, Dhurjati Prasad Chakrabarti, Angelus Pilgrim, M.K.S. Sastry. Wax formation in oil pipelines: A critical review. International Journal of Multiphase Flow 37 (2011) 671-694.
5. Azevedo, L.F.A., Teixeira, A.M., 2003. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms. Petrol. Sci. Technol. 21, 393–408.
6. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
7. Марон В.И., Острер Л.А. Математическая модель роста слоя отложений парафина на внутренней поверхности трубы. Технологии нефти и газа. №5, 2006, с. 55–60.
8. Мусакаев Н.Г. О математических схемах, описывающих процесс кристаллизации парафина в газонефтяных скважинах. Special Issue Proceedings of International Conference RDAMM–2001 2001, Vol. 6, Pt 2, p.318. Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики, СО РАН, Россия
9. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В., Нгуен Ван Тханг. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и факторы их формирования. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 4, с. 103–116

УДК 624.15:624.131

### **Моделирование теплового поля опоры надземного нефтепровода в условиях вечной мерзлоты**

Лютоев А. А., Лютоева Е. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Прокладка трубопровода на участках многолетнемерзлых грунтов проводится в основном надземным способом, поскольку подземная прокладка трубопровода приводит к формированию вокруг трубопровода больших ореолов оттаивания с образованием обводненных зон вдоль трубопровода. Несмотря на то, что надземная прокладка уменьшает возникновение и развитие опасных процессов, прогнозирование развития негативных геотехнических факторов, влияющих на несущую способность основания опор трубопровода является первоочередной задачей. Даже незначительные изменения теплового баланса в системе «среда – сооружение – грунт», может повлечь за собой значительные перемены в грунте. Как следствие - потеря несущей способности. В летний период – оседание конструкций под действием веса трубопровода и внешних нагрузок, в зимний период – выдавливание опоры в процессе морозного пучения. Для обеспечения надежной и долговечной эксплуатации проектирование и строительство фундаментов в зонах вечномерзлых грунтов осуществляется с действующими нормативными документами [1,2]. Согласно СП при строительстве фундамента в вечномерзлых грунтах необходимо получить информацию о геологических условиях участка застройки (особенности их строения, физические характеристики и т. д.). В том числе, нормативные документы содержат требования по прогнозу температурного режима грунта, который осуществляется на основе теплотехнических расчетов.

Тепловое воздействие сооружений с мерзлыми грунтами происходит главным образом за счет кондуктивного механизма переноса тепла [3]. Все методы расчета, нормированные в СНиП учитывают только кондуктивные механизмы переноса тепла. Но есть иные не менее значимые факторы переноса тепла: ветер, солнечная радиация, тепловые режимы работы инженерной конструкции, свойства мерзлой породы в основании и другие. Также не рассматривают взаимного теплового влияния грунта и конструкции, не учитывают миграцию поровой влаги и возникающий с ней конвективный перенос тепла [4]. Поэтому проблема теплотехнического расчета конструкций опор для надземных магистральных трубопроводов имеет важное значение и является весьма актуальной.

Как известно, теплообмена происходит между соприкасающимися частицами тела, находящимися в температурном поле:  $T=f(x, y, z, \tau)$ . В частном случае, на плоскости можно изобразить их изотермическими линиями (рис. 1). Температурный градиент – это вектор, направленный по нормали к изотермической поверхности в сторону возрастания температуры и численно равный производной от температуры по этому направлению:

$$\overrightarrow{grad}(t) = \frac{\partial t}{\partial n}$$

На плоскости градиент можно изобразить нормальным вектором к изотермической линии (рис. 1).

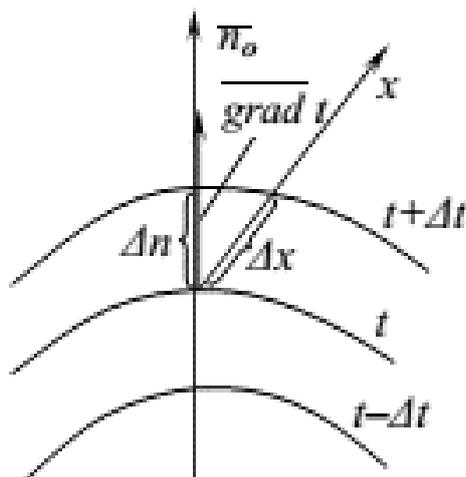


Рисунок 1 - Схема температурного поля на плоскости

Согласно гипотезе Фурье, количество теплоты  $dQ\tau$ , проходящее через элемент изотермической поверхности  $dF$  (рис. 2), пропорционально температурному градиенту:

$$q = -\lambda \overrightarrow{grad}(t) = -\lambda \frac{\partial t}{\partial n} \left( \frac{Bm}{m^2} \right)$$

где  $\lambda$  - коэффициентом теплопроводности ( $Bm/mK$ ) и характеризует способность тел передавать теплоту.

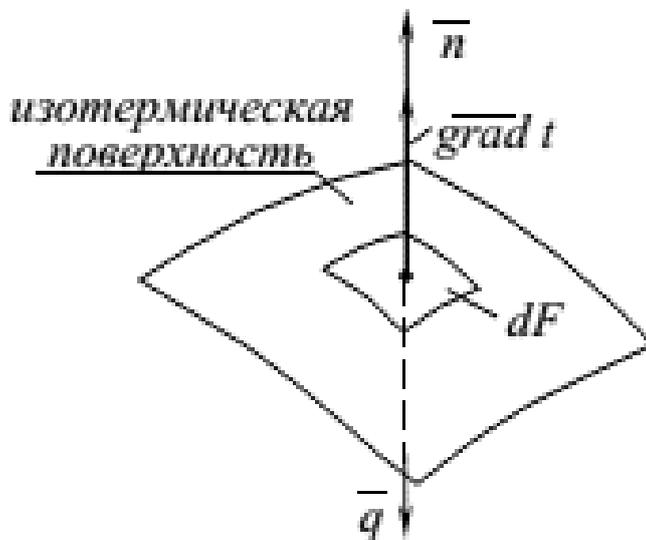


Рисунок 2 - Схема температурного поля.

Из закона Фурье и закона сохранения энергии получается дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{c\rho} \left( \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right),$$

где  $\tau$  - время,

$c$  – удельная теплоемкость (Дж/кг·К),

$\rho$  – плотность (кг/м<sup>3</sup>).

Это дифференциальное уравнение описывает явление теплопроводности в самом общем виде, т. е. описывает целый класс явлений. Для того чтобы из этого класса выделить конкретный процесс и дать его полное математическое описание, к дифференциальному уравнению необходимо присоединить математическое описание частных особенностей процесса.

Одним из таких особенностей является геометрическая форма и линейные размеры тела, в котором протекает процесс, а также свойства этих геометрических объектов ( $\lambda$ ,  $c$ ,  $\rho$  и пр.) в числе которых может быть задан закон распространения внутренних источников теплоты. Следующим условием однозначности является задание начальных условий (для нестационарных процессов) – задают закон распределения температуры на поверхности тела в начальный момент времени. Еще одним условием однозначности являются граничные условия, задающие распределение физических параметров на поверхности тела для каждого момента времени. Условия описывают теплообмен системы с внешней средой. Граничные условия бывают I, II и III рода.

Граничные условия I рода задают распределение температуры на границе расчетной области как известную функцию времени:  $t_n = f(x, y, z, \tau)$ , где  $t_n$  – температура поверхности тела.

Граничные условия II рода задают значение не самой температуры, а ее производной, что характеризует тепловой поток для каждой точки поверхности тела и любого момента времени:

$$q_n = -\lambda \frac{\partial f(x, y, z, \tau)}{\partial n}.$$

Граничные условия III рода задают температуру окружающей среды  $t_{жс}$  и закон теплообмена между поверхностью тела и окружающей средой. Процесс теплообмена между поверхностью тела и окружающей средой называется теплоотдачей. Теплоотдача является очень сложным процессом и зависит от большого количества параметров. Граничные условия III рода можно записать в виде:

$$\frac{\partial t}{\partial n} = -\frac{\alpha}{\lambda} (t_c - t_{жс}),$$

где  $\frac{\partial t}{\partial n}$  – температурный градиент на поверхности тела, м/С,

$t_c$  – температура поверхности тела, С;

$\alpha$  – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup> К).

Эти частные особенности называются условиями однозначности, или краевыми условиями. Важно заметить, что для простейших геометрических фигур и идеальных условий уравнение теплопроводности решаются аналитически. Подобные задачи инженерной геокриологии решаются численно.

В настоящей работе рассмотрено численное решение температурного поля вокруг элемента свайного фундамента с применением метода конечных элементов. Уравнение теплопроводности с граничными условиями решается для двухмерной области. Верхней границей области считается поверхность земли и задается для нее граничное условие 3 рода. Для нижней и боковых границ задаем нулевой тепловой поток. Так же задается начальное условие (температура в начальный момент времени). Общая схема в трехмерном случае изображена на рисунке 3.

В качестве сравнения были рассмотрены два варианта свайного основания: железобетонная свая и стальная (таблица 1).

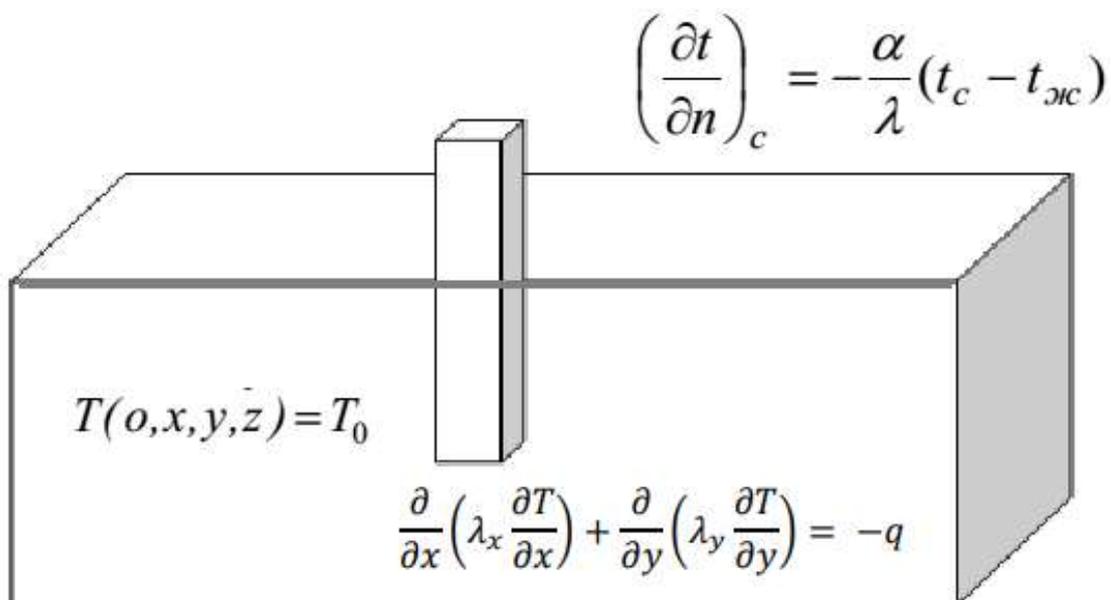


Рисунок 3 - Схема геометрических объектов

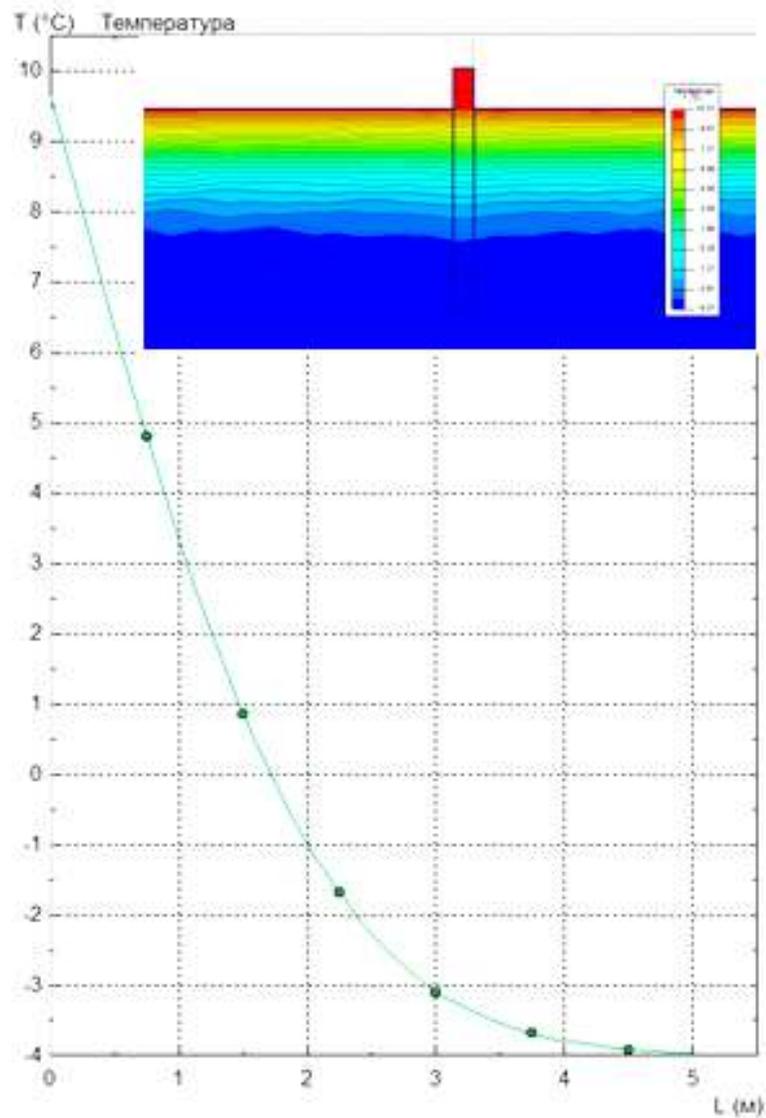
Таблица 1 - Условия однозначности модели

Граничные условия и начальные условия	Грунт - суглинок	Свайное основание – железобетон (500 мм)	Свайное основание – стальная свая (320 мм) (толщина 10 мм) заполнен бетоном
температура воздуха 10°C конвекция $\alpha=20 \text{ Вт/К} \cdot \text{м}^2$ $T_0=-4$	теплопроводность $\lambda=0.78 \text{ Вт/К} \cdot \text{м}$  удельная теплоемкость $C= 880 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$  плотность 1800 кг/м <sup>3</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>теплопроводность  <math>\lambda=1,5 \text{ Вт/К} \cdot \text{м}</math></li> <li>удельная теплоемкость  <math>C= 840 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}</math></li> <li>плотность  <math>2400 \text{ кг/м}^3</math></li> </ul>	теплопроводность стали $\lambda=46 \text{ Вт/К} \cdot \text{м}$ удельная теплоемкость стали $C= 462 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$  плотность стали 7700 кг/м <sup>3</sup> теплопроводность бетона $\lambda=1,5 \text{ Вт/К} \cdot \text{м}$  удельная теплоемкость бетона $C= 840 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$  плотность бетона 2400 кг/м <sup>3</sup>

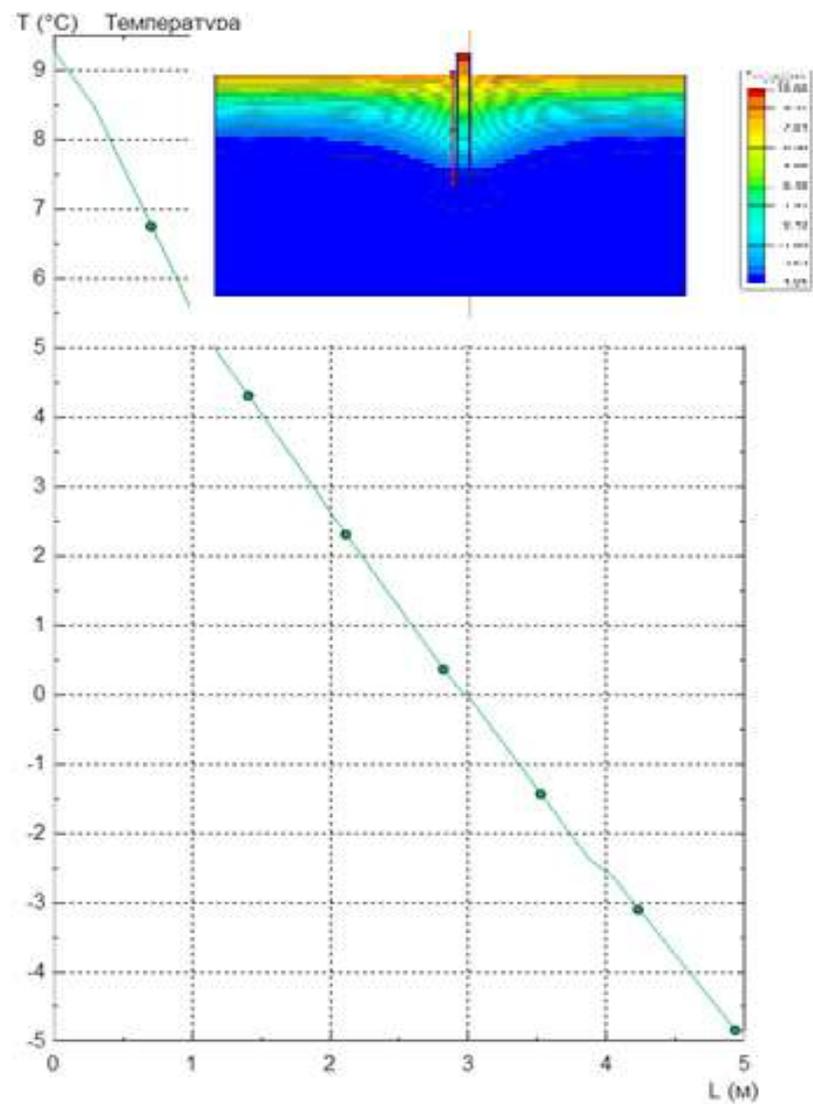
Результаты численного эксперимента теплового расчета через 30 суток и 120 суток представлены на рисунке 4 и 5.

Для стальной сваи наблюдается более сильное отопление грунта по сравнению с железобетонной. К примеру, на глубине 4 метра за теплый период (120 суток) температура на 2 градуса оказалась выше. Конечно же, это объясняется тем, что коэффициент теплопроводности стали в десятки раз выше по сравнению с железобетонной конструкцией. Эксперимент был поставлен лишь с той целью, чтобы показать, как может повлиять тот или иной параметр на тепловой баланс.

Выполнение прогнозных теплотехнических расчетов свайного фундамента опор трубопровода с многолетнемерзлым грунтом требует учитывать прочие значимые факторы переноса тепла (причем некоторые из них носят стохастический характер), является важной частью процесса проектирования и направлена на повышения надежности и долговечности эксплуатируемого объекта.



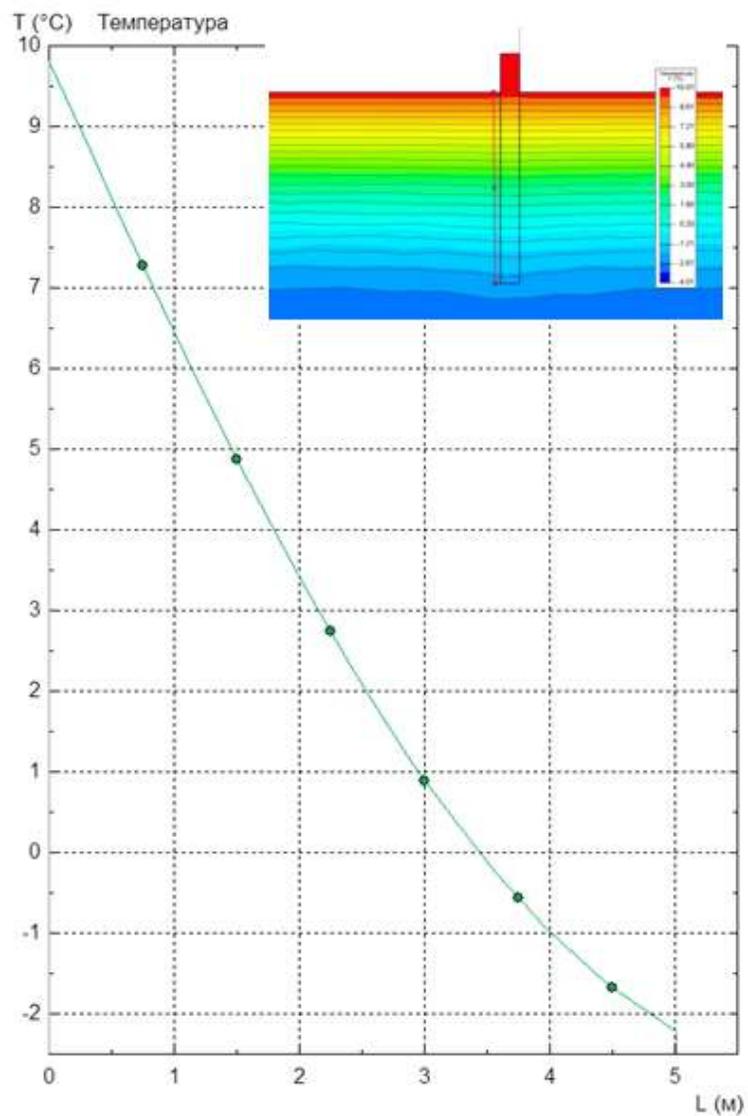
а



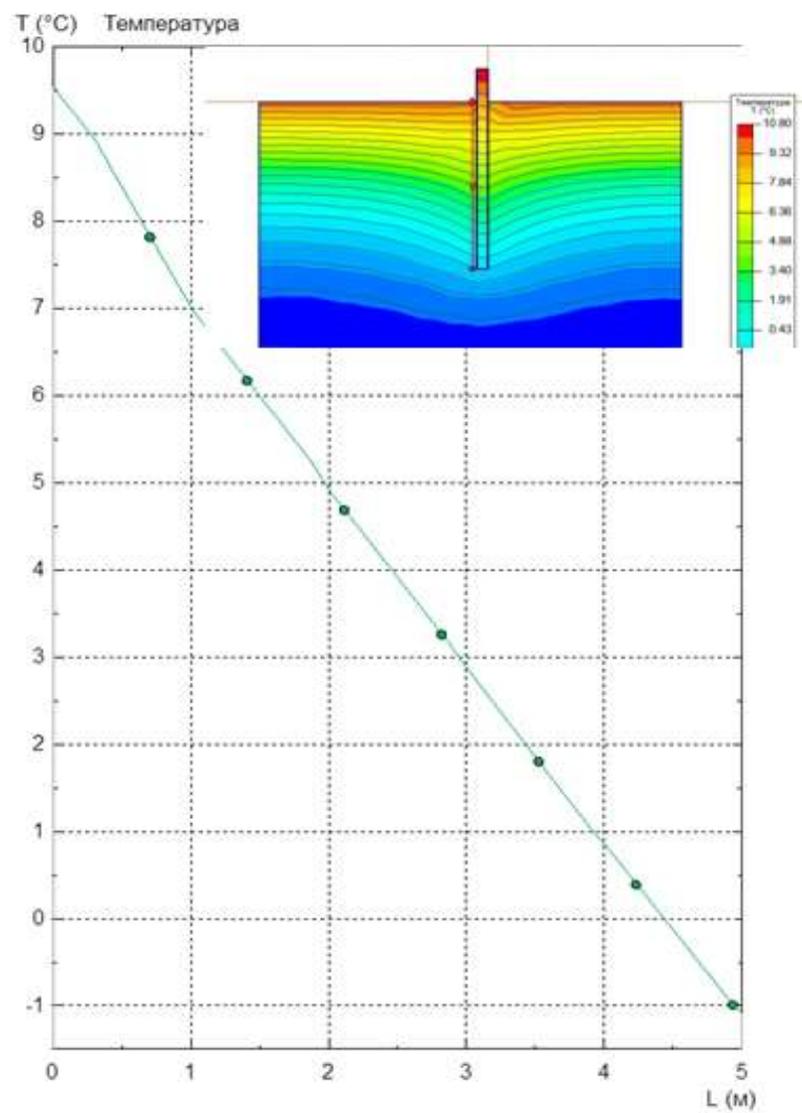
б

а – железобетонная свая, б - стальная свая.

Рисунок 4 - График изменения температуры вдоль сваи через 30 суток



а



б

а – железобетонная свая, б - стальная свая.

Рисунок 5 - График изменения температуры вдоль сваи через 120 суток

### **Библиографические ссылки:**

1. СП 25.13330.2020 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»
2. СП 446.1325800.2019 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ»
3. Павлов В.В., Богатенков Ю.В., Зотов М.Ю., Петелин А.Н. Прогноз температурного режима грунтов оснований опор трубопровода надземной прокладки для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы «ЗАПОЛЯРЬЕ — НПС «ПУРПЕ» \\ Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014 (2). – с. 70 - 77.
4. Тепломассообмен в системе "горячий резервуар-основание-мерзлый грунт" [Текст]: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук: 01.04.14 / У. Ю. Шастунова. - Тюмень, 2018. - 21 с.
5. Теоретические основы теплотехники. Тепломассообмен: учебное пособие / М. Е. Орлов; Ульяновский гос. техн. ун-т. – Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 204 с.

УДК 502.3.7

### **Сравнительный анализ способов умягчения природных вод**

Анисимов И. Е., Барахнина С. Д., Исмагилова С. М., Исмагилов М. И.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

На сегодняшний день сложилась очень интересная ситуация, связанная с наличием солей жесткости. С экранов телевизоров, со страниц газет идет поток рекламной информации: с одной стороны, демонстрируют вред, наносимый бытовой и санитарной технике известковыми отложениями из-за использования жесткой воды [1]. С другой стороны, авторитетно утверждается, что недостаток кальция в организме чреват заболеваниями опорно-двигательной системы, недостаток магния в организме провоцирует инфаркт [2]. И поэтому питьевая вода должна содержать в достаточном количестве эти самые соли жесткости [3].

Действительно, присутствие в воде значительного количества кальция и магния делает воду непригодной для многих технических целей [4]. Так, при продолжительном питании водонагревательного оборудования жесткой водой поверхности теплообмена постепенно покрываются плотной коркой накипи. Накипь, даже при толщине слоя в 1мм значительно снижает передачу теплоты, что соответственно ведет к перерасходу топлива [5]. Из-за нарушения теплопередачи образуются прогары и трещины, оборудование выходит из строя. Жесткая вода снижает пенообразование, что приводит к значительному перерасходу моющих средств при стирке и умывании, преждевременному износу тканей. Жесткой водой нельзя пользоваться при проведении некоторых технологических операций, например, при промывке деталей высокоточного оборудования, при крашении водорастворимыми красками [6].

В санитарно-гигиеническом отношении, одним из явно проявляющимся отрицательным свойством жесткой воды является её разрушительное действие на естественную жировую пленку кожи человека. После контакта с такой водой появляется неприятное чувство сухости, шелушение, перхоть.

Огромную роль микроэлементы кальция и магний играют в организме человека с медицинской точки зрения. Кальций, поступающий в организм человека, обладает способностью уплотнять клеточную оболочку и снижать клеточную проницаемость, что приводит к снижению кровяного давления, а при недостаточной концентрации ионов кальция происходит растворение межклеточных спаек, разрыхление стенки кровеносных капилляров и увеличение клеточной проницаемости, что приводит к повышению кровяного давления. Известна положительная роль кальция в процессе свёртывания крови [7].

Магний также необходим человеческому организму, он содержится в каждой клетке тела человека, участвует в регулирующих процессах центральной нервной системы [8].

Всемирная организация здравоохранения не предлагает конкретной величины жесткости воды по её влиянию на здоровье человека, между тем как у нас в стране гигиенистами Научно-исследовательского института экологии человека имени А.Н. Сысина доказано, что содержание кальция в питьевой воде должно быть не менее 30 мг/л (ПДК для кальция – 140 мг/л) магния в питьевой воде должно быть не менее 10 мг/л (ПДК для магния – 85 мг/л). Установлена обратная зависимость между жесткостью питьевой воды и сердечно-сосудистыми заболеваниями человека (чем меньше жесткость воды, тем больше подвержен человек сердечно-сосудистым заболеваниям). Имеются указания о том, что мягкая вода отрицательно влияет на баланс минеральных веществ в организме человека и поэтому может привести к отложению солей, как и при повышенном содержании солей жесткости. Общая жесткость воды должна быть не ниже 1,5 ммоль/л. Между тем, стоит отметить, что значительное количество кальция и магния наш организм получает с употребляемыми продуктами: овощами, фруктами, мясом, а особенно молочными продуктами [9].

В действующих Федеральных санитарных правилах, нормах и гигиенических нормативах общая жесткость воды, используемой для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд, нормируется: допустимое максимальное содержание солей жесткости в воде по суммарному содержанию в ней ионов кальция и магния составляет 7(10) мг-экв/л. Величина, указанная в скобках, может быть установлена по постановлению государственного санитарного врача для конкретной системы водоснабжения.

Умягчение, то есть снижение в ней солей жесткости до требуемых нормативных значений, осуществляется одним из следующих способов: термическим, реагентным, ионообменным, электродиализом, обратным осмосом и комбинацией перечисленных способов. Приборы, работающие на магнитном и электромагнитном способах умягчения воды, не удаляют жесткость, а только стабилизируют её, предотвращая кальциевые отложения на трубах. Для подземных вод с повышенным содержанием углекислоты применение приборов данного класса малоэффективно [10].

Проблема, связанная с наличием повышенного содержания солей жесткости в природной воде, крайне актуальна для условий Республики Башкортостан. Среднее значение общей жесткости колеблется здесь в пределах 7-15 мг-экв/л, встречаются источники, показатель общей жесткости в которых доходит до 30 мг-экв/л. В настоящее время возникает острая необходимость в научных исследованиях по интенсификации существующих способов умягчения.

#### **Библиографический список:**

1. Абдрахманов Н.Х., Тимофеев А.А., Шарафиев Р.А. и др. Техносферная безопасность на предприятиях нефтегазовой отрасли. Учеб. пособие под общей ред. Р.Г. Шарафиева / Н.Х. Абдрахманов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 304 с.
2. Барахнина В.Б., Киреев И.Р., Мухаммадеева А.И. Использование фосфогипса в биоочистке нефтепромысловых сточных вод. Материалы Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук». 2010. – С. 3-5.
3. Бахтизин Р.Н., Радионова С.Г., Лисин Ю.В. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. – 719 с.
4. Буриков С.А., Анисимов А.Е., Барахнина В.Б. Обоснование внедрения устройств для сбора нефти с поверхности воды при аварийных разливах. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов» и 90-летию ученого Султанова Байрак Закиевича «Первоочередные задачи нефтегазопромысловой механики и их решения -2023». – Уфа: 2023. – С. 36-40.
5. Коннов Я.А., Барахнина В.Б., Киреев И.Р. Определение токсичности сточных вод УНПП «СОЛУНИ» с использованием проростков кресс-салата. Сборник статей Всероссийской научно-практической конференции «Обращение с отходами: современное состояние и перспективы». Под редакцией И.О. Туктаровой. 2018. – С. 183-188.

6. Латыпова Л.А., Ягдарова М.С., Барахнина В.Б., Маликова К.А. Моделирование работы аэротенка I ступени бос нефтехимического предприятия. Материалы научной конференции «Водоснабжение, водоотведение и системы защиты окружающей среды». – Уфа: 2022. – С. 250-254.
7. Маликова К.А., Барахнина В.Б. Биотестирование природных вод на проростках кресс-салата. Сборник статей I Всероссийской научно-практической конференции «Возобновляемое природное сырье и продукты на основе его переработки». – Уфа: 2022. – С. 136-138.
8. Тагирова К.Б., Барахнина В.Б., Гилязов А.А. Биотестирование буровых сточных вод на проростках кресс-салата, водорослях и низших ракообразных. Экологический вестник России. 2020. № 6. – С. 14-17.
9. Тагирова К.Б., Барахнина В.Б., Киреев И.Р. К вопросу о токсикологических показателях качества грунтовых, поверхностных и сточных вод. Материалы XIV Всероссийской научной интернет-конференции «Интеграция науки и высшего образования в области био- и органической химии и биотехнологии». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 116-118.
10. Тагирова К.Б., Барахнина В.Б., Киреев И.Р. Разработка токсикологических показателей качества грунтовых, поверхностных и сточных вод. Химия. Экология. Урбанистика. 2021. Т. 1. – С. 133-137.



## СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ

УДК 622.244.442

### Сравнение эффективности кольматирующих добавок в лабораторных условиях

Манафов Р. Г., Джаббарова Г. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
г. Баку, Азербайджан*

Современные буровые технологии требуют эффективных методов предотвращения потерь бурового раствора в трещиноватых породах. Одним из ключевых решений является использование кольматирующих добавок, способных образовывать устойчивые мостовидные структуры, перекрывающие трещины в скважинах [1]. Эффективность таких добавок зависит от их физических и химических свойств, а также от условий проведения буровых работ [2]. Важную роль играют характеристики частиц, такие как размер, твердость и форма, которые определяют способность материала к образованию прочных перемычек [3]. Экспериментальные исследования в лабораторных условиях позволяют оценить, какие материалы демонстрируют наилучшие результаты с точки зрения стабилизации давления и уменьшения фильтрационных потерь.

В лабораторных условиях была протестирована способность различных кольматирующих материалов (кварц, полевой шпат и известняк) перекрывать трещины и образовывать перемычки, которые будут выдерживать значительные давления.

В эксперименте использовалась установка, состоящая из стального цилиндра со слотами в нижней части, имитирующими трещины (ширина трещин варьируется). Цилиндр заполнялся буровым раствором и герметизировался, после чего через него нагнеталась вода с помощью насоса под давлением до 50 МПа. Давление фиксировалось на компьютере, а скорость потока составляла 2 мл/мин. При нагнетании воды давление нарастало, пока частицы в растворе не создавали мостовидную структуру (перемычку), способную выдерживать нагрузку.

Эксперименты проводились в течение 60 минут, если мост не разрушался раньше.

Регистрировались следующие параметры:

- Количество пиков (N)
- Среднее пиковое значение
- Среднее давление
- Максимальное давление ( $P_{\max}$ )
- Время испытания (t)
- Количество пиков в минуту (N/t)

В эксперименте «пиками» обозначаются скачки давления на графике, возникающие при разрушении мостовидной структуры и при её повторном образовании. Количество пиков отражает стабильность перемычек: меньшее число пиков указывает на более устойчивую и прочную перемычку, тогда как большее число пиков свидетельствует о нестабильности перемычки. Дополнительный анализ амплитуды пиков позволяет оценить силу, необходимую для разрушения перемычки, что может быть ключевым параметром при оптимизации технологических процессов. Наблюдение за динамикой пиков во времени может дать представление о кинетике процессов формирования и разрушения мостовидных структур, что особенно важно для прогнозирования поведения системы в реальных эксплуатационных условиях.

В ходе эксперимента фиксировались значения следующих параметров (таблица 1).

Результаты в Таблице 2 представлены на графиках ниже, где каждый параметр отображён в зависимости от размера отверстия. Для всех экспериментов использовался раствор с добавлением частиц в концентрации 39 кг/м<sup>3</sup>. Было замечено, что буровой раствор с кварцем и полевым шпатом быстро формировал мосты при размерах щелей от 100 до 300 микрон, тогда как CaCO<sub>3</sub> не образовывал мостов при размерах щелей более 100 микрон. Это указывает на то, что материалы с более высоким числом Мооса являются более эффективными кольматирующими материалами.

Таблица 1 - Перечень исследуемых параметров

№	Параметр	Ед. изм.	Описание
1	Количество пиков		Показатель, который отражает количество разрушений мостовидной структуры и её повторных образований в процессе эксперимента. Меньшее количество пиков указывает на более стабильный мост, а большее — на его нестабильность
2	Среднее пиковое давление	МПа	Среднее значение давления в моменты достижения пиков (разрушения мостов). Это показатель прочности мостов и их способности выдерживать нагрузку.
3	Среднее давление	МПа	Усреднённое давление на протяжении всего эксперимента. Оно отражает общую устойчивость мостовидной структуры, а более высокое значение указывает на лучшую её прочность.
4	Максимальное давление	МПа	Наибольшее давление, достигнутое в процессе эксперимента. Этот показатель показывает максимальную нагрузку, которую мост может выдержать перед разрушением.
5	Время	Мин	Время, прошедшее с начала эксперимента до момента образования моста или до разрушения мостовидной структуры.

Таблица 2 – Результаты экспериментов

Материал	Размер трещины (микрон)	Количество пиков (N)	Среднее пиковое давление (МПа)	Среднее давление (МПа)	Макс. давление (МПа)	Время (t, мин)	Пики в минуту (N/t)
<b>Кварц</b>	<b>100</b>	<b>2</b>	<b>44,95</b>	<b>21,08</b>	<b>50,1</b>	<b>2,54</b>	<b>0,79</b>
	250	6	38,18	26,305	50,1	5,02	1,2
	300	2	49,5	28,07	50,1	3,79	0,53
	400	53	21,22	18,7	50	31,95	1,66
	500	24	22,68	17,73	50,1	14,24	1,69
	600	45	3,66	0,59	21,8	58,66	0,77
	<b>Полевой шпат</b>	<b>100</b>	<b>1</b>	<b>49,9</b>	<b>19,3</b>	<b>50,1</b>	<b>2,91</b>
250		17	38,99	29	50,1	7,72	2,2
300		5	28,34	19,23	50,1	3,48	1,43
400		121	15,8	12,79	46,3	57,24	2,11
500		70	13,08	10,66	50	33,09	2,12
600		104	9,44	5,48	39,7	59,44	1,75
<b>Известняк</b>		<b>100</b>	<b>2</b>	<b>34,5</b>	<b>21,74</b>	<b>50</b>	<b>3,58</b>
	250	148	23,65	19,48	45,6	59,8	2,47
	300	137	20,916	16,5	43,9	57,16	2,4
	400	171	8,64	6,2	27,1	58,74	2,91
	500	132	6,325	3,52	21	54,09	2,44
	600	119	3,6	1,32	16,9	53,85	2,2

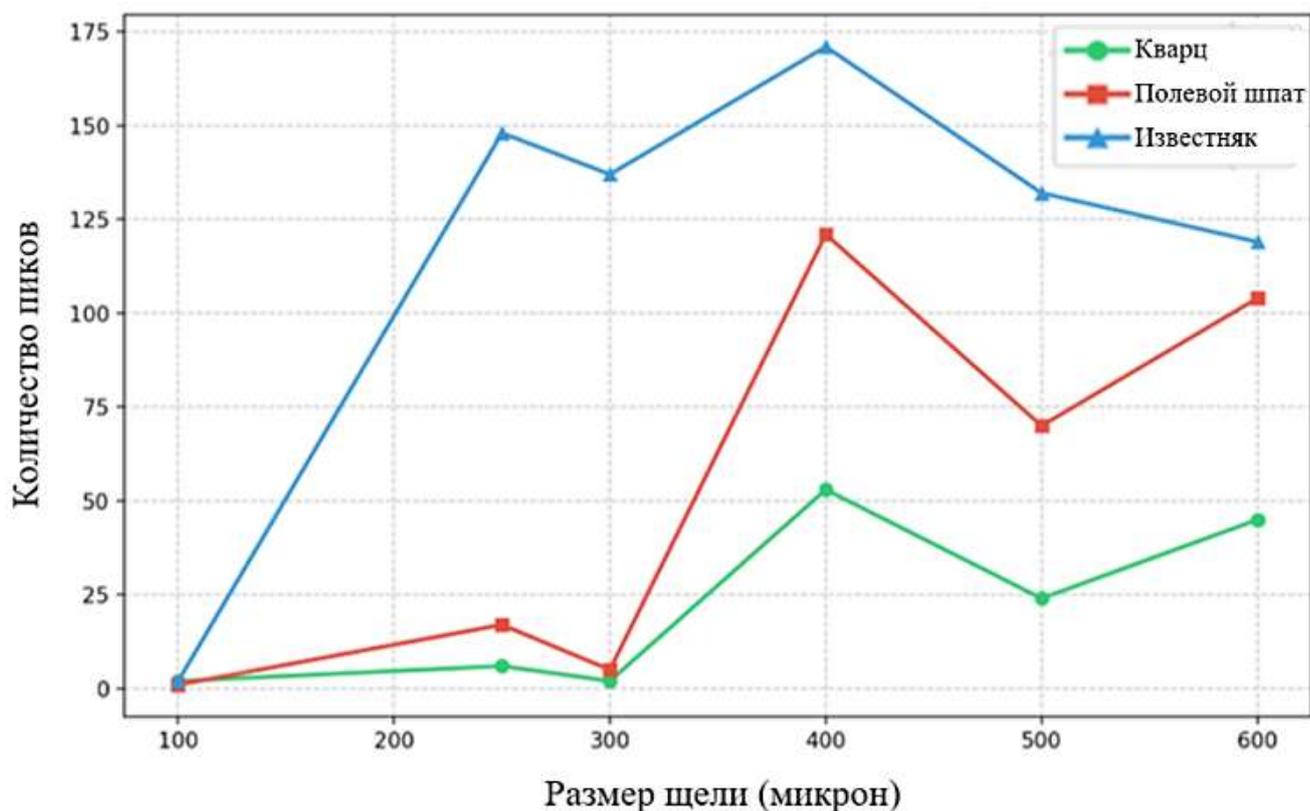


Рисунок 1 – Количество пиков для всех материалов, в зависимости от раскрытия щели

На рисунке 1 видно, что все материалы эффективно формировали мосты и выдерживали высокое давление при размере щели 100 микрон. Количество пиков снижалось между размерами щелей 250 и 300 микрон, а также 400 и 500 микрон. Снижение пиков может быть связано с тем, что две частицы по 250 микрон могли одновременно закупорить щель шириной 500 микрон, так как их концентрация была выше, чем у частиц других размеров.

Общее наблюдение заключается в том, что, судя по количеству пиков, кварц и полевой шпат показали себя лучше, чем известняк. Кварц и полевой шпат, как правило, создают более прочный и стабильный мост.

В целом, среднее пиковое давление выше для кварца. График по-прежнему показывает, что частицы, которые находятся выше по шкале Мооса, показывают лучшие результаты. В случае с отверстием в 300 микрон кварц показывает ненадежно высокое среднее пиковое давление. Это связано с тем, что жидкость образовала мост всего за 3 минуты. Таким образом, эта конкретная точка может быть нерепрезентативной для сравнения различных материалов.

Среднее давление было заметно выше для кварца. В целом, этот параметр лучше всего отражает общую прочность мостовидной структуры. С увеличением размера щели среднее давление снижалось, однако кварц и полевой шпат показывали тенденцию к росту давления для щелей от 100 до 300 микрон. Это может быть связано с тем, что мосты для этих материалов формировались очень быстро, из-за чего было меньше данных для расчёта среднего значения.

Значения, близкие к нулю, указывают на низкую способность жидкости формировать мосты и на более высокие потери фильтрата по сравнению с жидкостями, у которых нормализованное среднее давление выше.

По результатам проведенных экспериментов и анализа полученных графических данных установлено, что кварц является наиболее стабильным из исследованных материалов. Однако известняк и полевой шпат также демонстрируют сравнительно устойчивое формирование мостовидных структур, что свидетельствует об их достаточной прочности и способности к длительному сохранению целостности в исследуемых условиях.

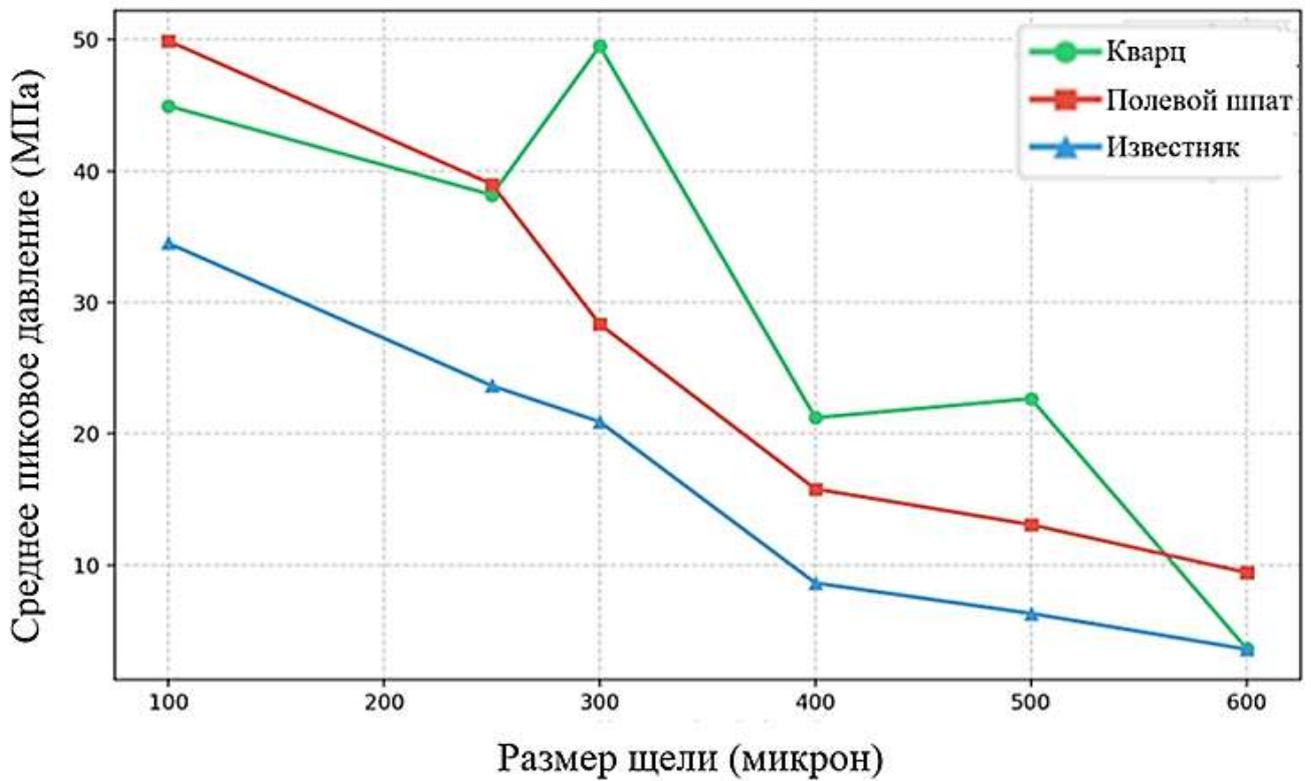


Рисунок 2 – Среднее пиковое давление, в зависимости от раскрытия щели

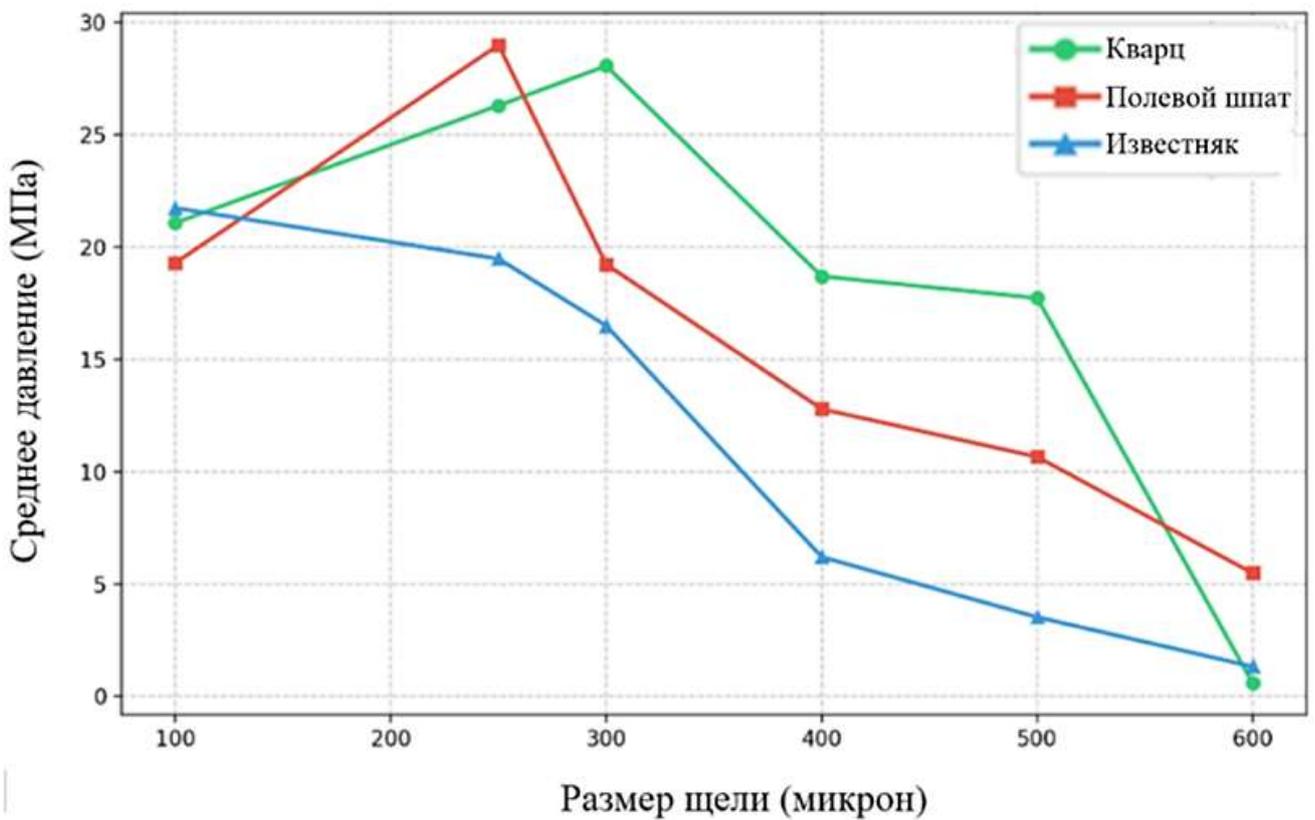


Рисунок 3 – Среднее давление, в зависимости от раскрытия щели

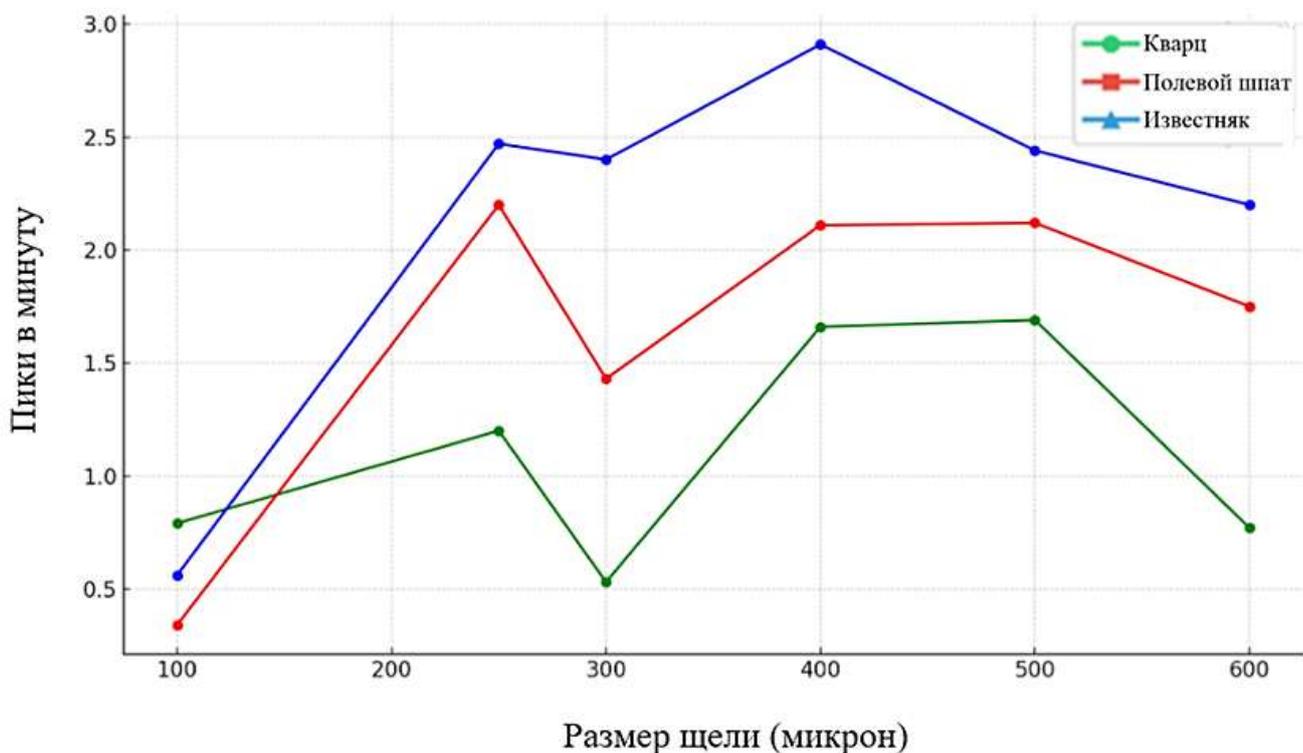


Рисунок 4 – Количество пиков в минуту, в зависимости от раскрытия щели

#### Библиографический список:

10. "Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов" / Мардашов Д.В. // Записки Горного института, 2021, с. 267-277.
11. Оценка кольматации наполнителями бурового раствора трещинных коллекторов / Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. // Нефть и газ, 2014.
12. Henriques, Cassian, and Arash Dahi Taleghani. "The Role of Fiber Properties s in LCM Design – A Numerical Approach." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2023. doi: <https://doi.org/10.2118/214861-MS>

УДК 622.24

#### Графоаналитический метод проектирования режима бурения скважин малого диаметра с использованием гидравлического ротора-вращателя

Андрианов Н. И.

*Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия*

Оптимизация строительства разведочных скважин может быть достигнута:

- применением конструкций скважин с малым диаметром обсадных колонн [1, 2];
- соответствующим использованием мобильных буровых установок «легкого» класса грузоподъемности [3].

Особенностью конструкции таких буровых установок является гидравлический привод ротора-вращателя колонны бурильных труб, что обуславливает его «гибкую» нагрузочную характеристику. То есть при увеличении вращающего момента на долоте, необходимого для разбуривания горной породы на забое скважины, сверх некоторой величины, скорость вращения приводящего ротора начинает снижаться.

В свою очередь момент на долоте зависит от осевой нагрузки, прилагаемой к породоразрушающему инструменту. А осевая нагрузка определяется механическими характеристиками разбуриваемой породы и диаметром долота [4].

Таким образом, для проектирования режима бурения при известных характеристиках горных пород по разрезу бурящейся скважины должна быть решена задача нахождения зависимости:

$$n=f(G) \quad (1)$$

через известные зависимости:

$$M=f(G) \text{ – характеристика долота,} \quad (2)$$

$$M=f(n) \text{ – характеристика буровой установки.} \quad (3)$$

Здесь  $G$  - осевая нагрузка на долото;

$n$  – скорость вращения бурильной колонны;

$M$  – вращающий момент.

Не учитывая в первом приближении вращающий момент, необходимый для «холостого» вращения бурильной колонны в скважине, принимаем следующий алгоритм решения задачи:

$$G \rightarrow M \rightarrow n. \quad (4)$$

Осевая нагрузка на долото  $G$  рассчитывается, исходя из удельной нагрузки на долото (для каждой выделенной пачки горных пород одинаковой категории буримости в интервале бурения) и диаметра породоразрушающего инструмента.

По справочным (паспортным) данным определяется соответствующий вращающий момент на долоте  $M$ .

По характеристикам буровой установки устанавливается скорость вращения ротора  $n$ . При этом определяется соответствующая передача, на которой работает вращатель (высокая – большая скорость вращения, но меньше вращающий момент или низкая – меньше скорость вращения, но больше вращающий момент). Следует учитывать, что в пределах интервала бурения долотом одного диаметра возможен переход с высокой передачи на низкую и обратно в зависимости от категории буримости вскрываемых скважиной горных пород. Также осевая нагрузка на долото должна:

- обеспечивать объемное разрушение горной породы, которому соответствует максимальная механическая скорость бурения;

- не вызывать критический спад скорости вращения бурильной колонны-долота (вплоть до полного останова), что повлечет за собой снижение механической скорости бурения.

То есть развиваемый ротором для бурения крутящий момент должен находиться на участках стабильной работы по нагрузочной характеристике гидравлического вращателя:

$$n=f(M) \rightarrow \text{const.} \quad (4)$$

Рассмотрим возможность практического использования предложенного подхода, используя перестроенный в системе СИ график зависимости вращающего момента от осевой нагрузки для долота PDC и трехшарошечного долота [5]. Как следует из графика (рисунок 1), для вращения трехшарошечного долота при бурении с осевой нагрузкой 10 кН потребуется момент, равный 1000 Н·м. А долоту PDC при осевой нагрузке 70 кН для бурения потребуется вращающий момент, равный 3400 Н·м. Используем график зависимости вращающего момента от скорости вращения гидравлического ротора буровой установки [6], представленный на рисунке 2.

Как видно из графика, бурение трехшарошечным долотом может быть осуществлено при скорости вращения 1000 об/мин (высокая передача) или 200 об/мин при скорости вращения 200 об/мин (низкая передача). Бурение долотом PDC может быть осуществлено только на низкой передаче при скорости вращения 200 об/мин.

Обязательным является обеспечение запаса прочности резьбового соединения бурильных труб по знакопеременному изгибу. Так как в указанных выше буровых установках используются трубы бурильные стальные универсальные по ГОСТ Р 51245-99 [7], могут быть использованы следующие зависимости, сформированные с использованием известной формулы Саркисова:

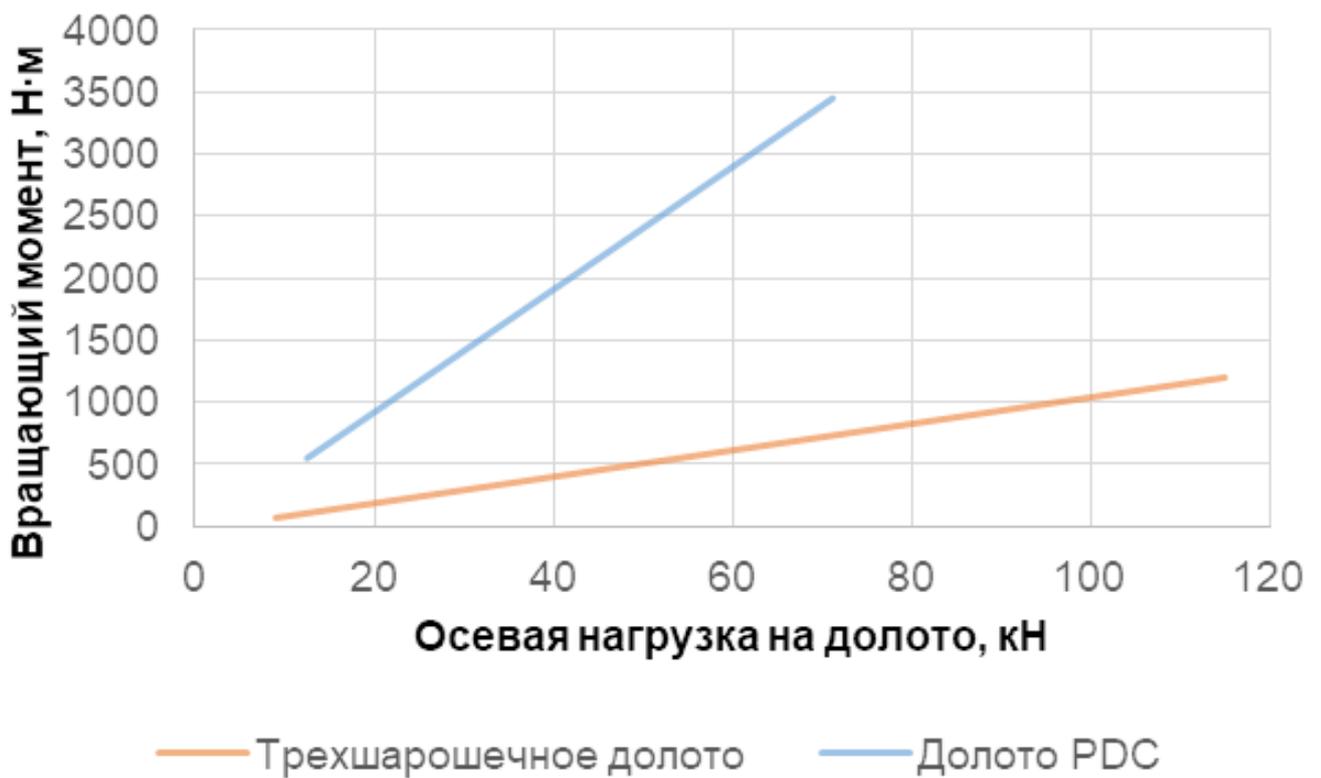


Рисунок 1 – Зависимость вращающего момента от осевой нагрузки на долото

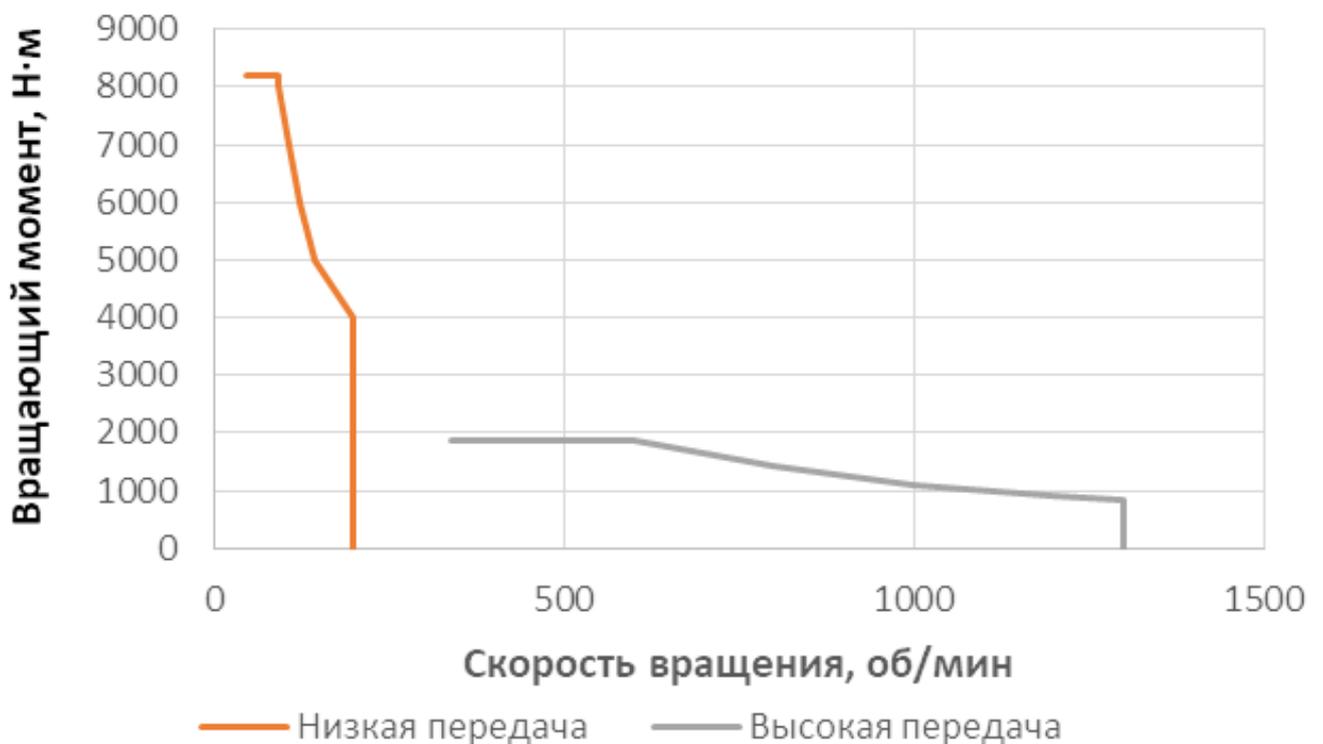


Рисунок 2 – Зависимость вращающего момента от скорости вращения гидравлического ротора

$$\frac{100}{\omega^2} \left( \sqrt{0,25z^2 + \frac{0,2I\omega^2}{q}} - 0,5z \right) = \frac{kD_{\text{дол}} - d_{\text{бр}}}{2} \cdot \frac{\pi E I_n}{10^4 M_{\text{п}}}, \quad (5)$$

$$z = \frac{G \cdot 10}{9,8q}, \quad (6)$$

где  $\omega$  – угловая скорость вращения колонны, рад/с;  
 $q$  – удельная масса труб, кг/см;  
 $z$  – координата опасного сечения, м;  
 $G$  – осевая нагрузка на долото, кН;  
 $M_{\text{п}}$  – предельный знакопеременный изгибающий момент резьбового соединения, Н·м (по [7]);  
 $E$  – модуль упругости стали при изгибе, МПа;  
 $I$  – момент инерции сечения трубы, см<sup>4</sup>;  
 $D_{\text{дол}}$  – диаметр долота, см;  
 $d_{\text{т}}$  – наружный диаметр бурильных труб, см;  
 $k$  – коэффициент кавернозности (разработки) ствола скважины.  
 $n$  – коэффициент запаса прочности (равен от 1,2 до 1,5 по [7]).

Равенство по уравнению (5) в диапазоне допустимых значений коэффициента запаса прочности должно быть достигнуто варьированием осевой нагрузки и частоты вращения с учетом выполнения условия (4).

Выводы.

1. Предложенный алгоритм нахождения зависимости скорости вращения долота от осевой нагрузки при бурении с использованием гидравлических роторов-вращателей бурильной колонны может быть использован при проектировании режимов углубления скважины, разбуривания цементных мостов и глинисто-песчаных пробок.

2. Установленная зависимость может послужить основанием для постановки и решения оптимизационной задачи нахождения оптимальных параметров режима бурения, обеспечивающих максимальную механическую скорость проходки.

#### **Библиографический список:**

1. Мещеряков, К.А. 10 лет бурения скважин малого диаметра / К.А. Мещеряков, Ю.В. Фефелов – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. - 2020. – № 3,5 (99.5). – С. 43-44.
2. Коровин, И.Ю. Применение скважин малого диаметра для повышения рентабельности добычи остаточных извлекаемых ресурсов / И.Ю. Коровин, Г.Г. Гилаев, М.В. Коваль [и др.] – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2022. – № 11. – С. 22-27.
3. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: под. общ. ред. Е.А. Козловского: Т.1, 2. – М.: Недра, 1984. - 508 с. – Текст : непосредственный.
4. Андрианов, Н.И. Зависимость вращающего момента от нагрузки на долото типа PDC / Н.И. Андрианов, Ю.А. Воропаев, Д.П. Воронков [и др.] – Текст : непосредственный / Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: материалы VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука-региону» / отв. ред. Гридин В.А. – Ставрополь: СКФУ, 2018. – С. 103-107. – Текст : непосредственный.
5. Буровые долота: Хьюз Кристенсен. – Хьюстон: Хьюз Кристенсен Инкорпоратед, 2005. - 45 с. – Текст : непосредственный.
6. Установка колонкового бурения Christensen CT-20: Epiroc. – Эпирок Рус, 2019. - 17 с. – Текст : непосредственный.
7. ГОСТ Р 51245-99. Трубы бурильные универсальные. Общие технические условия : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 28 января 1999 г. № 17 : введен впервые : дата введения 2000-01-01 / разработан Техническим комитетом по стандартизации МТК 309 «Оборудование геолого-разведочное». – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1999. – III, 12 с. ; 29 см. – Текст: непосредственный.

**Специальная конструкция шарошечного долота для самозабуриваемых свай**Белокоровкин С. А.<sup>1</sup>, Сериков Д. Ю.<sup>2</sup>, Борейко Д. А.<sup>3</sup>*1 - АО «Самарский резервуарный завод», г. Самара, Россия**2 - член-корреспондент РАЕН, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия**3 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** Представлены результаты работы, направленной на создание специальной конструкции опоры шарошечного долота для самозабуриваемых металлических свай различного назначения. В процессе выполнения пожеланий заказчика была разработана и изготовлена специальная упрощенная конструкция опорного узла шарошечного бурового долота, предназначенного для оснащения головных частей самозабуриваемых свай. Специальная конструкция предусматривает замену шарикового замкового подшипника на стопорное разжимное кольцо специальной конструкции. Основным результатом разработанной конструкции явилось двухкратное снижение себестоимости изготовления долота, при одновременном сохранении им требуемой заказчиком работоспособности.

**Ключевые слова:** долото, бурение, конструкция, свая, подшипник, опора.

В современных меняющихся условиях, рынку бурового шарошечного инструмента, необходимы долота, соответствующие быстро изменяющимся потребностям компаний, выполняющих различные виды буровых работ. И если для крупных сервисных нефтегазовых или горнорудных компаний, осуществляющих бурение глубоких нефтегазовых скважин, производители шарошечного бурового инструмента готовы предложить широкую линейку конструкций буровых долот, то для сервисных компаний, осуществляющих вспомогательное бурение в сложных горно-геологических условиях (горная местность, твердые и крепкие породы и т.д.), как правило, практически нет экономически выгодных конструкций. Чаще всего на рынке представлены, лишь пригодные для повторного бурения отработанные долота. [1, 2] Однако найти и приобрести такой инструмент одного типоразмера в количестве 100 штук и более за короткое время представляется довольно сложной задачей. Что нередко приводит к срыву сроков проведения вспомогательных буровых работ. Строительные компании, осуществляющие бурение неглубоких (10-20 метров) скважин, под свайные конструкции для установки различного нефтегазового и вспомогательного оборудования, применяют стальные самозабуриваемые сваи, представляющие собой непосредственно сваю, на нижнем конце которой прикреплено шарошечное буровое долото. При этом крепление долота к свае осуществляется при помощи кольцевого сварного соединения (рис.1). Для этого у стандартного шарошечного долота предварительно срезается ниппельная (резьбовая) часть, а торец под сварку выравнивается, для обеспечения перпендикулярности к оси вращения инструмента (свай). Все это сильно усложняет, удорожает и увеличивает время подготовительных технологических операций, при подготовке непосредственно к процессу бурения. Это свидетельствует о том, что нехватка специальных долот, предназначенных для вспомогательного бурения, вынуждает компании покупать дорогие нефтегазовые или горнорудные долота и дорабатывать их под свои нужды.

Компании производители шарошечных буровых долот, стремясь соответствовать конъюнктуре рынка, разрабатывают и внедряют в производство конструкции более широкой номенклатуры, как по конструктиву, так и по стоимости. Однако, при всем разнообразии существующих конструкций шарошечных долот, представленных на рынке, неизменным остается способ крепление шарошек, а именно замковым шариковым подшипником [3, 4]. В диапазоне диаметров от 63,5 мм. до 720,0 мм, независимо от видов бурения, это один из основных элементов подшипниковых узлов. Модернизируя или разрабатывая новые конструкции опор, приходится подбирать, плавающие кольца опор скольжения, ролики, узлы уплотнения и т.д., с учетом размеров шарикового замкового подшипника. Основным назначением замкового подшипника (элемента), является фиксирование шарошки на цапфе лапы в осевом направлении, с одновременной возможностью обеспечения беспрепятственного

вращения шарошки вокруг собственной оси. При этом, основные нагрузки, при бурении, существенно влияющие на ресурс долота, несут другие элементы опоры. Осевую нагрузку воспринимает упорный торец, радиальную нагрузку опора скольжения или качения.

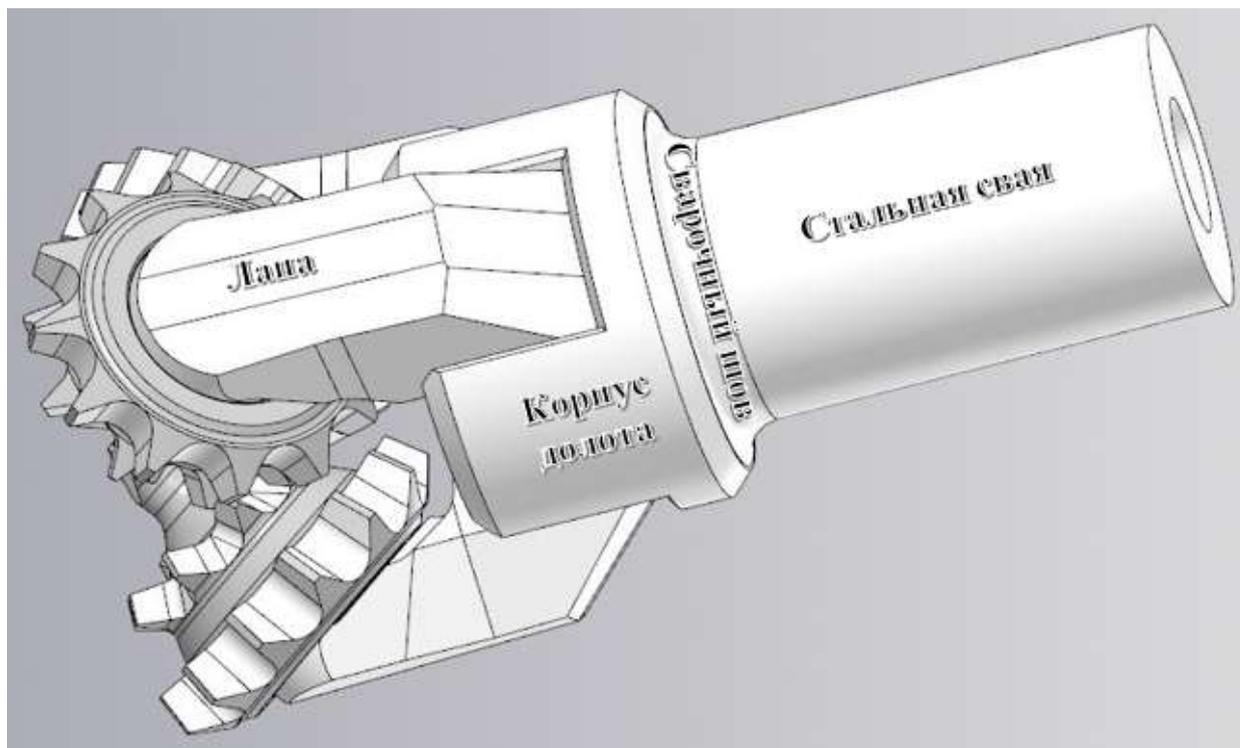


Рисунок 1 - Шарошечное долото в сборе с приваренной стальной свайей

Разрабатывая новые опоры, инженерам и конструкторам приходится скрупулёзно подбирать размеры элементов, учитывая распределение нагрузок и технологичность конструкции. И если в долотах большого диаметра в опорах есть место для реализации различных вариантов исполнения, то в долотах малого диаметра большую часть опоры занимает замковый подшипник, тем самым уменьшая основные рабочие элементы опоры.

С целью увеличения восприятия нагрузок основными несущими элементами опоры за счет увеличения поверхностей контакта, был разработан вариант безшариковой опоры скольжения для долот малых и средних диаметров, применяемых в самозабуриваемых сваях различного назначения (рисунок 2).

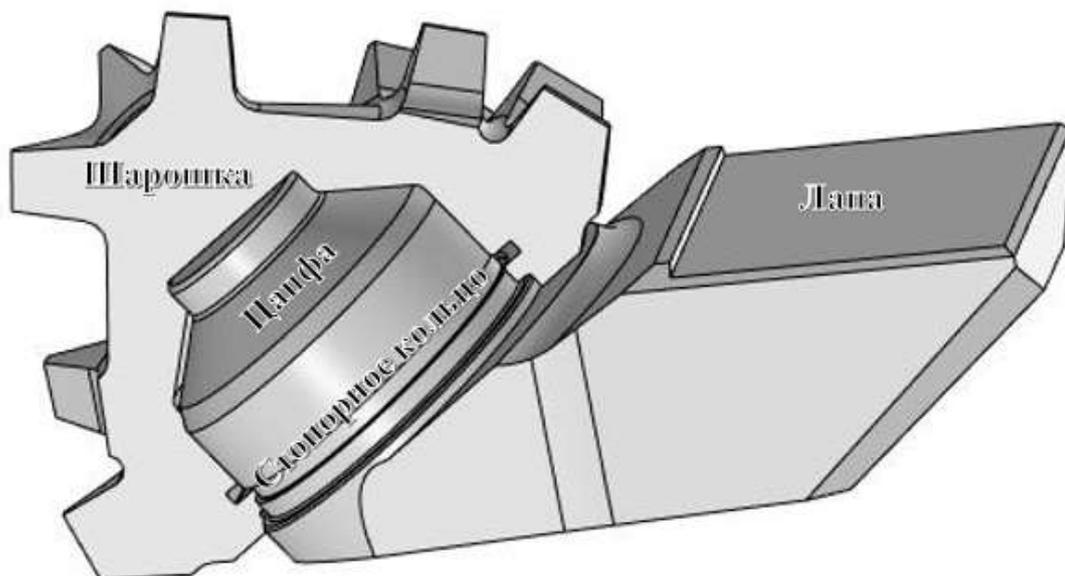


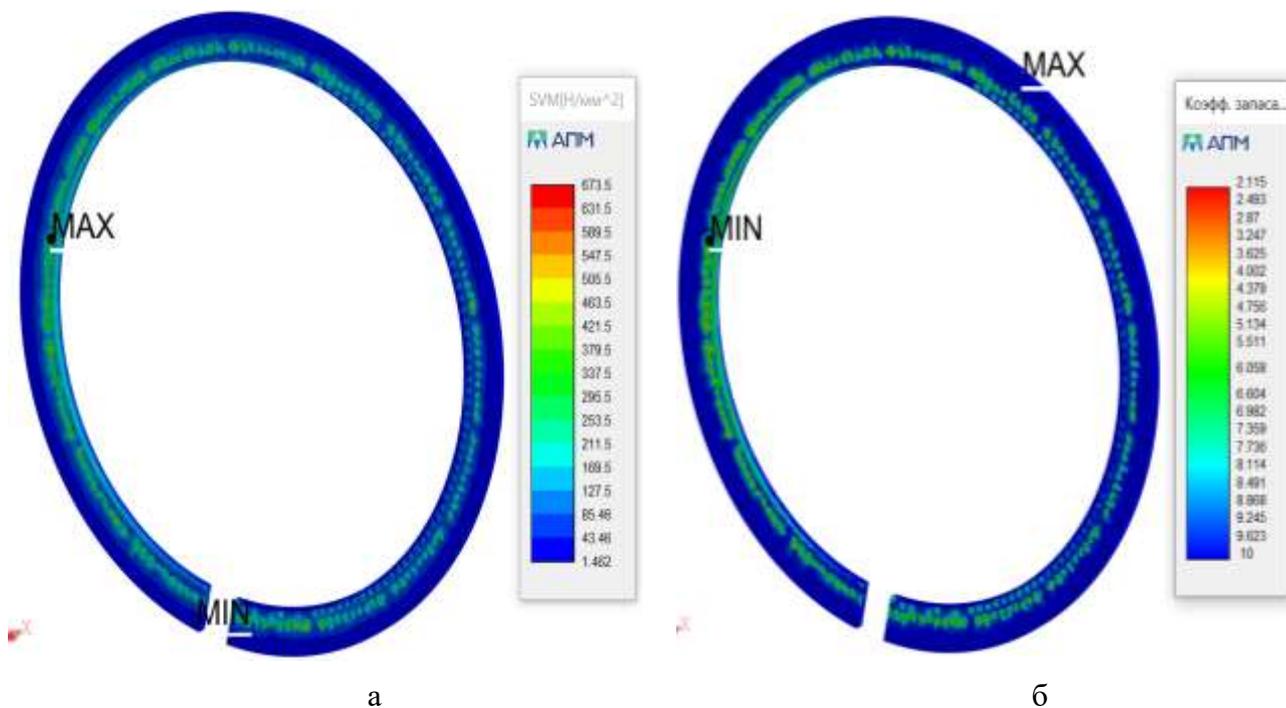
Рисунок 2 - Разработанная конструкция опоры шарошки

С целью проверки работоспособности опоры специальной упрощенной конструкции было разработано и изготовлено экспериментальное долото диаметром 181 мм с безшариковой опорой, применяемое при строительстве неглубоких скважин с использованием самозабуривающихся свай. Короткий интервал глубин скважин позволил отслеживать работу опоры, предупреждая заклинивания или образования люфта. Опора лапы включает упорный торец, две дорожки скольжения разного диаметра, обеспечивающие соосность опор и замкового узла (рис.2).

Опора шарошки разработана с учетом габаритов и вида вооружения долота. Отсутствие замкового подшипника позволило максимально увеличить размеры опоры долота, увеличив, соответственно, контактные поверхности скольжения в опоре, что упрощает диагностику и осуществление технического обслуживания долота. Конструкция опоры шарошки включает также, полость для заполнения смазочным материалом. Замковый узел разработан таким образом, что не только закрепляет шарошку на цапфе лапы, но и позволяет ей свободно вращаться вокруг своей оси, а также препятствует проникновению шлама во внутренне пространство подшипникового узла.

Разработанная специальная конструкция обеспечивает фиксацию шарошки на цапфе за счет использования серийного стопорного кольца, которое потенциально является наиболее «слабым» элементом конструкции и нуждается в обосновании прочности. Для этого было произведено исследование прочности стопорного кольца для одного из типоразмеров рассматриваемых в статье шарошечных буровых долот. С учетом конструктивных особенностей и характера нагружения при эксплуатации долота исследование проведено на срез методом конечно-элементного анализа твердотельной модели стопорного кольца. Данный метод апробирован на достаточном количестве аналитических задач при разработке новых и совершенствовании существующих конструкций шарошечного бурового инструмента. Материал стопорного кольца Сталь 65Г по ГОСТ 14959-2016.

На (рис.3) представлены результаты исследования в виде градиентных цветных карт распределения напряжений в модели, а также коэффициента запаса прочности по пределу текучести материала кольца.



а – карта распределения суммарных напряжений,  
 б – карта распределения коэффициента запаса прочности по пределу текучести

Рисунок 3. Результаты исследования напряженно-деформированного состояния стопорного кольца

Результаты проведенных исследований показали, что обеспечен достаточный запас прочности, который в наиболее опасном сечении составил 2,115 единицы.

Разработанная специальная безшариковая опора может использоваться в различных типах и размерах шарошечного бурового инструмента. Проектирование и изготовление таких опор является достаточно простым и значительно менее трудоемким. Исключение шариков из опор, существенно уменьшает количество комплектующих и время на металлообработку, что в конечном итоге приводит к уменьшению себестоимости изготовления всего долота. И если учесть, что шарики, устанавливаемые в опорах долот, должны обладать высоким качеством, то это значительно снижает круг поставщиков и увеличивает стоимость данных комплектующих.

Международной долотной фирмой «NRB - New Rock Bits», в рамках заказа, была изготовлена и реализована партия долот данной конструкции в количестве более 100 штук. В процессе промысловых испытаний одной из самозабуривающихся свай было пробурено до 6 свайных 15-ти метровых углублений (все остальные в одноразовом режиме бурили с последующей цементацией). При этом не было зафиксировано ни одного случая заклинивания опор, а износ основных рабочих поверхностей подшипниковых узлов оказался минимальным. Это позволяет сделать вывод о том, что данная конструкция долота может быть использована при бурении и более глубоких скважин, либо иметь многоразовое применение.

Отработка долот с безшариковой опорой на объектах заказчика, показала работоспособность опоры. Все долота отработали требуемый ресурс, что привело к положительному заключению заказчика и повторному размещению заказа у производителя. При этом необходимо отметить, что разработанная упрощенная конструкция шарошечного долота позволила почти в двое снизить себестоимость его изготовления, что дало данной продукции значительные конкурентные преимущества.

Основываясь на приобретённом опыте, в настоящее время поставлена задача, и разрабатываются опоры для шарошечных долот малого диаметра. На первом этапе, начиная с долот диаметра 60,3 мм до 98,4 мм.

#### **Библиографический список:**

1. Сравнительный анализ эффективности работы шарошечных буровых долот / А. О. Шигин, Д. А. Борейко, Н. Д. Цхадая, Д. Ю. Сериков // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № S2. – С. 1-7.
2. Удачин, Р. В. Влияние параметров центральной насадки на материал шарошечного долота при бурении твердых пород / Р. В. Удачин, Д. А. Борейко // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : Материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием), Ухта, 07–08 ноября 2019 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2020. – С. 248-253.
3. Быков, И. Ю. Анализ износа и разрушения опор вооружения шарошечных долот / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, Ф. А. Ризаханов // Рассохинские чтения : Материалы международной конференции. В 2-х частях , Ухта, 07–08 февраля 2019 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2019. – С. 235-244.
4. Наумышев, Е. Ю. Экспериментальное исследование уплотнения опоры трехшарошечного долота диаметром 215,9 миллиметров в условиях приближенных к забойным / Е. Ю. Наумышев, И. Ю. Быков, Д. А. Борейко // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей : Материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием), Ухта, 08–10 декабря 2021 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2022. – С. 210-214.

## Исследование влияния пластовой воды на прочностные характеристики колонны насосных штанг периодического высокообводненного фонда скважин

Волкова Х. Ф., Бобылева Т. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Одной из причин снижения показателей добычи нефти в России является то, что применяемые нефтедобывающие технологии не соответствуют изменившейся структуре действующих нефтяных запасов (рисунок 1).

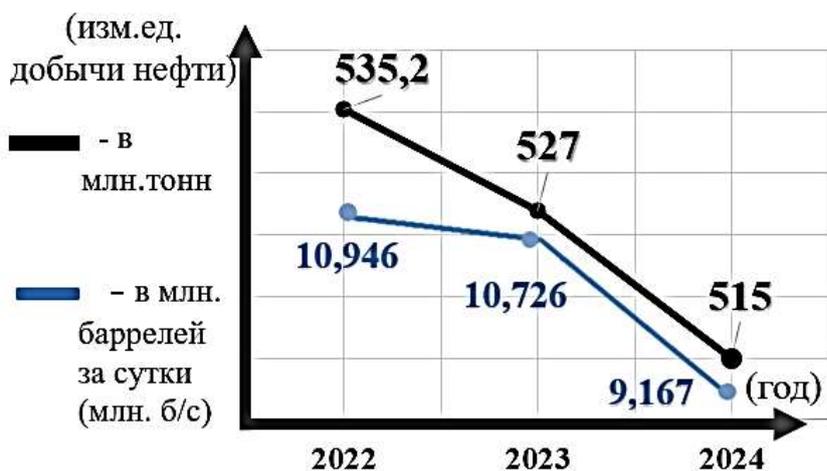


Рисунок 1 – График общей добычи нефти в РФ за последние 3 года

На сегодняшний день из-за старения фонда и активного применения в нем заводнения для поддержания пластового давления резко вырос показатель обводненности у многих скважин. Так, на месторождениях Западной Сибири, Урала и Поволжья средняя обводненность скважин уже возросла до 80 % и более. Из-за этого увеличился и фонд скважин с высокообводненным и периодическим режимом работы, который стал необходим в этих местах, чтобы эффективно и своевременно повысить нефтеотдачу и прибыль предприятий (рисунок 4).

С увеличением уровня воды в скважине в разы усложнились и эксплуатационные условия добычи нефти. СШНУ, которыми оснащено более 30 % фонда скважин и практически 90 % фонда малодобитных скважин, стали практически нерентабельными из-за низкого дебита. Поэтому обеспечение эффективной эксплуатации обводненного фонда скважин, работающих в таком режиме, является важной технической задачей современного нефтегазодобывающего предприятия. [1].

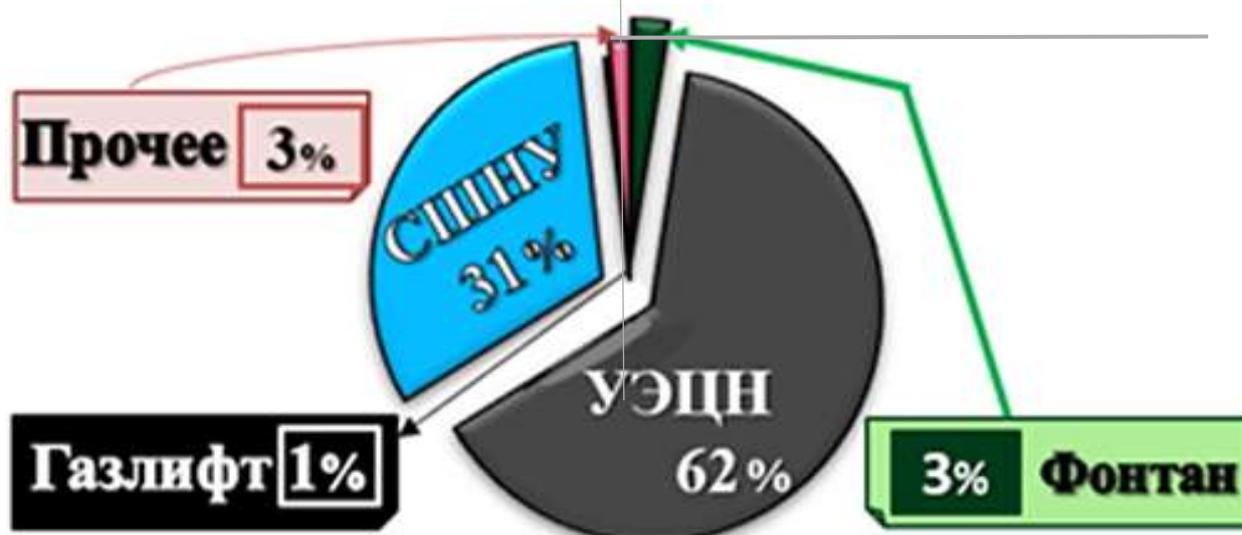


Рисунок 2 – Оснащение механизированного фонда нефтяных скважин РФ

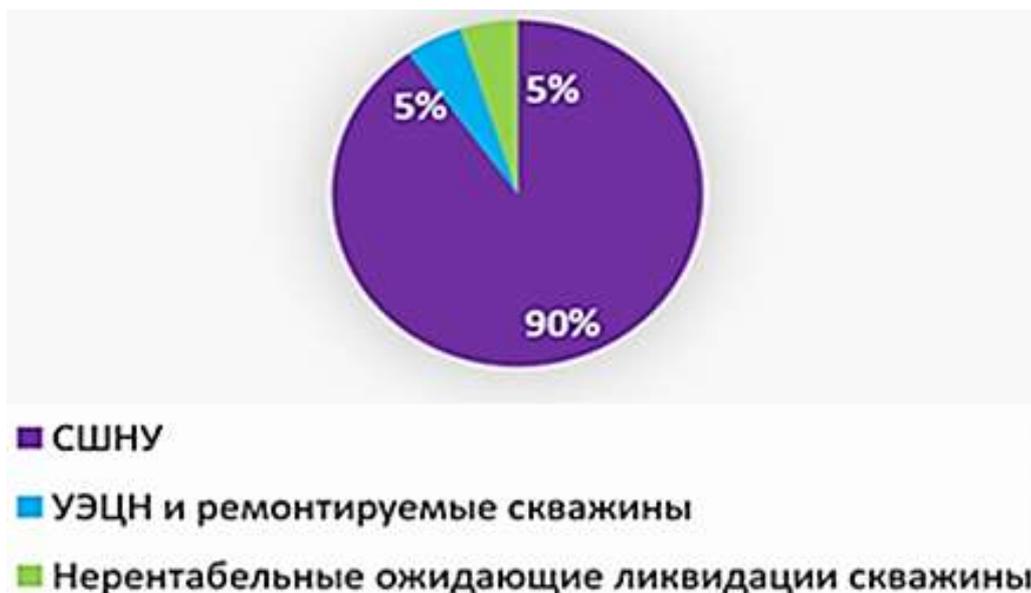


Рисунок 3 – Фонд малодобитных скважин в России

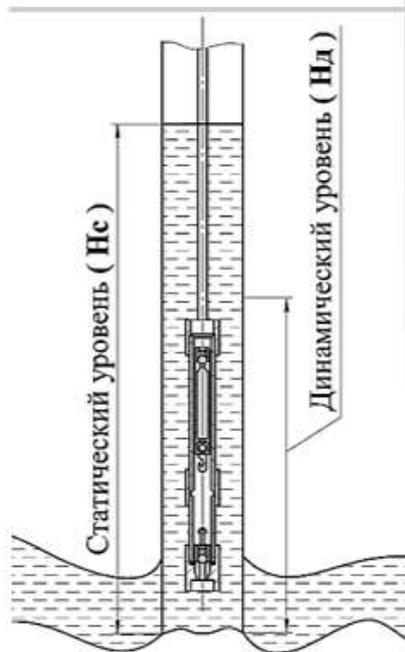
Название нефтяной компании (н/к)	Весь ее нефтяной фонд скважин	% от всех скважин РФ	Скважины, оборудованные СШНУ	% использования СШНУ в данной н/к	Действующий фонд добывающих скважин	Периодически простаивающие малодобитные скважины	% простаивающих от экспл. фонда скважин
«Роснефть»	48941	31,07	8336	17,03	40180	6961	17,3%
«Лукойл»	29882	18,97	7864	26,32	24282	5163	21,3%
«Сургутнефтегаз»	25525	16,21	13684	53,61	19578	5647	28,9%
«Татнефть»	19790	12,57	16312	82,43	16748	2642	15,8%
«Башнефть»	14869	9,44	11223	75,48	12974	1745	13,5%
«Газпром нефть»	8482	5,39	3	0,04	6956	743	10,6%
«ННК»	6743	4,28	1115	16,54	5693	954	6,1%
«Русснефть»	1926	1,22	313	16,25	1367	188	13,8%
«Славнефть»	1338	0,85	46	3,44	1182	86	7,3%

Рисунок 4 – Текущее состояние всего нефтяного фонда скважин в крупнейших компаниях РФ за 2024 год

В целом, периодическая эксплуатация скважин является общепринятым способом нефтедобычи в высокообводненных малодобитных скважинах, находящихся на поздней стадии разработки, но он до сих пор остается недостаточно эффективным в таких условиях. Да, такой метод экономит энергоресурсы, снижает износ насосно-штангового оборудования и увеличивает межремонтный период СШНУ. А принцип его работы состоит в последовательном чередовании таких этапов как простой оборудования и накопление флюида нефти в зоне забоя скважины, так и периоде запуска рабочего процесса, состоящего в извлечении и подъеме добываемого материала на поверхность (рисунок 5). Но из-за периодического смачивания и коррозионо-активного состава пластовых вод существует ряд проблем, которые сильно осложняют эксплуатацию СШНУ в этом случае/

В периодических малодобитных скважинах Западной Сибири преобладают гидрокарбонатно-натриевый и хлоркальциевый типы пластовых вод, в которых высокая минерализация из-за ионов  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Na}^+$  и  $\text{HCO}_3^-$ . Все это является первоначальной причиной больших показателей скорости распространения (более 0,25 мм/год) и средней глубины проникновения коррозии в металл (более 2,4 мм/год) в рассматриваемом регионе [2].

Схема работы периодически работающих скважин



Распределение средней наработки колонны штанг до обрыва периодически работающих скважин в зависимости от обводненности добываемой продукции

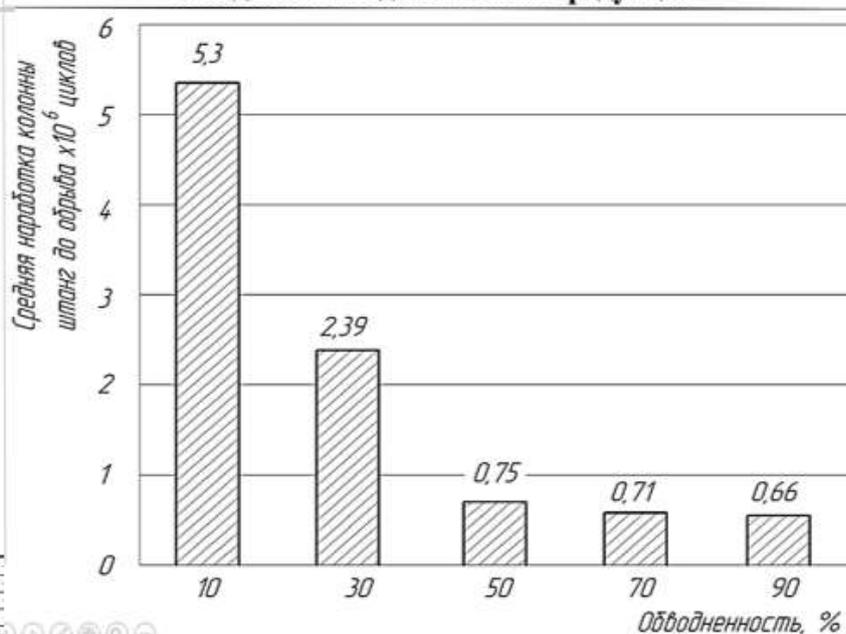


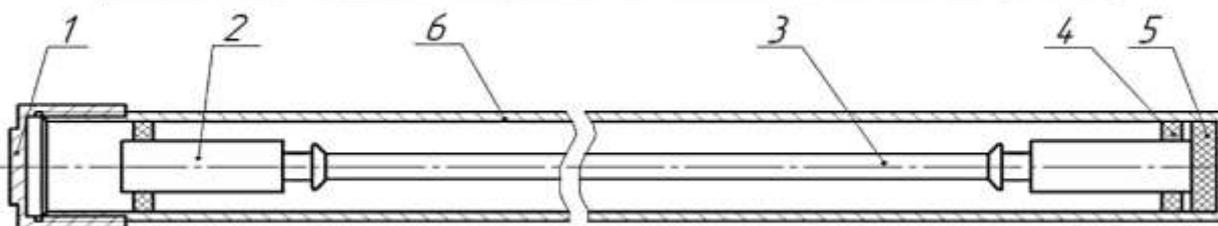
Рисунок 5 – Эксплуатация колонны насосных штанг в периодических малодебитных скважинах в ПАО «Сургутнефтегаз»

Для оценки влияния процесса смачивания на состояние и работу штанг было проведено искусственное моделирование смачиваемых условий в одной из лабораторий предприятия. В эксперименте использовались пять насосных полустанг (три из которых новые и две ремонтные), их поместили в среды с различными условиями смачивания. Все смачиваемые образцы были погружены в воду с минерализацией равной 23 г/л. Эксперимент проходил в течение полугода, где все образцы раз в месяц осматривали и сравнивали с друг другом. По результатам проведенного исследования было замечено следующее: первая ремонтная полустанга целиком поражена коррозией, которая сопровождалась отслоением слоев окисла железа с толщиной до 0,5 мм от металла. Третий образец также был замечен с 100% поражением коррозией, однако в нем не было никаких отслоений. На втором образце наблюдалась незначительная двадцатипроцентная коррозия с образованием ограничивающей оксидной пленки и затронула она только лишь ремонтные муфты. А образцы №4 и №5 после длительного нахождения в воде целиком подверглись только поверхностной коррозии. Более детально об этапах этого исследования и всех его итогах можно узнать из рисунка 6.

Далее для более точного осмотра опытных образцов до и после эксперимента был использован электромагнитный дефектоскоп «Вектоскоп-С» (рисунок 7), который последовательно по номерам скручивал образцы и составлял по их состоянию сравнительные дефектограммы [3].

Как показала дефектоскопия у первого образца после проведения эксперимента с нагружением динамическими нагрузками глубина у четырех его микротрещин увеличилась, но это увеличение незначительно и эксплуатация в текущем состоянии все еще возможна. Но скорость проникновения коррозии у четвертой изначально неглубокой микротрещины у первого образца в результате расчетов оказалась слишком высокой. У третьего образца после эксперимента был замечен прирост глубины проникновения только у первой микротрещины до критического значения 1,5 мм, при которой эксплуатация полустанги уже невозможна. Как видно из таблицы 1, образец №3, еще до эксперимента уже имел две большие микротрещины, причем одна из них была близка к критичной, исходя из чего, можно судить о ее изначально заводском браке. А анализы дефектограмм образцов №2, №4 и №5 показал незначительные изменения у их микротрещин как до, так и после эксперимента, что свидетельствует об отсутствии у них условий, способствующих ускорению процессов коррозионного разрушения.

**Схема лабораторной капсулы с помещенным опытным образцом:**



1 – пробка; 2 – муфта; 3 – штанга; 4 – резиновое кольцо; 5 – подушка; 6 – стальной сосуд

**Исследуемые образцы насосных штанг и результаты визуального осмотра:**

№	Штанга	Среда	Результаты визуального осмотра поверхности опытных образцов после эксперимента	
			Коррозия	Отслоение оксидов железа
1	Ремонтная	4 раза в месяц на сутки извлекалась из лабораторной капсулы	100 % тело и галтели штанг	Отслоение слоев окисла железа с толщиной до 0,5 мм от металла штанг
2	Новая	Воздушная	Не значительная коррозия муфт, 20%	Отсутствует
3	Новая	4 раза в месяц на сутки извлекалась из лабораторной капсулы	100 % площади поверхности штанги	Отсутствует
4	Новая	Постоянно находилась в минерализованной воде	100 % площади поверхности полуштанги	Отсутствует
5	Ремонтная	Постоянно находилась в минерализованной воде	100 % площади поверхности штанги	Отсутствует

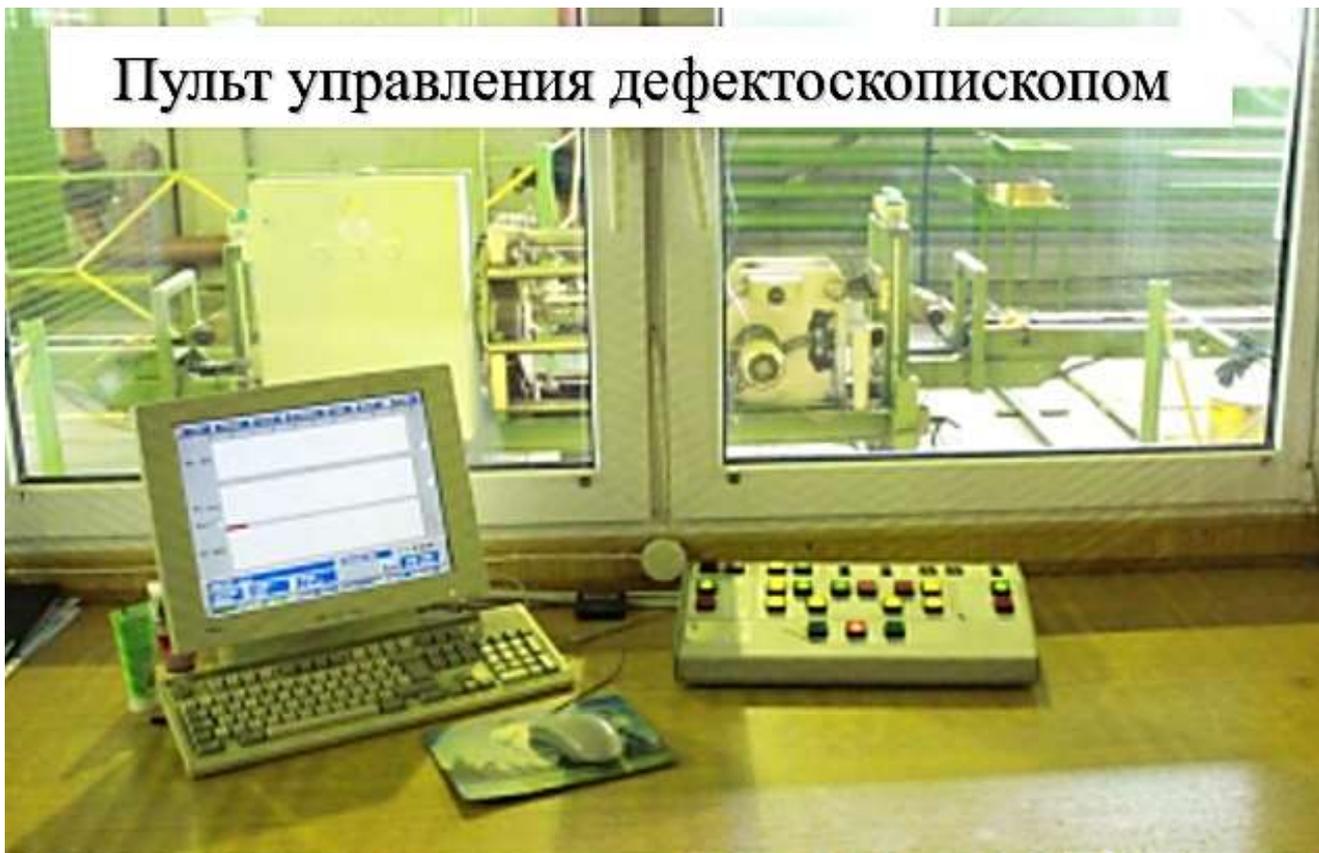
Рисунок 6 – Лабораторное исследование воздействия периодического смачивания на формирование микротрещин и развитие коррозии

Для оценки влияния изменений скорости проникновения коррозии и первоначальной глубины микротрещины на прочностные характеристики штанг, была произведена серия статических растяжений до разрыва каждого образца на разрывной машине ИР-500 (рисунок 8). Для возможности проведения эксперимента каждый образец полуштанг был разрезан на три части – на само тело и две его головки с галтелями. Перед проведением эксперимента машина была настроена на максимальное значение нагрузки, соответствующей интервалу пластической деформации.

По результатам этих испытаний и полученных из него данных в виде таблицы 2 было замечено, что смачиваемая ремонтная штанга имеет меньший показатель выдержанной максимальной нагрузки, чем новая штанга, смачиваемая в таких же условиях, и это несмотря на наличие у нее двух критичных микротрещин с большими глубинами проникновения. А по результатам сравнения максимальных нагрузок у несмачиваемых и смачиваемых штанг было обнаружено, что снижение прочностных характеристик от действия периодического смачивания составило в целом 14 %.

Таким образом, данные всех испытаний показали, что наиболее уязвимыми местами в штанге являются ее галтель и тело с критическими трещинами. А большая концентрация и глубина микротрещин снижают в дальнейшем максимальную нагрузку материала. Кроме этого, изначальное количество микротрещин на самом металле, а также новизна его состояния — все это тоже является ключевыми факторами прочности штанг. Также на снижение прочности металла штанг влияет и уменьшение толщины ее стенок из-за трения скольжения в условиях высокой обводненности и низкого дебита.

## Пульт управления дефектоскопом



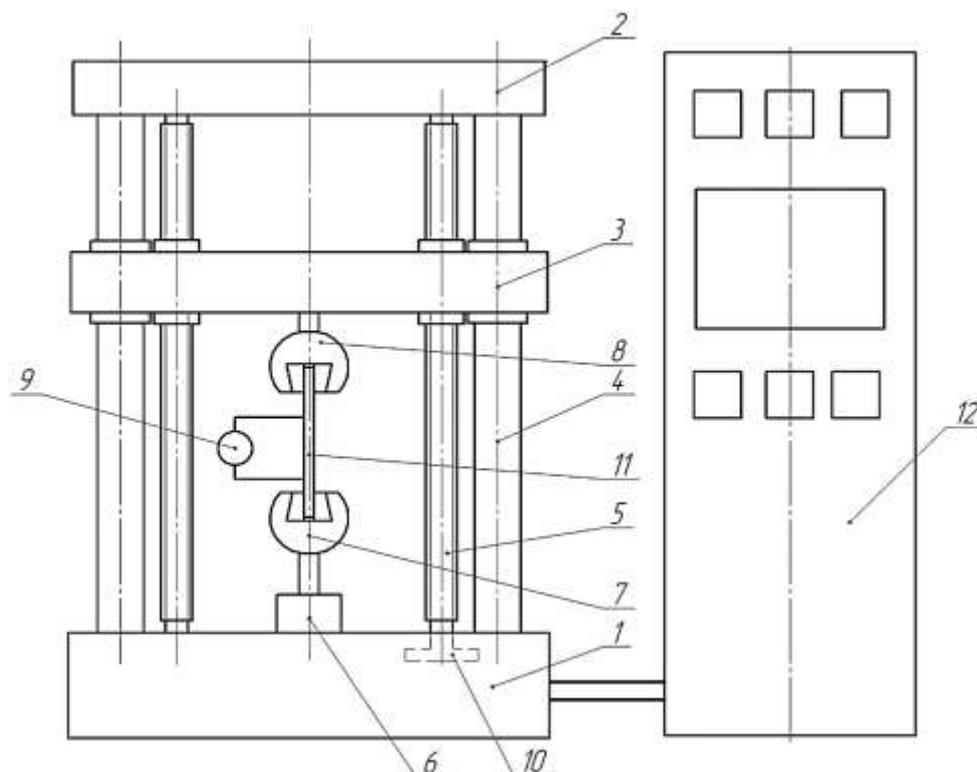
## Внешний вид дефектоскопа



Рисунок 7 – Сравнительная оценка степени роста сети микротрещин на поверхности полуштанг с помощью электромагнитного дефектоскопа «Вектоскоп-С»

Таблица 1 – Результаты замера глубины микротрещин до и после эксперимента с помощью электромагнитного дефектоскопа «Вектоскоп-С»

№	Вид полуштанги	Номер дефекта	Глубина микротрещины до эксперимента, мм	Глубина микротрещины после эксперимента, мм	Скорость роста микротрещины, мм/год
1	Ремонтная (смачиваемая)	1	0,44	0,528	0,176
		2	0,352	0,44	0,176
		3	0,264	0,44	0,352
		4	0,176	0,44	0,528
2	Новая (воздушная среда)	1	0,616	0,792	0,352
		2	0,528	0,704	0,352
		3	0,704	0,704	0
3	Новая (смачиваемая)	1	1,144	1,496	0,704
		2	1,056	1,056	0
		3	0,352	0,352	0
4	Новая (несмачиваемая)	1	1,408	1,496	0,176
		2	1,232	1,232	0
		3	0,44	0,44	0
5	Ремонтная (несмачиваемая)	1	1,232	1,264	0,064
		2	0,704	0,74	0,072
		3	0,44	0,498	0,116



1 – основание; 2 – неподвижная траверса; 3 – подвижная траверса; 4 – направляющие; 5 – ходовой винт; 6 – датчик силы; 7 – неподвижный захват; 8 – подвижный захват; 9 – датчик деформации; 10 – датчик перемещения; 11 – исследуемый образец; 12 – узел программного обеспечения

Рисунок 8 – Машина разрывная ИР–500

Таблица 2 – Результаты испытания образцов полуштанг на статический разрыв

Тело штанги					
Параметр	Образец №1 (ремонтная, смачиваемая)	Образец №3 (новая, смачиваемая)	Образец №5 (ремонтная, несмачиваемая)	Образец №4 (новая, несмачиваемая)	Образец №2 (новая, воздушная среда)
$P_{max}$ , кН	285	302	316	308	350
$d_{разр}$ , мм	15	14	18	17	15
Примечание	–	–	Обрыв по критичной микротрещине	Обрыв по критичной микротрещине	–
Галтель-квадрат-соединительная муфта					
$P_{max}$ , кН	317	318	325	326	380
Примечание	Обрыв по галтели	Обрыв по галтели	Обрыв по галтели	Обрыв по галтели	Обрыв по галтели

#### Библиографический список:

1. Научно-технический журнал «Нефть и капитал» [Электронный ресурс]. – <https://tass.ru/ekonomika/23013141.pdf> (07.02.2025)
2. Кочевков, М.А. Экспериментальное определение влияния коррозионного воздействия на прочностные характеристики материала колонны штанг при различных условиях смачивания // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2014. – №1. – С.94-113.
3. Окрушко, Е. И. Дефектоскопия глубиннонасосных штанг / Е. И. Окрушко, М. А. Ураксеев. – М.: Недра, 1983

УДК 622.24

#### Буровые технологические жидкости для строительства скважин в высокопроницаемых пластах, содержащих сероводород, на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Каменских С. В.<sup>1</sup>, Близнюков В. Ю.<sup>2</sup>

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

*2 – РАЕН, г. Москва, Россия*

Проблемы проводки скважин в условиях сероводородной агрессии возникли еще в 70-х годах при разбуривании Астраханского, Тенгизского и других месторождений с высоким содержанием сероводорода (H<sub>2</sub>S). Проведенные учеными исследования позволили разработать широкий спектр рецептур буровых растворов, в том числе высокощелочных, с добавками нейтрализаторов, бактерицидов, ингибиторов, а также специальных буферных и тампонажных составов. Большой вклад в повышение качества строительства скважин в условиях сероводородной агрессии внесли работы Ф.А. Агзамова, М.О. Ашрафьяна, А.И. Булатова, М.Р. Гайдарова, В.С. Данюшевского и многих других ученых. Анализ исследований в данной области показывает, что применяемые технологические жидкости с токсичными и коррозионно-устойчивыми реагентами имеют ряд недостатков и обладают повышенной материалоемкостью, что повышает стоимость и время строительства скважин.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) открыто более 180 месторождений, из которых порядка 40 % с агрессивными флюидами в высокопроницаемых пластах. Строительство скважин в подобных условиях сопровождается

возникновением поглощений, дифференциальных прихватов, сероводородной агрессией и низким качеством цементирования. Все это требовало приготовления новых порций технологических жидкостей или их постоянных обработок специальными химическими реагентами, что приводило к росту затрат времени строительства скважин (до 20 %) и удорожанию их стоимости (до 10 %). Поэтому требуется разработка единой системы технологических жидкостей, обеспечивающих повышение качества строительства скважин при минимально возможной материалоемкости составов за счет использования особенностей их физико-химического взаимодействия с агрессивными флюидами. Таким образом, только комплексное решение основных задач, включающих разработку полифункциональных и трансформируемых бурового, буферного и тампонажного растворов, обеспечивающих ферментативную устойчивость, кольматацию и герметичное разобщение высокопроницаемых пластов, содержащих  $H_2S$ , позволит надежно и эффективно решить проблему повышения качества строительства скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов на месторождениях ТПНГП.

Одним из первых  $H_2S$  взаимодействует с буровым раствором, который поступает в него из разбурываемых пород или постепенного разложения высокомолекулярных соединений (ВМС) различными микроорганизмами.

На кафедре бурения проведены исследования ферментативной деструкции полимерных составов как с добавками бактерицида, так и без него при температурах 20, 60 и 100°C. Время ферментативной деструкции оценивалось по интенсивности снижения показателя рН во времени после воздействия температуры и давления в ячейках «старения» вальцовой печи фирмы «OFITE». В результате получены зависимости показателя рН от времени [1]. Исследования проводились с использованием современных приборов и оборудования кафедры бурения и центра по исследованию керна УГТУ согласно ГОСТ и методикам, применяемым в научно-исследовательской практике.

Установлено, что отечественные полимеры имеют относительно низкую ферментативную устойчивость. Полимерные составы, обработанные NaOH, без бактерицида практически сразу теряют стабильность. Установлено, что наиболее эффективен полимерный состав, включающий биополимер, целлюлозу, крахмал. Использование CaO возможно без бактерицида и способствует увеличению ферментативной устойчивости в 3,2 раза (с бактерицидом) и 2,3 раза (без бактерицида) по сравнению с NaOH. Установлено, что нагревание полимерных составов, обработанных бактерицидом и NaOH, способствует коррозии стали, которая отсутствует при обработке раствора CaO даже без бактерицида.

Проведенные исследования позволили оценить ферментативную устойчивость полимерных составов в различных комбинациях при разных температурах. С увеличением щелочности среды эффективность применения отдельных ВМС снижается, поэтому совместно с ферментативной деструкцией определялись реологические параметры композиций. Полученные зависимости пластической вязкости и динамического напряжения сдвига от времени свидетельствуют о возможности использования ВМС в высокощелочных средах за счет синергетического эффекта.

Для оценки влияния температуры на показатель рН проведены исследования полимерных составов при их остывании в ячейках «старения». Установлено, что с увеличением температуры с 20° до 100°C величина рН уменьшается на 2 ед. за счет изменения константы диссоциации воды. В результате определены рекомендуемые величины рН бурового раствора на поверхности в зависимости от забойной температуры с целью эффективной нейтрализации  $H_2S$  в пластовых условиях щелочностью среды. Увеличение давления повышает время ферментативной устойчивости композиций, снижая тем самым влияние температуры на интенсивность деструкции.

Разработка состава бурового раствора проводилась путем обработки исходной композиции структурообразователями и реагентами. Исследовалось 6 составов при температурах 20° и 100°C. Наибольшую ферментативную устойчивость и наименьшую материалоемкость по сравнению с другими жидкостями имеет высокощелочной буровой раствор [1].

Исследование параметров высокощелочного бурового раствора в эксикаторе до и после насыщения  $H_2S$  свидетельствуют о ферментативной устойчивости его компонентов, что обусловлено диссоциацией  $H_2S$  на относительно безвредные соединения при  $pH > 9,5$ . Гидроксид кальция при контакте с растворенным  $H_2S$  образует  $CaS$ , который формирует в призабойной зоне скважины непроницаемый экран. С одной стороны, агрессор ( $H_2S$ ), с другой  $Ca(OH)_2$ . Толщина экрана достаточно мала и остается постоянной в период их взаимодействия, т.е. реакции выщелачивания за счет избытка  $Ca(OH)_2$  в стволе скважины.

Для оценки кольматирующей способности высокощелочного бурового раствора проведены исследования на тестере проницаемости, которые позволили установить, что он способен закольматировать проницаемые фильтры, т.е. обладает кольматирующими свойствами.

Одним из простых и эффективных способов борьбы с коррозией является поддержание высокой щелочности среды, поэтому применение высокощелочного бурового раствора обеспечит снижение интенсивности коррозии бурового инструмента.

В итоге, высокощелочной буровой раствор за счет обработки  $CaO$ , обеспечивает ферментативную устойчивость ВМС при воздействии природного и биогенного  $H_2S$  без бактерицида и нейтрализатора, кольматацию проницаемых сред и слабоинтенсивную коррозию бурового инструмента без ингибитора.

Обработка результатов исследований позволила установить зависимость, позволяющую прогнозировать изменение водородного показателя высокощелочного бурового раствора в функции времени его циркуляции в скважине и известной начальной величине  $pH$  в диапазоне температур  $20^{\circ}-100^{\circ}C$ . Зависимость имеет достаточный совокупный коэффициент множественной корреляции и адекватна по критерию Фишера.

Проведённые эксперименты позволили разработать состав безглинистого высокощелочного бурового раствора и рекомендовать его для бурения в агрессивных средах [1]. Буровой раствор обладает структурно-реологическими параметрами, ферментативной устойчивостью к деструкции при воздействии биогенного и природного  $H_2S$ , антикоррозионными и кольматационными свойствами. Низкая материалоемкость состава и отсутствие токсичных агентов делают буровой раствор экономически и экологически более выгодным, по сравнению с другими промывочными жидкостями.

Для усиления изолирующей способности бурового раствора в высокопроницаемых средах предлагается трансформировать его в кольматирующую смесь. Проведенные исследования позволили установить, что высокощелочной буровой раствор при обработке биоцидом и повышении концентрации  $CaO$  переходит в покое в гелеобразное состояние. Для повышения прочности и пластичности геля смесь обрабатывается газблоком. Совместное использование биоцидола (сшиватель) и газоблокатора (компаунд) позволяет повысить кольматирующую способность смеси за счёт затвердевания газблока при нагревании и связывания ВМС, сшитых биоцидом, в более плотные и большие по размеру соединения, которые эффективно кольматируют проницаемое пространство. Обработка результатов исследований позволила установить зависимость, позволяющую прогнозировать время кольматации от проницаемости среды и перепада давления. Зависимость имеет повышенный совокупный коэффициент множественной корреляции и адекватна по критерию Фишера.

Проведенные эксперименты позволили разработать состав биополимерной кольматирующей смеси (БПКС) для изоляции высокопроницаемых пластов, содержащих  $H_2S$ . Смесь трансформируется из бурового раствора, обеспечивает нейтрализацию  $H_2S$  повышенной щёлочностью соединений  $Ca(OH)_2$  и кольматацию высокопроницаемых пластов продуктами их взаимодействия, а также за счет использования биоцидола с газблоком [2].

В итоге, разработан буровой раствор и трансформируемая из него кольматирующая смесь, которые нейтрализуют  $H_2S$  повышенной щелочностью соединений  $Ca(OH)_2$  и изолируют высокопроницаемые пласты  $CaS$ , ограничивая поступление  $H_2S$  в ствол скважины и загрязнение пластов фильтратом промывочной жидкости, а также для профилактики дифференциальных прихватов, предупреждения и ликвидации поглощений [1, 2].

При первичном вскрытии продуктивных пластов применяют специальные промывочные жидкости, формирующие тонкие и прочные фильтрационные корки, которые проблематично удалить со стенок скважины и обеспечить качественное цементирование. Использовать при этом одну буферную жидкость может оказаться малоэффективно. Поэтому предлагается использовать многофункциональную буферную жидкость, включающую 3 порции: моюще-эрозионную, вязкоупругую и адгезионно-кольматирующую. Для оценки отмывающей способности различных буферных жидкостей использовались фильтрационные корки безглинистого и малоглинистых буровых растворов. Отмывающая способность оценивалась по разрушению структуры фильтрационных корок и изменению их масс до и после воздействия буферной жидкости при различных скоростях течения. Разрушение структуры фильтрационных корок оценивалось косвенно по изменению объема отфильтровавшейся буферной жидкости через сформированные корки. В качестве моющих буферных жидкостей применялись растворы электролитов с добавкой полианионной целлюлозы как с использованием НТФ и Atren, так и без них. Установлено, что эффективность использования буферной жидкости увеличивается, если обработать ее электролитом в концентрации 10 %. Интенсивность фильтрации как с НТФ и Atren, так и без них, распределяется следующим образом:  $\text{CaCl}_2 > \text{KCl} > \text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 > \text{NaCl}$ . Интенсивность фильтрации при использовании  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{KCl}$  достигает максимума при концентрации НТФ 0,1 %.

Другой проблемой при отмывании корки является время контакта и скорость течения буферной жидкости. Усилить отмывающую способность возможно добавлением в буферную жидкость абразива, например, гранулированного пеностекла (ГПС). Установлено, что ГПС увеличивает отмывающую способность, которая зависит от содержания твердой фазы. При отсутствии твердой фазы применение ГПС не требуется. При содержании твердой фазы до 1 и 3 % оптимальная концентрация ГПС составляет 5 и 10 % соответственно. Аналогичные выводы получены при оценке влияния скорости течения буфера на отмывающую способность. В частности, подтверждены оптимальные концентрации ГПС. Установлено, что увеличение времени воздействия на корку с 5 до 10 минут повышает объем фильтрата на 10 % и уменьшает массу корок на 12 %. Увеличение скорости движения буферной жидкости с 1,0 до 2,2 м/с повышает объем фильтрата на 10 % и уменьшает массу корок на 21 %.

В качестве второй буферной жидкости используется кольматирующая смесь, обеспечивающая вытеснение бурового раствора и изоляцию проницаемых пластов. Снижение проницаемости пристволенной зоны позволяет замедлить скорость коррозии цементного камня.

В качестве третьей буферной жидкости предлагается использовать сульфатостойкий портландцемент с добавкой газблока при повышенном водосмесевом отношении. При цементировании разбавленная тампонажная смесь повышает прочность сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

Проведенные эксперименты позволили разработать состав многофункциональной буферной жидкости, обеспечивающей при турбулентном режиме течения смывание и удаление фильтрационных корок с поверхности горных пород; вытеснение бурового раствора и кольматацию проницаемых пластов, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$ ; увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями, повышая качество подготовки ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии и поглощений. Турбулентный режим течения более выгоден за счет повышения коэффициента вытеснения и замещения бурового раствора тампонажным, но на практике его не всегда получается реализовать по ряду причин и ограничений. Поэтому возможно применение пробкового режима [3].

Согласно научным и промышленным исследованиям в условиях сероводородной агрессии возможно использовать сульфатостойкий цемент, имеющий устойчивый химико-минералогический состав. Для снижения проницаемости камня предлагается использовать газблок. На кафедре бурения проведены исследования сульфатостойкого цемента без добавок и с добавками газблока. Установлено, что смеси с газблоком обладают пониженной на 96 % фильтрацией и повышенной на 20 % прочностью по отношению к базовому цементу из-за снижения проницаемости камня на 18 %. Пониженное на 46 % водоотделение свидетельствует о седиментационной устойчивости, что обусловлено способностью частиц газблока связывать значительные объемы жидкости затворения на ранних стадиях гидратации.

Для исключения объемных изменений камня при контракции смесь обрабатывается расширяющей добавкой. Для снижения плотности тампонажной смеси предлагается использовать пеностекло, состоящее из аморфного кристаллического  $\text{SiO}_2$ , связывающего  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ .

С целью уточнения состава смеси исследованы изменения ее параметров при обработке цемента пеностеклом в различных концентрациях и разной дисперсности. Проведенные исследования показывают, что облегченные тампонажные смеси обладают достаточной подвижностью, пониженной плотностью и фильтрацией, а также седиментационной и суффозионной устойчивостью.

Коррозионная стойкость цементного камня оценивалась коэффициентом коррозионной стойкости (ККС), который представляет собой отношение предела прочности образцов, твердевших в агрессивной среде, к пределу прочности одновременно испытанных контрольных образцов. В качестве агрессивной среды использовалась нефть из цеха по добыче ТПП «Усинскнефтегаз», содержащая  $\text{H}_2\text{S}$  до 17,1 % об. Исследования по оценке прочности и коррозионной стойкости в агрессивной среде позволили установить, что наибольшей прочностью через 2 суток обладает сульфатостойкий цемент без добавок. Через 12 месяцев наибольшая прочность, по сравнению с базовым цементом, отмечается у составов с ГПС в концентрациях 6 и 8 % дисперсностью 0,1-0,5 мкм, что объясняется применением газблока, снижающим проницаемость камня и коррозионное влияние агрессивных сред. Таким образом, облегченная тампонажная смесь формирует коррозионностойкий цементный камень.

Проведенные эксперименты позволили разработать облегченную тампонажную смесь для цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии и поглощений. Установлено, что облегченная тампонажная смесь формирует в условиях температур до  $100^\circ\text{C}$  коррозионностойкий цементный камень с пониженной проницаемостью, позволяя использовать ее при цементировании высокопроницаемых пластов, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$  [4].

Проведенные исследования позволили сформировать комплекс буровых технологических жидкостей, включающий следующие этапы [5].

Приготовление промывочной жидкости с минимально возможным содержанием твердой фазы; которая при обработке  $\text{CaO}$  и карбонатным материалом переходит в высокощелочной буровой раствор для бурения в агрессивных средах; его трансформация в кольматирующую смесь для ликвидации поглощений путем увеличения концентрации  $\text{CaO}$  и добавки композиции сшивателя с газоблокатором; ее использование в качестве вязкоупругой порции буферной жидкости для вытеснения бурового раствора из ствола скважины и предотвращения поглощений; ее перевод в состав многофункциональной буферной жидкости путем расширения ее структуры передовой порцией моюще-эрозионного состава и замыкающей адгезионно-кольматирующей порции, повышающих качество подготовки ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии и поглощений; использование при температурах менее  $100^\circ\text{C}$  сульфатостойкого цемента с пеностеклом, при более  $100^\circ\text{C}$  – шлакопесчаного. Для снижения проницаемости цементного камня смесь обрабатывается газоблокатором, а при повышенных рисках поглощений – пеностеклом; восстановление проницаемости пластов, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$ , путем кислотной обработки.

Комплекс технологических жидкостей (высокощелочной буровой раствор, многофункциональная буферная жидкость и облегченная тампонажная смесь) обеспечивает нейтрализацию  $\text{H}_2\text{S}$  повышенной щелочностью соединений  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ , изоляцию проницаемых сред продуктами их взаимодействия и герметичность разобщения высокопроницаемых пластов, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$ , повышая качество строительства скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов [5].

Комплекс буровых технологических жидкостей апробирован при строительстве скважин на месторождениях ТПНГП, что обеспечило [6]:

- экономию материальных средств в размере 544 млн. руб. от применения высокощелочного бурового раствора и кольматирующей смеси;
- увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями соответственно на 21-46 и 31 % от использования многофункциональной буферной жидкости и облегченной тампонажной смеси;

- повышение проектных дебитов на 10-20 % после кислотной обработки.

Комплекс буровых технологических жидкостей рекомендуется использовать при бурении и креплении скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов.

### **Библиографический список:**

1. Каменских, С. В. Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2019. – № 1. – С. 28-34.
2. Каменских, С. В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2017. – № 7. – С. 15-21.
3. Каменских, С. В. Повышение качества подготовки ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии и поглощений / С. В. Каменских, Л. В. Пармузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: Издательский дом «Губкин», 2024, № 4. - С. 21-27.
4. Каменских, С. В. Повышение качества крепления скважин на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в условиях сероводородной агрессии и поглощений / С. В. Каменских, Л. В. Пармузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: Издательский дом «Губкин», 2024, № 5. - С. 33-40.
5. Быков, И. Ю. Комплекс высокощелочных рецептов технологических жидкостей для качественного вскрытия и крепления скважин в коррозионно-активных средах / И. Ю. Быков, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Нефтепромысловое дело: НТЖ. – М.: Издательский дом «Губкин», 2022, № 10. – С. 26-30.
6. Каменских, С. В. Аprobация и внедрение комплекса буровых технологических жидкостей в высокопроницаемых отложениях и условиях сероводородной агрессии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: Издательский дом «Губкин», 2023, № 3. - С. 37-40.

УДК 331.087

### **Исследование снижения частоты аварий при применении облученных ионизирующим излучением ниппельных элементов буровой колонны ТБТ-127мм**

Луценко Н. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

В период с 2010 по 2024 г наблюдается снижение частоты аварий в процессе строительства нефтяных, газовых, газонефтяных, нефтегазовых и газогидратных скважин.

Показатель аварийности снизился с 62,3 до 42,01 %, что в свою очередь говорит нам о модернизации производственного процесса, однако стоит обратить внимание, на снижение уровня добычи полезных ископаемых в связи с геополитическим положением и пандемией «COVID-19» во всем Мире.

Из гистограммы за 2024 год, которая подробно распределяет причины осложнений, повлекших возникновение аварий в процессе строительства скважин, видим, что самым распространенным является прихват бурового инструмента и составляет 42 %.

Изучая вопрос частых осложнений в процессе строительства газовых и нефтяных скважин, наиболее трудно устранимыми являются:

1. Слом бурового инструмента по телу трубы;
2. Разрыв ниппельных соединения по резьбе;
3. Промыв ниппельных соединения в процессе циркуляции;
4. Усталостный износ бурового инструмента.

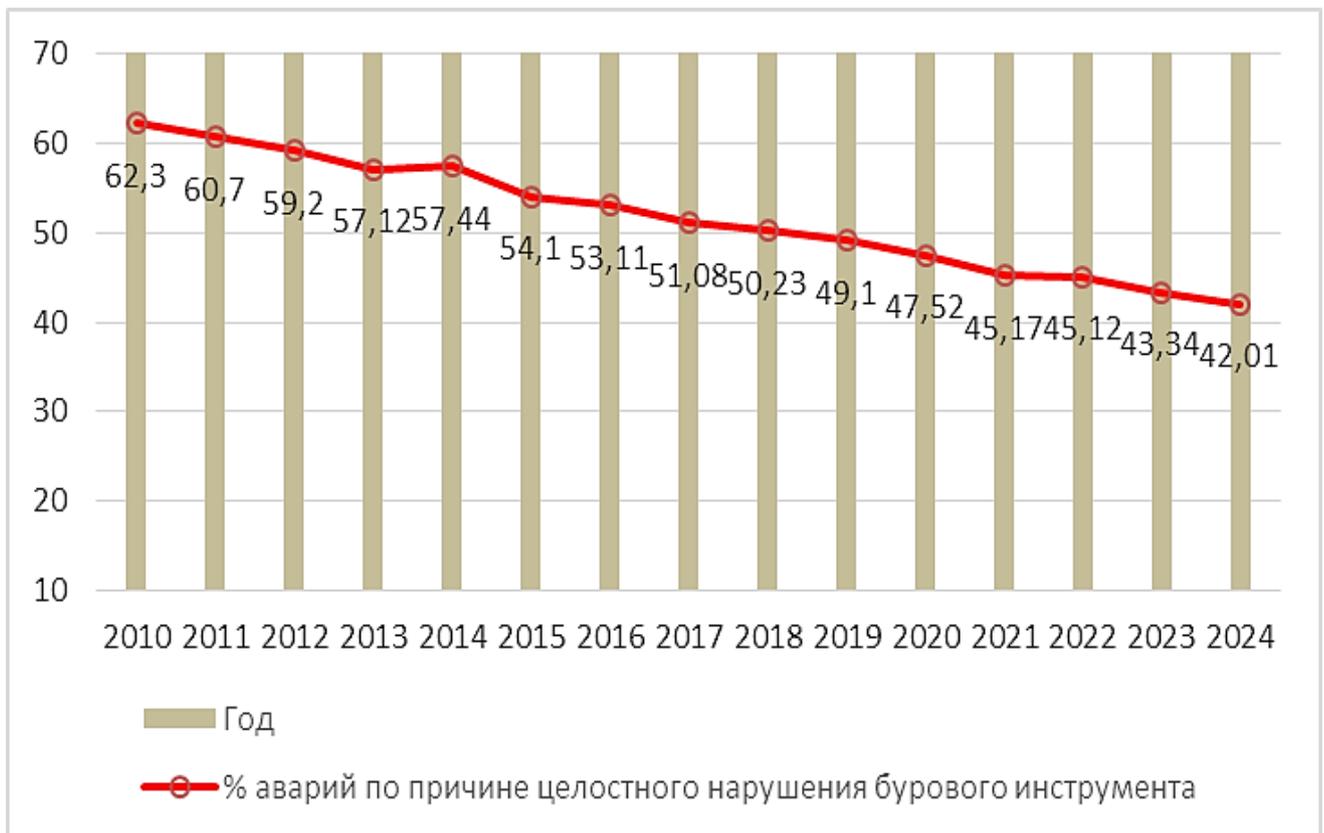


Рисунок 1 – График частоты аварий с 2010 по 2024 г

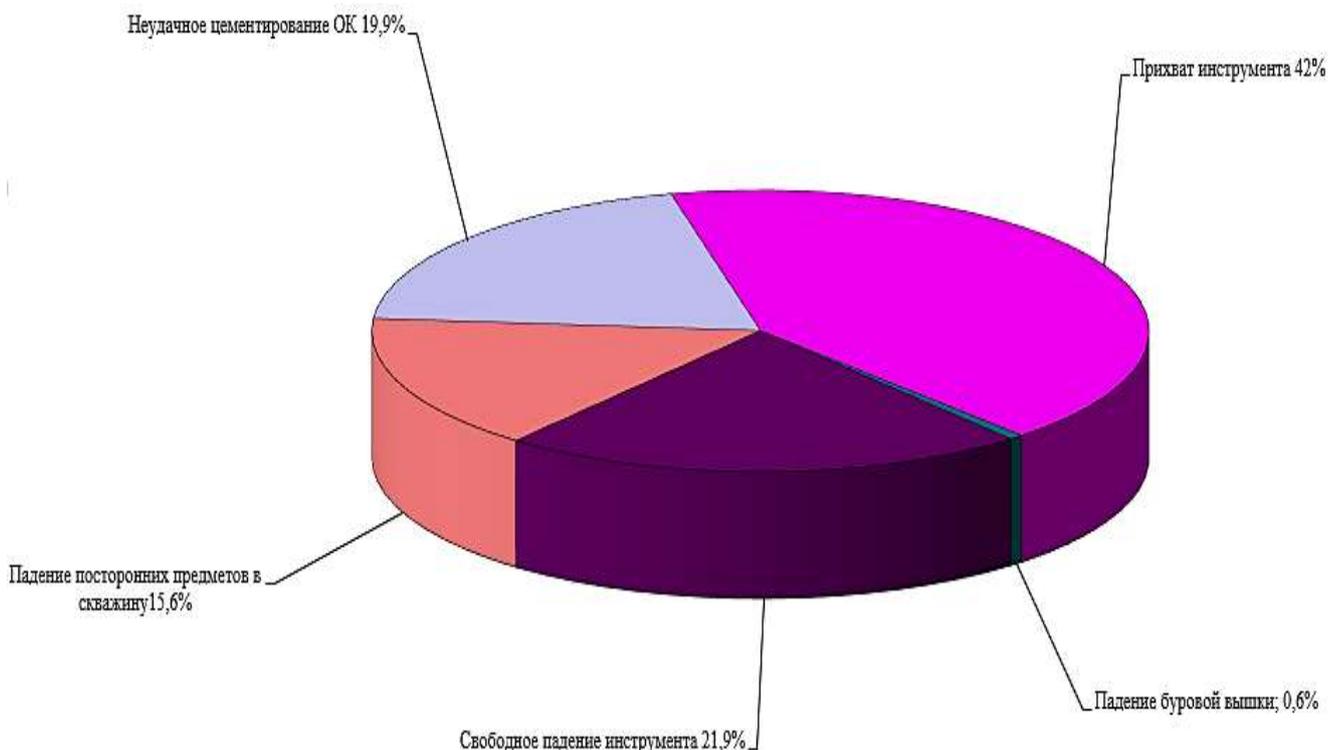


Рисунок 2 – Гистограмма статистики осложнений за 2024 г

Основные факторы, влияющие на аварии при строительстве скважин:

1. Использование бурового инструмента с высоким коэффициентом усталостного износа.
2. Несоблюдение технологии бурения скважин.
3. Геологические осложнения (Обвалы горной породы, фильтрация глинистой породы).
4. Применение буровой промывочной жидкости с неправильно подобранной рецептурой.
5. Ошибки рабочего персонала (Несоблюдение техники безопасности, халатность).

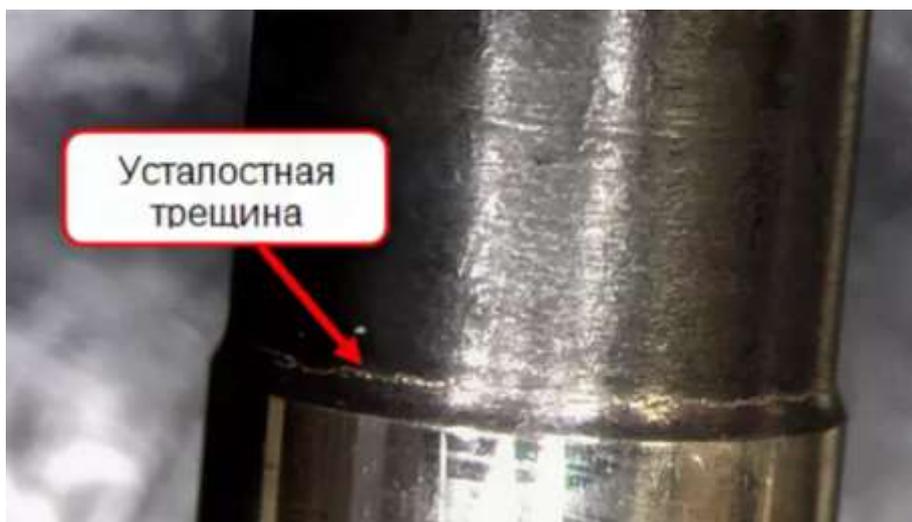


Рисунок 3 – Усталостная трещина по телу буровой трубы

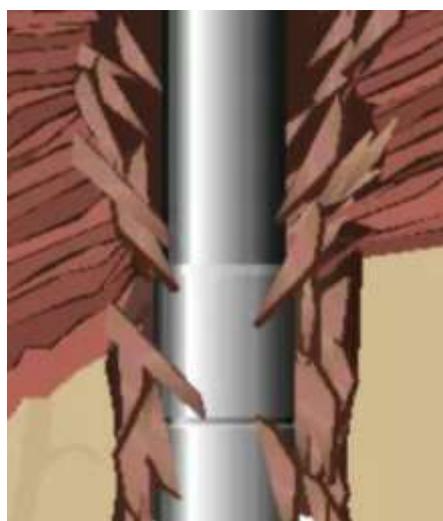


Рисунок 4 – Прихват бурового инструмента

Таблица 1 - Прогнозирование усталостного износа и изгибающего напряжения труб ТБТ-127мм

Таблица вывода максимального изгибающего напряжения в программе "Landmark".

Измеренная глубина, м	Тип компонента	Усталостный износ	Торсионное напряжение, МПа	Напряжение изгиба, МПа	Коэффициент усталости
2550	Буровая труба		210,51	53	0,5
2560	Буровая труба		209,41	58	0,6
2570	Буровая труба		208,12	59	0,6
2575	Буровая труба	X	208,12	77	1,12
2580	Буровая труба	X	208,52	88	1,300
2590	Буровая труба	X	207,24	92	1,33
2600	Буровая труба	X	206,12	94	1,360
2610	Буровая труба	X	205,11	96	1,39
2620	Буровая труба	X	204,78	105	1,420
2630	Буровая труба	X	203,96	110	1,45
2640	Буровая труба	X	202,33	112	1,480
2650	Буровая труба		201,01	55	0,14
2660	Буровая труба		200,24	58	0,15
2670	Буровая труба	X	199,56	88	1,25
2680	Буровая труба	X	198,78	98	1,56
2690	Буровая труба	X	197,65	99	1,27
2700	Буровая труба	X	196,23	115	1,18
2710	Буровая труба	X	195,1	112	1,49
2720	Буровая труба	X	194,65	100	1,28
2730	Буровая труба	X	193,78	105	1,11
2740	Буровая труба		192,02	76	0,23
2750	Буровая труба		191,03	66	0,24
2760	Буровая труба		190,66	55	0,25

При достижении коэффициента усталости 2.6 - будет достигнут предел торсионного напряжения и напряжения изгиба труб ТБТ-127мм.

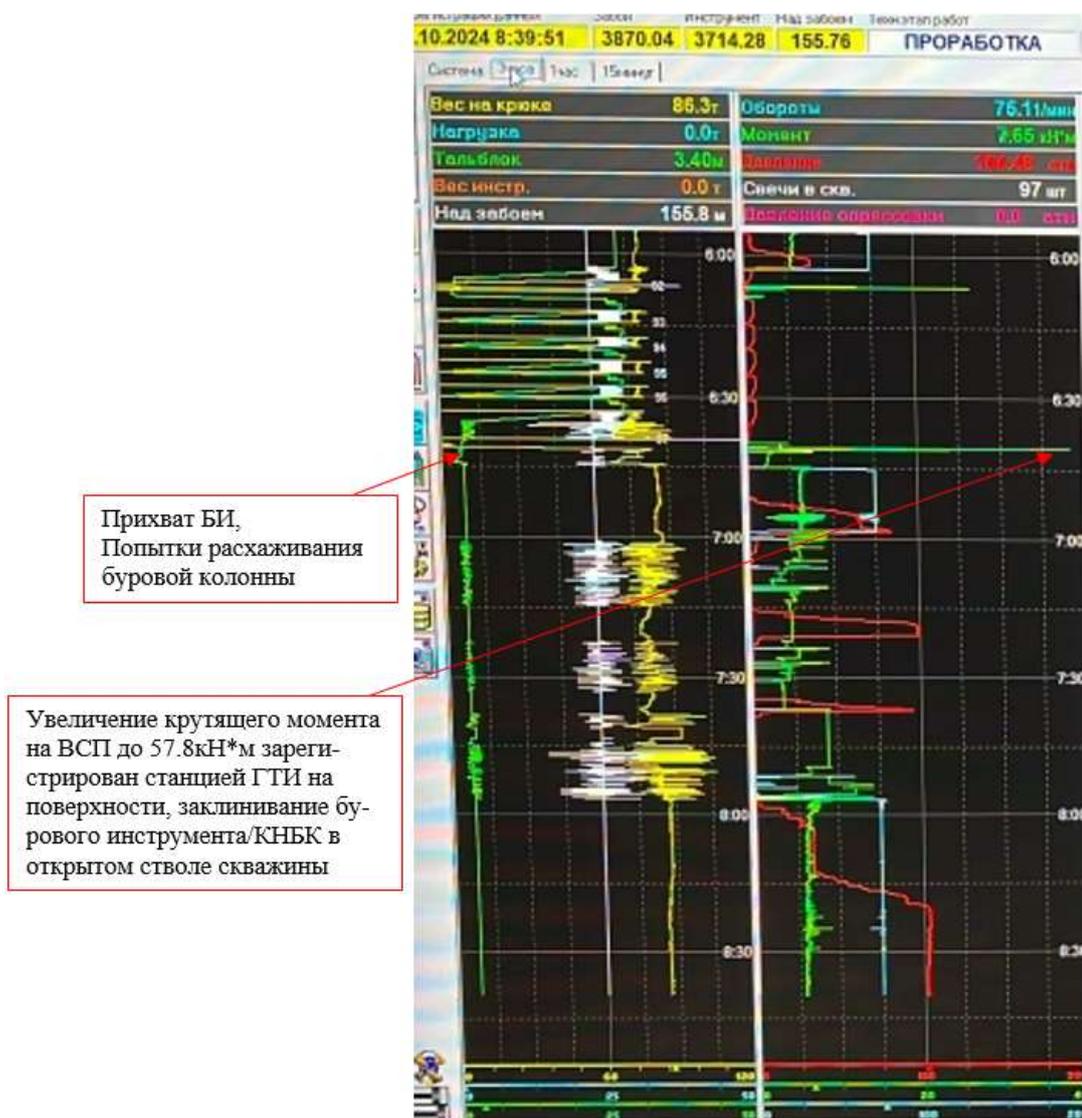


Рисунок 5 – Регистрация технологических параметров СПО станцией ГТИ

В исследовательской работе представлены основные методы снижения аварийности:

1. Усиление контроля за действиями персонала.
2. Проведение учений и проверок знаний сотрудников.
3. Осуществление закупки оборудования у проверенных поставщиков.
4. Применение технологии бурения согласно плановым и проектным документам.
5. Вести учет усталостного износа бурового инструмента.

Все эти методы напрямую влияют на качество производства, однако современные технологии позволяют расширить возможности в качестве, долговечности и работоспособности буровой установки.

Для повышения эффективности выполнения буровых работ, в исследовательской работе, представлен метод ионизирующего излучения на поверхностный слой ниппельных соединений буровой трубы ТБТ-127мм.

Для облучения поверхности металла взят изотоп  $^{32}\text{Na}$ , так как реакция ядра с свободными частицами имеет большее время и продуктом распада является Mg (магний).

Таблица 2 – Характеристики изотопа Na

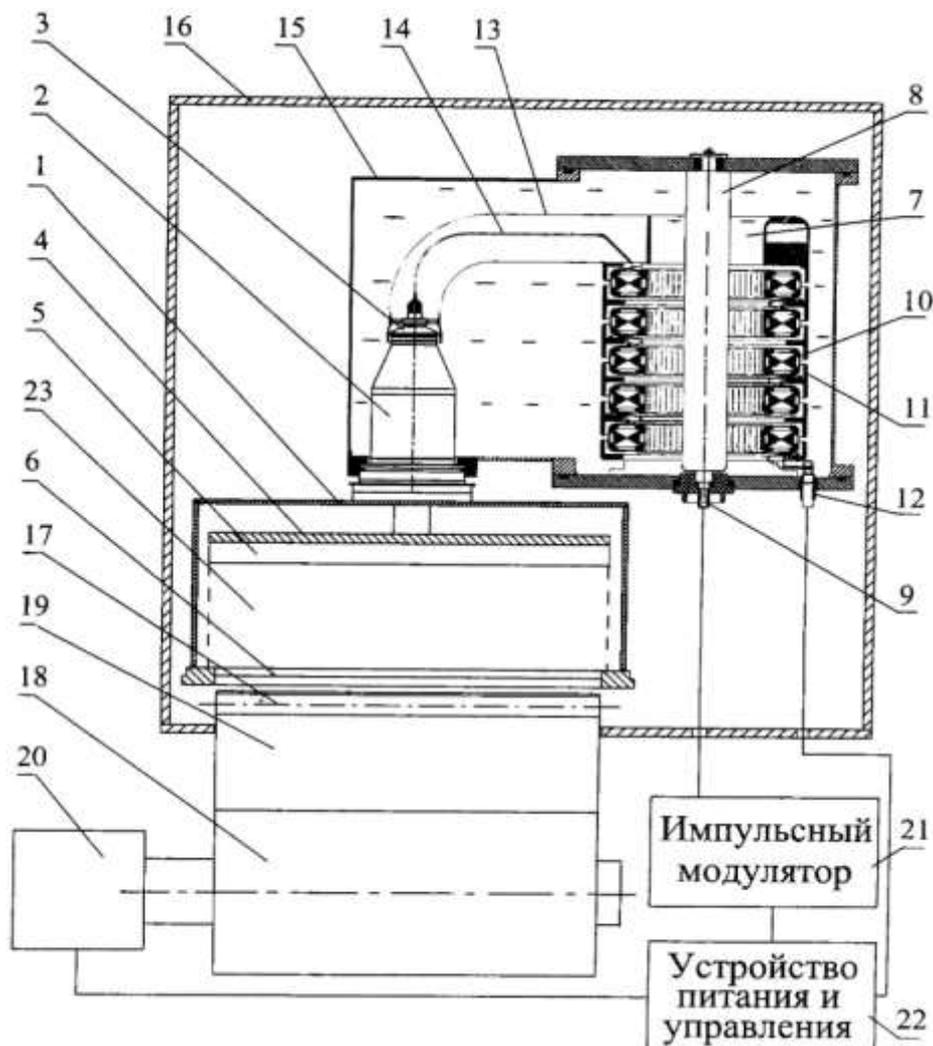
Символ нуклида	Энергия возбуждения (эВ)	Период полураспада (мс)	Канал распада	Продукт распада	Спин и четность ядра
$^{32}\text{Na}$	33,02	8,2	$\beta^{-2}$ (26%)	$^{31}\text{Mg}$	(3-)



X – порядковый номер в периодической системе Менделеева;

Y – энергия, при которой химический элемент вступает в реакцию с ионами

Рисунок 6 – Схема графика зависимости потенциала ионизации химических элементов



1. Корпус ванны облучателя. 2. Колба ионизации. 3. Пучкообразователь ионизирующего луча.
4. Защитный экран. 5. Вакуумная прослойка. 6. Теплоотвод. 7. Отражатель частиц.
8. Колба хранения радиоактивного вещества. 9. Сопло подачи рад. элемента.
- 10, 11. Генераторы напряжения (Ускоритель частиц). 12. Элемент электрической цепи.
13. Внешняя изоляционная колба. 14. Патрубок-спираль подачи заряженных частиц.
15. Внешний контур радиационной ванны. 16. Корпус устройства. 17. Подушка охладителя.
18. Охладитель элементарных частиц. 19. Абсорбер. 20. Отвод радиоактивной волны.

Рисунок 7 – Схема ЭЛА (Электронно-лучевой установки)

Состояние исследуемого образца железа под микроскопом до и после 5 минут облучения зарядом частиц  $7.1\text{мэВ}$ . Облученный элемент имеет радиационный фон =  $11\text{мкР/ч}$ . Допустимый уровень радиационного фона для человека в Российской Федерации =  $50\text{мкР/ч}$ . Данный радиационный фон не изменяет структуру горных терригенно-осадочных пород. Слева фото – до облучения. Справа – после облучения.

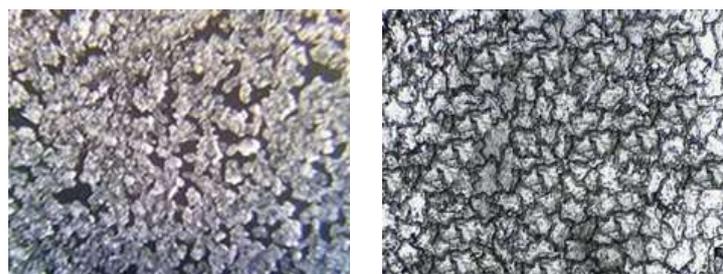
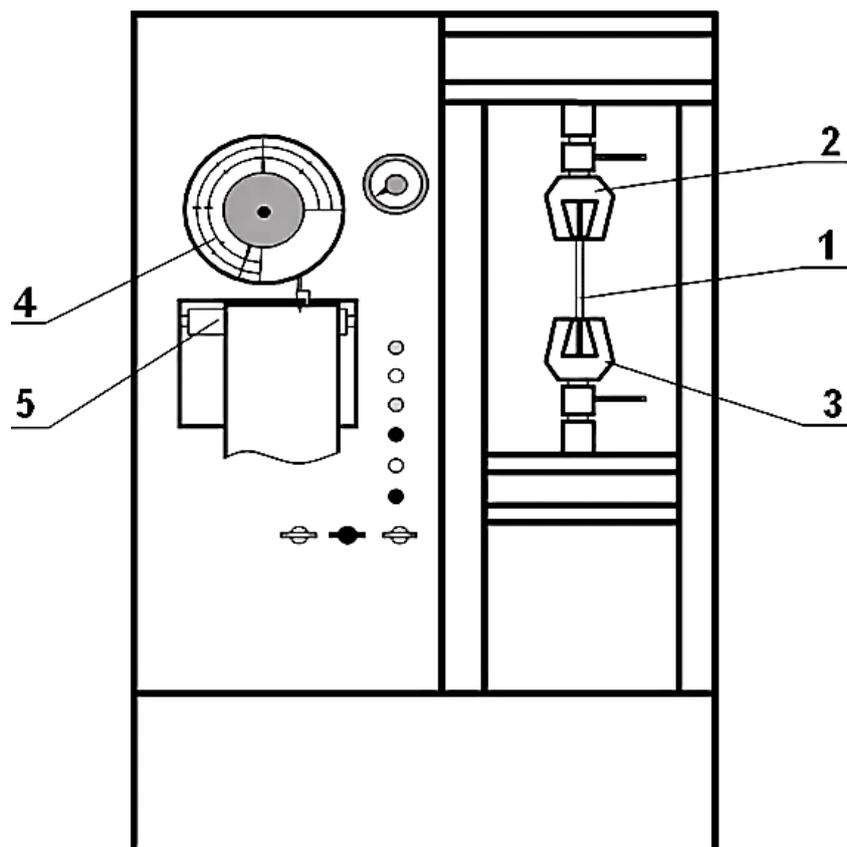


Рисунок 8 – Исследуемые образцы под микроскопом Bresser junior x40-x1024 с приближением x400

Экспериментальный стенд.

Стендовое исследование образцов ниппельного соединения на разрывной машине Р-50 Р 70939-2023.



1 – исследуемый образец; 2 – верхний пассивный захват; 3 – нижний активный захват;  
4 – гидравлический манометр; 5 – пульт управления установкой

Рисунок 9 – схема разрывной машины Р-50

$\sigma$ , МПа

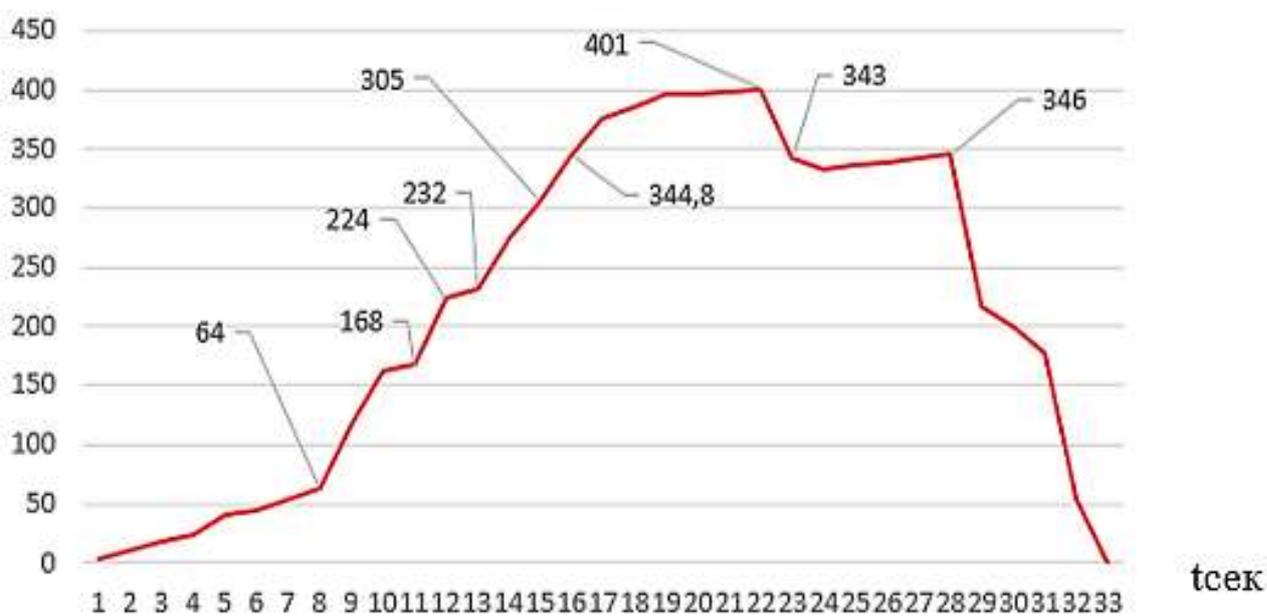
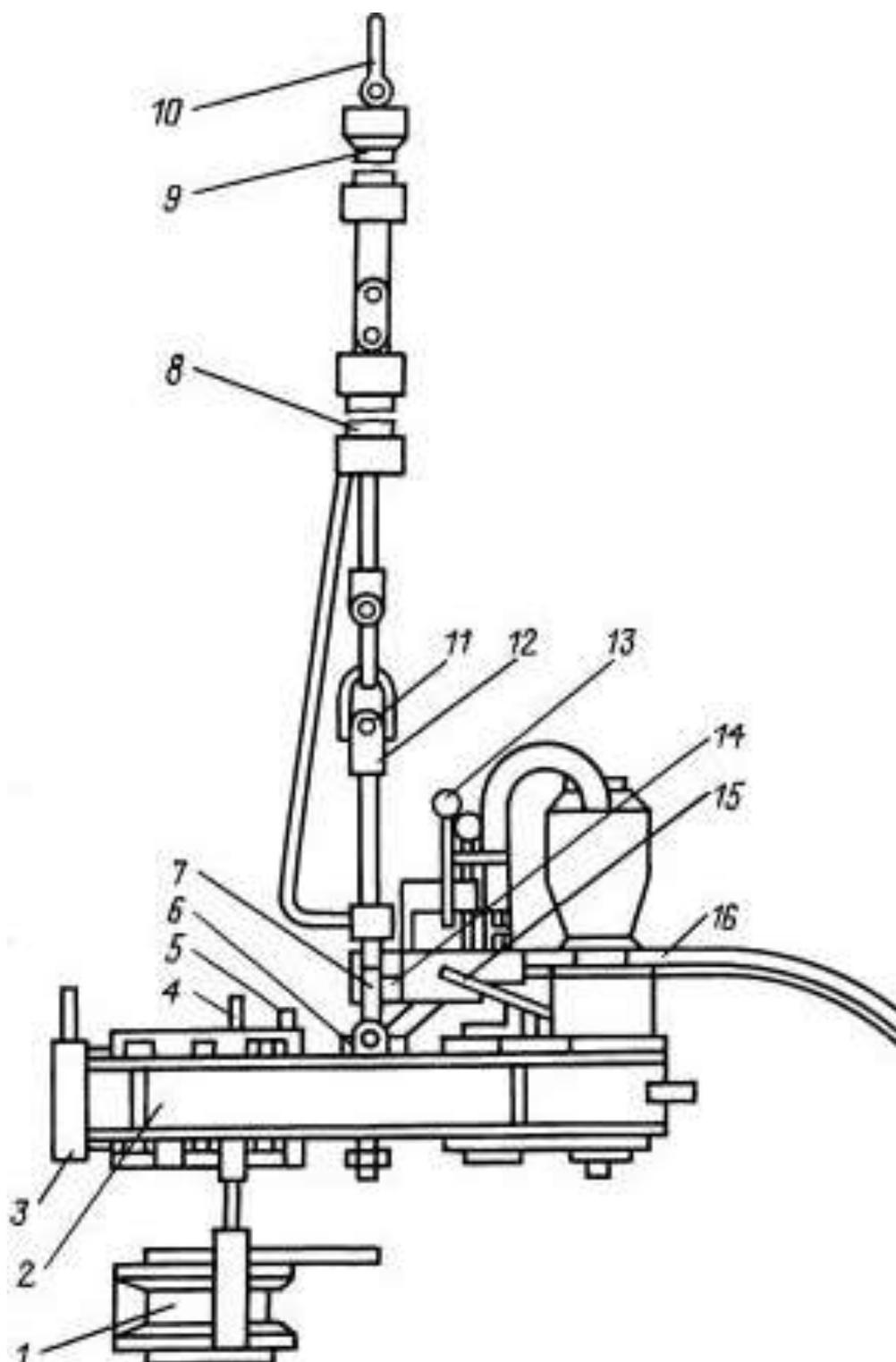


Рисунок 10 – График результат и определения порога текучести ниппельного соединения трубы ТБТ-127

Из графика наблюдается увеличение порога текучести ниппельного соединения.

$\sigma_{max} = 401 \text{ МПа}$ .

Стендовое исследование образцов железа на ключе свинчивания буровых труб ГКШ-1800 ГОСТ 15150



1 – стопор; 2 – ключ; 3 – створка; 4 – упор; 5 – ограничитель ключа и стопора;  
6 – болт регулировочный; 7 – рукоятка подъема; 8 – гидроподъемник; 9 – амортизатор;  
10 – серьга; 11- винт; 12 – подвеска; 13 – гидрораскрепитель;  
14 – ограничитель крутящего момента; 15 – рукоятка переключения скоростей; 16 - гидрорукав

Рисунок 11 – Схема ключа ГКШ-1800

М (кН\*м)

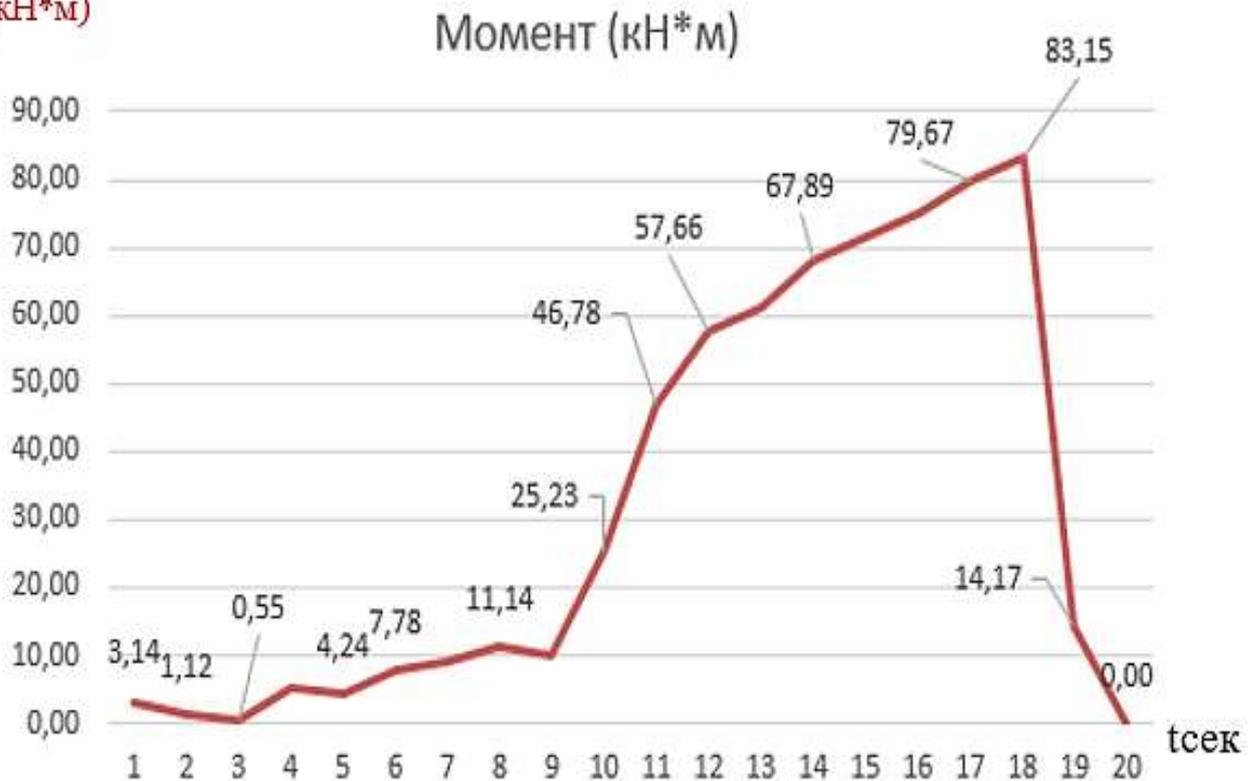


Рисунок 12 – График максимального момента свинчивания трубы ТБТ-127

**Максимальный момент свинчивания = 83,15кН\*м.**

Значения, полученные на ключе ГКШ-1800 отличаются от расчетных, поэтому проведем дополнительное исследование, причины разнотчений.

$$M_{кр.з} = \frac{\sigma_T * F}{10^6} \left( \frac{P}{2\pi} + \frac{D_{ср} * f}{2 * \cos \alpha / 2} + \frac{D_T * f}{2} \right), \text{ кН х м,}$$

- где  $\sigma_T$  – предел текучести, МПа;  
 $F$  – площадь опасного сечения замкового соединения, мм<sup>2</sup>;  
 $P$  – шаг резьбы, мм;  
 $D_{ср}$  – средний диаметр резьбы в середине зацепления, мм;  
 $\alpha$  – угол профиля резьбы;  
 $D_T$  – средний диаметр упорных торцов замкового соединения, мм;  
 $f$  – коэффициент трения в резьбе

Графическое пояснение к расчету – см. рис. А.1

$$F = F_H \text{ или } F_M \text{ (выбирается меньшее значение)}$$

- где  $F_H$  – площадь опасного сечения ниппеля, мм<sup>2</sup>;  
 $F_M$  – площадь опасного сечения муфты, мм<sup>2</sup>;

Рассчитаем опасное сечение ниппеля  $F$  по формуле:

$$F = (D_0^2 - d^2) \times 0,785 = (66,5^2 - 62^2) = 454 \text{ мм}^2,$$

Где:  $D_0$  – внутренний диаметр резьбы в опасном сечении ниппеля;  
 $d$  – внутренний диаметр ниппеля.

Полученные данные внесем в формулу  $M_{кр.з}$ .

$$M_{кр.з} = 90,6 \text{ кН*м}$$

Вывод:

По результатам стендового исследования на максимальный крутящий момент можно сделать вывод, что значение 83,15 кН\*м меньше расчётного значения из формулы  $M_{кр.з}$ , данное разнотчение

обусловлено механическими особенностями замкового соединения трубы ТБТ-127 мм. Для выяснения причины разрушения ниппельного соединения ТБТ-127 мм при моменте свинчивания равный 83,15 кН×м обратимся к формуле Такаока и исследуем создаваемое напряжение в ниппельном соединении при ударном воздействии на тело трубы ТБТ-127 мм.

$$\sigma_{из.} = (0,26...0,42) \frac{eV_{уд} E}{a_{0,из.} \sqrt{\frac{J}{S_{тр.}}}}$$

Формула Такаока где:

$\sigma_{из.}$  – значение напряжения в ниппельном соединении при изменении длины ударной волны;

$e$  – величина эксцентриситета;

$J$  – момент инерции поперечного сечения бурильной трубы;

$V_{уд}$  – предельная скорость бойка;

$a_{0,из.}$  – скорость распространения ударной волны в материале труб;

$S_{тр.}$  – площадь поперечного сечения труб;

$E$  – модуль упругости. (Константа для типа ниппеля 3-133 = 385 Мпа / 401 МПа после облучения).

Следует заметить, что при расчете величины поперечных напряжений в ниппелях необходимо принимать предел опытного коэффициента в формуле, предложенной Токаока, от 0,12 до 0,14.

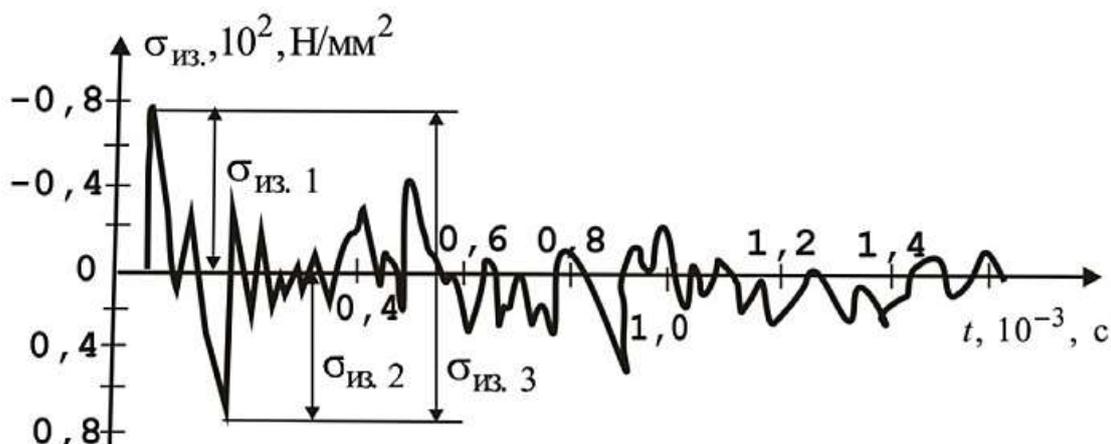


Рисунок 13 - Осциллограмма волн напряжений изгиба в ниппеле с круглым профилем резьбы

Установлено, что напряжения изгиба в ниппеле и трубах возникают также от продольной волны напряжения сжатия, т. к. виток резьбы ниппеля разгружается силовым импульсом сжатия от осевой растягивающей нагрузки не одновременно по всей длине контакта винтовой линии. Этот вывод подтверждается осциллограммой, снятой в различных точках по длине колонны труб.

Исследованиями установлено, что с увеличением усилия подачи в ниппеле касательные напряжения уменьшаются. Так, при усиллии подачи  $1,13 \cdot 10^4$ Н касательные напряжения в ниппеле уменьшаются на 30% (рис. 13, зависимость 4) по сравнению с зависимостью 2. Это объясняется тем, что с увеличением усилия подачи происходит перераспределение напряжений в элементах соединительных узлов. В бурильных трубах нормальные напряжения увеличиваются, а в ниппеле уменьшаются, следовательно, и касательные напряжения в ниппеле уменьшаются за счет снижения сил трения в резьбе соединительного узла. Опытами показано, что при продольном ударе бойка по трубе касательные напряжения в ниппеле также уменьшаются. При усиллии подачи  $1,53 \cdot 10^4$ Н касательные напряжения в ниппеле уменьшаются на 65-70% (рис. 13, зависимости 6 и 2). Следует заметить, что усиллие подачи влияет на изменение касательных напряжений в сечении ниппеля как при действии только крутящего момента, так и при действии крутящего момента и ударной нагрузки.

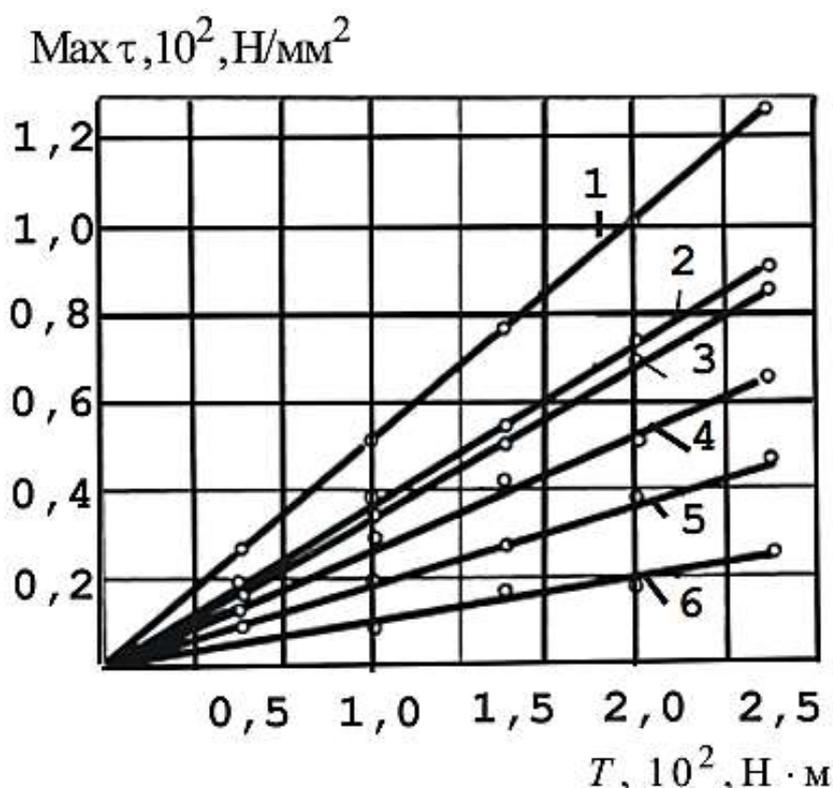


Рисунок 14 – График зависимости касательных напряжений, полученных в ниппеле от крутящего момента  $T$  и нанесения ударов по колонне труб вращательно-ударным механизмом

Применим полученные данные к формуле  $M_{кр.з}$ , таким образом коэффициент трения  $f = 0,084$ .

$$M_{кр.з} (\text{Стендовая}) = 90,6 \text{ кН}\cdot\text{м} - (90,6 \text{ кН}\cdot\text{м} \times 0,084) = 83 \text{ кН}\cdot\text{м}$$

Вывод:

Из выражения видно, что причиной результата стендового исследования отличного от расчетного, является неравномерное перераспределение усилий в витках ниппельного соединения. Таким образом эффективность от реализации метода ионизирующего излучения на ниппель трубы ТБТ-127 мм увеличивает верхнюю границу максимального крутящего момента на 13,15 кН×м; предельную допустимую текучесть металла на 16 МПа (для ниппельного соединения трубы ТБТ-127 мм), при минимальной степени облучения.

#### Библиографический список:

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. - М.: Недра, 1988. - 501 с. 2. Гульянц Г.М. Противовыбросовое оборудование скважин, стойкое к сероводороду. Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 216 с.
3. Биргер И.А. и др. Расчет на прочность деталей машин: Справочник/И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Машиностроение, 1993. - 311 с.
4. Справочник по сопротивлению материалов/ Писаренко Г.С., Яковлев А.П., Матвеев В.В.; Отв. ред. Писаренко Г.С.- 2-е изд., перераб. и доп.- Киев: Наук. думка, 1988. - 671 с.
5. Дорошенко Е.В., Покрепин Б.В., Покрепин Г.В. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин. - Волгоград: Ин-Фолио, 2009.
6. Нифонтов Ю.А., Клещенко И.И. Ремонт нефтяных и газовых скважин. - В 2-х частях.- Ч.1.- СПб.: Профессионал, 2009. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. - М.: НТЦ Промышленная безопасность, 2008 9. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении.- М.: Недра, 2004.
7. Коршунов А.Б., Жуков Ю.Н., Голубцов И.В., Самохвалов Г.В., Улимов В.Н., Шестериков С.А., Вологдин Э.Н., Аверьянова Т.М., Иванов А.Н., Язев А.Г. СПОСОБ РАДИАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СПЛАВОВ. Патент РФ № RU(11)2 291 713(13) С2, 2004.

## Проблемы работы бурового инструмента типа *PDC*

Попова М. С., Дегтярев Н. А.

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

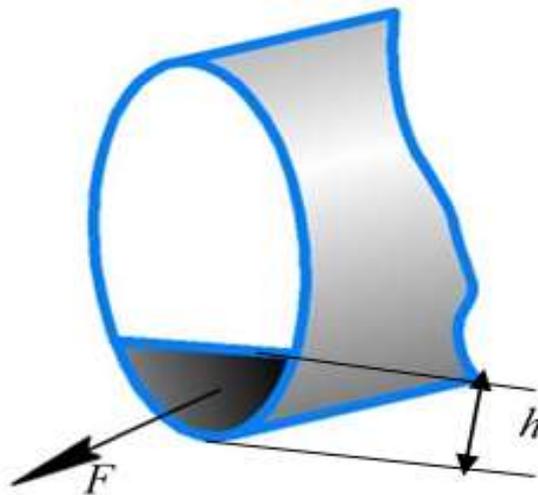
Решение социально-экономических задач России неразрывно связаны с развитием нефтегазовой отрасли. Современные технологии и техника, применяемые в нефте-газовой промышленности требуют создания нового, перспективного, высокопроизводительного инструмента, отличающегося высоким ресурсом и рентабельностью приобретения. Разведка и добыча углеводородов нуждаются в качественном и своевременном сооружении скважин.

Производственные условия сооружения скважин подвержены непрерывным изменениям. Возникает необходимость повышения скорости бурения, увеличиваются показатели глубин проводимых горно-геологических работ, выдвигаются строгие требования к стволу скважин. Одной из основных проблем, с которой встречаются при бурении, являются неоднородности геологического разреза: анизотропия пород, часто перемежающиеся горные породы, зоны мерзлых горных пород, структурные нарушения и т.д. При встрече с породами, склонными к изменению свойств при разрушении, буровой породоразрушающий инструмент испытывает большие динамические нагрузки, продольные и поперечные колебания, подвергается преждевременному износу, что влечет за собой нарушение параметров конструкции скважины, технологии вскрытия продуктивных горизонтов, возникновение аварийных ситуаций. Частая смена породоразрушающего инструмента при этом замедляет процесс сооружения скважин, повышает уровень материальных затрат.

Как показали ранее проведенные исследования [1-5], разработка бурового инструмента нуждается в научном подходе, позволяющем учитывать все процессы и явления, сопутствующие бурению. Особенно это относится к породоразрушающему инструменту, как к основному, активно участвующему в разрушении горных пород и формировании ствола скважин. При этом научные основы разработка бурового инструмента должны быть направлены прежде всего на устранение проблем и улучшение его работы.

Достижения в области создания режущих элементов в определенной комплектации бурового инструмента позволяет рассчитывать на повышение качества работы, ресурса и скорости бурового инструмента. Основные современные направления развития буровых технологий связаны с активным использованием алмазного бурового инструмента, который считается одним из перспективных на сегодняшний день. Высокими эксплуатационными характеристиками отличается инструмент типа *PDC*. Как показывают многочисленные результаты производственного бурения, долота, буровые головки и коронки, армированные режущими элементами из поликристаллического алмазного сырья, обладают высокими показателями износостойкости, прочности, эффективности разрушения горных пород. Такой инструмент позволяет разрушать породы различной прочности, не теряя своих режущих характеристик. При этом данный инструмент не лишен недостатков. К примеру, цилиндрическая форма режущих элементов вызывает возникновение динамических колебаний бурового инструмента, что негативно сказывается на искривлении скважины, износе инструмента, приводит к образованию аномальной формы контуров ствола скважины, аварийным ситуациям во время бурения.

Анализ механизма разрушения горной породы резцами типа *PDC* показал, что одной из основных причин проблемы возникновения динамических колебаний является характер распределения поля напряжения, возникающего от силового воздействия инструмента на забой. Учитывая конструктивные особенности серийно-выпускаемых долот типа *PDC*, при внедрении резцов в породу основное усилие  $F$  сосредотачивается перпендикулярно к центру плоской режущей грани резца (рисунок 1). А так как для продуктивной работы резца *PDC* необходимо наличие свободной поверхности, как правило, резец внедряется в породу на глубину меньше чем половина диаметра его режущей грани. Таким образом, все напряжение концентрируется на поверхности, занимающей около  $1/3$  всей площади рабочей поверхности резца. Отсюда, распределение напряжения по поверхности рабочей грани одного режущего элемента долота не равномерно, что в случае разрушения неоднородных горных пород приводит к возникновению бокового сопротивления со стороны забоя и, как следствие, к возникновению поперечных колебаний.



$F$  – вектор усилия внедрения *PDC* в горную породу;  
 $h$  – глубина внедрения резца в горную породу

Рисунок 1 – Схема работы резца *PDC*.

Как показывают результаты аналитических исследований и компьютерного моделирования (рисунок 2), наиболее нагруженными являются резцы, находящиеся ближе к наружному диаметру бурового инструмента, а те, что располагаются в центральной части его рабочего торца – менее нагруженные. Таким образом поле напряжений неравномерно распределяется не только в пределах одного резца, но и по поверхности всего тела бурового инструмента, что, помимо неравномерной динамики, приводит к неравномерному износу инструмента.

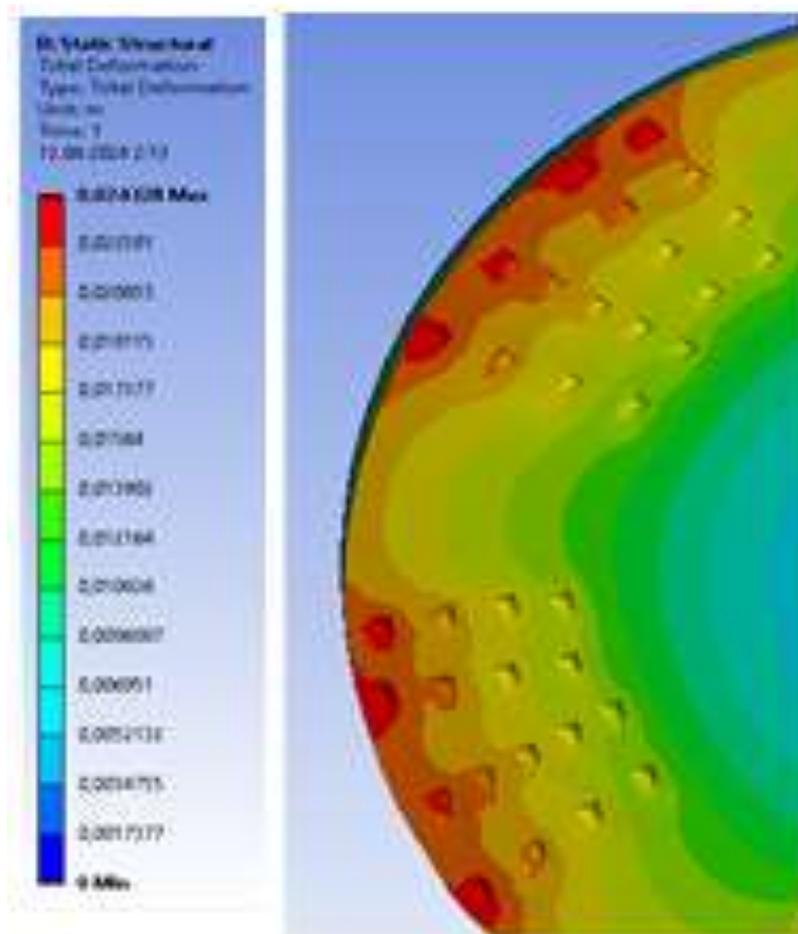


Рисунок 2 – Результаты компьютерного моделирования поля напряжений, возникающего на забое при бурении буровым инструментом, армированным резцами *PDC*.

Помимо динамических погрешностей работы резца *PDC*, представленная картина распределения напряжений влияет также и на температурный режим работы инструмента, который, учитывая алмазный материал изготовления резцов, оказывает большое влияние на сохранение ресурса инструмента. Наибольшее напряжение в центре нижней части гладкой поверхности режущей грани *PDC* приводит к повышению трения резца о породу в этой части, а также скоплению шлама, что и увеличивает температуру нагрева резцов. В данном случае немаловажную роль играют гидродинамические процессы, протекающие в призабойной зоне скважины.

Как показывают результаты исследования [4], важным фактором, определяющим характер работы резцов *PDC*, является циркуляция бурового раствора в призабойной зоне скважины. В зависимости от параметров гидродинамических процессов режим работы бурового инструмента может привести как к повышению эффективности разрушения горных пород так и к снижению технико-экономических показателей.

В случае скопления шлама и направления течения раствора по направлению на встречу движения резца, образовавшая под режущей поверхностью *PDC* смесь может создавать некоторое сопротивление перемещению резца и внедрению его в горную породу, особенно в случае повышения ее вязкости и плотности.

При этом важное значение имеет ориентация резцов и схема их размещения на поверхности инструмента. Так, при развороте его режущей грани в сторону стенок скважины улучшается его очистка, так как такая геометрия способствует выходу шлама из-под режущей поверхности резца и направлению струи жидкости от рабочей поверхности в сторону стенок скважины. А вот направление резцов режущей гранью навстречу друг другу, как это реализовано в долотах *Ulterro*, позволяет бороться с поперечными колебаниями, но создает зоны, где циркуляция жидкости не достаточна для очистки забоя от шлама (рисунок 3).

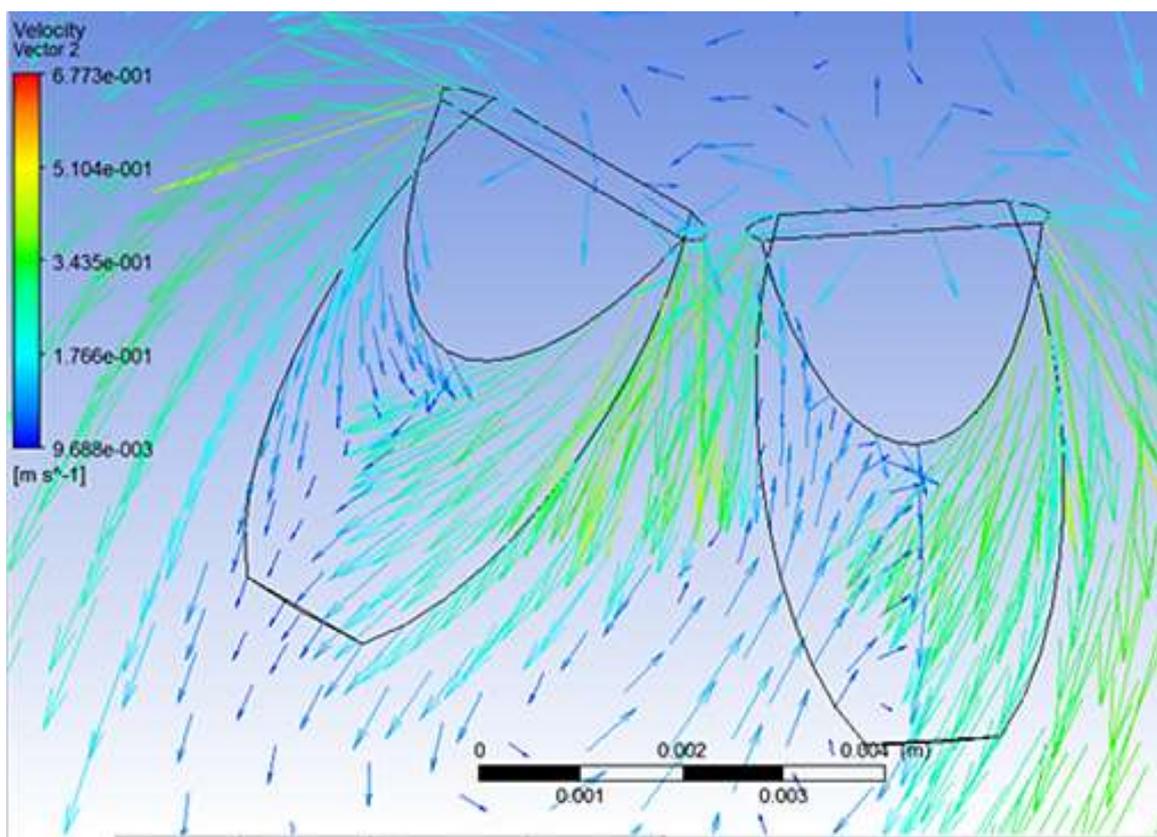


Рисунок 3 – Результаты компьютерного моделирования течения жидкости в пределах резцов *PDC* долота *Ulterro*

Однако, регулируя работу бурового инструмента ориентацией резцов, следует помнить, что эффективность разрушения горной породы во многом определяется какой формой и площадью будет осуществлено внедрение в нее индентора, а ориентация резца значительно изменяет показатели внедряющейся в породу поверхности резца.

Однозначным выводом из проведенного анализа следует то, что режим циркуляции жидкости в режущей зоне бурового инструмента должен быть выстроен так, чтобы энергия струи жидкости способствовала очистки плоского торца *PDC* от шлама, не создавая препятствий для его перемещения. Реализация поставленной задачи достижима путем разработки геометрии бурового инструмента исходя из заданных горно-геологических условий его применения с учетом всех процессов и явлений, сопутствующих бурению. При этом главным образом должна учитываться схема размещения резцов, их ориентация, местоположение, размеры и форма инструмента в целом.

Таким образом, в рамках исследований определено, что разработка бурового инструмента типа *PDC* должно основываться на системе, увязывающей механизм разрушения горной породы, течение бурового раствора, температурного режима работы и динамических процессов бурения. А в качестве основы разработки инструмента типа *PDC* предлагается схема, учитывающая взаимное влияния всех выделенных факторов и представленная на рисунке 4.



Рисунок 4 – Взаимное влияние факторов

#### Библиографический список:

1. Третьяк А.Я., Борисов К.А. Классификация поломок пластин *PDC*, вызываемых забойными вибрациями при бурении скважин // Результаты исследований–2020. Материалы V Национальной конференции профессорско-преподавательского состава и научных работников ЮРГПУ (НПИ). – Новочеркасск, 2020. – С. 252–254.
3. Борисов К.И. Современные способы оценки эффективности разрушения горных пород резанием-скалыванием долотами типа *PDC* // Известия Томского политехнического университета. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 103–121. Текст: непосредственный.
4. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк, В.В. Попов, А.Н. Гроссу, К.А. Борисов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230. Текст: непосредственный.
5. Нескоромных, В. В. Влияние среды призабойной зоны скважины на эффективность разрушения горной породы резцом *PDC* / В. В. Нескоромных, М. С. Попова, Л. Баочанг // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 9. – С. 119-127. – DOI 10.18799/24131830/2021/9/3362.
6. Попова М.С. Гидродинамические процессы при разработке конструкций алмазного бурового инструмента // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 159–171.

## Правила эксплуатации и обслуживания сеток для вибросит

Талибуллин Р. Н., Хузина Л. Б.

*Альметьевский государственный технологический университет – Высшая школа нефти,  
г. Альметьевск, Россия*

Эксплуатация вибрационного сита для очистки бурового раствора от выбуренного шлама требует соблюдения определенных правил, поскольку от этого во многом зависит долговечность работы устройства, и его эффективность.

В числе основных рекомендаций по использованию бурового вибросита можно выделить ряд основных:

- Установка оборудования для выделения крупных частиц шлама из бурового раствора должна производиться на строго горизонтальную поверхность. При несоблюдении данной рекомендации и наличии угла наклона аппарата его пропускная способность может значительно снизиться.

- Полотна фильтрующих сеток должны быть хорошо закреплены, обеспечено их достаточное натяжение. В случае, если сетки закреплены недостаточно прочно возникает риск повреждения сеточного полотна. Для предотвращения возможных негативных последствий необходимо ежедневно производить проверку состояния как самих сеток, так и двигателя оборудования для сепарации.

- В случае, если полотно сетки все же было повреждено, необходимо экстренно произвести ее замену во избежание возможных более серьезных последствий.

- Необходимо строго соблюдать инструкции завода-изготовителя по проведению электропитания оборудования. Данный пункт, вероятно, не требует особых пояснений.

- Для предотвращения возможной перегрузки устройств, которые обеспечивают дальнейшее использование очищенного от шлама бурового раствора, желательным является использование сеток с наименьшим размером ячеек. Однако при выборе величины ячеек сеточного полотна необходимо принимать во внимание, что величина ячейки обратно пропорциональна площади отсеивания, а значит для мелкоячеистой конструкции необходимо обеспечить большую площадь.

- В целях предотвращения закупоривания ячеек сетки налипшими частицами шлама после завершения использования устройства требуется ополоснуть сеточное полотно водой.

- Если устройство не используется в течение длительного времени, рекомендуется его отключить.

- Запуск работы вибросита не следует производить в сухом состоянии.

Несколько регулируемых параметров, приведенных ниже, способны оптимизировать работу устройства для сепарации:

- Выбирайте оптимальный вариант угла наклона рамы устройства

- Обеспечьте распределение подаваемого раствора по всему полотну сетки

- Выбирайте тип движения в соответствии с условиями проводимой работы: сбалансированное эллиптическое либо линейное.

- Выбирайте подходящий именно для Ваших целей тип сетки (с прямоугольными или квадратными ячейками).

- Устанавливайте необходимую частоту и амплитуду колебательных движений устройства.

Правильная эксплуатация вибросита, как и любого другого профессионального оборудования и техники, позволит сделать работу максимально эффективной.

Рассмотренные выше правила позволят предотвратить выход из строя как фильтрующих сеток, так и вибросита в целом. Рассмотрим основные причины выхода из строя сеток вибрационного сита в зависимости от длительности воздействия негативного фактора:

- В течении часа:

- Чрезмерное нагрузка по шламу

- Неправильная работа вибраторов
  - Особо агрессивная среда
  - В течении нескольких часов
  - Неисправное устройство натяжения сетки
  - Неправильная работа вибраторов
  - Неисправная опорная рама сита
  - Неисправное уплотнение и подложка сеток
  - В течении одного дня
  - Неисправная опорная рама сита
  - Неисправный один вибратор
  - Чрезмерная плотность раствора
  - В течении нескольких дней
  - Использование красного железняка в растворах в качестве утяжелителя
  - Изношенные элементы подложки сита
  - Изогнутые прижимные планки
- Рассмотрим основные типы повреждений и выхода из строя сеток.

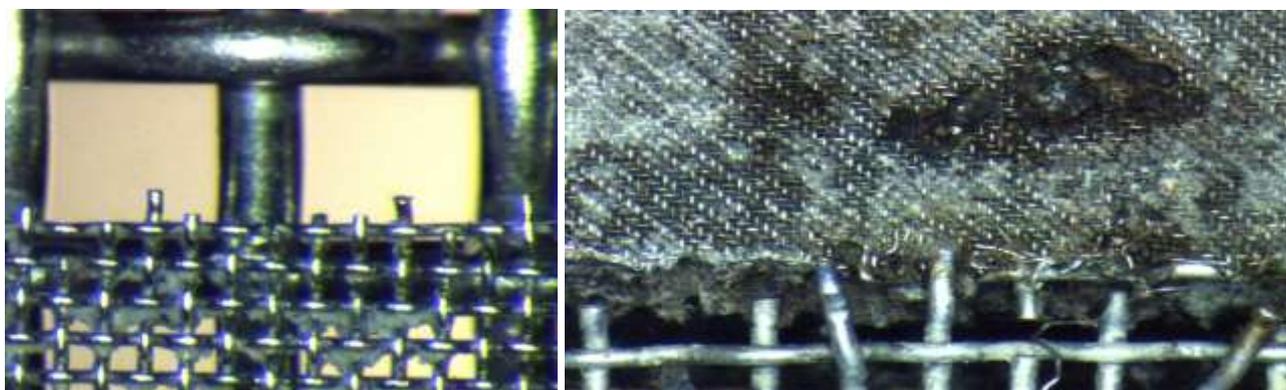


Рисунок 1 - Усталостное механическое разрушение



Рисунок 2 – Абразивный износ

Так же одной из причин износа сеток является неисправное вибросито, а именно:

- Неисправное натяжное устройство;
- Неправильная регулировка вибраторов;
- Неисправные элементы подложки сеток;
- Неисправные устройства распределения потока.

На износ сеток также влияет неправильная эксплуатация вибросита, а именно:

- Неправильная регулировка силы вибрации;
- Неправильный угол наклона сита;
- Неправильный подбор сеток;

- Неправильная установка сеток;
- Неправильный уход за сетками;
- Недостаточный уход за сетками;
- Высокая нагрузка на сетку, вызванная большой глубиной бурового раствора в ванне (рисунок 5);
- Низкая нагрузка на сетку, вызванная малой глубиной бурового раствора в ванне (рисунок 6)

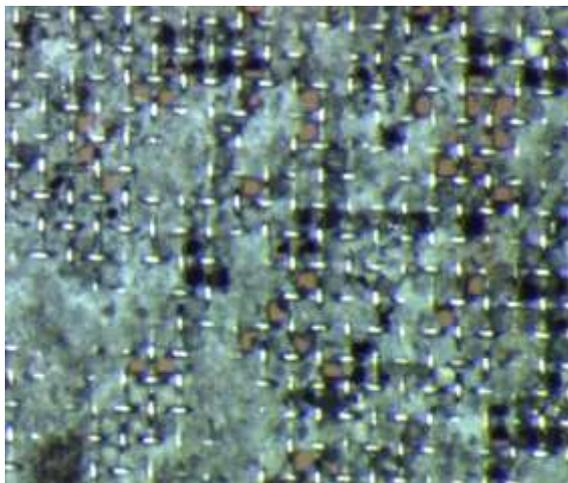


Рисунок 3 – Залипание сеток вязким шламом

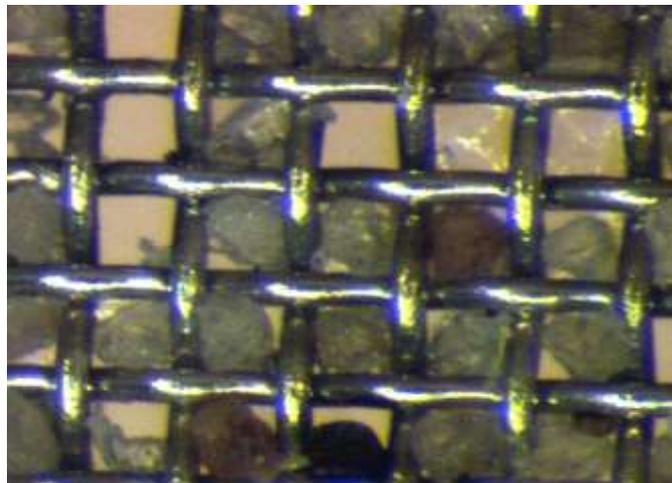


Рисунок 4 – Закупорка сеток мелкими частицами

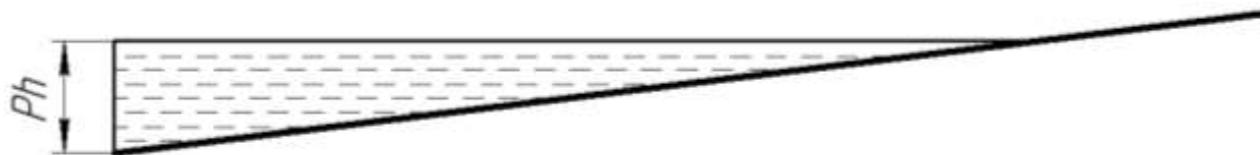


Рисунок 5 – Большая глубина бурового раствора в ванне



Рисунок 6 – Малая глубина бурового раствора в ванне

При угле наклона деки вибросита более  $3^\circ$  может наблюдаться образование стационарного скопления шлама на сетке. Особенно это характерно для мягких и липких выбуренных пород.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сформулировать основные правила эксплуатации и обслуживания сеток:

- Применение сеток, соответствующие условиям эксплуатации;
- Не перегружать сетки;
- По возможности, не допускать условия эксплуатации без нагрузки;
- Не эксплуатировать регулируемые вибросита на высоком уровне силы «G» в течение длительного времени;
- Правильное обслуживание;
- Своевременный ремонт сеток;
- Правильное хранение резерва сеток;
- Использовать для промывки сеток мойку высокого давления;

- При остановке циркуляции немедленно промыть сетки;
- Промывать подложку сеток перед установкой;
- Следить за состоянием уплотнений и опор подложки сеток.

#### **Библиографический список:**

1. Я. А. Рязанов, Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005.–664 с.;
2. Каталог продукции «NATIONAL OILWELL VARRCO». –Houston, Texas, 2013. – 99 с;
3. Каталог продукции «Промкомплектсервис». – Краснодар, 2015. – 62 с;
4. Каталог продукции «KES SOLIDS CONTROL». – Китай, 2023. – 46 с.
5. Федеральный институт промышленной собственности: <https://www.fips.ru/elektronnye-servisy/informatsionno-poiskovaya-sistema> (01.03.2024);
6. Патент RU 207 878. Мобильная установка для обработки бурового раствора. №207878: Дата публикации 22.11.2021 Бюл. № 33 / Яруллин А. Г., Талибуллин Р. Н., Ермишов А.В., Ризванов А. Ф., Гаврилов А.М., Трофимова Н. В.

УДК 622.24.06.2

### **К вопросу сохранения стабильности полимерных систем в условиях температурной и микробиологической нагрузки**

Цуканова А. Н., Уляшева Н. М., Штоль И. Р.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Современный рынок нефтегазозаботки акцентирован на обеспечении высокоскоростных режимов проходки, так как это влияет на конкурентоспособность и для заказчика, и для подрядных сервисных организаций. Это требует рационального подхода на всех этапах разработки месторождения и строительства скважины, любое упущение может привести к нежелательным последствиям, сопровождаемым временными и экономическими рисками. В таких условиях первичной задачей эффективного бурения становится оптимальный выбор бурового раствора. Данный фактор определяет дальнейшую траекторию технологических операций: отсутствие или, наоборот, значительный рост непроизводительного времени бурения, в том числе, скрытого [1], вследствие всевозможных осложнений, приводящих к дестабилизации открытого ствола, затяжке и посадке инструмента, рискам при прохождении прихватоопасных зон, активации микротрещин в горной толще и прочих негативных моментов.

В зависимости от горно-геологических условий и этапа проводки скважины, буровой раствор обеспечивает определенные функции: гидродинамические (осуществляемые потоком бурового раствора), гидростатические (проявляющиеся в растворе в состоянии покоя, при отсутствии циркуляции), физико-химические (в результате химических обработок), коркообразующие (рисунок 1).

Так, например, в условиях значительного набора угла, необходимо обеспечение стабилизации открытых участков ствола скважины, для исключения возможного осыпания и подваливания горной породы с одновременной эффективной очисткой ствола скважины от разбуриваемой фракции – в этом случае функционал раствора должен обеспечить эффективное коркообразование и отличную выносную способность. В условиях повышенных температур актуализируются физико-химические функции, обеспечивающие сохранность и стабильность буровых растворов, содержащих в своем компонентном составе органические реагенты, склонные к дестабилизации и разрушению вследствие температурного воздействия.

Исходя из изложенного выше становится ясно, что успех проводки любой скважины в любых горно-геологических условиях напрямую связан с эффективным взаимодействием компонентов бурового раствора, как внутри системы, так и по отношению к вскрываемым породам. Эта эффективность определяется, в том числе, качеством используемой буровой химии и материалов и сопутствующей многофакторности, связанной с логистикой, условиями хранения, видом обработки (в товарном или предварительно растворенном состоянии), последовательностью ввода реагента при приготовлении и повторной обработке бурового раствора, колебаниями водородного показателя и температурных условий эксплуатации, возможной микробиологической нагрузке.



Рисунок 1 – Функции бурового раствора

Микробиологическая нагрузка, связанная с активацией различных микроорганизмов, штаммов бактерий и грибов в благоприятных условиях, приводит к последовательно нарастающей дестабилизации системы бурового раствора, с дальнейшей утратой технологических функций.

Связано это с конформационными изменениями в структуре полимерных реагентов, вследствие разрушения гликозидных связей (рисунок 2) в полимерной цепи, что приводит к необратимым результатам.

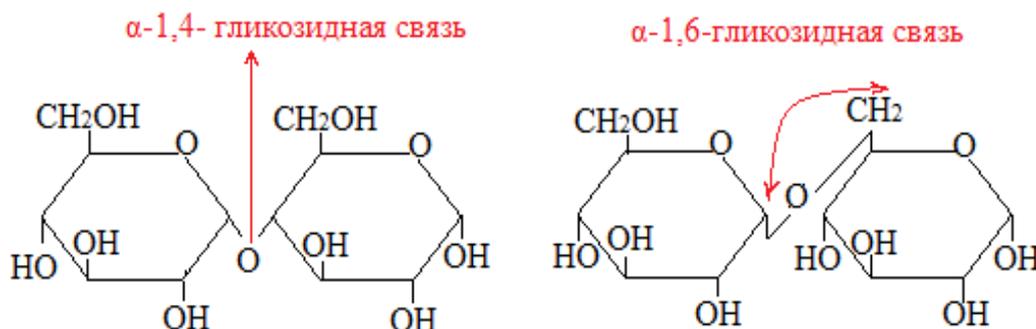


Рисунок 2 - Образование  $\alpha$ -1,4- и  $\alpha$ -1,6-гликозидных связей на примере линейного полимера

Соблюдение норм, правил транспортировки, хранения и эксплуатации, технологии приготовления и использования органических реагентов снижает вероятность микробиологической нагрузки, но не исключает полностью. Кроме того, известно, что распад органических компонентов бурового раствора вследствие воздействия температурного фактора способствует активации ряда бактерий [2] и усилению микробиологического воздействия, проявляемого не только через снижение водородного показателя, но и через значительный рост водоотдачи (рисунок 3).

Для предупреждения данного явления применяют различные методы, в том числе, метод химического воздействия, путем ввода в рецептуру буровых растворов различных минерализаторов и антиферментаторов. Такие добавки обеспечивают микробиологическую защиту буровых растворов, что препятствует ухудшению фильтрационных и реологических параметров, позволяя поддерживать требуемые технологические свойства.



Рисунок 3 – Оценка фильтрации бурового раствора, содержащего биополимер, после прогрева до 95<sup>0</sup> С

Считается, что подобные обработки способны создать полную микробиологическую защиту, для любых буровых растворов, содержащих органические компоненты, практически от всех известных штаммов бактерий, в том числе, сульфатовосстанавливающих. Данная практика достаточно широко используется, но в ряде случаев не эффективна. Так, согласно некоторым научным публикациям и проведенным исследованиям [3], для определенной группы реагентов, относящихся к классу биополимеров, обработка минерализатором хлоридом натрия является «спусковым крючком» для интенсификации процесса распада реагента (рисунок 4).

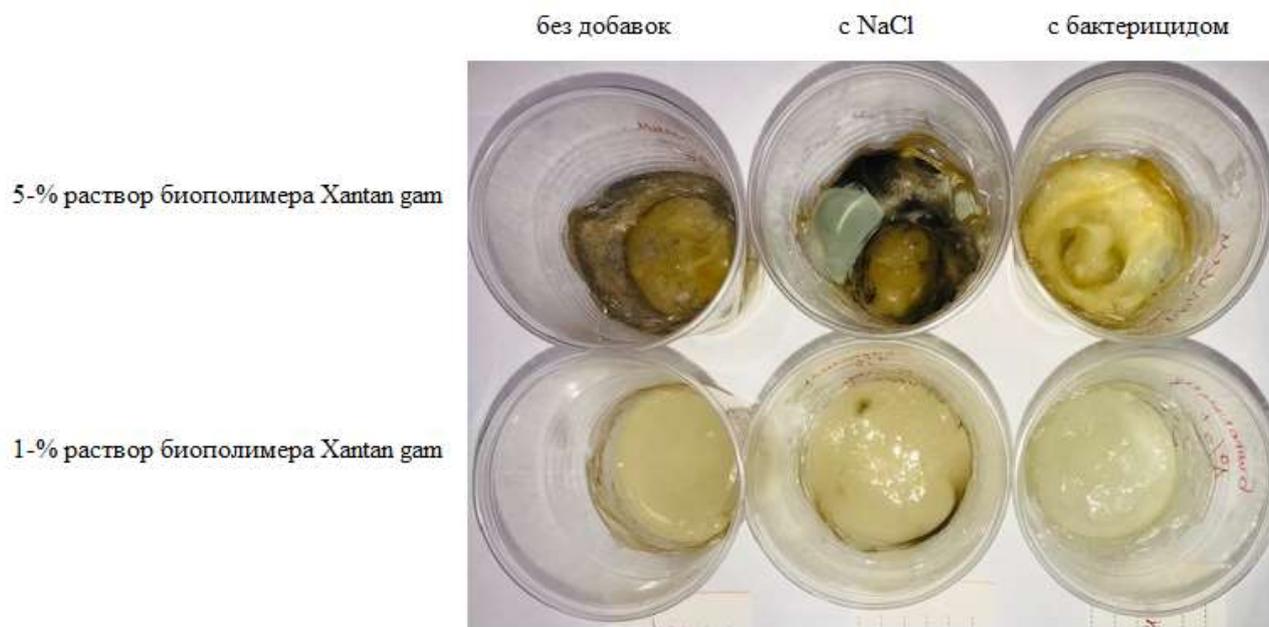


Рисунок 4 – Контрольное состояние образцов водного раствора биополимера Xantan gam на четырнадцатые сутки

Несмотря на многочисленные разработки и постоянное совершенствование технологии, сохранение стабильности полимерных систем в условиях повышенных температур и микробиологического воздействия остается актуальной задачей, требующей разработки эффективных методик, направленных на пролонгацию работы органических полимеров любого вида, как природных полисахаридов, так и модифицированных реагентов, полученных путем биосинтезирования. На сегодняшний момент нет унифицированных подходов, позволяющих обеспечить сохранность органических реагентов в агрессивных условиях бурения и снизить экономическую нагрузку для заказчика строительства, выражаемую через перерасход буровой химии и увеличение сроков проводки скважины.

### **Библиографический список:**

1. Цуканова А. Н. Использование в проектной сопроводительной документации на строительство скважин технологии «Дерево технологических решений» / А.Н Цуканова, Н. М. Уляшева, И. Р. Штоль // (Сборник докладов: материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» / под редакцией Р. В. Агинеи. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2024. С 217-220 – Текст: электронный.
2. Цуканова А. Н. Деструкция органических полимерных соединений и ее роль в увеличении показателя водоотдачи / А. Н. Цуканова, Н. М. Уляшева // Строительство скважин на суше и на море. М.: РГУ им. И. М. Губкина. – 2022. – №9. – С. 20-25
3. Цуканова А. Н. Исследование процессов деструкции полимерных реагентов, применяемых в буровых растворах / А. Н. Цуканова, Н. М. Уляшева, П. А. Цуканова // (Сборник докладов: материалы IX Международной (XVII Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» - Москва : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. Стр. 21-23– Текст: электронный.

УДК 622.24.063

### **Влияние состояния применяемого оборудования на эффективность проводки скважин**

Михеев М. А., Уляшева Н. М.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Строительство скважин представляет совокупность технологических процессов, направленных на проведение безаварийных работ по бурению и креплению скважин при условии обеспечения качества вскрытия продуктивных пластов, выполнения исследовательских программ, обеспечения возможности долгосрочной эксплуатации скважин и ряда других. При этом факторы, влияющие на результат, можно условно разделить на следующие группы (рис. 1).

Однако перечисленные факторы необходимо разделить на блоки по степени их возможного управления в процессе бурения скважины или проектирования. В частности, управление геологическими факторами невозможно за исключением предотвращения входа ствола в неустойчивые пласты под опасными углами. Проблемы квалификации и добросовестности персонала, как правило, решаются и не являются критическим фактором, влияющим на проявление инцидентов.

В настоящее время, при условии достаточной изученности геологического разреза выбор технологии ведения работ не представляет сложности вследствие ее достаточно высокого развития, широкой гаммы используемого оборудования и большого накопленного опыта бурения.

Как показывает практика, в последние годы одной из главных причин увеличения сроков строительства скважин являются неполадки с используемым оборудованием. При этом наблюдались они в течение нескольких десятилетий, однако наиболее часто проблемы начали проявляться в последние годы, что связано с рядом факторов.

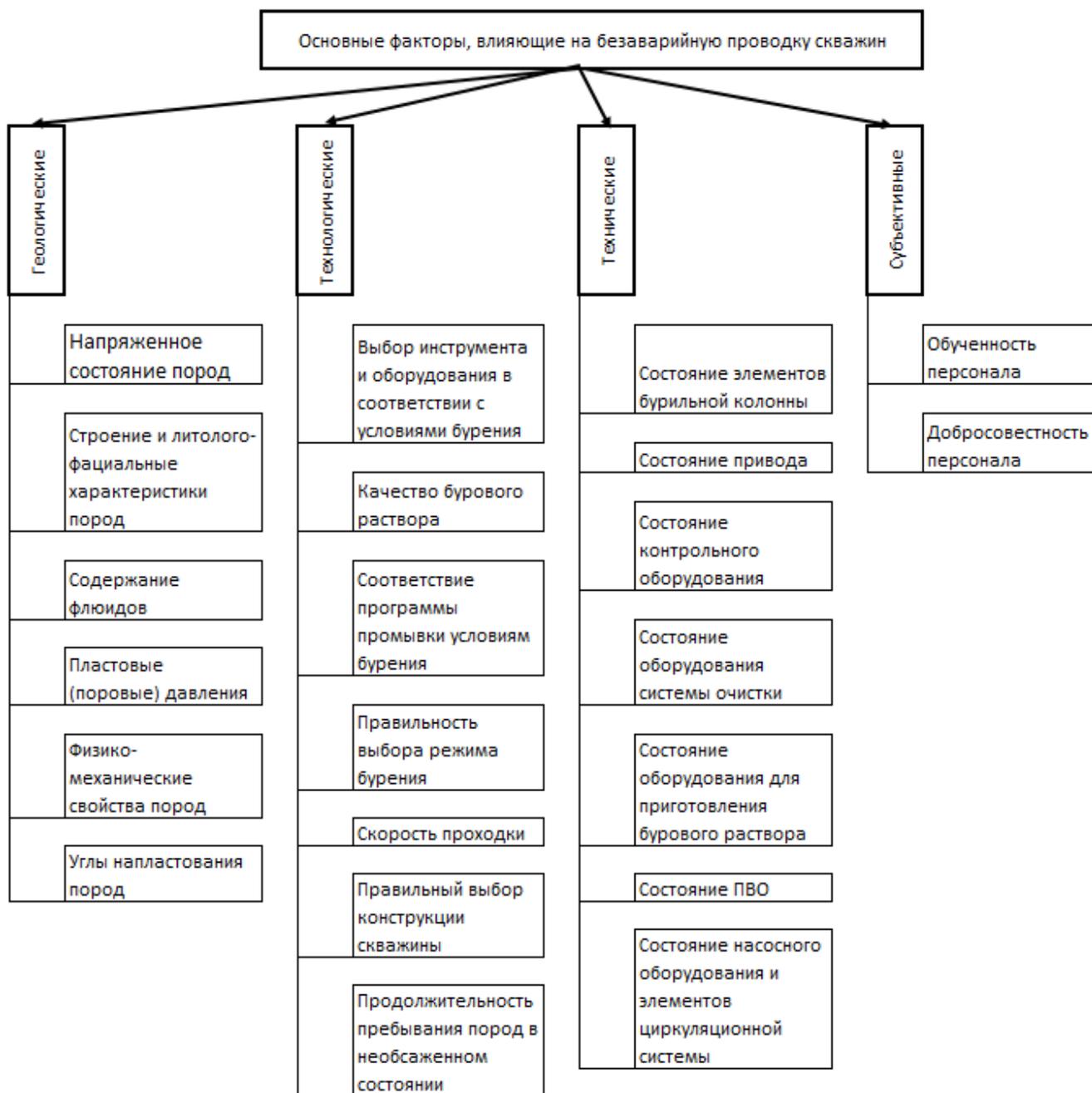


Рисунок 1 – Основные факторы, влияющие на безаварийную проводку скважин

Процесс работ по строительству скважин за последние пятьдесят лет можно условно разбить на три периода:

1. Позднесоветский - ранний постсоветский период (1975-2000 годы);
2. Период интенсивного развития (2000-2014 годы);
3. Период сохранения производства (2014-настоящее время).

Первый период характерен следующими особенностями:

- Сравнительно низкий уровень технического развития. На данном этапе использовались буровые установки устаревшего типа, разработанные в 50-60-е годы или на их базе;
- Высокий уровень научного развития. В рассматриваемый период развитие техники и технологии бурения как науки примерно соответствовало иностранным разработкам;
- Непредсказуемое качество применяемых реагентов для приготовления бурового раствора. Данное обстоятельство связано с нарушением производителями технологического процесса;
- Относительно низкий уровень трудовой дисциплины.

При этом необходимо отметить, что количество проблем, связанных с техническим состоянием оборудования, было относительно небольшим. Связано это с такими факторами, как:

- Сравнительная простота применяемого оборудования, позволяющего поддерживать его в рабочем состоянии силами буровых бригад с минимальным привлечением стационарных ремонтных средств;

- Высокой стандартизацией используемого оборудования, что обеспечивало совместимость запасных частей;

- Низкой сложностью строительства скважин. Как правило, это были или вертикальные скважины, или скважины с относительно простым пространственным профилем, бурившиеся с минимальным привлечением специального оборудования;

- Относительно невысокие требования к технологическому процессу. К примеру, характеристики буровых растворов, использовавшихся в рассматриваемый период, в настоящее время считаются неприемлемыми;

- Чрезвычайно высокая квалификация инженерно-технического состава.

Главным отличием второго периода стало активное внедрение технических и технологических новинок, преимущественно западного образца при снижении доли отечественного оборудования. В первую очередь это относилось к:

- Реагентам для приготовления буровых растворов и оборудованию для их приготовления и очистки;

- Оборудованию для строительства наклонно-направленных скважин сложного пространственного профиля;

- Внедрению верхнего силового привода (ближе к окончанию периода);

- Импорт иностранных буровых установок и интенсификация производства отечественных буровых установок нового поколения.

Проблемы с техническим состоянием оборудования на тот момент наблюдались, в основном, по причине недостаточной производственной дисциплины, которая приводила к неправильному/недостаточному техническому обслуживанию, а также низкого качества нового оборудования (в первую очередь китайского производства) и износом ранее использованного. При этом серьезных проблем с состоянием высокотехнологичного оборудования, в первую очередь предназначенного для наклонно-направленного бурения, не наблюдалось.

Третий период характеризуется ужесточающимся ограничением на ввоз современного оборудования западного производства и недостаточным производством отечественных аналогов. В то же время, повышается качество и количество современных буровых установок отечественного и китайского производства. Помимо этого, наблюдается повышение производственной дисциплины при возрастающем снижении квалификации инженерно-технического персонала.

Рост проблем, связанных с техническим состоянием оборудования, отмечается с середины второго периода и по настоящее время. При этом характер его постепенно изменяется. Например, в 2009-м году при ведении работ на одной из скважин Южно-Хыльчуйского месторождения отмечен выход из строя одного из двигателей ВСП. Замена двигателя была проведена с задержкой вследствие проблем с доставкой сменного двигателя (производство США) с завода-изготовителя, что привело к необходимости проведения работы на ограниченно-функциональном оборудовании. В свою очередь, это вызвало необходимость ограничения по крутящему моменту, частоте вращения и нагрузке на долото, что привело к увеличению сроков строительства двух скважин на 3 и 5 суток соответственно при плановом времени бурения 28 дней.

В 2010-м году при строительстве скважины № 21 на Суборском месторождении только в интервале бурения под эксплуатационную колонну наблюдались:

- Выход из строя FCU, что не привело к остановке бурения, но вызвало перерасход химических реагентов из-за необходимости бурения на разбавлении;

- Выход из строя БПР вследствие разрушения элемента привода (рис. 2), что привело к остановке бурения на 2 суток вследствие отсутствия возможности завоза запчастей, необходимости обвязки БПР на буровой насос и дальнейшему бурению с недостаточной подачей при промывке;

- Разрушение пневмокомпенсатора с попаданием резины в циркуляционную систему, что привело к выходу из строя телесистемы (рис. 3), потеря времени 13 часов;
- Поломка телесистемы (потеря времени 28 часов).

Помимо вышперечисленного, наблюдался ряд более мелких поломок, не приводивших к серьезным последствиям, но требующих отвлечения сил и средств от обеспечения основной работы.

В 2013 году при бурении скважины на Россихинском месторождении отмечена поломка бурового насоса (производство КНР). Отсутствие запасных частей, а также стандартных запасных частей на заводе-изготовителе (насосы постоянно модернизировались и, несмотря на одинаковую маркировку, отличались элементами конструкции) привело к простоям свыше недели.

В 2019-2021 годах при строительстве скважин с большим отходом и сложным пространственным профилем на Среднеботуобинском месторождении (Якутия) неоднократно наблюдались ситуации с невозможностью доведения скважины до проектного забоя. Причиной этого являлся рост моментов при повышении износа бурильных труб и отсутствии полноценного обновления бурильного инструмента на аналоги повышенной прочности. При этом наблюдалось постепенное увеличение количества недоходов. Помимо этого, увеличивается число отказов оборудования, предназначенного для управления траекторией скважин вследствие его старения и отсутствия обновления из-за санкционных ограничений. В то же время, количество серьезных проблем на поверхности невелико вследствие обновления парка станков на современные образцы отечественного производства.



Рисунок 2 – Результаты отсутствия технического обслуживания БПР



Рисунок 3 – Заклинка оборудования вследствие попадания резинового элемента

Аналогичные тенденции наблюдаются в различных регионах РФ. На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Состояние бурового оборудования может оказывать значительное влияние на сроки строительства скважин;
2. Количество проблем с оборудованием как отечественного, так и импортного производства увеличивается по мере износа оборудования;
3. Наблюдается постепенный рост количества проблем с бурильным инструментом и элементами забойного оборудования, что приводит к усугублению возникающих последствий;
4. В связи с вышеизложенным, представляется необходимым обновление всего комплекса оборудования с освоением его производства на территории РФ по полному циклу и на базе отечественных разработок.

УДК 622.24

### Методика расчета КНБК для предотвращения прихвата бурового инструмента

Ширинов М. М., Омарова А. Ш.

*Азербайджанской государственной университет нефти и промышленности,  
г.Баку, Азербайджан*

Для повышения эффективности обработки долота и скорость бурения для поддержания необходимого уровня осевой нагрузки на долото, а также предотвращения прихвата инструмента и бурения естественно искривленных скважин необходимо использовать ступенчатую КНБК.

Известно, что одной из основных причин прихвата бурового инструмента является то, что бурильная колонна лежит на нижней стенке скважины из-за боковых сил в искривленных скважинах. Конечно в этом случае действуют и другие факторы: перепад давления, залипание, закупорка и т.д. Оказываем более тяжелое воздействие и приводит к прихвату инструмента [1].

В последние годы объемы бурения глубоких скважин увеличиваются, и значительная часть приходится на бурение стволов большого диаметра, которое целесообразно проводить с помощью ступенчатых компоновок низа бурильной колонны. В состав такого комплекса включаются утяжеленные бурильные трубы.

Опыт бурения показывает, что наиболее опасным участком с точки зрения прихвата инструмента является место, где находится КНБК.

Обычно при составлении КНБК учитывается управление процессом искривления. Но при этом не учитывается опасность прихвата инструмента. Для решения проблемы искривления скважины и прихвата инструмента предложен новая КНБК. Этот КНБК рекомендуется также для спуска обсадную колонну в ствол скважины. Безопасный КНБК против прихвата инструмента предусматривается таким образом, что его контакт со стенкой скважины минимален. С указанной целью контакт секций УБТ со стенкой скважины подбирается специально. Так что, переход от УБТ большого диаметра к УБТ малого диаметра осуществляется в такой точке, что там происходит контакт. В качестве примера на рисунке показано размещение. Диаметры секций -  $D_1, D_2, D_3$ , а соответствующие длины -  $l_1, l_2, l_3$ . Поскольку диаметр долота больше диаметра  $D_1$  первой секции, этот УБТ не касается стенки скважины и не может прихватываться до точки Б. Если уменьшить диаметр УБТ выше точки В до точки С, то не будет прихватываться в этой секции до длины  $l_2$ . Аналогично выбирается длина третьего участка  $l_3$ . Расчет КНБК, основанный на решении неопределенной статической системы, начинается с определения длины последнего участка [2]:

$$l_n = \sqrt[4]{\frac{72EI_n f_n}{q_n \sin \alpha}}$$

здесь,  $EI_n$  - жесткость п – ой секции КНБК.

$f = \frac{(D_n - D_{n-1})}{z}$ ,  $D_n, D_{n-1}$  – диаметр  $n$  – й и  $(n - 1)$  – й секций.

$q_n$  – масса 1 м УБТ п-й секции

$\alpha$  - угол ствола скважины

Длины  $(n - 1)$  – ой и  $(n - 2)$  – ой секций находятся по следующей формуле

$$l_{n-1} = \left[ \frac{6 \left[ -M_{n-1} + \sqrt{M_{n-1}^2 + 2EI_{n-1} \cdot f_{n-1} \cdot \sin\alpha} \right]}{q_{n-1} \cdot \sin\alpha} \right]$$

$$l_{n-2} = \left[ \frac{2 \left[ -2M_{n-2} + \sqrt{4M_{n-2}^2 + 6EI_{n-2} \cdot f_{n-2} \cdot q_{n-2} \cdot \sin\alpha} \right]}{q_{n-1} \cdot \sin\alpha} \right]$$

здесь,  $M_{n-1}$  и  $M_{n-2}$  – моменты на сечении перехода от диаметра  $D_{n-1}$  к диаметру  $D_{n-2}$

Схема расположения ступенчатого УБТ в стволе скважины

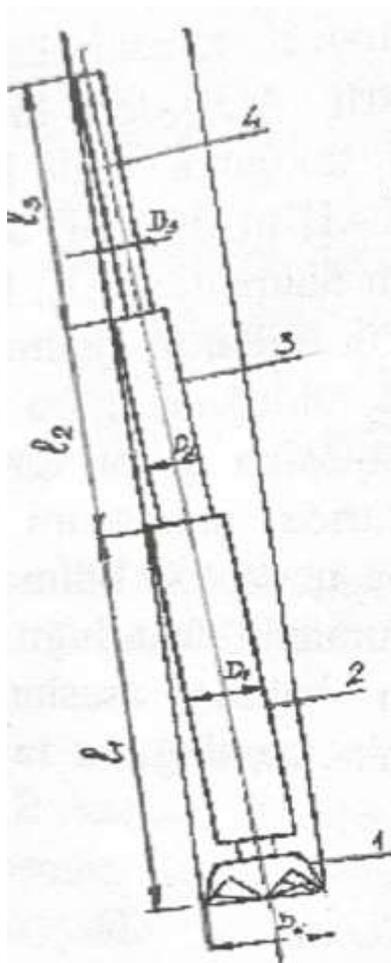


Рисунок 1

$EI_{n-1}$  и  $EI_{n-2}$  – соответственно жесткости секций КНБК

$$f_{n-1} = \frac{D_{n-1} - D_{n-2}}{2}$$

$$f_{n-2} = \frac{D_{n-2} - D_{n-3}}{2}$$

$q_{n-1}$  и  $q_{n-2}$  – масса 1 м  $(n - 1)$  – й и  $(n - 1)$  – й секций. Изгибающие моменты  $(n - 1)$  – й и  $(n - 2)$  – й секций КНБК рассчитываются по следующей формуле

$$M_{n-1} = \sqrt{2EI_n \cdot q_n \cdot f_n \cdot \sin\alpha}$$

$$M_{n-2} = \sqrt{M_{n-1}^2 + 2EI_{n-1} \cdot q_{n-1} \cdot f_{n-1} \cdot \sin\alpha}$$

Длина  $I_n$ , определяется из условия равенства нулю изгибающего момента в последней точке контакта УБТ со стенкой скважины. В качестве примера определим длины секций для КНБК, состоящего из следующих секций.

Диаметр долота 444,5 мм, диаметры УБТ (СУБТ) 229 мм, 203 мм, 178 мм.

Диаметр долота 295,3 мм, диаметры УБТ (СУБТ) 203, 178 мм.

Диаметр долота 295,3 мм, диаметры УБТ (СУБТ) 203,178 мм.

Долото 292,2 мм, турбобур А9Ш, диаметры УБТ (СУБТ) 203, 178 мм, зенитные углы скважин соответственно  $1^\circ$ ,  $3^\circ$  и  $5^\circ$ . Составленные элементы низа бурильной колонны широко применяются в объединении МУБР в управлении ХСТГ при бурении, расширении, для обработки и шаблонировки скважины для спуска обсадных колонн. Для сравнения в таблице приведены фактические длины секций УБТ, КНБК для зенитного угла  $\alpha \leq 5^\circ$ .

Если в нижней части бурильной колонны УБТ (СУБТ) является одно диаметровой, то условная длина секции такого – УБТ может быть найдена по следующей формуле:

$$l = \sqrt[4]{\frac{24EI \cdot f}{q \cdot \sin\alpha}}$$

Определенные по этой формуле длины для указанных выше зенитных углов приведены в таблице 1. Применение ступенчатой УБТ (СУБТ) более целесообразно, чем применение одномерной УБТ (СУБТ). Как видно из таблицы фактическая длина секций больше расчетной (разница УБТ 203 и 178 мм больше), а общие длины СУБТ  $\sum li$  больше расчетной.

Расчет длин секций УБТ (СУБТ).

Таблица 1

Диаметр УБТ (СУБТ), м	Расчетная длина секции, м				При $\alpha \leq 5$ , фактическая длина секции	Расстояние $l$ , м			Критическая длина, м
	Обозначения	Градус				$\alpha$ , градус			
		1	3	5		1	3	5	
229	$l_1$	29	22	20	27-36	36	26	23	41
203	$l_2$	34	26	23	36-54	-	-	-	38
178	$\sum l_i$	24 87	18 66	16 59	36-54 100-140	-	-	-	35

Если мы посмотрим на последний столбец таблицы, то увидим, что критическая длина комбинированных (ступенчатых) колонн УБТ находится в пределах 35-41 м. Если сравнить эти критические длины колонн с их фактической и расчетной средней длиной, то мы увидим, что расчетная длина в 1,9 раза превышает критическую длину, а фактическая длина больше в 3 раза. Таким образом, если расчетную длину УБТ следует принять, поскольку фактическая длина недопустимо мала, ее следует сократить до расчетной длины.

Что касается одномерной УБТ, то точка контакта трубы даже самого большого диаметра со стенкой скважины не прерывает 35 м от долота. Это расстояние не превышает 26 м в скважинах, которые можно принять вертикально для средних зенитных углов. С учетом вышеизложенного, если длина одномерной УБТ (СУБТ) в 1,3-1,5 раза превышает критическую длину, то значительная ее часть будет контактировать со стенкой. Помимо увеличения вероятности прихвата этого последнего инструмента, он снижает технико-экономические показатели бурения. Потому что осевая нагрузка уменьшается за счет дополнительных сил трения. Следовательно, к одинаковым выводам можно прийти и о расчетной и фактической длинах УБТ (СУБТ) при турбинном и роторном бурении для долот 292,9 ИСМ и 295,3 мм трех шарошечных долот (см. таблицы 2,3).

Во всех таблицах длины УБТ (СУБТ) округлены до целого, причем из двух последних таблиц видно, что при бурении долотом 295,3 мм (292,9) фактические общие длины УБТ (СУБТ) несколько превышают расчетную длину (хотя и не так сильно, как при бурении и расширении долотом 444,9 мм). При этом длину секции УБТ (СУБТ) 178 мм можно уменьшить, а длину СУБТ (особенно при бурении роторным способом) увеличить в пределах расчетной общей длины.

Расстояние от долота до точки контакта (турбобуром или УБТ (СУБТ)), как и из предыдущих расчетов, немного больше длин соответствующих секций, но значительно меньше общей длины, поэтому вышесказанное в данном вопросе остается в силе.

В результате отметим, что при установке на долото полноразмерного калибратора (особенно если длина калибратора достаточна) граничные условия на долоте изменяется, в этом случае изгибающий момент будет отличен от нуля, а угол поворота будет приближаться к нулю в зависимости от суммарной длины долота и калибратора, а длина нижней секции увеличится на 20-30% по сравнению со значениями в таблицах. Это не повлияет на длину последующих секций УБТ (СУБТ).

**Расчёт длин секций УБТ (СУБТ) ( $D_{\text{долото}} = 292,9$  мм турбинный способ)**

Таблица 2

Диаметр турбобура и УБТ (СУБТ)	Расчетная длина секции, м			Длина секции, м $\alpha \leq 5$	Расстояние $l'$ , м			Критическая длина, м
	$\alpha$ , градус				$\alpha$ , градус			
	1	3	5		1	2	3	
Турбобур А9Ш, 240 мм	7	3	1	18	25(83)	9	6	-
203	6	7	4	26	26	0	8	38
178	4	8	6	36	-	-	-	35
	7	8	1	80				

**Расчёт длин секций УБТ (СУБТ) ( $D_{\text{долото}} = 295,3$  мм роторный способ)**

Таблица 3

Диаметр УБТ (СУБТ)	Расчетная длина секции, м				Фактическая длина секции, м $\alpha \leq 5^0$	Расстояние $l'$ , м			Критическая длина, м
	Обозначения	$\alpha$ , градус				$\alpha$ , градус			
		1	2	5		1	3	5	
278	$l_1$	41	31	27	26	26	20	18	38
178	$l_2$	24	18	16	44	-	-	-	35
	$\sum l_i$	65	49	48	70				

Более подробное следует изучить влияние размеров калибратора (полноразмерный) и твердость пород, слагающих стенки, на тип долотных опор (упругие или износостойкие).

В последнее время при бурении вертикальных скважин в различных месторождениях широко применяется включение в состав КНБК забойного двигателя и калибратора.

Основной целью включения калибратора в комплект КНБК является калибровка стенки скважины и обработка ствола, а также центрирование долота и забойного двигателя и улучшение условий работы.

Отметим также, что калибратор оказывает существенное влияние на процесс искривления ствола скважины. Поэтому важно определить эффективность такой КНБК, правильный выбор параметров калибратора и точное место его установки.

### **Заключение.**

Дано краткое описание методики проектирования и расчета ступенчатых компоновок низа бурильной колонны с учетом распределения осевой нагрузки между долотом и расширителем в процессе бурения, напряженно-деформированного состояния компоновки, влияния геологических факторов на интенсивность искривления ствола скважины.

Представлен анализ выбора диаметра утяжелённых бурильных труб над расширителем с применением предложенной методики.

Осуществлен расчет компоновок низа бурильной колонны при использовании разного диаметра утяжеленные бурильные трубы (УБТ) для различных геологических условий бурения.

### **Библиографический список:**

1. Нифантов В.И., Мельникова Е.В., Мельников С.А. Повышение продуктивности скважин: опыт, проблемы, перспективы. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. 242 с.
2. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –160 с.: ил.
3. Тагиров К.М., Нифантов В.И., Гноевых А.Н., Рябоконь А.А. Технология углубления скважин в условиях АВПД на депрессии с целью повышения эффективности геологоразведочных работ // Бурение скважин на депрессии и репрессии [https://neftegaz.ru]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/development/331508-burenie-skvazhin-nadepressii-i-repressii/>
4. <https://neftegaz.ru/science/development/331508-burenie-skvazhin-na-depressii-i-repressii/>

УДК 622.24.06

### **Опыт применения экологически чистых материалов для предотвращения поглощения бурового раствора**

Бастриков С. Н., Сарпонг Д. Н.

*Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия*  
*Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Республика Гана*

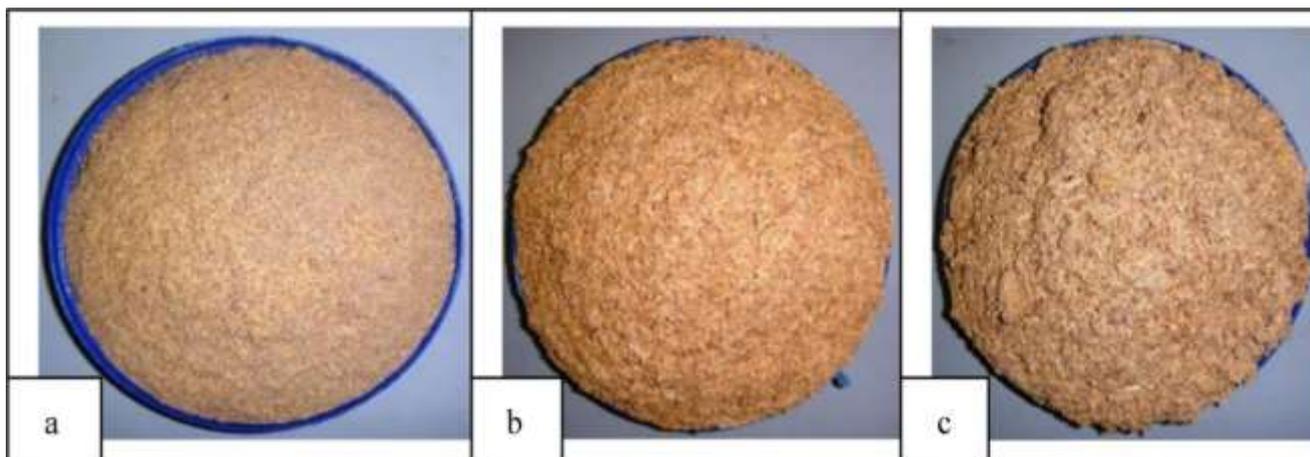
**Аннотация.** В то время, как большинство материалов для борьбы с поглощением (LCM- Lost circulation material) являются искусственными и дорогостоящими, натуральные включения становятся все более популярными и коммерчески востребованными. Мировое промышленное сообщество переходит к использованию экологически чистых материалов в своей деятельности, заменяя ими продукты, наносящие вред человеку, окружающей природной среде и морским обитателям. Нефтегазовая промышленность начала реагировать на эти изменения выполняя законы, предписанные региональными и глобальными агентствами по охране окружающей среды. Было проведено несколько исследований по улучшению качества бурового раствора с помощью натуральных ингредиентов, таких как рисовая шелуха, кокосовая скорлупа, скорлупа какао-бобов, порошок финиковых косточек, зола сахарного тростника, трава, волокна и ряд других материалов, доступных на местном рынке [1].

**Ключевые слова:** LCM- Lost circulation material, карбоксиметилцеллюлозой натрия (КМЦ), ПАЦ-полианионной целлюлозой, статического напряжения сдвига (СНС), высоких давлений и температур (НРНТ), буровой раствор (БР).

В процессе бурения скважин часто возникают ситуации, когда буровой раствор (или промывочная жидкость) начинает поглощаться пластом. LCMs добавляются в буровой раствор для предотвращения или уменьшения поглощения. Они формируют “пробку” в пористых и трещиноватых породах, тем самым восстанавливая циркуляцию бурового раствора. Традиционные LCMs часто содержат материалы, которые могут нанести вред окружающей среде, такие как асбест, цемент, полимерные гранулы. Экологически чистые альтернативы становятся все более популярными из-за растущей обеспокоенности по поводу охраны окружающей среды и законодательных ограничений. Рисовая шелуха, побочный продукт сельского хозяйства, использовалась в качестве потенциального компонента для контроля

фильтрационных потерь. Результаты сравнения с карбоксиметилцеллюлозой натрия (КМЦ) и полианионной целлюлозой (ПАЦ) были получены с помощью метода статического измерения потерь жидкости (рис.1) [2]. Результаты показывают, что концентрация 20 г рисовой шелухи в 350 мл бурового раствора (примерно 57.06 kg/m<sup>3</sup>.) снизила потерю жидкости на 64,89% по сравнению с 62,77% и 59,57% для КМЦ и ПАЦ при содержании 10 г/350 мл бурового раствора, соответственно. Кроме того, по сравнению с КМЦ и ПАЦ, толщина фильтровальной корки уменьшилась на 3,0% и 8,6%, соответственно.

Таким образом, использование рисовой шелухи в качестве материала для контроля поглощения жидкости в буровом растворе на водной основе может стать достижением в нефтяной промышленности [3]. На рисунке 1 показаны примеры частиц рисовой шелухи разного.



а) мелкие частицы размером 125 микрон, б) измельченные частицы, в) высушенная рисовая шелуха

Рисунок 1

Путем физико-механической обработки и переработки различных отходов финиковой пальмы можно получить волокнистые и гранулированные продукты LCM. Волокнистый материал используется в различных системах буровых растворов на водной основе, включая гелевые полимерные (бентонитовые) растворы, полимерные растворы KCl, полимерные растворы CaCl<sub>2</sub> и полимерные растворы NaCl. Эксперименты проводились в условиях высоких давлений и температур (НРНТ), и синтезированное в ходе исследования волокно из ствола финиковой пальмы превзошло обычные LCM по эффективности герметизации 2-миллиметрового щелевого диска (Рис 2) [4].



Рисунок 2 - Герметичный щелевой диск с гель финиковой пальмы

На рис.3 показан процесс производства конечного продукта (волокна) из древесины финиковой пальмы. Полученный волокнистый материал является отличной альтернативой для использования в качестве LCM при поглощении. Использование финикового дерева позволяет контролировать фильтрацию в условиях НРНТ при температуре 100 °С и давлении 3,5 МПа.

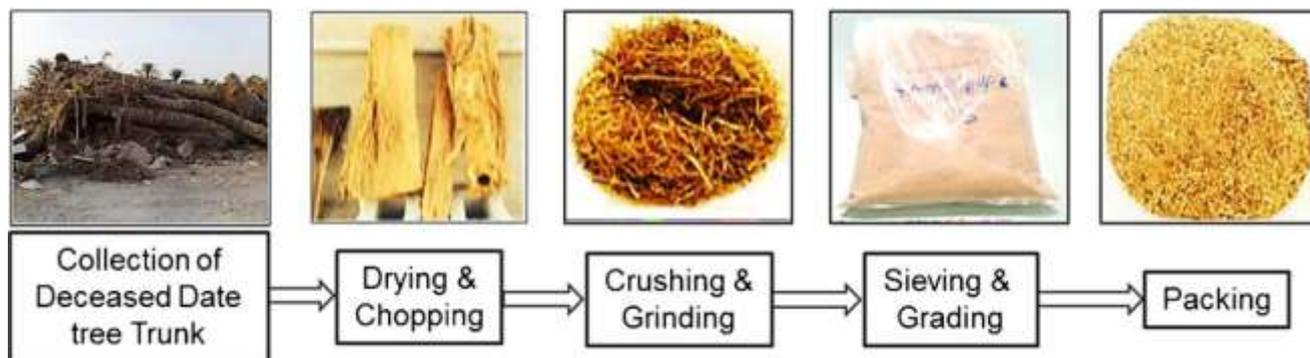


Рисунок3 - Производство волокна процесс

Для предотвращения и борьбы с поглощениями бурового раствора предлагаются следующие мероприятия [5].

1. Повышение плотности бурового раствора, очистка его от песка и частиц выбуренной породы с помощью добавки.
2. Регулирование реологических параметров бурового раствора (снижение его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС)).
3. Совершенствование рецептуры утяжеленных растворов, используемых при проходке различных интервалов разбуриваемых пород.

Если поглощение все же произошло, то применяют следующие материалов для его ликвидации [6]:

1. Фиброзные материалы: измельченная целлюлоза, древесные опилки, кокосовое волокно, для перекрытия крупных пор и трещин.
2. Гранулированные материалы: кальцит, мрамор, доломит, измельченная скорлупа орехов для перекрытия пор.
3. Чешуйчатые материалы: слюда, асфальтен, для формирования кольматационного слоя на стенках скважины.
4. Гелеобразующие материалы: биополимеры, которые увеличивают вязкость раствора и закупоривают поры.
5. Комбинированные материалы: Смеси различных типов LCMs для эффективного перекрытия разных типов пор и трещин.
6. Выбор LCMs зависит от типа поглощения и свойств пород: пористые, кавернозные или трещиноватые.

#### **Выводы и рекомендации**

Использование экологически чистых LCMs является важным шагом на пути к устойчивому бурению. Развитие и применение этих материалов помогает снизить негативное воздействие на окружающую среду, а также улучшить эффективность буровых работ. Натуральные и биоразлагаемые материалы, такие как волокна финиковой пальмы, рисовая шелуха также используются для уменьшения случаев поглощения. Авторы понимают, что в России нет некоторых рассматриваемых видов растений, злаков, но тема актуальна и можно исследовать другие, распространенные в природе в местных условиях виды для переработки в аналогичные материалы с подобными свойствами.

Предупреждение и борьба с поглощением бурового раствора требуют комплексного подхода, включающего в себя правильный выбор параметров бурения и раствора, использование соответствующих технологий и оборудования, а также наличие четкого плана действий на случай возникновения поглощения. Применение этих мер и методов позволяет минимизировать риски и снизить экономические потери, связанные с поглощением.

### **Библиографический список:**

1. Jiang, H., et al., 2021. An innovative diagnosis method for lost circulation with unscented Kalman filter. *J. Pet. Sci. Eng.* 166, 731–738.
2. Zhu, Q., et al., 2020. Successful Applications of a Novel Compound Lost Circulation Additive With Variable Structure. In: *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
3. Mansour, A., Taleghani, A.D., Salehi, S., Li, G., Ezeakacha, C., 2019. Smart lost Circulation materials for productive zones. *J. Petrol. Expl. Prod. Technol.* 9 (1), 281–296.
4. Xu, C., Kang, Y., You, L., You, Z., 2022. Lost-Circulation Control for Formation-Damage Prevention in Naturally Fractured Reservoir: Mathematical Model and Experimental Study. *SPE-182266-PA 22 (05)*, 1654–1670.
5. Nasiri A, Shahrabi MA, Moraveji MK (2020) Application of new eco-friendly LCMs for combating the lost circulation in heavy-weight and oil-based mud. *RSC advances* 8(18):9685–9696.
6. Alhaidari SA (2023) Lost circulation management: new engineering approaches and techniques for better bridging and sealing the fracture. *Colorado School of Mines*.

УДК 622.243.5

### **Проблема повышенного износа бурильного инструмента при бурении горизонтальных и многозабойных скважин с использованием компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с применением роторно-управляемых систем (РУС)**

Цуканов А. Н., Цуканова А. Н.

*Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия*

Роторно-управляемые системы (РУС) являются неотъемлемой частью современных технико-технологических решений, направленных на обеспечение управления траекторией скважины даже в условиях значительных рисков, связанных с геологическими особенностями строения разреза, способствующих возникновению различного рода осложнений, и, как их следствие, аварий. Но, противоположной стороной существующих преимуществ применения РУС является проблема повышенного износа бурильного инструмента при бурении горизонтальных и многозабойных скважин с использованием компоновок низа бурильной колонны (КНБК) (рисунок 1).



Рисунок 1 – Последствия износа бурильных труб

Рассмотрим основные причины износа, последствия и возможные пути решения.

Анализ промысловой документации, а также научно-технической литературы [1], [2], [3] показывает, что основными причинами повышенного износа бурильного инструмента являются следующие:

Трение о стенки скважины. В горизонтальных и многозабойных скважинах бурильная колонна контактирует со стенками скважины на протяженных участках, что приводит к повышенному трению и износу. В зонах искривления ствола скважины контактное трение усиливается, что приводит к усталостным изменениям. Износ поверхности бурильного инструмента в результате трения увеличивается почти в два раза при использовании КНБК с РУС по сравнению с классической схемой КНБК с ВЗД, по причине увеличения частоты вращения бурильной колонны. При бурении КНБК с ВЗД частота вращения бурильной колонны составляет 60-80об/мин, при бурении КНБК с РУС частота вращения бурильной колонны составляет 120-180об/мин.

– Вибрации и ударные нагрузки. При бурении сложных, интрузивные геологических пород (например, твёрдых или абразивных) возникают вибрации и ударные нагрузки, которые ускоряют износ бурильного инструмента, сокращая период планируемой эксплуатации.

– Неравномерное распределение нагрузки. Несмотря на преимущества роторно-управляемых систем, в некоторых случаях боковые силы, действующие на бурильную колонну, могут распределяться неравномерно, особенно при изменении траектории бурения.

– Высокие механические нагрузки. Высокие скорости вращения бурильного инструмента приводят к тому что в горизонтальных скважинах бурильная колонна подвергается значительным изгибающим и скручивающим нагрузкам, что приводит к усталостному износу.

– Абразивное воздействие. При разбуривании абразивных пород (например, песчаники) происходит интенсивный износ поверхностей инструмента.

– Работа в агрессивных средах. Бурение на значительных глубинах практически всегда сопряжено с сложными баротермальными условиями, сероводородной и минеральной агрессиями. Высокие температуры и давления скважине, а также наличие химической агрессии буровых растворов могут ускорить износ бурильного инструмента.

Что касается последствий повышенного износа бурильного инструмента, можно выделить три значимых момента:

1) Риск возникновения повышенной аварийности. Износ инструмента повышает вероятность поломок и возникновения аварийных ситуаций. Как показывает промысловая практика, принятые меры контроля и периодичность проведения дефектоскопии не являются актуальными и не учитывают повышенный износ бурильного инструмента при бурении при бурении горизонтальных и многозабойных скважин с использованием КНБК с РУС.

2) Снижение качества бурения ствола скважины. Применение изношенного бурильного инструмента может привести к ухудшению качества процесса бурения ствола скважины, неравномерный износ бурильного инструмента может приводить возникновению вибраций и ударных нагрузок, возникновения промывов бурильного инструмента и необходимости проведения дополнительных спускоподъемных операций.

3) Увеличение затрат: Замена и ремонт бурильного инструмента приводит к росту эксплуатационных расходов.

В результате аналитического исследования промысловой документации, справочной и научно-технической литературы были определены эффективные пути решения проблемы, представленные ниже:

1) Оптимизация конструкции КНБК, подразумевающая:

- Использование роторно-управляемых систем в сочетании с забойными винтовыми двигателями (ВЗД) является перспективным решением для повышения эффективности бурения, и уменьшения износа бурильного инструмента, связанного с повышенной частотой вращения бурильной колонны.

- Оптимизация конструкции КНБК и использование долот с улучшенной конструкцией резцов и опор, с целью снижения вибраций и ударных нагрузок, возникавших при бурении.

- Использование долот с улучшенной конструкцией резцов и опор, с целью снижения вибраций и ударных нагрузок, возникавших при бурении.

2) Совершенствование технологии бурения:

- На этапе планирования скважины важно предусмотреть технологические мероприятия, которые помогут минимизировать износ бурильного инструмента. Эти меры направлены на оптимизацию процесса бурения, выбор подходящего оборудования и снижение рисков, связанных с эксплуатацией.

- Использование растворов с улучшенными смазывающими и охлаждающими свойствами для снижения трения и износа.

- Добавление в буровой раствор специальных присадок для уменьшения абразивного воздействия.

- Оптимизация режимов бурения (например, скорости вращения и осевой нагрузки) для минимизации вибраций и ударных нагрузок.

- Использование систем автоматического управления бурением для поддержания оптимальных режимов.

3) Использование современных материалов и применение износостойких покрытий:

- Применение специальных сплавов позволяет увеличить срок службы инструмента даже в самых сложных условиях.

- Нанесение защитных покрытий на поверхности бурильного инструмента, подверженные износу, для повышения износостойкости и снижения воздействию агрессивной среды скважины.

4) Мониторинг в процессе бурения:

- Внедрение систем мониторинга в реальном времени для контроля параметров бурения (вибрации, температура, нагрузка, момент).

- Использование забойных датчиков для измерения вибраций, температуры и других параметров в процессе бурения.

- Соблюдение допустимых нагрузок (осевых, крутящих, изгибающих) в соответствии с техническими характеристиками инструмента.

5) Контроль и диагностика состояния бурильного инструмента:

- Усиленный визуальный контроль состояния бурильных труб и других элементов КНБК должен проводиться: перед началом работ, после каждого рейса, при обнаружении признаков износа или повреждений бурильного инструмента.

- График и периодичность проведения инструментального контроля, должны быть актуализированы и учитывать сложные условия работы бурильного инструмента.

Проблема повышенного износа бурильного инструмента при бурении горизонтальных и многозабойных скважин с использованием КНБК и РУС требует комплексного подхода. Решение включает оптимизацию конструкции оборудования, совершенствование технологий бурения, применение износостойких материалов и внедрение систем мониторинга процесса бурения и актуализации контроля и диагностики состояния бурильного инструмента. Эти меры позволят снизить износ, повысить эффективность бурения и уменьшить затраты.

### **Библиографический список:**

1. Стандарт DS-1 TH HILL ASSOCIATES, INC. Инспекция бурильных колонн. Т. 3. 294 с.
2. Шестеркин С.О., Опарин В.Б., Папировский В.Л. Анализ усталостного излома в бурильных трубах // Бурение и нефть. 2012. №3 С. 30 – 31.
3. Liu Yonggang, Simulation Technology in Failure Analysis of Drill Pipe, 2011 SREE Conference on Engineering Modeling and Simulation.

**Изоляция цементными (тампонажными) мостами нефтегазовых скважин  
в аспекте промышленной безопасности /  
Insulation of cement (grouting) plugs of oil and gas wells in the aspect of industrial safety**

Фабин Р. И., Бастриков С. Н.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

В процессе строительства скважин, последующей разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений существует необходимость надежной изоляции цементными (тампонажными) мостами вскрытых участков недр, что является важным аспектом не только повышения качества строительства опасных производственных объектов, но и обеспечения их промышленной безопасности [1].

Основным нормативным документом промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности является Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (далее - Правила) [2] разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [3].

Основная цель изоляции установкой цементных (тампонажных) мостов (далее - УЦМ) — предотвратить миграцию флюидов между различными пластами, а также защитить окружающую природную среду и недра от загрязнения.

Цементные (тампонажные) мосты обеспечивают герметичность скважины, что предотвращает утечку нефти и газа в окружающую природную среду. Это особенно важно для защиты подземных вод и экосистем. Поддерживают стабильность стенок скважины, предотвращая обрушение и другие механические повреждения, которые могут привести к авариям. Контролируют давление в скважине, что снижает риск возникновения неконтролируемого выброса углеводородов в окружающую среду. Защищают металлические элементы скважины от коррозии, что увеличивает срок службы оборудования и снижает риск аварий. Правильный выбор цементного (тампонажного) состава, технологии его заливки и контроля качества являются критически важными для обеспечения надежности УЦМ, при этом необходимо учитывать такие факторы, как температура, давление и химический состав флюидов. После завершения работ по УЦМ необходимо проводить регулярный мониторинг состояния цементных мостов, чтобы выявлять возможные проблемы на ранних стадиях.

В Правилах [2] о необходимости установки цементных (тампонажных) мостов при ремонте, ликвидации и консервации скважин и упоминается в 25 пунктах (рис. 1).

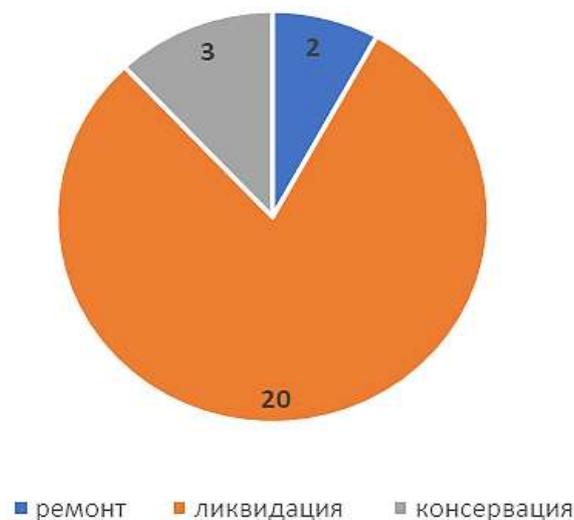


Рисунок 1 – Упоминания о необходимости установок цементных (тампонажных) мостов в нефтегазовых скважинах в Правилах

В Правилах [2] цементные (тампонажные) мосты устанавливаются различной мощностью (высотой) в следующих случаях:

1. В разделе «Требования к ведению работ по ремонту скважин» перед зарезкой бокового ствола (далее - ЗБС) в обсадной колонне (п. 1261 Правил).

2. В разделе «Ведение прострелочно-взрывных работ (далее - ПВР) в скважинах» допускается проведение ПВР в ремонтируемых скважинах без установки противовыбросового оборудования на устье при ведении взрывных работ (например, отсоединение от аварийного инструмента) при наличии цементного моста в обсадной колонне, перекрывающего продуктивные горизонты (п. 1329 Правил).

3. В разделе «Ликвидация и консервация скважин, оборудование их устьев и стволов»:

3.1 Подразделе «Ликвидация и консервация морских нефтегазовых скважин» во всех ликвидируемых скважинах в последней (наименьшей) обсадной колонне, связанной с устьем скважины, устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м с расположением кровли цементного моста на уровне дна моря (п. 1512 Правил).

3.2 Подразделе «Оборудование устьев и стволов скважин при их ликвидации. Организационно-технические требования» по скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов (п. 1548 Правил).

3.3 Подразделе «Ликвидация скважин без эксплуатационной колонны»:

3.3.1 ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки в открытом стволе цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод с коэффициентом аномальности больше 1,1 и низкопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов. Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и на столько же выше кровли каждого такого горизонта (п. 1550 Правил);

3.3.2 над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты технической колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м (п. 1551 Правил);

3.3.3 в башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м выше и на 20 м ниже башмака колонны (п. 1552 Правил);

3.3.4 при нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны или кондуктора устанавливается цементный мост под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ОЗЦ следует определить разгрузкой бурильного инструмента или НКТ верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или НКТ, провести гидравлические испытания снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности (п. 1555 Правил);

3.3.5 при аварии с колонной бурильных труб, когда ее верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной или кондуктором, производится извлечение части бурильной колонны, находящейся выше башмака технической колонны или кондуктора, цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком технической колонны. (п. 1556 Правил).

3.4 Подраздел «Оборудование устьев и стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонны»:

3.4.1 если по решению пользователя недр производится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м над головой оставшейся части колонны. При отсутствии цементного

камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением, в колонне устанавливается цементный мост в интервале на 20 м ниже и выше интервала перфорации с последующей опрессовкой (п. 1557 Правил);

3.4.2 при ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или коррозии эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цементного камня за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в интервале на 20 м выше и ниже части колонны, подверженной коррозии или нарушениям из-за аварии (п. 1558 Правил);

3.4.3 ликвидация скважин со смятой или смещенной эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации, смещения и смятия колонн на 20 м ниже и на 50 м выше последнего интервала перфорации, смещения или смятия колонн. Предыдущие интервалы перфорации перекрываются цементными мостами с перекрытием на 20 м выше и ниже (п. 1559 Правил);

3.4.4 по скважинам, вскрывшим малодебитные, низконапорные пласты с коэффициентом аномалии давления менее 1,1, допускается принимать консервационные цементные мосты в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает весь интервал перфорации и не менее чем на 50 м выше его (п. 1561 Правил);

3.4.5 при ликвидации скважины с аварийным оборудованием в стволе скважины необходимо произвести установку цементного моста под давлением в интервалах перфорации и с перекрытием головы оставшегося инструмента на 20 м (п. 1562 Правил);

3.4.6 над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой (если он не перекрыт кондуктором) устанавливается цементный мост высотой 50 м (п. 1565 Правил);

3.4.7 при нахождении верхней части оставшегося в скважине оборудования ниже башмака кондуктора необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. В башмаке кондуктора необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или НКТ и опрессовкой. При аварии с внутрискважинным оборудованием, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого кондуктором, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком кондуктора. (п. 1566 Правил).

3.5 Подразделе «Консервация скважин в процессе бурения» при наличии в интервале необсаженного ствола доказанных или потенциально возможных источников МПП их изоляция на период консервации ведется согласно требованиям пунктов 1555 и 1556 Правил. В башмаке последней колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 20 м (п. 1586 Правил).

3.6 Подразделе «Консервация скважин по окончании бурения» при консервации скважин по окончании бурения, необходимость которого устанавливается документацией на консервацию (п. 1589 Правил).

3.7 Подразделе «Консервация скважин в процессе эксплуатации» для консервации эксплуатационных скважин необходимо при наличии негерметичности, заколонных перетоков ликвидировать их с восстановлением забоя или установить и оставить цементные мосты с перекрытием на 20 м ниже и выше интервалов негерметичности (п. 1591 Правил).

3.8 Подраздел «Дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с высоким содержанием сернистого водорода (более 6%)»

3.8.1 на месторождениях с высоким содержанием сернистого водорода (более 6 %) при ликвидации скважин (с эксплуатационной колонной или без нее) продуктивный пласт должен перекрываться цементным мостом по всей его мощности и на 100 м выше кровли.

Если эксплуатационная колонна в ликвидированную скважину не спущена, то в башмаке последней промежуточной колонны дополнительно должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 100 м (п. 1597 Правил).

3.8.2 в случаях нескольких продуктивных горизонтов изоляция каждого продуктивного горизонта производится устанавливаемым в стволе тампонажным мостом по всей его мощности, а также на 50 м выше кровли и 20 м ниже его подошвы (п. 1598 Правил);

3.8.3 в случае, когда по техническим причинам невозможна установка тампонажного моста в интервале продуктивного горизонта выше продуктивного горизонта, устанавливается не менее двух флюидоупорных изоляционных экранов и тампонажных мостов (п. 1599 Правил);

3.8.4 при наличии в разрезе скважины второстепенных залежей, линзообразных скоплений углеводородов и рапоносных линз с аномально высоким пластовым давлением проводятся работы по их изоляции установкой цементного моста в интервале залегания такой залежи, а также на 50 м выше кровли и на 20 м ниже его подошвы (п. 1600 Правил);

3.8.5 при наличии муфт ступенчатого цементирования или стыковочных устройств в последней спущенной в скважину колонне (эксплуатационной или промежуточной) в интервале муфт или стыковки секций должен быть установлен цементный мост на 50 м ниже и выше места стыковки (п. 1601 Правил);

3.8.6 консервация скважин достигается установкой тампонажных мостов. Интервалы установки тампонажных мостов, количество мостов и требования к их прочности и другим свойствам определяются документацией на консервацию скважин и планами консервационных работ (п. 1609 Правил).

На рисунке 2 наглядно представлены случаи установки цементных (тампонажных) мостов в нефтегазовых скважинах, указанные в Правилах [2].

В Правилах [2] установка цементных (тампонажных) мостов в основном производится при ликвидации скважин, это связано с повышенными требованиями со стороны промышленной безопасности к данному виду работ.

Важным при УЦМ является повышение успешности выполнения технологического процесса [4]. К тому же нужно минимизировать риски осложнений при УЦМ, используя технические приемы, оборудование и технологии. Образованный после УЦМ цементный камень имеет ограниченный срок годности, который в нефтегазовых скважинах может варьироваться в зависимости от множества факторов, включая состав цемента, условия эксплуатации, температуру, давление и химический состав флюидов, находящихся в скважине. Научные исследования показывают, что цементный камень в скважинах может сохранять свои свойства от 20 до 50 лет, но в некоторых случаях, при наличии агрессивных условий (например, высоких температур, давления и коррозионных сред), срок службы может быть значительно сокращен. Некоторые исследования указывают на то, что использование специальных добавок и модификаций цемента может улучшить его долговечность. Например, добавление силикатов или других материалов может повысить устойчивость цемента к химическим воздействиям. Ограниченный срок годности цементного камня потребует в дальнейшем разбуривание ранее установленных цементных (тампонажных) мостов и повторную их установку в ранее ликвидированных скважинах.

Из этого можно сделать вывод, что цементные (тампонажные) мосты должны быть легко разбуриваемыми доступными техническими средствами и желательно с исключением металлических устройств специально установленными под ними.

Изоляция цементными (тампонажными) мостами является ключевым элементом в обеспечении промышленной безопасности при эксплуатации и бывших в эксплуатации нефтегазовых скважин.

Качественное выполнение цементировочных (тампонажных) работ и соблюдение всех технологических норм позволяют минимизировать риски, связанные с эксплуатацией скважин, и обеспечивают защиту окружающей природной среды и недр.



Рисунок 2 – Случаи установок цементных (тампонажных) мостов в нефтегазовых скважинах

### **Библиографический список:**

1. Жизнь скважины: монография / С.Н. Бастриков. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 215 с. – Текст: непосредственный.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ от 15 декабря 2020 года № 534: АО «Кодекс» - Текст: электронный.
3. Федеральный закон от 21.07.1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов": АО «Кодекс» - Текст: электронный.
4. Минеев, А. В. Комплекс технологических операций для повышения успешности установки цементных мостов / А. В. Минеев, С. Н. Опрышко, Т. М. Тепляшин // International Scientific Review. – 2016. – № 20(30). – С. 109-110 – Текст: электронный.

УДК 622.276.031: 550.822.3

### **Информативность газового каротажа в современных условиях бурения**

Ильязов Р. Р.

*АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», г. Москва, Россия*

Рациональная разработка месторождений жидких и газообразных углеводородов предусматривает высокую степень достоверности исходной промысловой информации, в том числе геолого-физических параметров коллекторов и насыщающих пластовых флюидов. Неопределённость, неточность, недостаточность необходимой информации и принятые упрощения в процессе проектирования увеличивают уровень риска на любой стадии рентабельной разработки и на этапе развития месторождения в целом. Иной подход или игнорирование достоверности данных только увеличивает категорию природных и техногенных трудноизвлекаемых запасов углеводородов [1]. Следовательно, любые технологии, обеспечивающие высокую достоверность замеров и наблюдений, становятся гарантией успешности принятых проектных решений [2]. Одной из таких технологий является – газовый каротаж.

В связи с необходимостью поддержания добычи и рентабельности разработки, в современных условиях, добывающим компаниям приходится повышать долю горизонтальных скважин, в сложных геолого-технологических условиях. Проводка таких скважин требует оперативной геонавигации в процессе бурения, для чего требуются точные и оперативные данные о геологическом строении вскрываемого разреза и насыщении коллектора, поэтому наиболее перспективными являются оперативные методы исследования скважин в процессе бурения (LWD).

Несмотря на все усовершенствования каротажных приборов, все еще остается нерешенной проблема наличия зоны непромера - расстояние от долота до точки записи данных регистрирующего прибора. В результате чего, информация о типе породы и ее свойствах поступает с задержкой от 7 до 24м (в среднем 12м). Всегда есть вероятность того, что долото уже разбуривает породы не целевого интервала, а показания приборов каротажа ещё не «дошли» до этой глубины. В итоге последующий «возврат» в целевой пласт (корректировка траектории ствола скважины) влечет за собой уменьшение проходки по продуктивной части горизонтального ствола скважины и, как следствие, уменьшение дебита скважины. В подобных случаях возрастает важность газового каротажа, проводимого станцией ГТИ. В настоящем докладе основное внимание будет уделено информативности газового каротажа, как дополнительного источника информации при геонавигации, в сложных геолого-технологических условиях бурения, а также при последующей эксплуатации скважины.

Газовый каротаж в процессе бурения используется не только для контроля и предупреждения ГНВП в процессе бурения скважин, но и для оперативной оценки насыщения пластов, свойств пластовых флюидов, определения ГНК и ВНК [3]. Последние достижения в этой технологии, повысили достоверность и точность метода, тем самым подтвердив актуальность этих исследований [4]. Использование данных оперативного газового каротажа, с поправкой на газ рециркуляции, позволяет получать данные сопоставимые с лабораторными исследованиями пластового флюида в лабораторных условиях [5].

Газовый каротаж относится к прямым методам исследования скважин и проводится непосредственно в процессе бурения, без перерыва в работе буровой бригады и оборудования. Это дает ему дополнительные преимущества, в случае, когда традиционный комплекс ГИС оказался технически или экономически неэффективным. Все основные методики основываются на соотношении легких компонентов ГВС к тяжелым, называемым флюидными коэффициентами. На сегодняшний день, наиболее широкое применение получили следующие методики по интерпретации: ОПУСЗ (методика Лукьянова Э.Е.), Методика Wetness ratio (Wh), Balance ratio (Bh), Character ratio (Ch), Соотношения Пикслера ( $C1abc/C1abc$ ), Соотношения Старосельского В.И.

Указанные методики позволяют отслеживать изменение характера насыщения пласта на основе соотношения доли тяжелых и легких углеводородов в анализируемой ГВС. Благодаря этому становится возможным определение фазового состава углеводородов, которые содержатся в пласте, а также выявлять межфлюидные контакты (газонефтяной и водонефтяной контакты) [4]. Методики не являются универсальными, их эффективность зависит от состава нефти и геологического разреза, поэтому интерпретация газового каротажа производится на основании нескольких, наиболее показательных методик, что позволяет значительно повысить точность и надежность результатов. Сегодня, указанные методики, внедрены в программное обеспечение для оперативной интерпретации геофизических данных, в результате чего стал возможным автоматический анализ корректности данных газового каротажа и его интерпретация, что также снизило влияние человеческого фактора [4].

С целью определения информативности газового каротажа в современных условиях бурения, производился анализ сходимости данных ГИС во время бурения (LWD) и данных газового каротажа, проводимых при строительстве горизонтальных скважин (т.е. скважин со значительным отходом от вертикали). Для анализа выбирались скважины, расположенные на группе месторождений, административно относящихся к Нефтеюганскому району в Западной Сибири. Рассматриваемые месторождения являются нефтяными; залежи располагаются в отложениях терригенного типа. Данные ГИС регистрировались в процессе бурения горизонтальных скважин зарубежными и отечественными приборами. Выбор Юганской группы месторождений связан со стабильно хорошим качеством данных и полным комплексом ГИС на данных скважинах. В качестве эталона определения коллектор\неколлектор использовались данные гамма-гамма плотностного каротажа, интерпретация которого производилась, как непосредственно в процессе бурения скважины, так и по завершению бурения скважины, при помощи специализированных программных средств (корпоративное ПО «Горизонт+») и экспертного опыта петрофизика-интерпретатора. Также, на этапе сбора информации, к анализу не принимались, скважины с искажениями газового каротажа, связанные с физическими проблемами газового хроматографа – отказ оборудования (периодический или полный), искажения из-за неправильной обработки данных и их передаче, ошибки при настройке времени отставания газопоказаний, не подтвержденные метрологические характеристики оборудования (регламентное обслуживание и поверки). Для нивелирования субъективности интерпретатора и, соответственно, снижения влияния человеческого фактора, интерпретация данных газового каротажа производилась с помощью методик автоматической интерпретации. Результаты интерпретации отражаются на планшетах являющимися стандартными отчетами, для оперативной визуализации геологического разреза бурящейся скважины, на основе которого принимаются решения о дальнейшей проводке скважины и дизайне хвостовика. По данным критериям, для анализа, было отобрано 466 горизонтальных скважин, пробуренных в 2021-2023гг. Газовые аномалии фиксировались как по количественному признаку, так и по составу анализируемой газовой смеси, при этом применялись различные подходы по интерпретации газового каротажа в зависимости от технологии бурения.

Итоговый процент сходимости данных ГИС и газового каротажа выражался в отношении интервалов коллектора/неколлектора по данным ГИС и интервалов коллектора/неколлектора по данным газового каротажа. Отмечено, что газовый каротаж не теряет своей информативности при использовании утяжеленного бурового раствора и раствора на углеводородной основе. На рисунке 1 представлены результаты сравнения данных ГИС и газового каротажа, при бурении горизонтальных скважин, где среднее значение корреляции составило 81%.

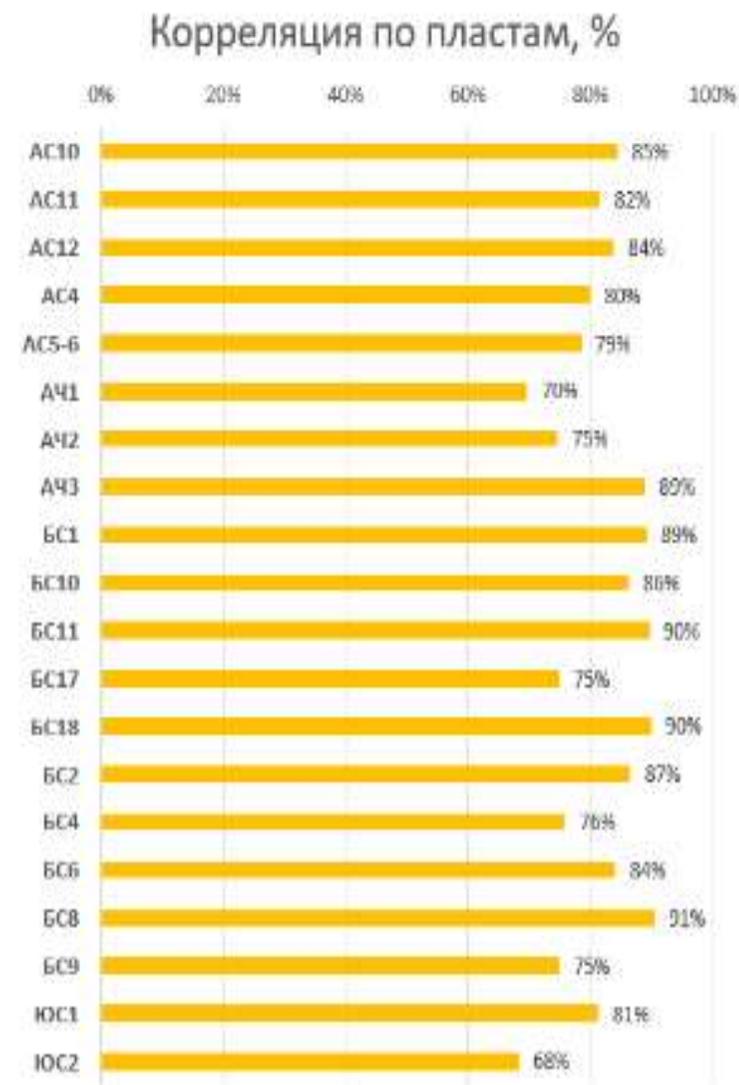
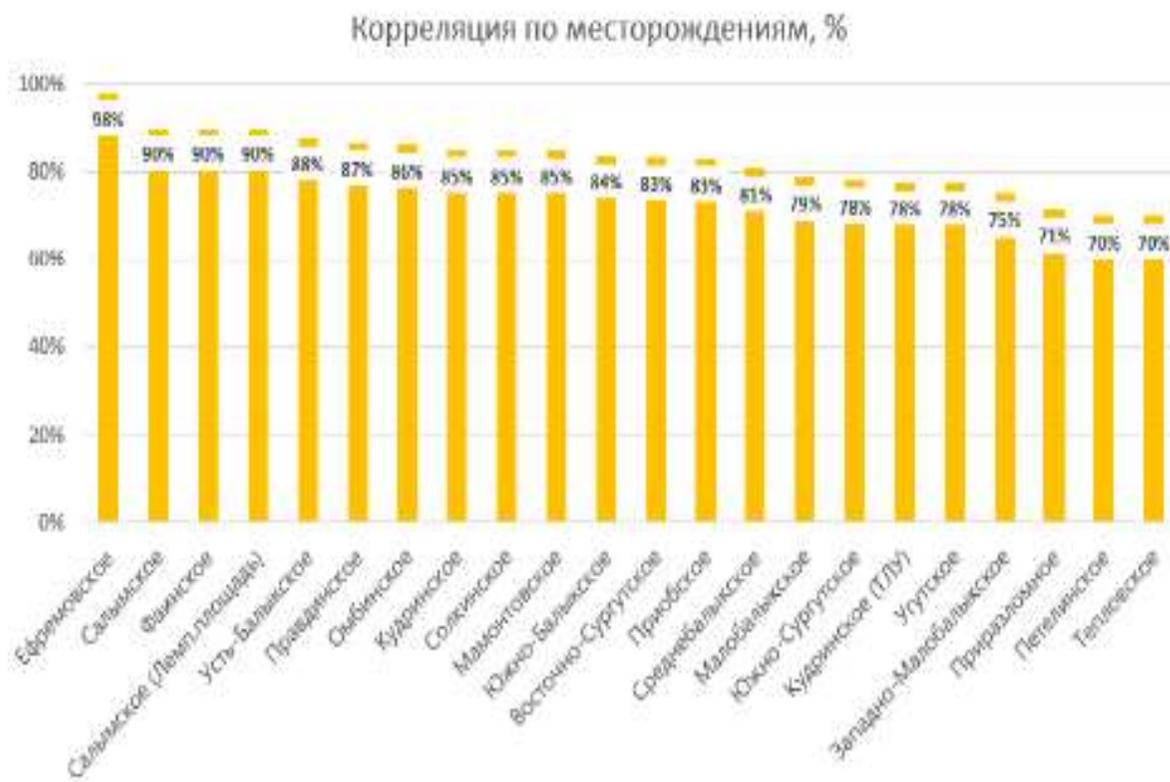


Рисунок 1. Результаты сравнения данных ГИС и газового каротажа, при бурении горизонтальных скважин Корреляция данных ГИС и газового каротажа.

## **Выводы**

1. Газовый каротаж относится к прямым методам исследования скважин и проводится непосредственно в процессе бурения, без перерыва в работе буровой бригады и оборудования. Это дает ему дополнительные преимущества, в случае, когда традиционный комплекс ГИС оказался технически или экономически неэффективным.

2. Сравнение данных ГИС и газового каротажа, показывают высокий процент корреляции, также показано что газовый каротаж не теряет своей информативности при использовании утяжеленного бурового раствора и раствора на углеводородной основе.

3. Вышеизложенное обуславливает необходимость дальнейшего развития, апробации и популяризации метода для расширения его возможностей.

## **Библиографический список:**

1. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых/ Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р. // Нефтяное Хозяйство №04'2023 С. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-11-11
2. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов: научная статья (ЕСОЭН)/ Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9), октябрь. С. 78-86. [https://gkzrf.ru/sites/default/files/news/xx/files/na\\_podpis\\_v\\_pechat\\_no\\_52022\\_geologiya\\_i\\_neдрopolzovanie.pdf](https://gkzrf.ru/sites/default/files/news/xx/files/na_podpis_v_pechat_no_52022_geologiya_i_neдрopolzovanie.pdf)
3. Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин / Ильязов Р.Р, Никифоров С.А, Черников Е.Ю., Рахимов Т.Р.// Нефтяное Хозяйство, 2023, N4, С. 72-77., DOI: 10.24887/0028-2448-2023-2-72-77
4. Современные возможности газового каротажа при бурении скважин и необходимость его комплексного метрологического обеспечения/ Ильязов Р.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 8 (368). С. 11-18.
5. Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных./ Лоерманс Т. // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 216-221. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11>

УДК 622.26:622.276.55

## **Торкретирование полевых штреков для изоляции горных выработок от паропроявлений в условиях термошахтной добычи нефти**

Грунско́й Т. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

В период активной эксплуатации выработок в условиях нефтешахт Ярегского месторождения, приконтурные породы и крепь подвержены воздействию на них повышенной влажности внутри горной выработки, паропроявлений и прочих негативно действующих факторов. Гидроизоляция выработок позволит исключить непосредственный контакт микроклиматических параметров (температура и влажность) с приконтурными породами горной выработки и сохранить физикомеханические свойства приконтурного массива близкими к изначальным значениям. Исключив полностью или частично отрицательное воздействие влияющих факторов на приконтурные породы горных выработок, появляется возможность оценки поддержания горной выработки в течение всего технологического срока службы выработки при помощи самостоятельной анкерной крепи.

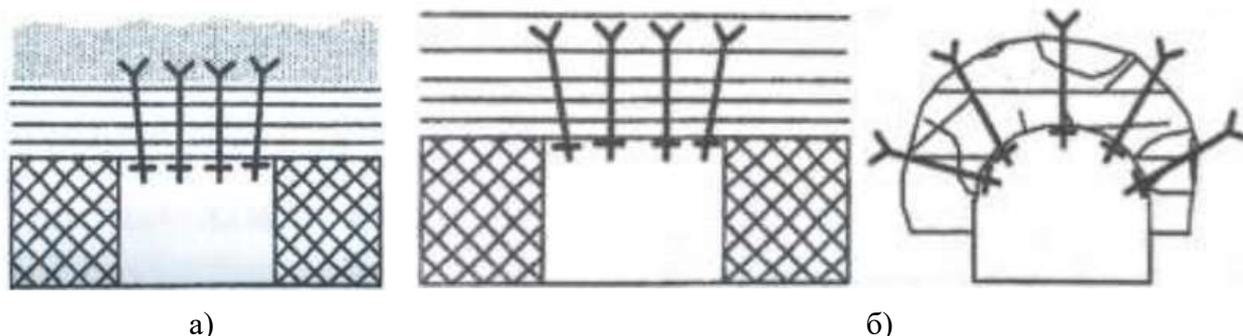
В отличие от других видов крепи анкерная крепь (система анкеров) армирует породный массив в зоне, непосредственно примыкающей к выработке, и, используя несущую способность приконтурных пород, создает систему «крепь-порода».

Анкерную крепь применяют в зависимости от категории устойчивости пород как самостоятельную, так и в комбинации с крепями поддерживающего типа.

В настоящее время существуют три схемы, характеризующие работу анкерной крепи:

– схема «подвешивания» пород. В трещиноватом массиве расслаивающиеся нарушенные породы подвешиваются на анкерах к ненарушенному массиву. Расчет крепи производится на действие собственного веса подвешенных пород (рисунок 1 а);

- схема «сшивания» (армирования) пород. Анкера пронизывают и связывают блоки и слои породы, в результате чего образуется грузонесущая конструкция (заанкеренная часть массива) типа плиты, арки или кольца (рисунок 1 б);
- влияние анкеров на напряженно-деформированное состояние пород.



- а – «подвешивание» нарушенной части пород к вышележащим нарушенным породам; б – «сшивание» (скрепление) разнородных слоев, армирование риконтурных пород

Рисунок 1 - Схемы работы анкерной крепи

В зависимости от горно-геологических и горнотехнических условий анкерная крепь работает по схеме «подвешивания» или «сшивания». В том и в другом случае анкерная крепь влияет на напряженное состояние приконтурных пород в сторону повышения их устойчивости.

В результате предварительного (начального) натяжения анкеров и их взаимодействия с приконтурными породами возникают усилия, создающие дополнительное поле напряжений вокруг выработки, препятствующее перемещениям приконтурных пород внутрь выработки.

Набрызг-бетонная крепь представляет собой разновидность бетонной крепи, которая в отличие от монолитной крепи возводится без применения опалубки. Крепление набрызг-бетоном заключается в нанесении слоя бетонной смеси на стенки и кровлю выработки посредством направленного потока воздуха. При мелких фракциях заполнителей (до 5–8 мм) исходный материал, включающий также цемент и воду, носит название торкретбетона, а процесс возведения покрытия называется торкретированием.

При включении в смесь крупных заполнителей (до 25 мм) и ускорителя схватывания формируется набрызг-бетон.

В состав набрызг-бетона входят сухой бетон и вода. Компоненты сухого бетона следующие: цемент (300–400 кг на 1 м<sup>3</sup> готового бетона), песок, щебень (гравий) диаметром до 20–25 мм, ускоритель схватывания (алюминат натрия – Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Na<sub>2</sub>O; хлористое железо – FeCl<sub>3</sub>, хлористый кальций – CaCl<sub>2</sub> и др.). Водоцементное отношение равно 0,3–0,5. Соотношение цемент: песок: щебень равно 1:2:2.

Ускоритель схватывания добавляется в количестве 2–5 % от массы цемента. При этом ускорение твердения возрастает в 80–100 раз. Через 1–3 ч крепь может противостоять взрывным работам.

Технология возведения набрызг-бетонной крепи следующая. Сухая смесь подается воздухом по шлангу к соплу, где затворяется водой. Перед нанесением бетона необходимо очистить стенки и кровлю выработки от пыли водой. При подаче сухой смеси и воды следует добиваться минимального отскока от стен и кровли бетона, а также минимального пылеобразования.

Набрызг-бетонная крепь является изолирующим покрытием для горных пород и предотвращает последние от выветривания. Набрызг-бетонная крепь пожаробезопасна, снижает аэродинамическое сопротивление горных выработок (за счет снижения шероховатости и уменьшения объема вихревых зон) [1], заполняет трещины в горных породах.

При креплении набрызг-бетоном сечение выработки в проходке незначительно отличается от сечения выработки в свету. Эффективность использования набрызг-бетона как конструкции объясняется его прочным сцеплением с грунтом, проникновением цементного молока в трещины, снижением концентрации напряжений на контуре поперечного сечения выработки, сопротивлением окружающим деформациям точек поверхности выработки.

В контуре поперечного сечения выработки, сопротивлением окружающим деформациям точек поверхности выработки. Покрытие из набрызг-бетона применяется для крепления горных выработок, предотвращения отдельных вывалов и предохранения породы от выветривания. Высокая механическая прочность набрызг-бетона позволяет в 2–3 раза уменьшить толщину и при меньших размерах по сравнению с монолитным бетоном создать равнопрочную крепь. Кроме того, набрызг-бетон защищает породы от доступа воздуха, что исключает набухание глинистых пород под действием атмосферной влаги, сохраняет первоначальную устойчивость породных стенок.

В зависимости от условий и назначения крепи выработки определяется полная толщина набрызг-бетонной крепи, обычно это 50–200 мм. Наибольший эффект от применения набрызг-бетона в породах достигается при нанесении покрытия сразу после обнажения выработки, а также в сочетании с анкерной крепью. Основным положительным моментом при применении крепи является гидроизоляция стенок и кровли горной выработки, что благоприятно скажется на микроклиматических параметрах в выработке в сочетании с закрытой системой сбора нефти.

### **Библиографический список:**

1. Рудничная аэрология. Бурчаков А.С., Мустель П.И., Ушаков К.З. М., изд-во «Недра», 1971.
2. СП 69.13330.2016 «Подземные горные выработки. Актуализированная редакция СНиП 3.02.03-84».
3. Фомин А.И., Грунковой Т.В. Улучшение условий труда шахтеров-нефтяников при переходе от термошахтного способа высоковязкой нефти на модульношахтный способ разработки Ярегского месторождения // *Безопасность труда в промышленности*. 2020. № 12. С. 58-65.
4. Фомин А.И., Грунковой Т.В. Поиск эффективных решений разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов // *Безопасность труда в промышленности*. 2020. № 7. С. 20-25.
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534.

УДК 622.28:622.276.55

### **Оценка возможности применения различных видов крепи в нарушенных породах при термошахтном способе разработки**

Грунковой Т. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

На нефтешахтах Ярегского месторождения физико-механические свойства пород приконтурного массива горных выработок нефтяного горизонта, в период их активной эксплуатации, подвергаются значительным изменениям ввиду постоянной работы выработок в условиях повышенной влажности.

В частности, эти изменения касаются значений сопротивления пород (массива) сжатию. Наличие паропроявлений при термошахтном способе разработки, вызванных выделением нагнетаемого пара из нефтенасыщенных пластов в выработки, и прочих нарушений, также отрицательно сказывающихся на прочностные характеристики пород приконтурного массива.

В результате длительной (1–10 лет) эксплуатации выработок в условиях повышенной влажности, приконтурные породы насыщаются молекулами воды и теряют свои прочностные свойства, в результате чего начинают осыпаться при воздействии внешней минимальной нагрузки.

Согласно СП 91.13330.2012 «Подземные горные выработки. Актуализированная редакция СНиП II-94-80» [1], в горизонтальных и наклонных выработках, пройденных в породах категории устойчивости II одним из рекомендуемых видов крепи (помимо металлической податливой крепи) является комбинированная крепь из набрызг-бетона с анкерами. На нефтяных шахтах Ярегского месторождения физико-механические свойства пород приконтурного массива горных выработок нефтяного горизонта, в период их активной эксплуатации, подвергаются значительным изменениям, касающихся ухудшения прочностных характеристик пород (массива). Поэтому, ключевой фактор применения комбинированной крепи заключается в сохранении значений свойств вмещающих пород должна исключить прямой контакт горной породы с шахтным микроклиматом.

Таким образом, применение анкерной крепи в сочетании с другими типами крепей в выработках нефтяных шахт при термошахтном способе разработки возможно при выполнении следующих условий:

- комбинированная крепь должна предохранять горные породы от выветривания и предотвращать мелкие отслоения;
- анкерная крепь, скрепляя структурные блоки или слои пород, должна увеличивать устойчивость обнажений на протяжении всего технологического срока службы выработки;
- комбинированная крепь должна иметь гидроизолирующие свойства; – крепь должна воспринимать давление горных пород, возникающее при поддержании горных выработок, не разрушаясь;
- комбинированная крепь должна быть ремонтпригодной.

В качестве предлагаемого варианта комбинированной крепи горных выработок на нефтешахтах рассмотрена возможность применения анкерной крепи в сочетании с набрызг-бетоном. Набрызг-бетон, нанесенный по всему контуру выработки, обеспечит слой гидроизоляции, предотвратив выветривание и нарушение влагой приконтурных пород.

Ввиду отсутствия утвержденной методики расчета для нефтяных шахт, определение параметров крепи выполнялось согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Инструкция по расчету и применению анкерной крепи на угольных шахтах» [2].

Был проведен расчет комбинированной крепи выработок, пройденных в условиях пород нефтешахт при термошахтном способе разработки.

Приведенный расчет является ориентировочным и оптимизирован под условия применения на нефтяных шахтах. Выводы, полученные по результатам проведения расчета, являются основанием для проведения опытно-промышленных испытаний. Параметры крепления должны уточняться после проведения испытаний для конкретных условий, в которых пройдены закрепляемые выработки.

В качестве альтернативного существующему также предложен вариант комбинированного крепления сопряжений, состоящий из анкерной крепи в сочетании с металлической податливой крепью. Достоинства и недостатки предлагаемых вариантов крепления горных выработок нефтешахты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Достоинства и недостатки предлагаемых вариантов крепления горных выработок нефтешахты

Применение анкерной крепи в нарушенных и ненарушенных породах	
Достоинства	Недостатки
Крепление анкерной крепью горных выработок, пройденных в туффитовых породах, может обеспечить безопасное состояние выработки на весь технологический срок службы	Для крепления горных выработок в нефтенасыщенных породах требуется выполнение гидроизоляции внутренних стенок горной выработки
Отсутствие необходимости в покупке оборудования для реализации технологической схемы анкерной крепи (перфоратор ПП54ВБ)	Отсутствие возможности крепления сопряжений горных выработок нефтешахт
	В случае прорыва пара возможны значительные неконтролируемые вывалы, так как анкерная крепь перестанет работать
Применение торкретирования (набрызг-бетонирование)	
Достоинства	Недостатки
Пожаробезопасность (негорючее крепление)	Необходимость проведения опытнопромышленных испытаний (ОПИ)

Продолжение таблицы 1	
Снижение аэродинамического сопротивления горных выработок (снижение шероховатости и уменьшение объема вихревых зон)	Покупка технологического оборудования для реализации торкретирования (пенобетонный насос ПБН-1,5 КПС)
Заполнение трещин в горных выработках	Необходимость в привлечении подрядной организации
Прочность крепи равномерна, что снижает проявление "мелких" вывалов	Использование смеси с теплоизоляционными свойствами значительно дороже в сравнении с классической металлической рамной крепью из спецпрофиля СВП совместно с деревянной затяжкой
Гидроизоляция стенок и кровли горных выработок	
Сохранение свойств приконтурного слоя пород (Предохранение породы от выветривания (исключает набухание глинистых пород под действием атмосферной влаги) и снижения прочностных свойств цементированного песчаника)	Торкретирование дороже в сравнении с классической металлической рамной крепью из спецпрофиля СВП совместно с деревянной затяжкой
Возможность замены смеси на более бюджетный аналог	
Применение комбинированной крепи (анкерная+торкретирование)	
Достоинства	Недостатки
Высокая несущая способность	Стоимость крепления горной выработки комбинированной крепью превышает стоимость существующего крепления КМП-А3 больше чем в 3 раза и составляет 168 086 тыс. руб
Сохранение свойств приконтурного слоя	
Исключение прямого контакта горной породы с шахтным микроклиматом	
Гидроизоляция стенок и кровли горных выработок	
Возможность крепления сопряжений горных выработок нефтешахт	

Результаты расчета крепи горных выработок в условиях термошахтного способа разработки Ярегского месторождения согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Инструкция по расчету и применению анкерной крепи на угольных шахтах» показали, что крепление пологих выработок без учета сопряжений, пройденных в нефтяном пласте, возможно комбинированной крепью, которая будет состоять из анкеров с металлическими подхватками и набрызг-бетонной крепи. Данный расчет является ориентировочным, полученные параметры крепления выработок на нефтяных шахтах являются основанием для проведения опытно-промышленных испытаний на вновь проектируемых уклонных блоках. После проведения ОПИ параметры крепления должны уточняться для конкретных условий, в которых пройдены новые выработки. В случае гарантированного отсутствия прорыва пара допускается выполнить крепления массива анкерной крепью выделив участок. Для участков, имеющих водопритоки, допускается применение торкретирования и комбинированной крепи в зависимости от геологических условий.

#### **Библиографический список:**

1. СП 91.13330.2012 «Подземные горные выработки. Актуализированная редакция СНиП II-94-80».
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Инструкция по расчету и применению анкерной крепи на угольных шахтах». Утв. приказом Ростехнадзора от 19 ноября 2020 года № 448.
3. Фомин А.И., Грунковой Т.В. Улучшение условий труда шахтеров-нефтяников при переходе от термошахтного способа высоковязкой нефти на модульношахтный способ разработки Ярегского месторождения // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 12. С. 58-65.
4. Фомин А.И., Грунковой Т.В. Поиск эффективных решений разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 7. С. 20-25.

## Оптимизация технологических решений в области применения промывочного агента в условиях бурения глинистых отложений в Тимано-Печорской провинции

Политов Н. М., Хорошилов Р. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Снижение рисков возникновения геологических осложнений путем оптимизации выбора типа и состава промывочных жидкостей является одной из важнейших задач при строительстве скважин. Однако за продолжительную историю бурения скважин не все вопросы, связанные с геологическими осложнениями, удается предупредить. Одной из таких проблем является нарушения устойчивости стенок скважины в глинистых отложениях.

Бурение в глинистых отложениях чаще всего сопровождаются проблемами, связанными с отсутствием свободного хождения бурильного инструмента из-за сужения ствола скважины, в связи с чем могут возникать следующие осложнения:

1. Сальникообразование.
2. Затяжки и посадки при движении бурильной колонны вверх и вниз соответственно.
3. Подлипание компоновки низа бурильной колонны.
4. Прихват бурового инструмента
5. Осыпи и обвалы стенок скважины.

На рассматриваемом месторождении наблюдаются аналогичные проблемы с сужением ствола скважины в терригенной части разреза, представленной преимущественно слабосцементированными глиной, аргиллитом и алевролитом.

В процессе строительства секции под ОК-245мм в результате проведения незапланированной спуско-подъемной операции было отмечено сальникообразование на элементах КНБК – на долоте и калибраторе, характер сальника – сухой и твердый.



Рисунок 1 – Сальник на калибрующем элементе КНБК и породоразрушающем инструменте

В процессе выхода на режим на забое при вымыве забойной пачки отмечен выход не прокачиваемого раствора в объеме 15м<sup>3</sup>. После вымыва пачки приступили к бурению под ОК-245мм. При достижении финального забоя произвели шаблонирование открытого ствола. В процессе шаблонирования при подъеме КНБК отмечены затяжки срывающегося характера до 5-7 тонн, пройдены на сухую. По результатам подъем КНБК снова отмечен плотный сальник на калибрующем элементе КНБК и породоразрушающем инструменте.



Рисунок 2 – Сальник на калибрующем элементе КНБК и породоразрушающем инструменте

После шаблонирования открытого ствола скважины приступили к спуску ОК-245мм, где при положении башмака 1326 метров получена посадка 6 тонн, при попытках пройти с циркуляцией скачки давления до 70 атм с дальнейшей потерей циркуляции, при подъеме движение без затяжек и восстановление циркуляции. В связи с не прохождением ОК-245мм приняло решение произвести подъем обсадной колонны для переподготовки ствола скважины.

В процессе переподготовки ствола скважины роторной КНБК наблюдались неоднократные затяжки, посадки, подлипания и прихваты бурильной колонны. В связи со сложившейся ситуацией для недопущения в дальнейшем аналогичной проблемы проведен анализ и оптимизация технологии.

Для строительства секции под ОК-245мм использовался полимерглинистый недиспергирующий буровой раствор, Основной функцией данной системы промывочной жидкости является предупреждение диспергирования разбураиваемых пород и повышение содержание в растворе мелкодисперсной фазы. Также должен обладать инкапсулирующей способностью по отношению к частицам выбуренного шлама, что должно способствовать снижению наработки в растворе твердой фазы и вероятности сальникообразования. Данная система в приоритете используется при бурении в интервалах залегания набухающих «реактивных» глинистых пород Триасовых и Пермских отложений. Состав циркуляционного агента, используемого при строительстве секции, представлен ниже:

- Полиакрилат натрия.
- Инкапсулятор.
- Структурообразователь.
- Caustic Soda (регулятор pH).
- Утяжелитель.
- Гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость.
- Полигликоль.
- Смазочная добавка.
- Противосальниковая добавка.
- Сульфинированный асфальт.

В связи с полученными проблемами изначально были проанализированы параметры бурового раствора и фактические концентрации химических реагентов с начала бурения интервала. В таблице 1 представлены результаты замеров параметров бурового раствора, где красным цветом отмечены отклонения параметров промывочной жидкости от плановых значений.

Таблица 1 – Параметры бурового раствора в процессе строительства секции под ОК-245 мм на скважине №1

День строительства	Программные параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Забой, м	660	910	1107	1352	1465	1501	1513	1513
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,30	1,28	1,28	1,27	1,28	1,27	1,30	1,27	1,27	1,27
Условная вязкость, сек	55-70	<b>53</b>	56	55	<b>52</b>	55	<b>52</b>	68	61	<b>124</b>
ПВ, мПа*с	≤20	19	20	20	<b>22</b>	20	<b>25</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	20
ДНС, фунт/100фут <sup>2</sup>	18-25	19	<b>27</b>	19	25	24	24	15	17	19
ДНСНСС, фунт/100фут <sup>2</sup>	-	6	5	5	6	6	4	4	4	1
СНС, фунт/100фут <sup>2</sup>	8-15/15-30	8/16	<b>7/14</b>	8/16	8/28	8/26	<b>8/32</b>	<b>4/30</b>	<b>5/29</b>	<b>4/39</b>
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	≤7,0	5,0	5,0	5,0	5,8	5,6	5,4	5,2	5,4	<b>8,2</b>
Песок, %	≤1	0,8	0,7	0,75	0,6	0,5	0,2	0,2	0,3	0,3
МВТ, кг/м <sup>3</sup>	≤57	35	38,5	52,5	57	56	<b>70</b>	<b>66,5</b>	<b>66,5</b>	<b>75</b>
pH	8,5-9,5	9,0	8,5	8,5	8,5	8,5	<b>7,0</b>	<b>7,0</b>	<b>7,0</b>	<b>7,0</b>

\* - замер параметров бурового раствора в процессе циркуляции при непрохождении ОК-245 мм.

Для рассмотрения фактических концентраций были выбраны, на наш взгляд, химические реагенты, которые в той или иной степени используются для снижения гидратации глин и недопущения образования сальникообразования: противосальниковая добавка, полиакрилат натрия, гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость, полигликоль, смазочная добавка, инкапсулятор, сульфинированный асфальт.

Таблица 2 – Анализ концентраций химических реагентов на скважине №1

Хим. реагент	Фактическая концентрация, кг/м <sup>3</sup>								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Полиакрилат натрия	9,3	9,5	8,7	7,7	7,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Детергент	3,6	3,8	4,0	3,9	3,8	3,1	3,1	3,1	3,1
ГКЖ	4,1	5,8	5,7	6,2	6,0	4,9	4,9	4,9	4,9
Полигликоль	0	4,1	4,4	5,1	6,6	9,5	9,5	10,7	10,7
Смазочная добавка	4,4	6,2	6,5	5,7	5,5	8,5	8,5	13,4	13,4
Инкапсулятор	2,2	3,3	3,0	3,4	3,75	4,0	4,0	3,9	3,9
Сульфинированный асфальт	7,6	5,3	4,2	3,2	9,4	10,3	10,3	10,2	10,2

Согласно анализа фактических концентраций химических реагентов отмечено низкое содержание полигликоля, смазочной добавки инкапсулятора и сульфинированного асфальта, что не позволяло эффективно снижать риски возникновения сальникообразования и гидратацию глин.

Полигликоль является поверхностно-активным веществом (ПАВ), причем гидрофобным ПАВ. Полигликоль адсорбируется как на поверхности глинистых частиц, что приводит к гидрофобизации глинистой фазы, так и на поверхности элементов КНБК.

Смазочная добавка позволяет как снизить адгезию бурового раствора, что уменьшает вероятность образования сальника, так и создает граничные слои на поверхности буровой колонны и элементах КНБК, тем самым поверхность становится гидрофобной, что не позволяет налипать частичкам глины.

Инкапсулятор используется для замедления процесса гидратации глинистых пород путем образования оболочки (капсулы) вокруг глинистой частички. Низкая концентрация данного химического реагента приводит к недостаточной способности всей системы снижать процесс гидратации, что в свою очередь приводит к набуханию глин и сужению ствола скважины.

Опираясь на вышесказанное, можно сделать вывод, что концентрации основных химических реагентов для борьбы с гидратацией глин были занижены, что привело к набуханию глинистых отложений и, как следствие, получено образование сальника и сужение ствола скважины.

Но для более детального анализа рассмотрим технологические режимы бурения и очистку ствола скважины в процессе бурения. На рисунке 1 представлен график механической скорости по дням бурения интервала под ОК-245мм.

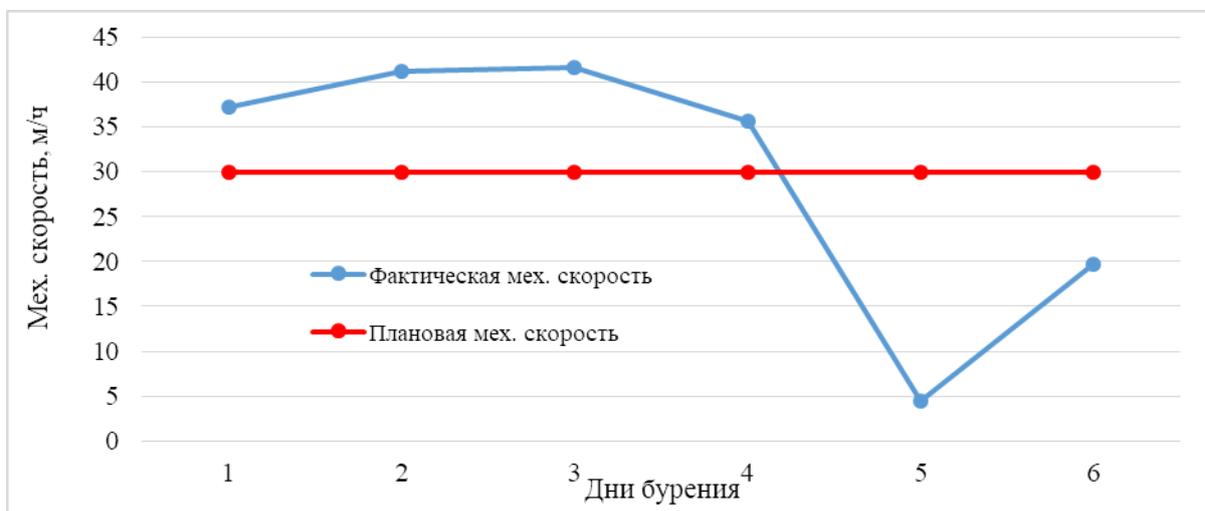


Рисунок 1 – График механической скорости по дням бурения на скважине №1

Далее проведены расчеты очистки ствола скважины в процессе бурения на конец каждого суток, результаты представлены в виде графика на рисунке 2.

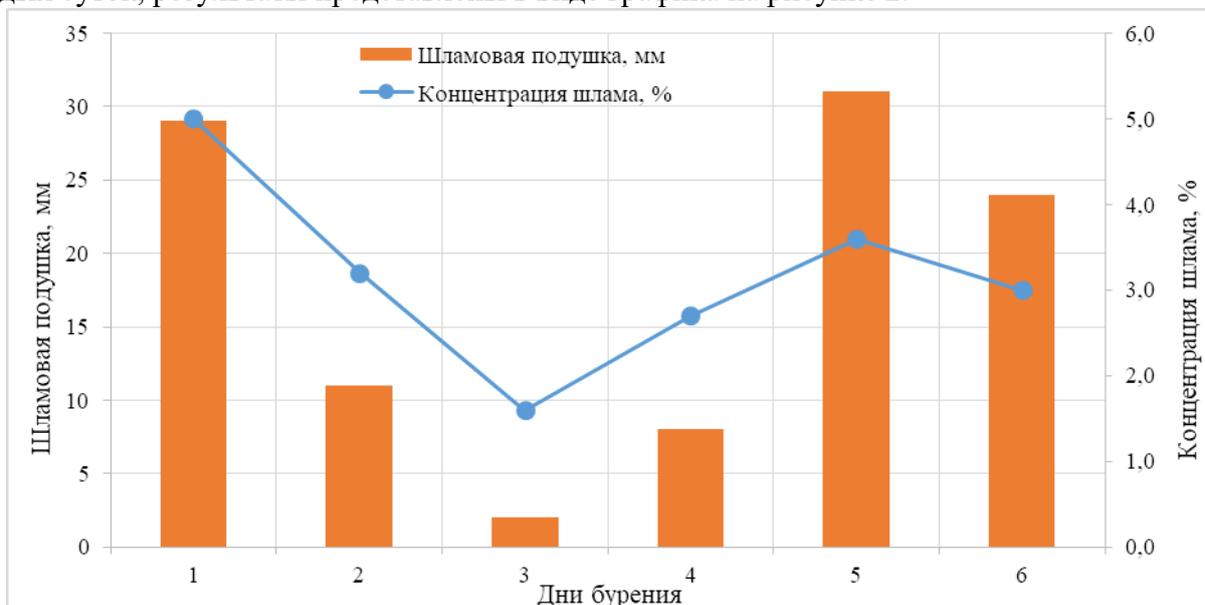


Рисунок 2 – Результаты расчета очистки ствола на скважине №1

Согласно расчетов, при бурении сплошным забоем наблюдались локальные скопления шлама, которые расположены в интервале набора зенитного угла. Для полноценной очистки ствола скважины выполнялись мероприятия по очистке ствола скважины, такие как: прокачивались очищающие пакки каждые 150 метров проходки в объеме 10 м<sup>3</sup>; при проработках свежепробуренного интервала увеличивали производительность насосов с 55 л/с до 57 л/с, при этом производили интенсивное расхаживание бурильной колонны.

Проанализировав режимно-технологические параметры бурения и качество очистки ствола скважины можно сказать, что при бурении отмечалось превышение механической скорости, локальная зашламованность, но основной причиной образовавшихся проблем является несоответствие параметров промывочной жидкости и низкие концентрации исследуемых химических реагентов.

Для недопущения аналогичных проблем на следующей скважине были проработаны вопросы по концентрациям основных химических реагентов в используемом полимерглинистом недиспергирующем буровом растворе:

- полиакрилат натрия не менее 5 кг/м<sup>3</sup>;
- противосальниковая добавка не менее 2,5 кг/м<sup>3</sup>;
- гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость не менее 4 кг/м<sup>3</sup>;
- полигликоль не менее 10 кг/м<sup>3</sup>;
- смазочная добавка не менее не менее 12 кг/м<sup>3</sup>;
- инкапсулятор не менее 3,5 кг/м<sup>3</sup>;
- сульфинированный асфальт не менее 8 кг/м<sup>3</sup>.

При этом предложены оптимизированные подходы по приготовлению бурового раствора. С целью неконтролируемого снижения водородного показателя на стадии приготовления промывочного агента, ввод инкапсулирующей добавки производился в заранее приготовленную систему с завышенным значением рН для её гидратации. Также для формирования качественного ствола скважины выданы рекомендации для ограничения механической скорости до плановой (30 м/ч). При большей скорости существуют риски формирования «неправильного» ствола скважины из-за недостаточного времени взаимодействия элементов КНБК со стенками скважины, а также из-за пластичных деформаций глин.

Далее проведен анализ следующей пробуренной скважины, с аналогичными режимами бурения и выполнением идентичных операций по очистке забоя от шлама. При этом были оптимизированы концентрации химических реагентов в соответствии с приведенным выше значениями. Фактические концентрации основных химических реагентов со второй скважины представлены в таблице 3, красным цветом выделены отклонения от рекомендуемых концентраций.

Таблица 3 - Фактические концентрации химический реагентов на скважине №2

Хим. реагент	План. конц-ии	Фактическая концентрация, кг/м <sup>3</sup>						
		1	2	3	4	5	6	7
Полиакрилат натрия	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,3	5,6
Детергент	2,5	<b>1,8</b>	2,6	2,6	2,5	<b>2,1</b>	<b>1,9</b>	<b>2,4</b>
ГКЖ	4,0	4,0	4,5	4,5	<b>2,9</b>	<b>2,4</b>	<b>2,9</b>	4,0
Полигликоль	10,0	11,5	11,5	11,5	11,0	10,7	11,2	11,6
Смазочная добавка	12,0	14,2	13,8	13,8	13,6	11,9	<b>10,8</b>	<b>10,0</b>
Инкапсулятор	3,5	4,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,3	4,5
Сульфинированный асфальт	8,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

Как видно из таблицы 3 практически все химические добавки, за исключением детергента и гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости, находятся в рекомендованных значениях.

Проведен анализ технологических свойств промывочной жидкости в процессе бурения под промежуточную колонну ОК-245мм. Результаты представлены в таблице 4, красным цветом выделены отклонения параметров бурового раствора от программных значений.

Таблица 4 – Параметры бурового раствора в процессе бурения секции под ОК-245 мм на скважине №2

День строительства	Программные параметры	1	2	3	4	5	6	7	8
Забой, м		620	775	923	1117	1355	1555	1557	1557
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,32	1,29	1,29	1,31	1,30	1,34	1,29	1,31	1,31
Условная вязкость, сек	55-70	60	69	64	65	55	55	57	66
ПВ, мПа*с	≤25	18	22	24	22	25	25	21	22
ДНС, фунт/100фут <sup>2</sup>	15-35	30	30	35	35	21	19	18	19
ДНСНСС, фунт/100фут <sup>2</sup>	-	8	11	12	12	3	3	4	5
СНС, фунт/100фут <sup>2</sup>	8-15/15-30	10/15	10/15	13/21	12/26	8/34	8/34	7/28	7/33
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	≤5,8	5,6	4,6	5,6	4,8	4,6	4,6	4,8	4,8
Песок, %	≤1	0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,25	0,25
МВТ, кг/м <sup>3</sup>	≤57	-	-	32	53	56	56	56	56
pH	8,0-10,0	10,0	9,0	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5

Затем были рассмотрены фактические режимно-технологические параметры бурения секции под ОК-245мм, а именно механическая скорость бурения и очистка ствола скважины. На рисунках 3 и 4 представлены графики механической скорости бурения по дням и результаты расчетов очистки ствола скважины от выбуренной породы.

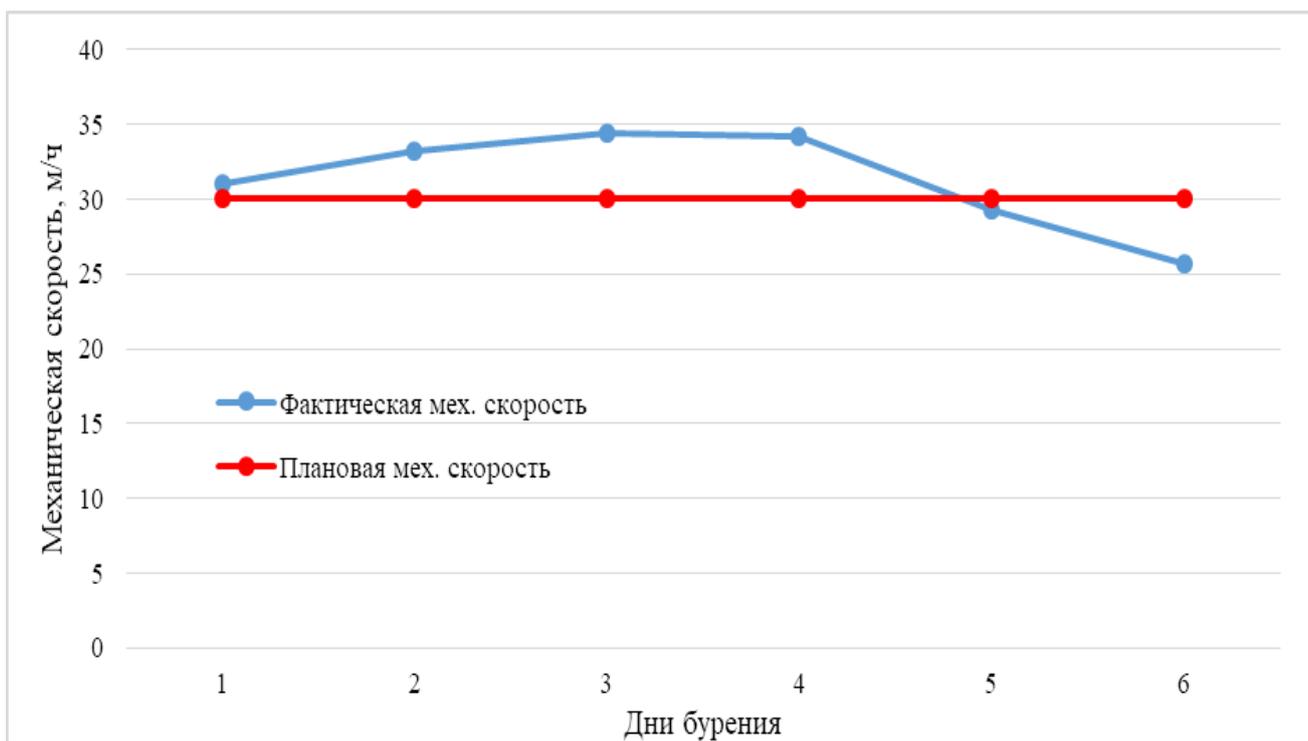


Рисунок 3 - График механической скорости по дням бурения на скважине №2

Согласно расчетов, при бурении сплошным забоем наблюдалась зашламованность ствола скважины, которая в большей степени связана с недостаточной производительностью насосов (55 л/с при необходимых 60 л/с), более сложным профилем скважины и незначительным превышением механической скорости в первые четыре дня бурения.

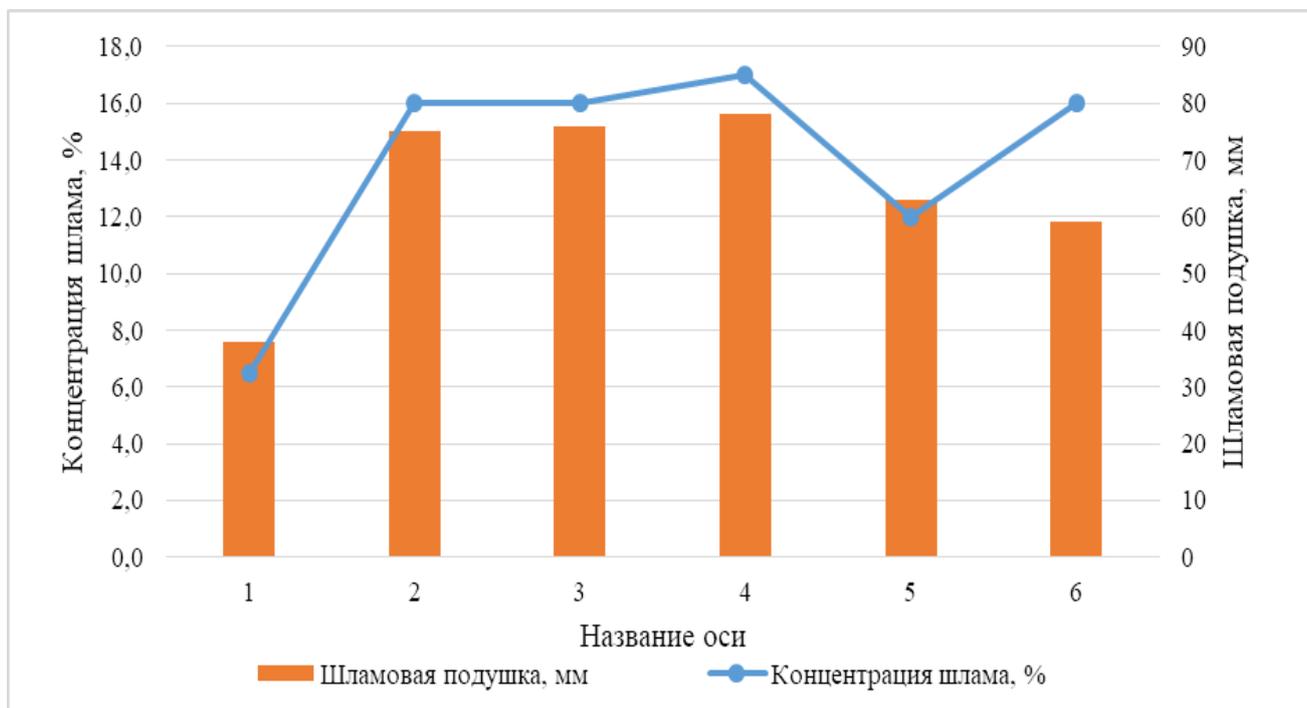


Рисунок 4 - Результаты расчета очистки ствола на скважине №2

Далее проведено сравнение средних значений за интервал фактических концентраций основных рассматриваемых химических реагентов и механических скоростей бурения на анализируемых скважинах. Для удобства сравнение сведено в виде графиков на рисунках 5 и 6.

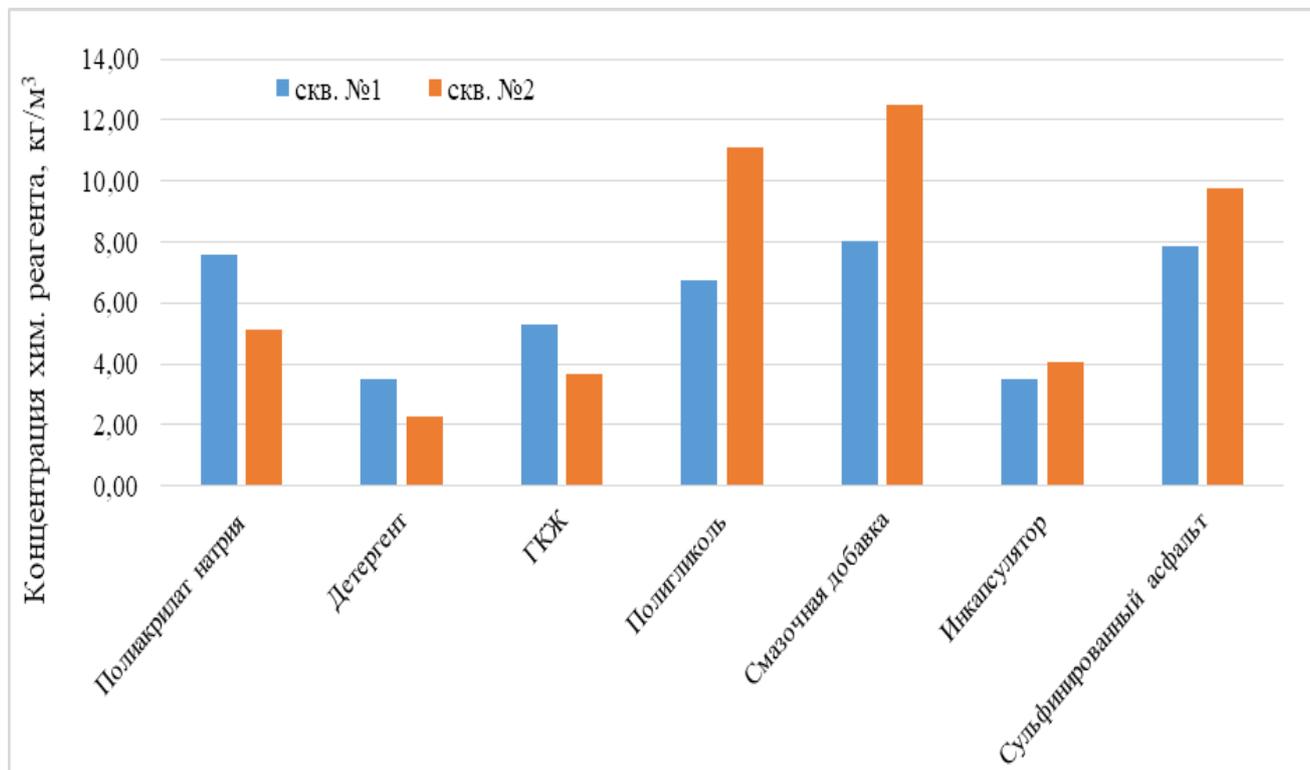


Рисунок 5 – Сравнение фактических концентраций хим. Реагентов

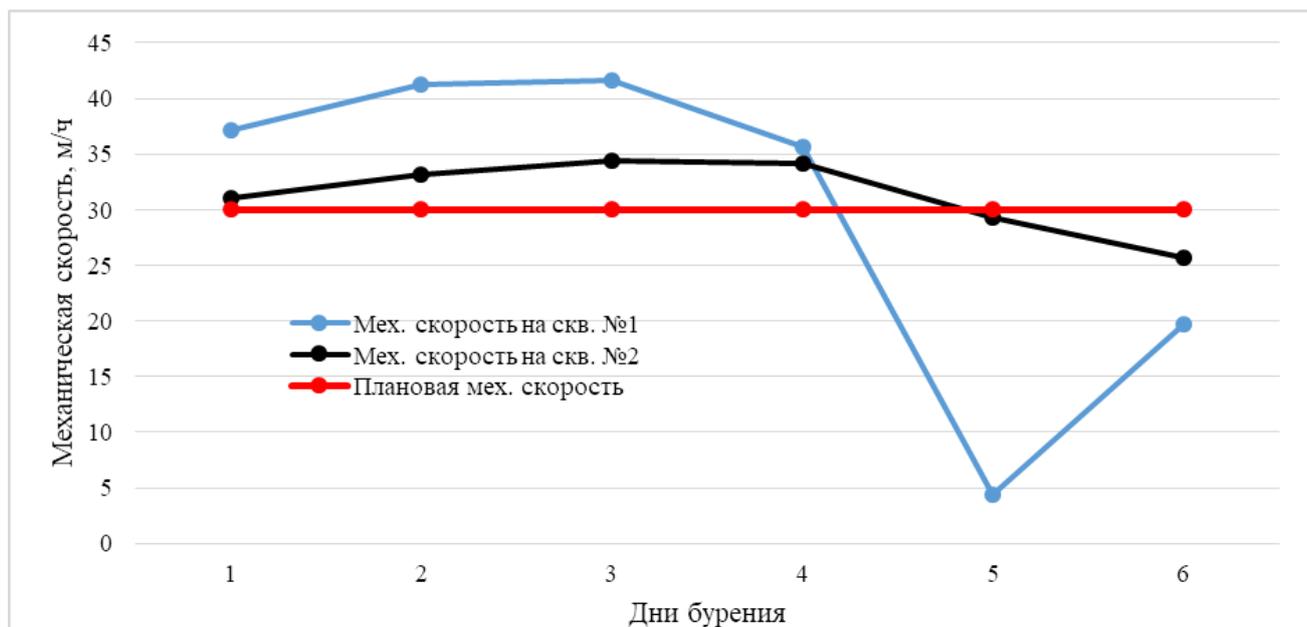


Рисунок 5 – Сравнение фактических механических скоростей по дням бурения

Опираясь на полученные результаты строительства секции под ОК-245мм, можно сделать вывод, что оптимизированные концентрации химических реагентов, технологических параметров и режимов бурения принесли положительные результаты, в связи с чем время на строительство секции уменьшено на 46% или на 198,25 часа (8,3 суток).

#### Библиографический список:

1. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей [Текст]: учеб. пособие; в 2 ч.; ч.1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008

УДК 622.32

#### Применение технологии «fishbone» в бурении скважин

Хорошилов О. С., Калашников Д. С., Верисокин А. Е.

*Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия*

В настоящее время компании лидеры в нефтегазовой промышленности ищут методы повышения дебита из истощающихся запасов, а также увеличения объемов добычи трудно извлекаемых углеводородов. Непосредственно для этих целей и была разработана технология бурения многозабойных скважин «Fishbone». «Fishbone» или «Fishbone drilling» (FbD), являющаяся инновационной технологией, позволяет значительно увеличить эффективность добычи углеводородов, особенно в сложных геологических условиях, при минимизации воздействия на окружающую среду.

Данная технология предполагает использование материнской горизонтальной скважины с множеством ответвлений от нее, напоминающих по строению скелет рыбы. В отличие от традиционных многоствольных скважин, скважины, пробуренные по методу «Fishbone», специально спроектированы так, чтобы оставаться в пределах определенного продуктивного горизонта, что в свою очередь позволяет оптимизировать добычу в разных слоях пласта.

Внедрение технологии «FbD» можно наблюдать, например, на Восточно- Мессояхском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе, на Ванкорском месторождении, расположенном в Красноярском крае, а также в Западно-Канадском осадочном бассейне. Она представляет альтернативу гидравлическому разрыву пласта, и в среднем составляет 1429 эффективно пробуренных стволов в зоне влияния российских активов. Общая статистика применения технологий показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Статистика применения технологии FbD

Благодаря снижению воздействия на окружающую среду, технология особенно применима в густонаселенных районах.

Применение технологии «Fishbone» имеет ряд своих преимуществ [5]:

- Снижение стоимости скважины. Бурение до глубины промышленной зоны осуществляется один раз, после чего добавляются боковые стволы. Интенсификация добычи может происходить за счет создания отходящих стволов в разных направлениях без необходимости дорогостоящих буровых работ.

- Возможность пересмотра запасов. Разработка месторождений, запасы которых ранее были отнесены к разряду нерентабельных, становится теперь экономически выгодной, что способствует увеличению потока инвестиций в экономику страны и позволяет привлекать новых инвесторов.

- Высокий коэффициент охвата разрабатываемого месторождения. При таком подходе для разработки требуется значительно меньшее число скважин, что снижает затраты на разработку месторождения. При относительно небольшом объеме буровых работ технология «FbD» позволяет значительно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта.

Так, например, в 2016 году ПАО «Газпром нефть» применило технологию «Fishbone» на скважинах Восточно-Мессояхского месторождения, которое обладает сложной геологической структурой. Около 40% запасов углеводородов здесь сосредоточено в пласте, характеризующимся большим количеством изолированных ловушек, что исключает возможность их вскрытия единым стволом. Традиционный метод гидроразрыва пласта (ГРП) в данных условиях оказался рискованным из-за высокой вероятности прорыва воды и газа, что сделало технологию fishbone оптимальным решением.

АО «Мессояханефтегаз», оператор месторождения, увеличило объем добычи углеводородов с 3,2 млн. тонн в 2017 году до 4,5 млн. тонн в 2018 году, достигнув пикового уровня в 6,5 млн. тонн к 2020 году (рисунок 2). В 2018 году на месторождении была пробурена 131 высокотехнологичная скважина, при этом каждая четвертая скважина была реализована с использованием технологии «FbD» [3].

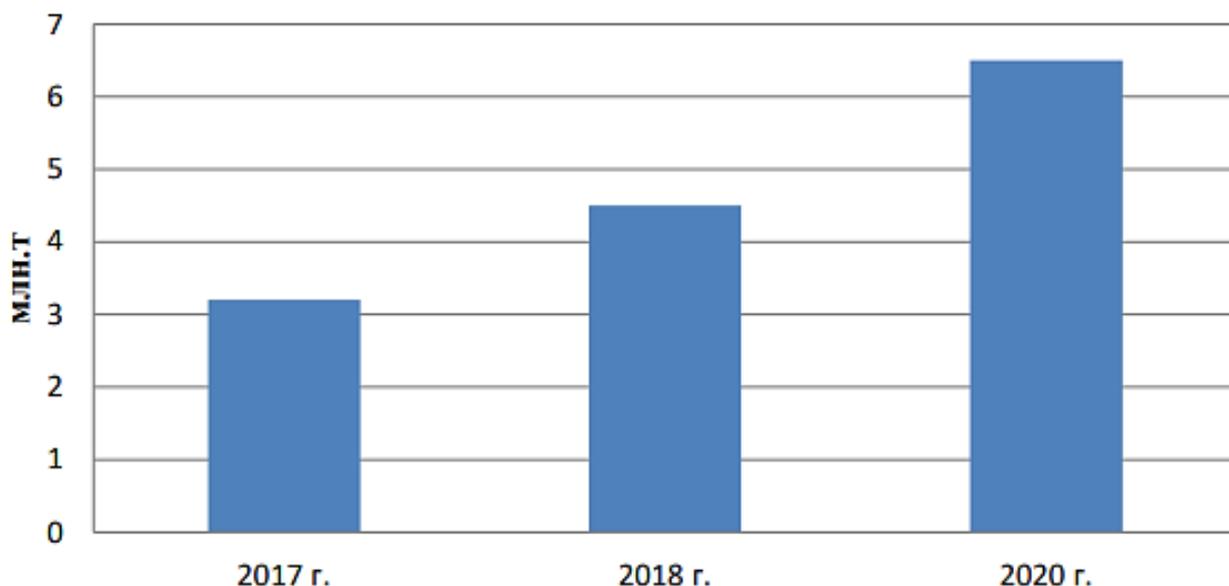


Рисунок 2 - Добыча жидких углеводородов на Восточно-Мессояхском месторождении

Ванкорское месторождение, на долю которого приходится 4% общероссийской добычи нефти, относится к числу крупнейших в стране. Здесь внедрение технологии «Fishbone» позволило создать более 120 скважин. Применение инновационных методов на Ванкорском месторождении не только ускоряет освоение месторождений кластера, но и повышает коэффициент извлечения нефти (рисунок 3), что способствует росту экономической эффективности проектов.

Несмотря на свои преимущества, внедрение бурения по методу «Fishbone» не обходится без значительных проблем. Сложная конструкция скважины может привести к таким трудностям, как поддержание стабильности ствола и управление геоустановками, а также несмотря на то, что данная технология призвана снижать негативное воздействие на окружающую среду, этот вопрос остается открытым, и на эту тему ведутся теоретические исследования и практические испытания. Потенциальное загрязнение грунтовых вод и экологический след от утилизации отходов, все-равно вызывают беспокойство. Необходима тщательная оценка воздействия на окружающую среду от метода бурения FbD, и сравнение с применяемыми традиционными методами бурения [2]. В контексте добычи трудноизвлекаемых запасов или утилизации побочных продуктов разработки или бурения, загрязнение грунтовых вод или атмосферы – не существенно и неприоритетно к рассмотрению.

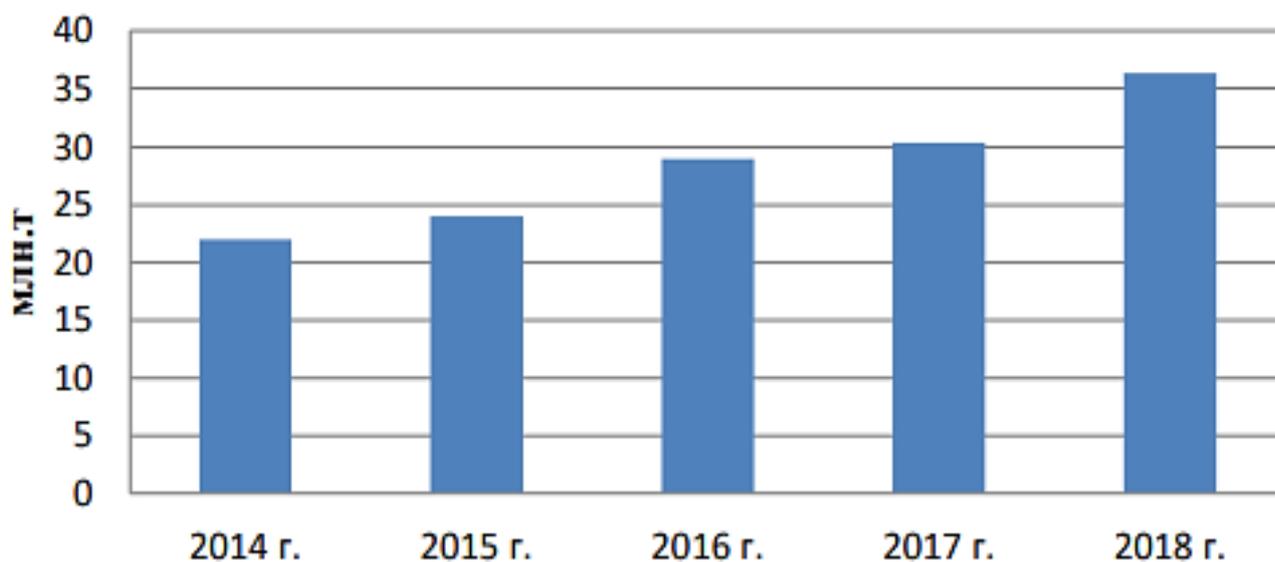


Рисунок 3 - Добыча нефти на Ванкорском месторождении

К ограничениям относится экономическая целесообразность внедрения этого метода. При целях по снижению общих затрат на бурение и повышения производительности скважин, первоначальные инвестиции в необходимые технологии и инфраструктуру, могут превышать ожидаемые доходы.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что, хоть технология «fishbone» и выглядит привлекательной в контексте увеличения дебита, а соответственно и прибыли, она нуждается в тщательных исследованиях со стороны ее экологичности, экономической целесообразности, и возможности проведения ремонта скважин.

#### **Библиографический список:**

1. MDPI [Электронный ресурс] <https://www.mdpi.com/2673-3994/4/4/24> (дата обращения 27.02.25)
2. Stimulation technology Fishbone [Электронный ресурс] <https://www.fishbones.as/> (дата обращения 27.02.25)
3. Коршунов, Е. С. Конструкции скважин по технологии "Fishbone" / Е. С. Коршунов // Международный студенческий научный вестник. – 2020. – № 3. – С. 26.
4. Роснефть официальный сайт [Электронный ресурс] URL [https://rosneft.com/about/Rosneft\\_today/Operational\\_structure/Development\\_and\\_Production/tyngd/](https://rosneft.com/about/Rosneft_today/Operational_structure/Development_and_Production/tyngd/)
5. Сетевое издание «Международный студенческий научный вестник» [Электронный ресурс] <https://eduherald.ru/ru> \



**СЕКЦИЯ 6. SPECIAL FEATURES OF OIL AND GAS MINING REGIONS  
(GEOLOGICAL, ECOLOGICAL, CULTURAL ECT.) /  
ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ  
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ, КУЛЬТУРНЫЕ И ДР.)**

УДК 662.276.1

**On the issues of minimizing resistance forces in horizontal wells**

Baghirov A. A., Bashirli M. I., Mammadov R. M.

*Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan*

Modern conditions of directional well drilling are characterized by a multiple increase in the value of the deviation of the borehole of an inclined or horizontal well from the vertical, exceeding the permissible values. It is necessary in order to reach a productive horizon remote from the wellhead, to carry out directional drilling of the borehole of a horizontal well inside the oil-bearing formation, which will ensure a significant improvement in its operational properties.

The success of drilling deep and ultra-deep inclined and horizontal wells largely depends on the choice of the appropriate layout of the drill string.

It is known that when drilling and performing tripping operations in inclined and horizontal wells with a large deviation from the vertical (in the case when the zenith angle exceeds  $60^\circ$ ), the main limiting parameters for the drill string are:

- overcoming the resistance forces (friction) when lowering the pipe string and tool along horizontal, inclined or curved sections of the borehole;
- bringing the axial load to the bit; - ensuring sufficient torque during the drilling process [1].

In this regard, in addition to the usual calculation of the drill string for tension and torsion, it is necessary to carry out calculations for longitudinal stability under compression, since under the specified conditions, the entire drill string, with the exception of its upper part, will be in a compressed state.

The main attention should be focused on determining the critical force that leads to the loss of longitudinal stability of the drill string and its acquisition of a sinusoidal shape or even, in some cases, a spiral (sinusoidal or spiral bending ("buckling") of the drill string).

To reduce the resulting stress-strain state of the drill string and to partially or completely eliminate the effect of the described bending ("buckling"), it is recommended to use a layout that provides a floating effect. It can include highly reliable light-alloy drill pipes, titanium or specially lined pipes. By reducing the specific gravity of the drill string several times compared to the use of steel drill pipes, a positive result can be achieved [2, 3].

In order to significantly reduce the resistance forces that arise when drilling inclined and horizontal wells, it is important first of all to ensure the buoyancy (flotation) of the drill string in the wellbore by regulating the reduced specific gravities of the parts of the string that make up its structure and the drilling mud used during drilling.

With a large length of the horizontal section of the wellbore and when advancing the pipe string in the productive horizon, when compared with the vertical drilling method, it is most likely that complications can occur for the following reasons:

- the appearance of grooves on the lower wall of the horizontal section, as well as in areas of a sharp change in the zenith angle value and when the wellbore exits onto a horizontal trajectory;
- the accumulation of drilled rock (sludge) on the lower wall of the well, which will lead to a significant increase in the resistance coefficient when moving the drill string during tripping operations, namely in those problem areas that were indicated above;

- loss of longitudinal stability of the drill string and its jamming in the wellbore as a result of the fact that the compressive longitudinal forces, due to the action of which the axial load is transferred to the bit and the process of pushing the drill string is carried out, take on values exceeding the value of the critical forces of spiral bending ("buckling").

The main reason for the tool jamming in the wellbore is the loss of longitudinal stability by the drill string in the form of a spiral. In this regard, the following condition must be met - the current compressive load in any sections of the drill string must be less than the critical load causing the occurrence of spiral "buckling".

The main criterion for the effect of buoyancy of the assembly is the value of the specific gravity of the drilling fluid ( $\gamma_{sol}$ ).

The value of the reduced specific gravity of the entire structure of the floating assembly is recommended to be determined using the following formula:

$$\gamma_K = \frac{P_{es}}{\frac{P_{ds}}{\gamma_{ds}} + \frac{P_{dp}}{\gamma_{dp}} + \frac{P_{solv}}{\gamma_{solv}}} \quad (1)$$

where

$\gamma_{red}$  - reduced specific gravity of the floating assembly,  $\text{kN/m}^3$ ;

$\gamma_{ds}, \gamma_{dp}, \gamma_{solv}$  - specific gravities of individual components of the floating assembly (the device shell, drill pipes, air in the device and drilling mud, respectively),  $\text{kN/m}^3$ ;

$P_{es}, P_{ds}, P_{dp}, P_{solv}$  - weight of the entire structure, the device shell, drill pipes, air and drilling mud, respectively,  $\text{kN}$ .

The specific gravity of aluminum alloys is almost three times less than the specific gravity of steels. Therefore, with the same pipe design, the total weight of drill strings made of aluminum alloys in the drilling mud and the values of the resistance forces to movement will take values proportionally lower than for drill strings assembled from steel drill pipes.

Partial weightlessness is achieved and maintained under the following conditions:

$$K_{wl} = 1 - \frac{\gamma_{solv}}{\gamma_{es}} > 0 \quad (2)$$

where  $K_{wl}$  is the adjustable coefficient of weight loss of the drill pipe string;

$\gamma_{solv}$  is the specific gravity of the drilling mud,  $\text{kN/m}^3$ ;

$\gamma_{comp}$  is the average reduced specific gravity of all components of the drill pipe string located in the inclined and (or) horizontal section of the well,  $\text{kN/m}^3$ .

Complete weightlessness can be achieved and maintained provided that the current controlled coefficient of mass loss of the pipe column is zero:

$$1 - \frac{\gamma_{solv}}{\gamma_{comp}} = 0 \quad (3)$$

Using the research results, our own research was conducted on the effect of pipe material on the coefficient of weight loss in drilling mud. When using lined aluminum pipes with a specific gravity of  $16.0 \text{ kN/m}^3$  in drilling mud (specific gravity  $16.0 \text{ kN/m}^3$ ), complete weightlessness can be achieved.

During drilling and lowering, the entire drill string, except for its upper part, is in a state of compression. Let us check its longitudinal stability under compression with simultaneous assessment of the resistance forces and the moment of the resistance forces.

The following conditions must be met: the acting compressive load in various sections of the string must be less than the critical loads of the spiral bend. When composing the drill string, it must be taken into account that at significant inclination angles of the wellbore, the total friction force exceeds the component of its own weight, which acts downwards in the direction of the wellbore axis. In this case, the downward movement of the string will be possible only due to the weight of the upper sections, which are located on vertical sections.

As a result of the research, it was found that the values of the critical load of spiral "buckling" mainly depend on:

- the wellbore profile, i.e. on the zenith angle. An increase in the zenith angle causes a noticeable increase in the critical load values for steel pipes. The critical load for lined aluminum pipes changes insignificantly, and its value is 10 times smaller.

- the radial gap that occurs between the drill string and the borehole wall. As can be seen from the graphs, with an increase in the values of the specified radial gaps, the conditions for the column to float up are improved and the critical forces causing undesirable bending of the column ("buckling") are reduced.

Using a computer program, it is possible to design profiles of inclined or horizontal wells and conduct a study of the nature of the distribution of critical force values for sinusoidal and spiral "buckling" along the entire length of the drill string.

Research has shown that the critical forces arising in sections of the wellbore tending to vertical are lower than in inclined intervals tending to horizontal.

The following was established - the critical forces of "buckling" on horizontal sections and sections tending to them are much greater than on curved intervals.

In this regard, to assess the longitudinal stability of the drill string, it will be sufficient to determine the critical forces that arise on straight sections of the wellbore.

For a column made of lined aluminum and steel pipes, the values of critical loads of spiral "buckling" along the profile of a horizontal well under conditions of complete weightlessness are minimal (lined pipes), and for a column made of steel pipes, these values have maximum values, since the floating effect is absent.

### References:

1. Ал-Нахари Тавфик Али Ахмед Применение усовершенствованной поплавковой компоновки с целью минимизации сил сопротивления Doktorantların və gənc tədqiqatçıların XIX Respublika elmi konfransının materialları, 7-8 aprel, Bakı, 2015, səh.71-72.
2. Ал-Нахари Тавфик Али Ахмед, Пашаев Э.Ф. Исследование работы поплавковой компоновки низа буровой колонны в наклонных скважинах с целью минимизации сил сопротивления Материалы XVI Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2015», 25-27 марта 2015 года. Часть III. Ухта: УГТУ, 2015, стр.3-7.
3. Джаббарова Г.В., Ал-Нахари Тавфик Али Ахмед. Исследование возможностей усовершенствованной поплавковой компоновки при бурении морских наклонных и горизонтальных скважин Материалы XV Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2014», 26-28 марта 2014 года. Часть V. Ухта: УГТУ, 2014, стр.7-10

УДК 622.276.6(470.13)

### **The use of chemical compositions in the development of oil fields Timan-Pechora OGP**

Ilyasov V. Kh., Poluboyartsev E. L., Shambulina V. N.  
*Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia*

The share of hard-to-recover oil in the Russian Federation is constantly growing. Currently, it accounts for more than 65% of the total volume of oil produced [1]. This is due to a decrease in reserves, which are easily extracted from the bowels of the earth. This is especially true for the Usinsk and Yareg fields, and the Timan-Pechersk province. At these facilities, the viscosity of oil in reservoir conditions is 14,000-16,000 MPa\*s. In order to increase production efficiency in conditions of using traditional methods of extraction of high-viscosity oil, it is necessary to introduce modern technologies, taking into account the possibility of their use at high temperatures. Among them, thermal, gas, and chemical methods (chemical compositions «NINKA» and «GALKA» during steam cyclic treatments) can be highlighted. The «GALKA-thermo-S» solid-state composition was tested in 2002 at the site of the permocarbon deposit of the Usinsk deposit. Its use allowed to increase the oil flow rate by 23% and reduce the water content of products by 3-45%. In 2004, the «NINKA» composition was tested using the technology of area steam injection at three steam injection stations in the same area of the field, where it showed the following results: an increase in oil flow rate by 40% and a decrease in waterlogging by 10-20% [2].

Table 1 – Carrying out of the SCT in the inner zone of the permocarbon deposit site of the Usinsk deposit on the rolling stock of wells

Technology	Number of wells, units.	Increase in oil production rate, tons/day.	Additional volume production, thousand tons	The exposed oil-saturated thickness, m.	Worked out after GTM with effect, sq./day.	Specific increase in oil flow rate per 1 meter of exposed oil-saturated thickness, tons/day/m	Specific production of additional oil volume, thousand tons
SCT	39	13,0	59,722	38,1	163	0,53	1,531
SCT + «NINKA»	90	14,6	183,450	36,0	136	0,54	2,038
SCT + «GALKA»	101	12,3	134,975	31,3	129	0,57	1,336
SCT + «MEGA»	2	19,4	2,431	17,0	164	1,74	1,215
Total	232		380,580				
The average value		13,4		34,1	138	0,56	1,640

The technology of steam cyclic treatment (SCT) in the inner zone of the deposit has been used since 1993, and has been particularly actively used since 2014 [3].

In this regard, Table 1 shows an analysis of the implementation of the SCT wells presented for the period from 2014 to 2018. Table 1 shows that during the study period, a total of 232 units of SCT were produced at the rolling stock of wells, the average initial increase in oil production for which amounted to 13.4 tons per day. Of the total volume, the steam cycle treatment was carried out mainly with the injection of the «GALKA» composition (101 operations), the «NINKA» composition (90 operations) and without the injection of chemical compositions (39 operations).

When using the «GALKA» composition, the average initial increase in oil production was 12.3 tons per day with a specific increase in oil production of 0.57 tons per day per meter compared to using the «NINKA» composition, when the initial increase in oil production was 14.6 tons per day with a specific increase in oil production of 0.54 tons per day per meter. Steam cycle treatment without injection of chemical compositions shows an increase in oil production rate of 13 tons per day with a specific increase in oil production rate of 0.53 tons per day per meter.

Due to an increase in the rate of injection and specific steam consumption in 2017, an increase in the degree of reservoir heating was observed at the analyzed facilities with the same efficiency of the control unit. This means that it is necessary to expand the scope of application of the «GALKA» thermogel, which will redistribute filtration flows and ensure the containment of water breakthroughs into producing wells.

Figures 1 and 2 present an analysis of the dynamics of the efficiency of steam cycle treatment cycles when using various compositions for the rolling stock of wells in the inner zone of the permocarbon deposit of the Usinsk deposit.

The figures show that the efficiency of the first cycles ranges from 11 to 16 tons per day (an average of 13.9 tons per day). At the same time, in the first case, it is necessary to note a decrease in the efficiency of cycles with each subsequent one (after the 4th cycle, the efficiency of cycles decreases to 8 tons per day). In the second case, there is no such trend, cycle efficiency is maintained at a consistently high level (from 14 to 18 tons per day). In [4], the effect of the «NINKA» oil-displacing composition on the composition of permocarbon oil from the Usinsk oil field was studied under temperature control at 200 °C in laboratory conditions using optical studies and a scanning probe microscope. The effect of the concentration of an oil-displacing chemical composition on the optical properties of absorption spectra and on the molecular structure of permocarbon oil is shown.

Figure 3 shows an analysis of the dynamics of the efficiency of steam cycle treatment cycles when using the «GALKA» composition for the rolling stock of wells in the inner zone of the permocarbon deposit of the Usinsk deposit.

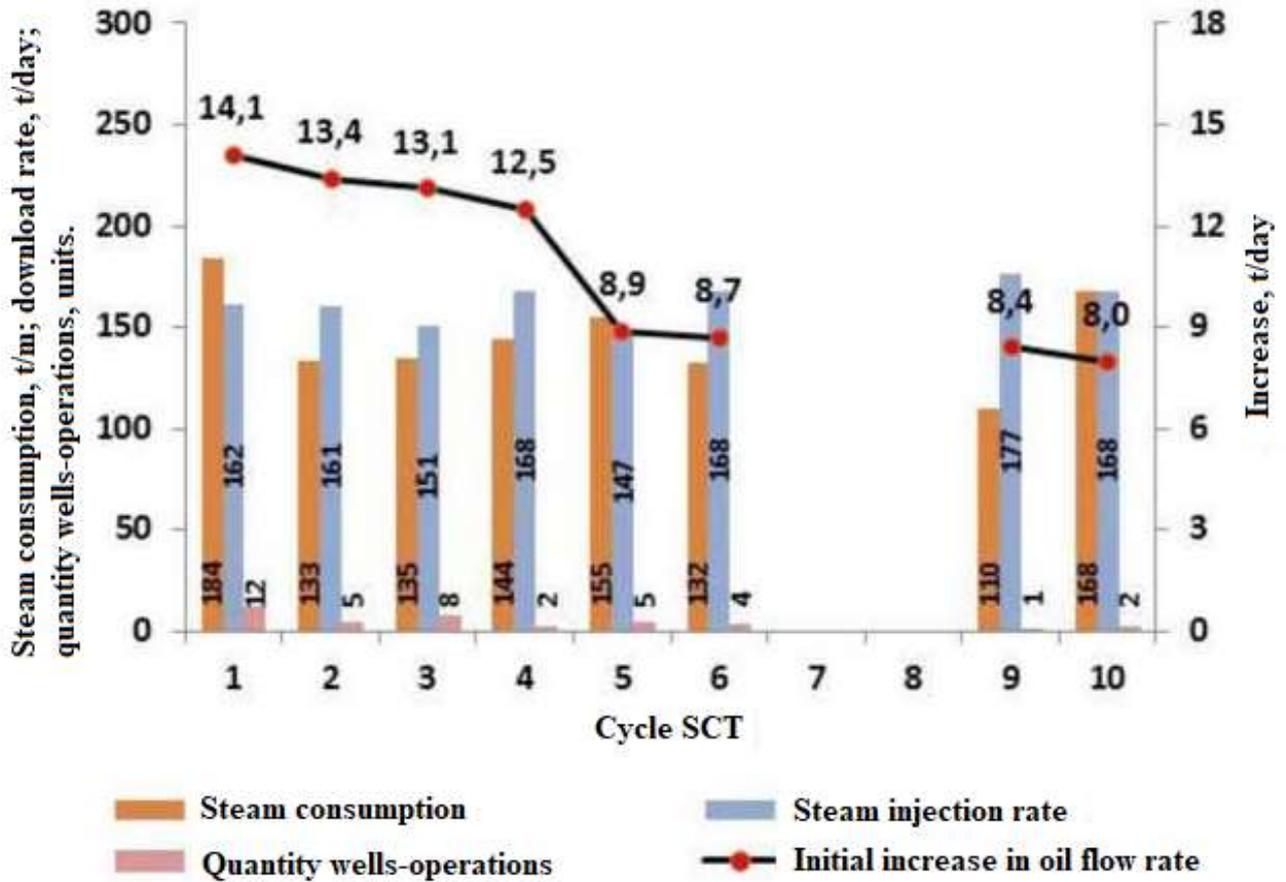


Figure 1 – Dynamics of efficiency of SCT cycles without the use of chemical compositions

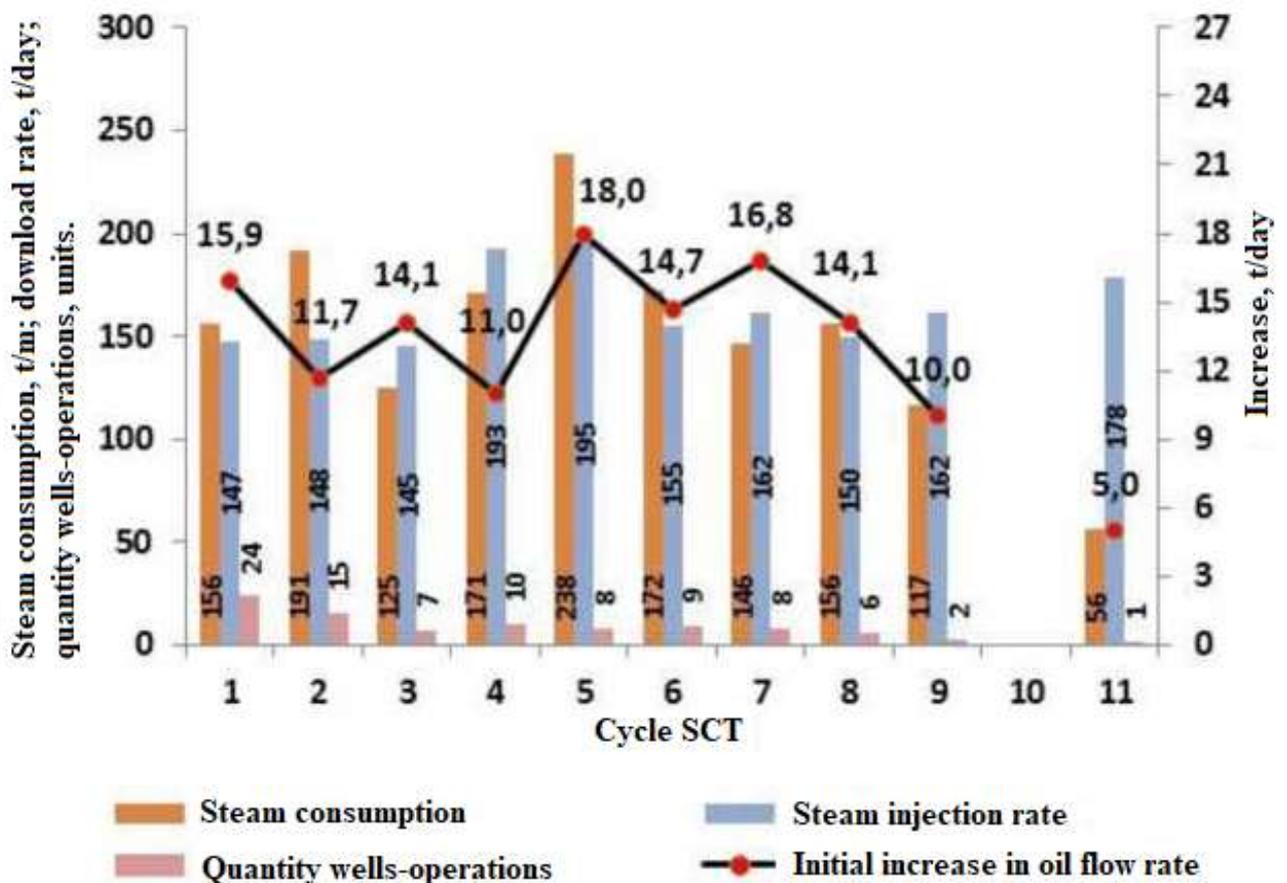


Figure 2 – Dynamics of the efficiency of SCT cycles using the composition «NINKA»

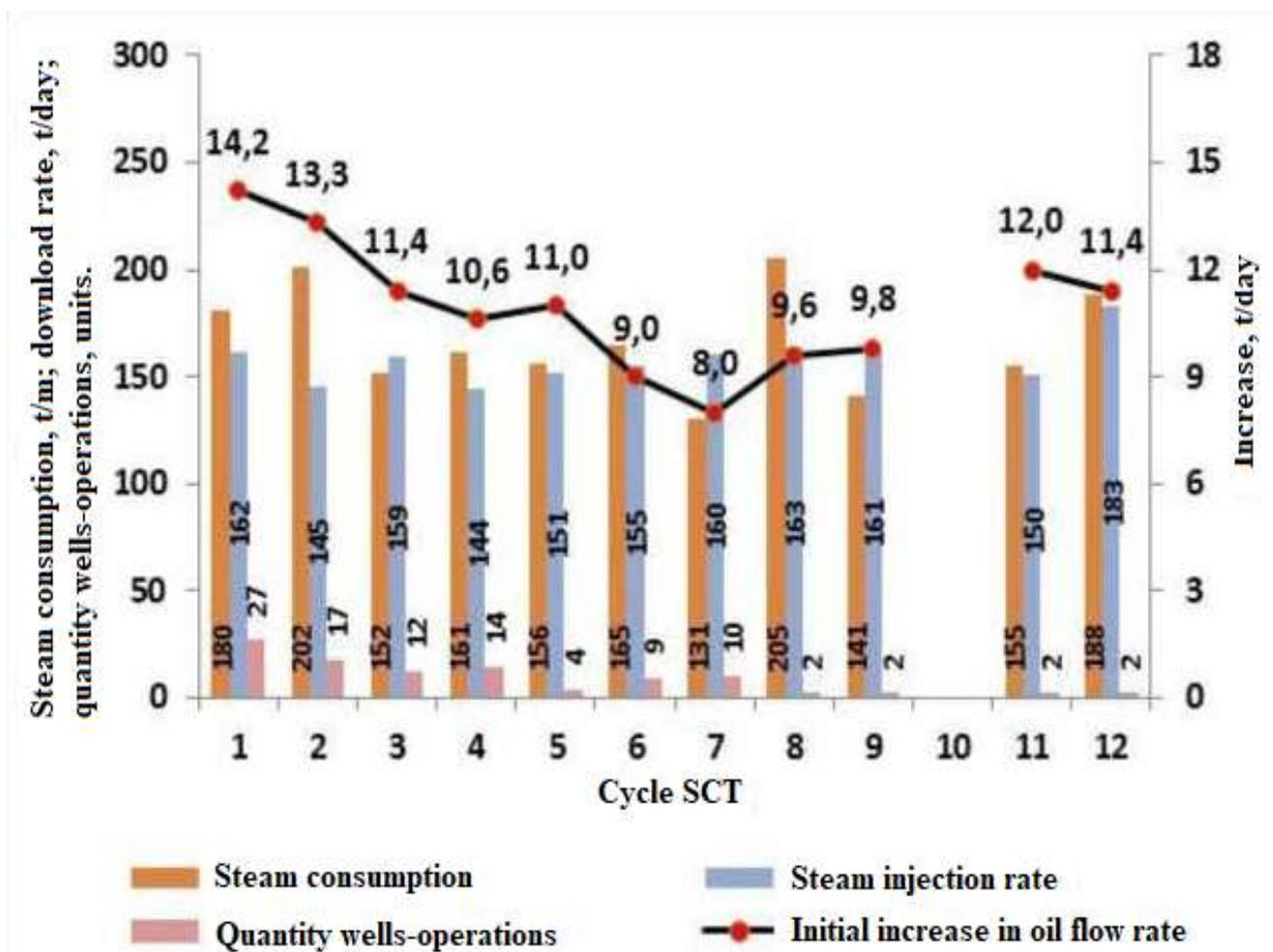


Figure 3 – Dynamics of the efficiency of SCT cycles using the «GALKA» composition

This figure also reflects the downward trends in the efficiency of SCT, which can be explained by a different purpose of thermogel and the natural development of reserves in the deposit areas. Based on the results of the analysis, it is proposed to take into account the following features of the use of chemical compositions in the inner zone of the deposit during steam cyclic treatment. 1. The first, second and third cycles are the most effective cycles of steam cyclic treatment, where it is recommended to use chemical compositions only if it is necessary to exceed the planned values. 2. In the fourth and subsequent cycles of the control unit, it is better to use the chemical compositions «NINKA» and «GALKA», which are necessary for the after-washing of residual oil. 3. It is necessary to strictly follow the approved instructions for the use of chemical compositions when approving the volume, choosing the technology and determining the scheme of their injection.

#### References:

1. Проект Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2030 г. Версия от 12.09.2016.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – с. 1034–1052.
3. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов, г. Ухта, УГТУ, 2015 г, 166 с.
4. Полубоярцев Е.Л., Богданов Н.П., Ильясов В.Х. Оптические исследования состава нефти пермо-карбонной залежи усинского нефтяного месторождения после паротеплового воздействия с использованием химической композиции // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 22-25.

**Ecological consequences of accidents in the oil and gas industry and  
methods for their elimination /**  
**Экологические последствия аварий в нефтегазовой промышленности и  
методы их ликвидации**

Sokhodon G. V.

*Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia*

The oil and gas industry plays a key role in the global economy, but activities in this area are associated with high environmental risks. Accidents at oil and gas facilities can lead to large-scale environmental pollution, negatively affecting ecosystems, biodiversity, human health and the socio-economic development of regions. In this article, using several major accidents as examples, we will try to consider their main environmental consequences, as well as describe modern methods for their elimination and minimization of their damage.

Accidents in the oil and gas industry can be classified according to several criteria [1]:

- by type of pollution source: on land, in marine areas, underwater leaks;
- by scale: local, regional, global;
- by nature of the substance: oil, gas, oil products.

The main environmental consequences of accidents in the oil and gas industry include:

- pollution of aquatic ecosystems – oil and oil products form a film on the surface of the water, disrupting gas exchange and leading to the death of aquatic organisms;
- pollution of soils and groundwater – oil penetration into the soil leads to its degradation and pollution of aquifers;
- impact on flora and fauna – toxic effects on marine and terrestrial biota;
- emissions into the atmosphere – accidents at gas pipelines and oil refineries release methane, sulfur compounds and other harmful gases.

Let's look at examples of major accidents that occurred in the oil and gas industry and try to analyze their consequences [2].

*Accident on the Deepwater Horizon platform (2010)*

One of the largest environmental disasters in history was the incident on the Deepwater Horizon platform in the Gulf of Mexico. As a result of the explosion and subsequent sinking of the platform, about 4.9 million barrels of oil leaked into the water. Pollution covered more than 180,000 square kilometers of water area, destroying significant populations of marine organisms and causing enormous damage to the fishing and tourism businesses of the region.

*Exxon Valdez Disaster (1989)*

The Exxon Valdez oil spill off the coast of Alaska polluted more than 2,000 kilometers of coastline. About 40,000 tons of oil spilled into the ocean, causing mass deaths of birds, sea otters, and other animals. Despite extensive cleanup efforts, the region's ecosystem has yet to fully recover.

*Oil spill in Norilsk (2020)*

As a result of the destruction of a diesel fuel tank at TPP-3 in Norilsk, more than 20 thousand tons of fuel spilled into the Ambarnaya River. This led to the pollution of aquatic ecosystems, the destruction of many fish species and significant costs to eliminate the consequences of the accident.

*Piper Alpha accident (1988)*

The accident took place in the North Sea and was one of the deadliest accidents in the history of the oil industry. The explosion and fire killed 167 people and completely destroyed the platform. The accident led to a review of safety standards in the oil and gas industry.

*Abkatun A oil rig explosion (2013)*

This accident occurred in the Gulf of Mexico and resulted in a large oil spill. The platform belonged to the state oil company Pemex. The explosion and subsequent fire killed 5 people and had serious environmental consequences.

The scale and damage of the accidents discussed above are difficult to overestimate.

Not only did they have serious environmental consequences, but they also demonstrated how vulnerable natural ecosystems can be to man-made disasters [3].

Each of these incidents demonstrated different aspects of the impact of accidents on the environment, including long-term changes in ecosystems, deterioration of water quality, loss of flora and fauna, and economic consequences for regions.

Despite the different causes and conditions of these accidents, they have one thing in common: the need for an integrated approach to preventing such incidents, improving control and response technologies, and developing more effective strategies to eliminate their consequences. These events have become important lessons for the oil and gas industry, emphasizing the importance of strict environmental regulation, strict adherence to safety standards, and the introduction of innovative methods for preventing and eliminating environmental pollution.

Let's consider methods for eliminating emergency oil spills [4]. As a rule, they depend on the location of the incident, the extent of contamination and the properties of the spilled substance.

#### 1) Mechanical methods

These methods (table 1) are used to localize and remove oil spills from the surface of water and land.

Table 1 – Operating principle, advantages and disadvantages of mechanical methods

Method	Operating principle	Advantages	Disadvantages
Oil containment booms and barriers	Limiting the spread of oil	Effective in weak current conditions	May not work in strong waves
Skimmers	Oil collection from water surfaces	High efficiency for local spills	Limited capacity, weather dependent
Sorbents	Absorption of oil by special materials	Ease of use	Contaminated material disposal is required

*Oil containment booms and barriers* are special floating barriers that limit the spread of oil spills on the surface of the water. They are especially effective in water areas with weak currents.

*Skimmers* are devices that collect oil from the surface of the water using pumps and separators.

They are categorized into two types based on their operating principle: weir skimmers and oleophilic skimmers.

Weir skimmers function by allowing the upper layer of spilled oil to overflow into the device, which is positioned just below the spill level. The collected mixture, which consists of over 70% water, is then stored in tanks on ships or in separate floating reservoirs. This high water content complicates the cleanup process, as it requires large storage capacities and makes transportation and disposal more challenging. Additionally, if the oil slick breaks apart, operating a weir skimmer becomes difficult, as it cannot effectively function even in mild wave conditions.

*Sorbents* are powdery or granular materials that effectively absorb oil and prevent its further spread.

*Gelling agents* are chemical compounds that turn oil into a gel-like substance, which facilitates its mechanical removal from the surface of water and soil.

#### 2) Chemical methods

Chemical methods are aimed at changing the properties of oil and accelerating its decomposition. To implement these methods, the following are used:

*Dispersants* – chemical substances that destroy oil films and accelerate their natural decomposition under the influence of microorganisms.

*Adsorbents* – substances that can bind oil molecules and facilitate their mechanical removal.

*Oxidizers* – compounds that accelerate the oxidation of oil contaminants, reducing their toxicity and facilitating subsequent disposal.

### 3) *Biological methods*

Biological methods are used for the final cleaning of contaminated areas. These include:

*Bioremediation* – the use of microorganisms that decompose oil and oil products into safe compounds.

*Phytoremediation* – the use of plants that can absorb and decompose pollutants.

*Biodegradation using enzymes* – accelerating the process of oil decomposition using special biological catalysts.

It is also worth noting the successful application of innovative technologies in eliminating the consequences of accidents in the oil and gas industry. They significantly increase the effectiveness of oil spill control [5].

These methods include the use of:

- nanomaterials – sorbents based on carbon nanotubes for oil absorption;
- drones and satellite monitoring – automated spill detection systems;
- robotic systems – underwater vehicles for eliminating leaks.

#### *Recommendations*

Based on the study, the following recommendations are proposed:

- 1) Strengthening control over the technical condition of equipment at oil and gas facilities.
- 2) The introduction of modern monitoring technologies and early warning systems.
- 3) Development of effective staff training programs for emergency actions.

#### *Conclusions*

Accidents in the oil and gas industry pose a threat to the environment and human health. Their consequences can be devastating, including water pollution, soil degradation, and destruction of natural ecosystems. These factors not only damage the environment, but also affect the lives of local communities, their economic well-being, and health.

However, despite the scale of the problem, there are methods for eliminating the consequences of accidents. The use of modern technologies, such as bioremediation, physical and chemical cleaning, as well as active restoration of ecosystems, can significantly reduce the negative impact on the environment.

It is necessary to continue research and development of new methods for preventing and eliminating the consequences of accidents, as well as to create stricter regulations and safety standards in the oil and gas industry. Adopting an integrated approach to environmental risk management will minimize the likelihood of accidents and their consequences, ensuring development and environmental protection for future generations.

Joint efforts by government, business and society can lead to significant improvements in environmental protection and safety in the oil and gas industry.

#### **References:**

1. Kornilina, N. R. Features of oil spill response [Electronic resource]. – Access mode : <https://terra-ecology.ru/stati/osobennosti-likvidacii-razlivov-nef/>, free. – Screen title. – (Accessed: 17.01.2025).
2. 10 Largest Accidents in the Oil and Gas Industry [Electronic Resource]. – Access Mode : <https://magazine.nefteg-az.ru/articles/ekologiya/547908-10-krupneyshikh-avariy-v-ngk/>, free. – Screen title. – (Accessed: 17.01.2025).
3. Kalarash, R. A. Korotkova, T. G. Statistics of accidents at petrochemical and oil refining industry facilities [Electronic resource]. – Access mode : <https://ntk.kubstu.ru/data/mc/0067/3225.pdf>, free. – Screen title. – (Accessed: 17.01.2025).
4. Methods of eliminating oil and oil product spills [Electronic resource]. – Access mode : <https://dprom.online/oilngas/metody-likvidatsii-razlivov-nefti-i-nefteproduktov/>, free. – Screen title. – (Accessed: 17.01.2025).
5. Oil spills [Electronic resource]. – Access mode : <https://lessorb.ru/articles/razlivy-nefti/>, free. – Screen title. – (Accessed: 17.01.2025).

**Predicting flow types of liquid hydrocarbons in pipelines by means of classification algorithms**

Grigorev L. Yu.

*Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta. Ukhta, Russia**Flow types of liquid hydrocarbons in pipelines*

The flow of liquid hydrocarbons in pipelines is characterized by a number of hydraulic and reological properties that affect liquid flow and consequently head loss because of arisen friction. Flow types are evaluated by means of Reynolds number that expresses the ratio between inertial and viscous forces [1 – 3]:

$$Re = \frac{vd\rho}{\mu} = \frac{vd}{\nu}, \quad (1)$$

where  $Re$  is the Reynolds number, dimensionless;

$v$  is the liquid velocity, m/s;

$d$  is the inner diameter of pipe, m;

$\rho$  is the liquid density, kg/m<sup>3</sup>;

$\mu$  is the dynamic viscosity of liquid, Pa·s;

$\nu$  is the kinematic viscosity of liquid, m<sup>2</sup>/s.

The type of a flow the Reynolds number of which does not exceed 2300 is laminar. At this flow, smooth paths in fluid layers occur with no cross-currents perpendicular mixing, as well as no pulsations in velocity and pressure. As a rule, the laminar flow is typical for highly viscous hydrocarbons and fluids moving at low velocities in small-diameter pipes. When the velocity is increasing, the flow layers are mixing more intensively with each other, so chaotic changes in pressure and velocity are getting significant and thus leading up to the transition of flow.

Transitional flow takes place at Reynolds numbers ranging from 2320 to 4000. At this flow, smooth paths in fluid layers occur, but they are unstable, therefore, in case of changing conditions, the flow can switch to turbulent.

Flows whose Reynolds number is more than 4000 are turbulent. This flow type is characterized by eddies and active mixing of layers with pulsations in velocity and pressure. In pipelines transporting liquid hydrocarbons, the turbulent flow takes place more often because at such conditions, commonly, the inertial forces significantly overcome the viscous ones.

The turbulent flow is also affected by absolute roughness of inner pipe walls  $\Delta$  that is equal to the average height of walls unevenness. This parameter is used for defining the relative roughness  $\Delta/d$  by which the turbulence region is evaluated [4 – 6]:

– hydraulically smooth pipes region if the Reynolds number ranges from 4000 to  $10 d / \Delta$ ;

– hydraulically medium-smooth pipes region if the Reynolds number ranges from  $10 d / \Delta$  to  $560 d / \Delta$ ;

– hydraulically rough pipes region if the Reynolds number is more than  $560 d / \Delta$ ;

The friction factor for flow types is calculated by these formulas [7, 8]:

$$\lambda_{lam} = \frac{64}{Re}, \quad (2)$$

where  $\lambda_{lam}$  is the friction factor of laminar flows.

$$\lambda_{tr} = \frac{1,2063}{Re^{0,416}}, \quad (3)$$

where  $\lambda_{tr}$  is the friction factor of transitional flows.

$$\lambda_{sm} = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (4)$$

where  $\lambda_{sm}$  is the friction factor of smooth-pipes flows.

$$\lambda_{med} = 0,11 \cdot \left( \frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}, \quad (5)$$

where  $\lambda_{sm}$  is the friction factor of medium-smooth-pipes flows,  
 $\Delta$  is the absolute roughness of inner pipe walls, mm.

$$\lambda_r = 0,11 \cdot \left( \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}, \quad (6)$$

#### *Creating datasets for training and testing*

In view of the fact that each flow type is characterized by a number of quantitative features, it is proposed to design artificial intelligence (AI) model being able to determine flow types of liquid hydrocarbons in pipelines. In order to create AI models, classification algorithms are going to be applied because the flow types can be used as classes in the training dataset.

Python is an optimal tool for designing AI because it keeps the necessary program libraries of machine learning. Designing AI will be carried out in the Russian service Yandex DataSphere entered in the Russian software register [9].

Training AI model is performed through writing a multiple-loops code that computes Reynolds numbers of ranging values of the parameters. A dataset is created from the values of densities and viscosities of twenty-five fields that range from 685.2 to 945.0 kg/m<sup>3</sup> and from 0.2 to 111.0 mPa·s, respectively. Nominal diameters range from 50 to 1150 mm. These three parameters are input as for-type loops in the training code. The range of flow velocities and inner pipe walls roughness are input as while-type loops with steps of 0.1 m/s and 0.01 mm, respectively. The first and second parameters vary from 0.1 to 1.5 m/s and from 0.01 and 0.10 mm. As a result, the number of training samples is 80500.

Additionally, the normal distribution (see Figure 1) and 3D-visualization (see Figure 2) of training data is done where x-axis is Reynolds number, y-axis is friction factor and z-axis is relative roughness.

As we can see, the flows of laminar, transitional and smooth-pipes regions are distributed in the area of low Reynolds numbers. The friction factor of laminar ranges from 0 to 1.4, while the factor of transitional and smooth-pipes regions is less than 0.05. The major part of the Cartesian coordinate system is filled with medium-rough-pipes turbulent samples whose friction factor is less than 0.1 while for rough-pipes turbulent samples is less than 0.1 too but at higher relative roughness.

The next stage of designing AI relates to creating several classifiers and subsequently checking them on the samples given in the table 1. The results of prediction will enable us to assess the classification quality of each classifier and determine more optimal algorithms of training for this problem. Test size is 0.15. Testing will be carried out with linear discriminant analysis (LDA), support vector machine (SVM), Gaussian Bayes classifier, decision tree and multilayer perceptron (MLP).

Table 1 – Check samples

Parameter	No. of check sample											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Flow velocity, m/s	1.45	0.13	0.47	0.76	0.91	0.29	0.91	1.13	0.50	0.66	1.48	0.32
Nominal diameter, mm	700	500	100	1000	300	250	850	350	550	50	1100	950
Density, kg/m <sup>3</sup>	744	775	765	850	855	879	827	857	888	890	840	781
Viscosity, mPa·s	0.71	1.01	0.71	2.61	17.20	20.50	9.40	10.30	31.40	16.20	2.90	5.04
Wall roughness, mm	0.015	0.081	0.063	0.009	0.111	0.050	0.076	0.029	0.032	0.096	0.065	0.017

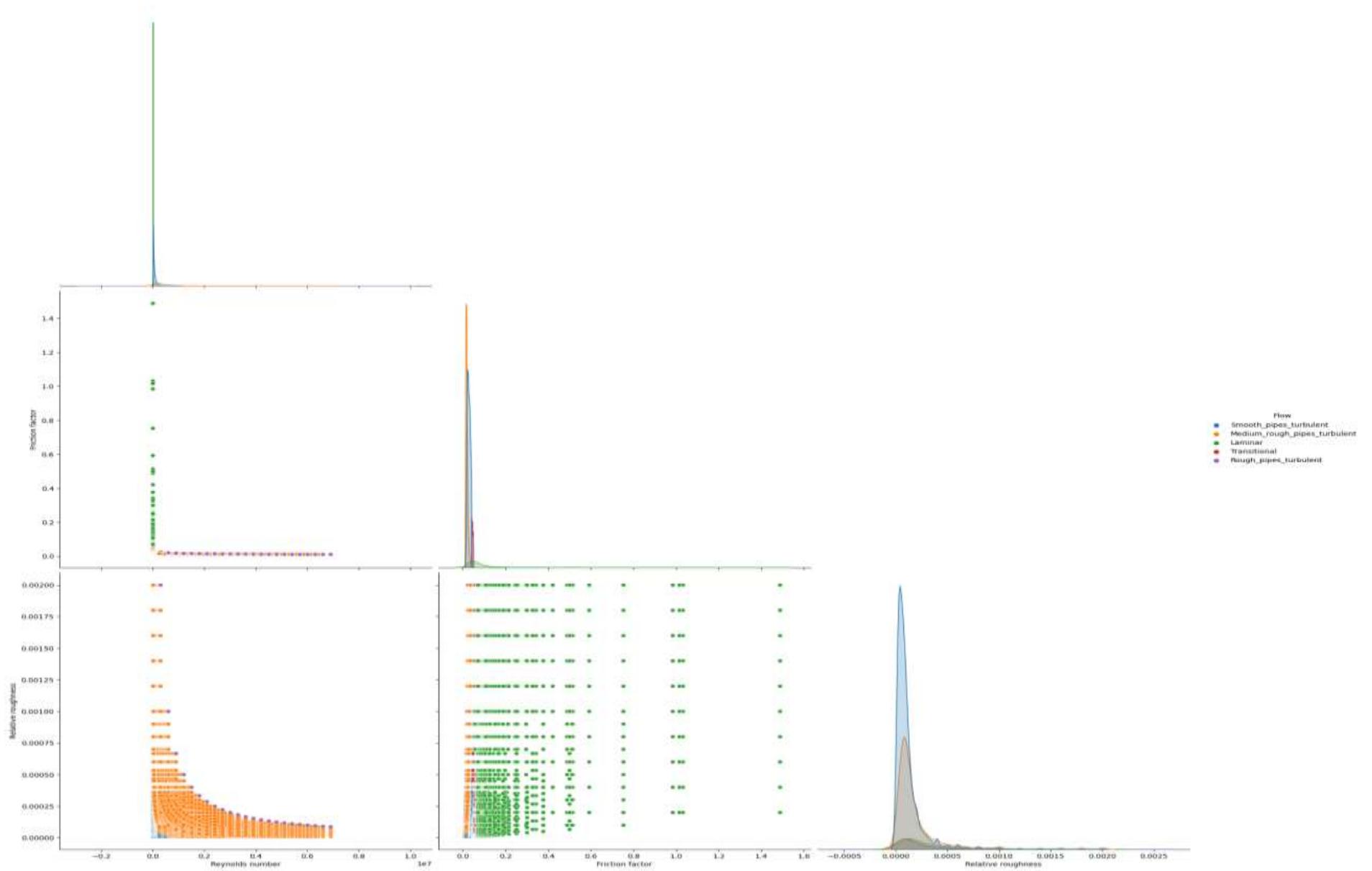


Figure 1 – Distribution of the training samples depending upon main features of flows

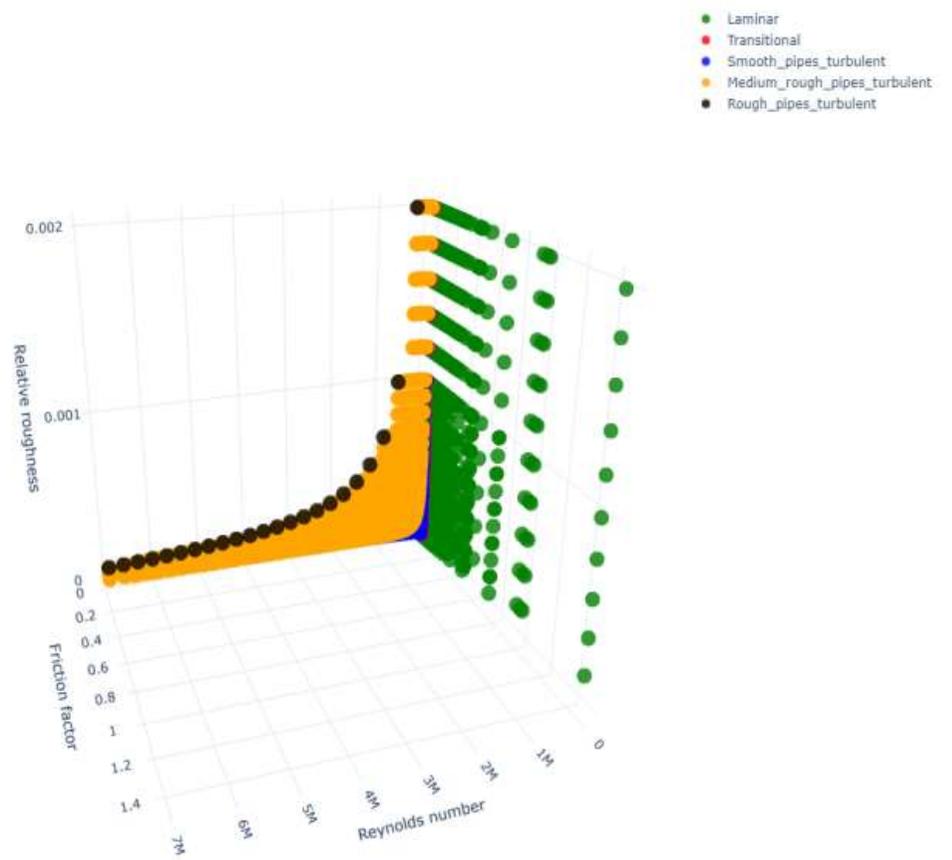
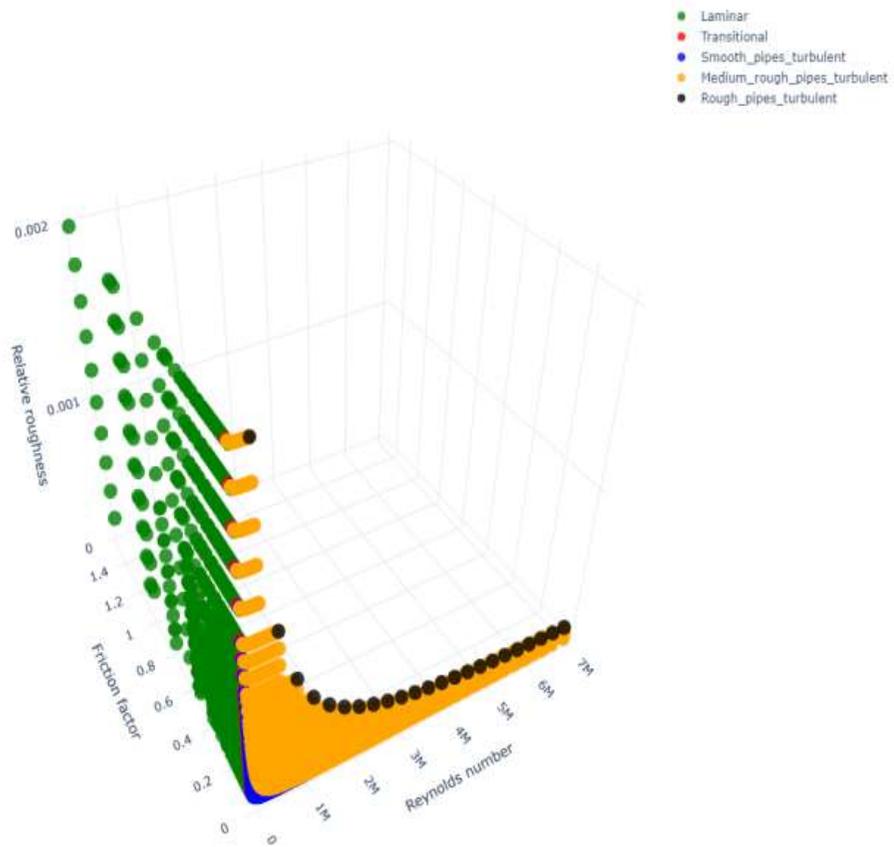


Figure 2 – 3D-vusualization of training samples distribution

### Classification algorithms

The LDA is used to define such a vector on which the projection of points guarantees the maximum separation of classes from each other and the minimum distance between points related to the same class [10]. The following formula is used to define the projection vector  $w$

$$w = S_w^{-1} \cdot (\mu_1 - \mu_2), \quad (7)$$

where  $S_w$  is the within-class scatter matrix;

$\mu_1$  and  $\mu_2$  are the means of the first and second sets of points, respectively.

$$S_w = S_1 + S_2, \quad (8)$$

where  $S_1$  and  $S_2$  are the covariance matrices of the first and second classes, respectively.

$$S_i = \sum_{x \in \omega_i} (x - \mu_i) \cdot (x - \mu_i)^T, \quad (9)$$

where  $x$  is the value of point in the  $i$ -class data set;

$\mu_i$  is the mean of points in the  $i$ -class data set.

$$\mu_i = \frac{1}{N} \sum_{x \in \omega_i} x, \quad (10)$$

where  $N$  is the number of points in the  $i$ -class data set.

$$S_b = (\mu_1 - \mu_2) \cdot (\mu_1 - \mu_2)^T, \quad (11)$$

where  $S_b$  is the between-class scatter matrix.

When having calculated the matrices of within- and between-class scatters, we can define the eigenvalue  $\lambda$ :

$$S_w^{-1} S_b w = \lambda w. \quad (12)$$

The SVM consists in mapping vectors into a much higher-dimensional feature space and defining an optimal hyperplane that separates points of classes easier in this space (figure 1, b). A hyperplane is created between support vectors drawn on the extreme points of each class. These vectors are defined by the following system of equations

$$\begin{cases} w^T x_i + b \geq 1, & \text{if } y_i = 1, \\ w^T x_i + b \leq -1, & \text{if } y_i = -1, \end{cases} \quad (13)$$

where  $w$  is the normal vector to the hyperplane;

$x_i$  support vector of  $i$ -class;

$b$  is the bias term.

The Gaussian Bayes classifier is based on the probability theory and defines the decision surface between classes by means of normal distribution:

$$p(x_i | y_i) = \frac{1}{\sigma_j \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x_i - \mu_j)^2}{2\sigma_j^2}}, \quad (14)$$

where  $\sigma_j$  is the standard deviation.

A decision tree is a hierarchical model that splits samples by similar features and distributes them in leaves of tree-like structure. A leaf in such a structure gathers all samples of one class that have similar quantitative or qualitative features related by the algorithm to the decision node that splits these samples into classes. The decision tree algorithm splits samples until all the points belonging to the same class are related to particular leaves. Decision trees use special criteria to split points and distribute them in the structure. Currently, there are more than 15 splitting criteria [12]. In this problem, the information gain will be used:

$$Entropy(y, S) = \sum_{c_j \in dom(y)} -\frac{|\sigma_{y=c_j} S|}{|S|} \cdot \log_2 \frac{|\sigma_{y=c_j} S|}{|S|}, \quad (15)$$

$$IG(a_i, S) = Entropy(y, S) - \sum_{v_{i,j} \in Values(a_i)} \frac{|\sigma_{y=c_i} S|}{|S|} Entropy(y, \sigma_{a_i=v_{i,j}} S). \quad (16)$$

The MLP is a machine learning algorithm based on an artificial neural network model consisting of fully connected multiple layers of neurons with nonlinear activation functions [13, 14]. Such a system includes an input layer, hidden layers, and an output layer [15]:

$$y(x) = \varphi \left( \sum_{i=1}^m \omega_i x_i \right) + b, \quad (17)$$

where  $y(x)$  is the output depending upon input  $x$ ;  
 $\varphi$  is the nonlinear activation function;  
 $m$  is the number of neurons in the layer;  
 $\omega_i$  is the weight of  $i$ -sample;  
 $x_i$  is the input of  $i$ -sample;  
 $b$  is the bias.

#### *Classification quality and results of prediction*

The classification quality is assessed by means of special metrics, such as precision, recall and F1-score. The amount of samples identified by the classifier as characteristic class is called support.

Precision shows the proportion of true positive samples to the amount of total positives that the model predicts:

$$Precision = \frac{TP}{TP + FP}, \quad (18)$$

where  $TP$  is the amount of true positive samples;  
 $FP$  is the amount of false positive samples.

Recall expresses the proportion of true positives among all the samples of positive class:

$$Recall = \frac{TP}{TP + FN}, \quad (19)$$

where  $FN$  is the amount of false negative samples.

F1-score is the harmonic mean of precision and recall and expresses how effectively the AI model makes the trade-off:

$$F1-score = \frac{1}{\frac{1}{recall} + \frac{1}{precision}} = 2 \frac{recall \cdot precision}{recall + precision}. \quad (20)$$

Accuracy defines the proportion of all the positives identified by the classifier to the total amount of samples:

$$Accuracy = \frac{TP + TN}{TP + TN + FP + FN}, \quad (21)$$

where  $TN$  is the amount of true negative samples.

The results of classification quality are given in the tables 2-6. Figures 3-7 shows the confusion matrices of training and testing that visualize the results of classification quality. Here, 0 is smooth-pipes turbulent, 1 is medium-rough-pipes turbulent, 2 is laminar, 3 is transitional, and 4 is rough-pipes turbulent. In addition to predicted results of check samples (see Table 7), a 3-depth tree visualizing decisions of AI on splitting samples in tree structure by qualitative and quantitative features is put down (see Figure 9).

Table 2 – Results of classification quality for LDA

Training share					Testing share				
Label	Precision	Recall	F1-score	Support	Label	Precision	Recall	F1-score	Support
0	0.76	0.86	0.81	36213	0	0.77	0.86	0.81	6390
1	0.82	0.73	0.77	23225	1	0.82	0.73	0.77	4099
2	0.58	0.72	0.64	5491	2	0.59	0.73	0.66	969
3	0.12	0.01	0.02	3476	3	0.21	0.02	0.04	614
4	0.00	0.00	0.00	20	4	0.00	0.00	0.00	3
Total number of samples				68425	Total number of samples				12075
Accuracy				0.76	Accuracy				0.76

Table 3 – Results of classification quality for SVM

Training share					Testing share				
Label	Precision	Recall	F1-score	Support	Label	Precision	Recall	F1-score	Support
0	0.70	0.95	0.81	36213	0	0.70	0.95	0.81	6390
1	0.91	0.69	0.78	23225	1	0.91	0.69	0.78	4099
2	1.00	0.19	0.32	5491	2	1.00	0.20	0.34	969
3	0.00	0.00	0.00	3476	3	0.00	0.00	0.00	614
4	0.00	0.00	0.00	20	4	0.00	0.00	0.00	3
Total number of samples				68425	Total number of samples				12075
Accuracy				0.75	Accuracy				0.76

Table 4 – Results of classification quality for Gaussian Bayes classifier

Training share					Testing share				
Label	Precision	Recall	F1-score	Support	Label	Precision	Recall	F1-score	Support
0	0.86	0.70	0.77	36213	0	0.86	0.70	0.77	6390
1	0.70	0.97	0.81	23225	1	0.70	0.98	0.82	4099
2	0.64	0.66	0.65	5491	2	0.65	0.66	0.65	969
3	0.09	0.02	0.04	3476	3	0.06	0.01	0.02	614
4	0.17	1.00	0.29	20	4	0.17	1.00	0.29	3
Total number of samples				68425	Total number of samples				12075
Accuracy				0.75	Accuracy				0.76

Table 5– Results of classification quality for decision tree

Training share					Testing share				
Label	Precision	Recall	F1-score	Support	Label	Precision	Recall	F1-score	Support
0	1.00	1.00	1.00	36213	0	1.00	1.00	1.00	6390
1	1.00	1.00	1.00	23225	1	1.00	1.00	1.00	4099
2	1.00	1.00	1.00	5491	2	1.00	1.00	1.00	969
3	1.00	1.00	1.00	3476	3	1.00	1.00	1.00	614
4	1.00	1.00	1.00	20	4	1.00	1.00	1.00	3
Total number of samples				68425	Total number of samples				12075
Accuracy				1.00	Accuracy				1.00

Table 6 – Results of classification quality for MLP

Training share					Testing share				
Label	Precision	Recall	F1-score	Support	Label	Precision	Recall	F1-score	Support
0	0.99	0.90	0.94	36213	0	0.99	0.90	0.94	6390
1	0.88	0.99	0.93	23225	1	0.87	0.99	0.93	4099
2	0.96	0.99	0.98	5491	2	0.95	0.99	0.97	969
3	0.90	0.90	0.90	3476	3	0.90	0.88	0.89	614
4	0.00	0.00	0.00	20	4	0.00	0.00	0.00	3
Total number of samples				68425	Total number of samples				12075
Accuracy				0.94	Accuracy				0.94

### Conclusions

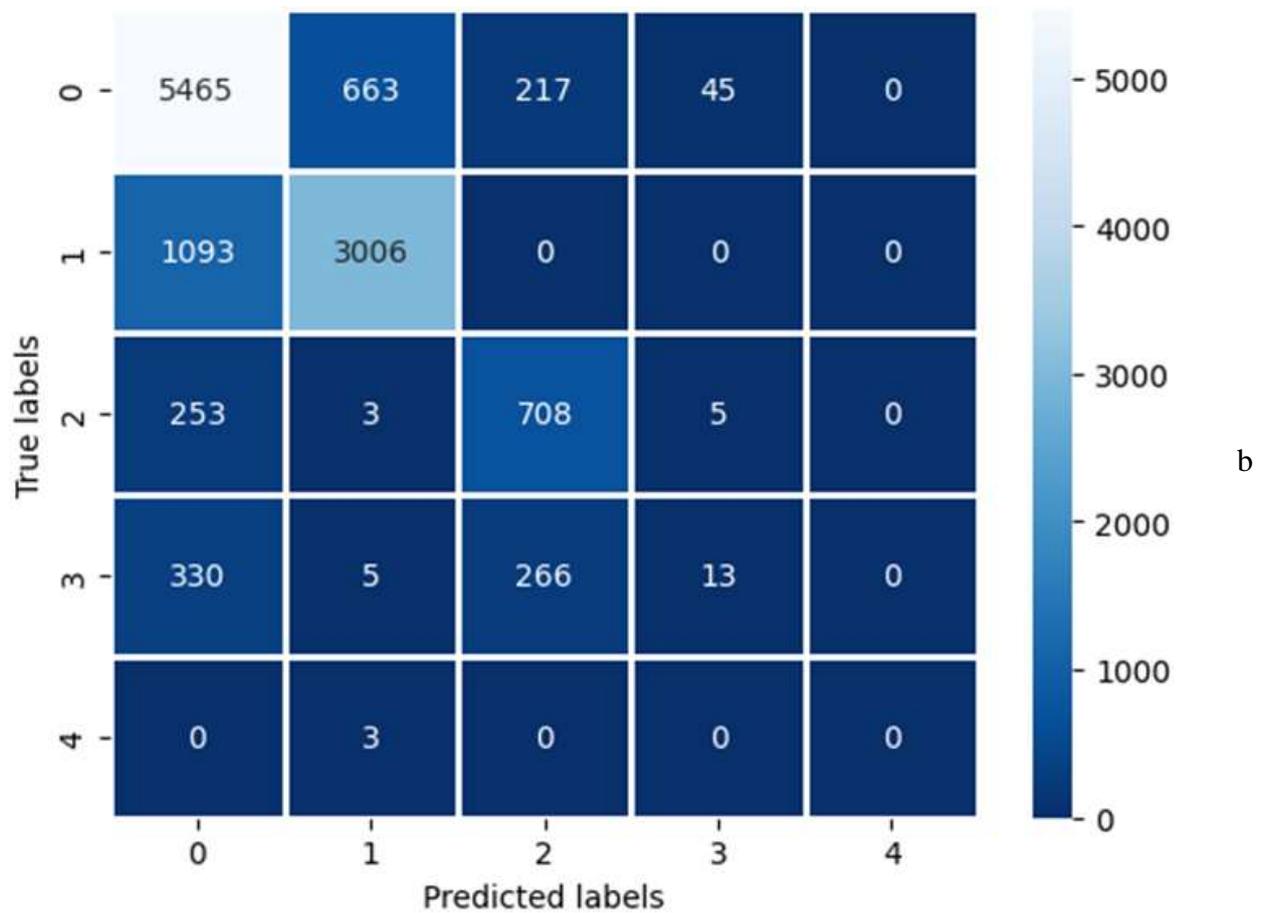
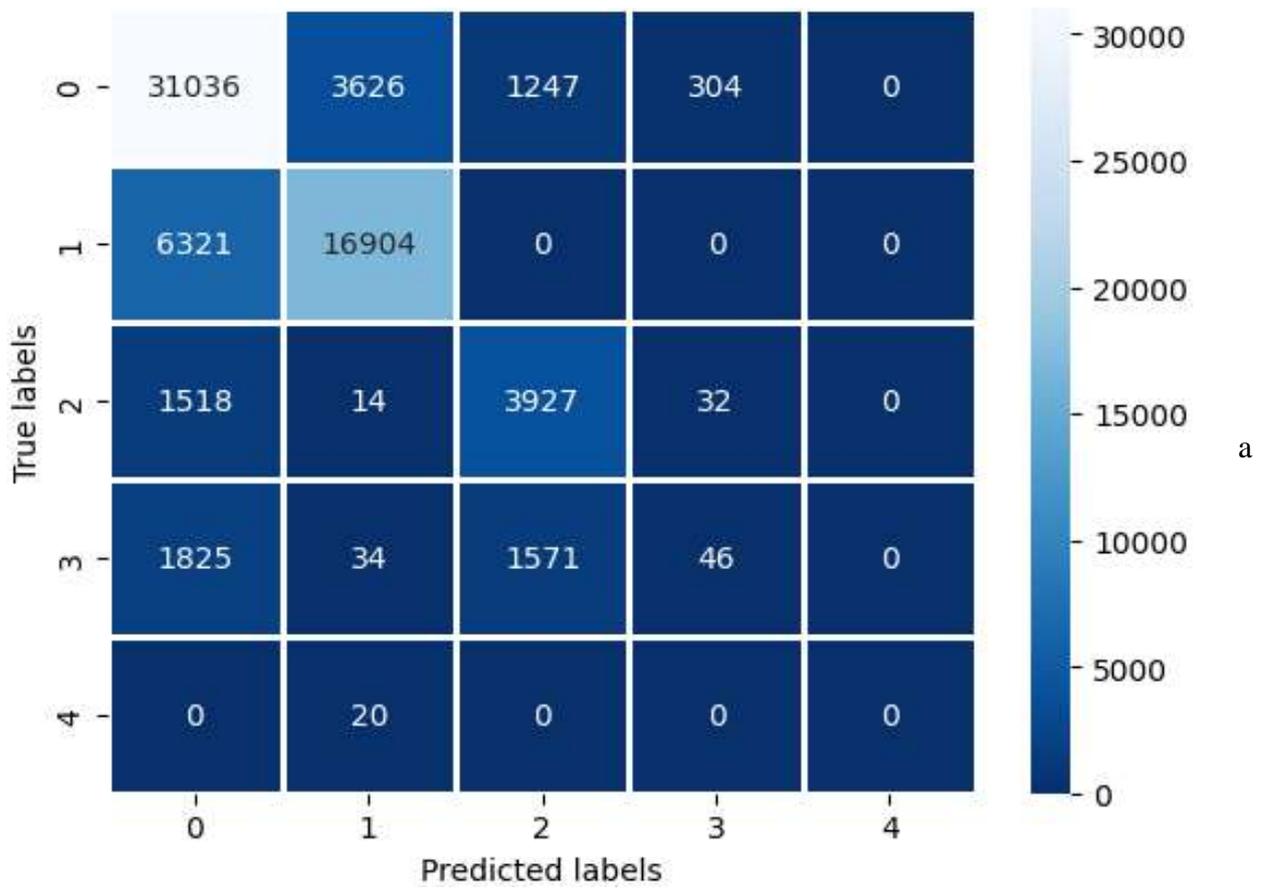
In conclusion, we can point out that the most optimal machine learning algorithm for the prediction of liquid hydrocarbons flows in pipelines is the decision tree in which the match of predicted classes with true ones is 91.7 %. The time of prediction is 0.179 s. Such results are gained owing to the working principle of the algorithm «Feature – Decision» and a lack of linearity. The accuracy of prediction can be increased by enlarging the training dataset. The total depth of tree is 15. The decisions made by the Reynolds tree are in the table 7.

The percentage of matches of predicted classes with true ones in the MLP is 83.3. The accuracy of prediction is lower than the decision tree gives because of small training data needed for the neural network algorithm. However, it is remarkable that the prediction time in the MLP is significantly higher (60.92 s) therefore the increase in training data will condition larger time costs of prediction.

The LDA gives the smallest percentage of matches: 50.0. It is conditioned because the linear classifier cannot clearly define the decision boundaries because of nonlinear distribution of points, so this algorithm is not recommended for the prediction of flow types of liquid hydrocarbons in pipelines.

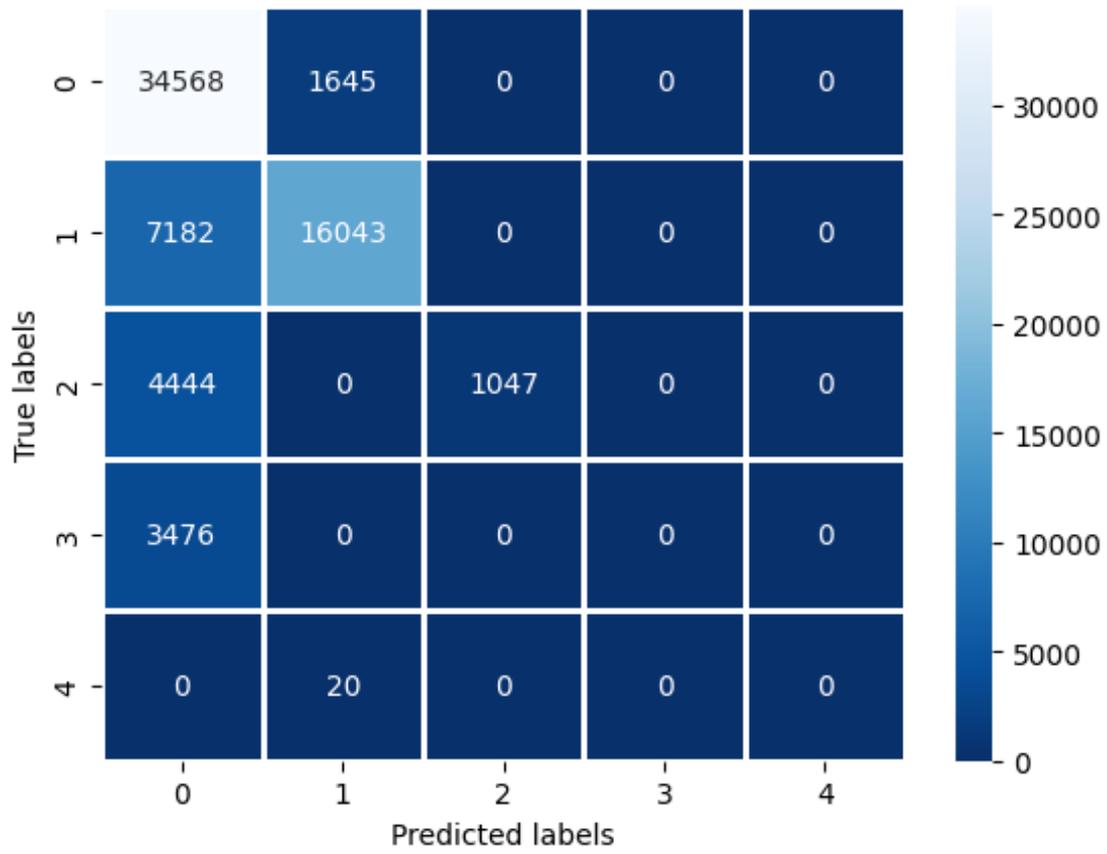
The SVM gives a small percentage of matches: 58.3. This algorithm spends more time to predict classes of samples because of the nonlinear distribution of points and the difficulty with quick selection of support vectors. Such factors condition the irrationality of the SVM for predicting flow types.

The percentage of matches for Gaussian Bayes classifier is 66.7, while giving only two classes in the outputs instead of four true ones. It shows that the classifier cannot clearly define the decision boundaries in this problem, so it is not recommended for the prediction of flow types of liquid hydrocarbons in pipelines.

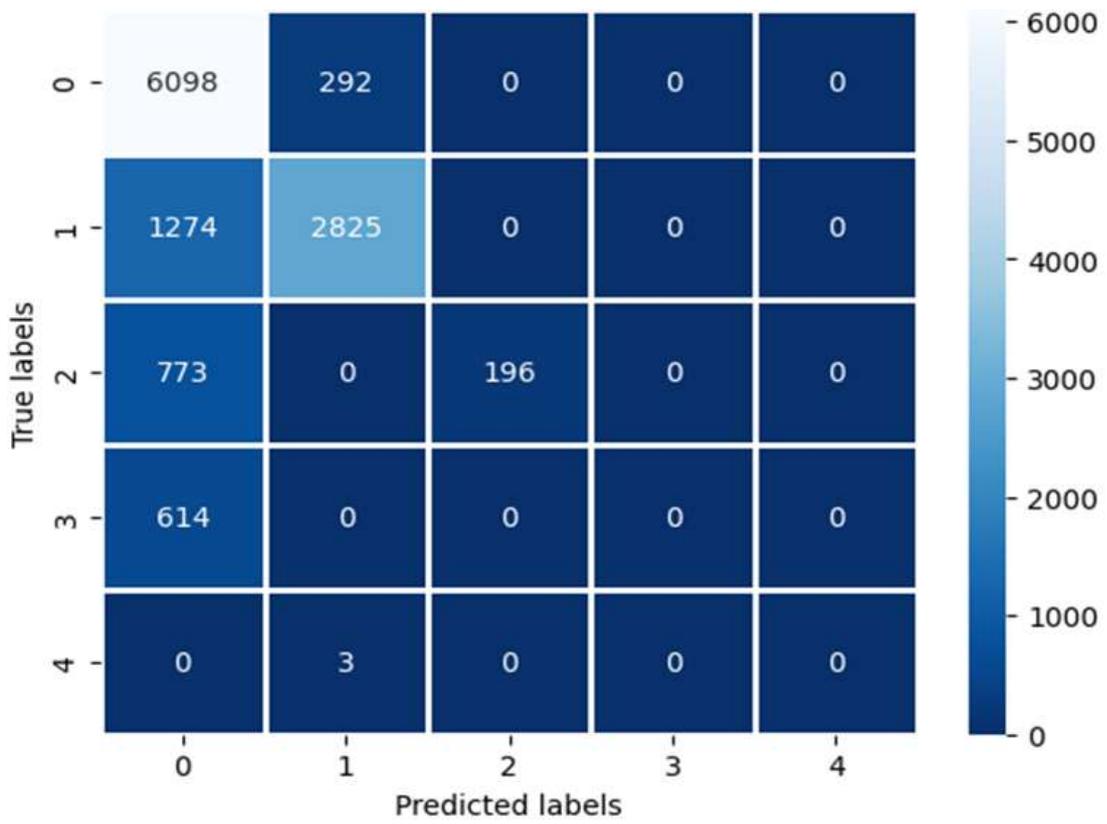


a – training; b – testing

Figure 3 – Confusion matrices of LDA



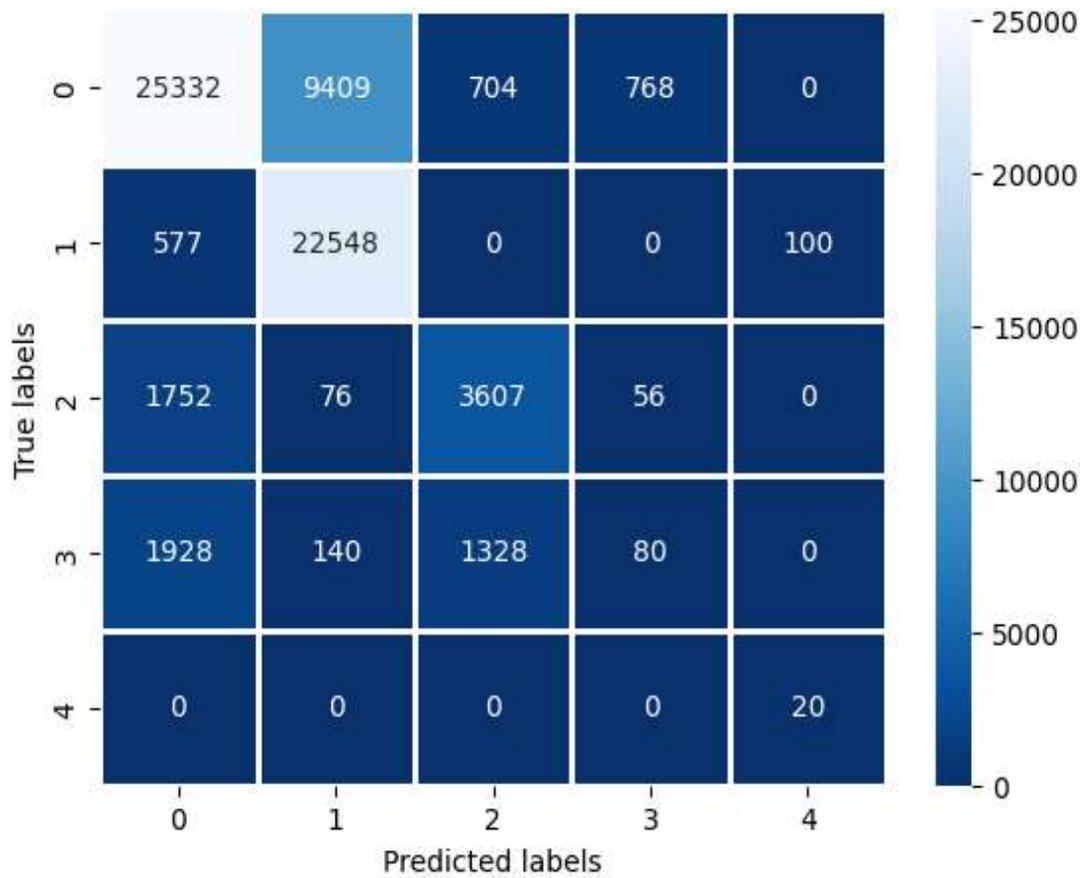
a



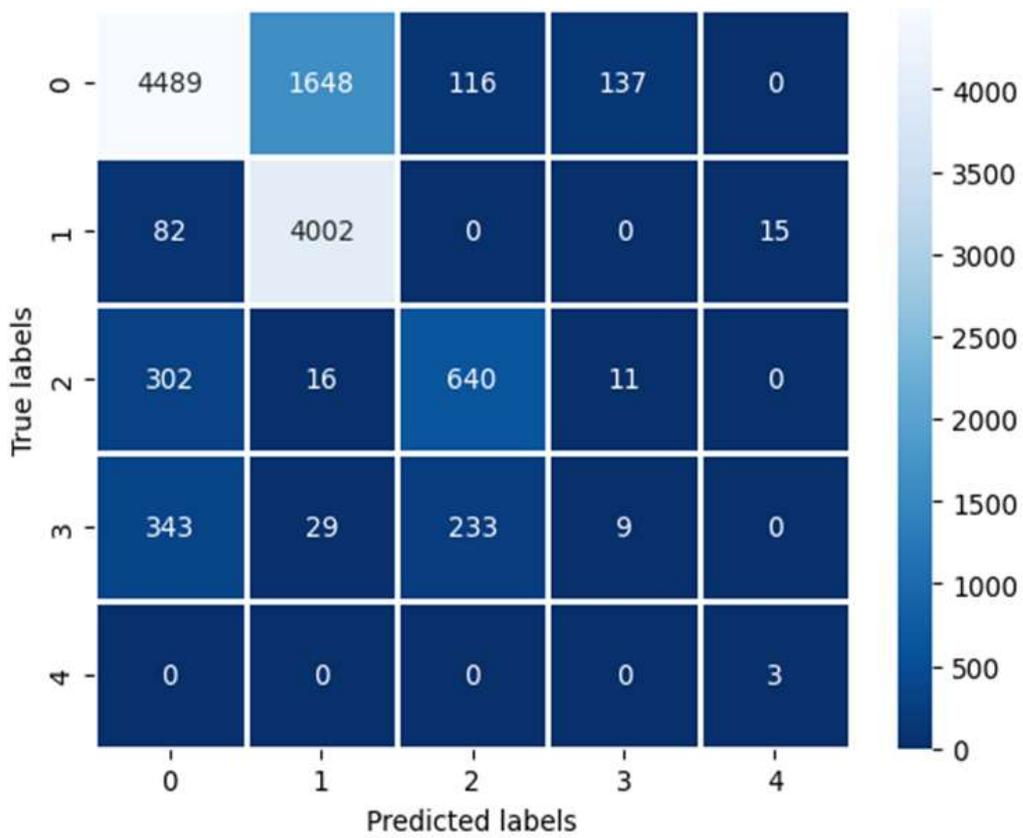
b

a – training; b – testing

Figure 4 – Confusion matrices of linear SVM



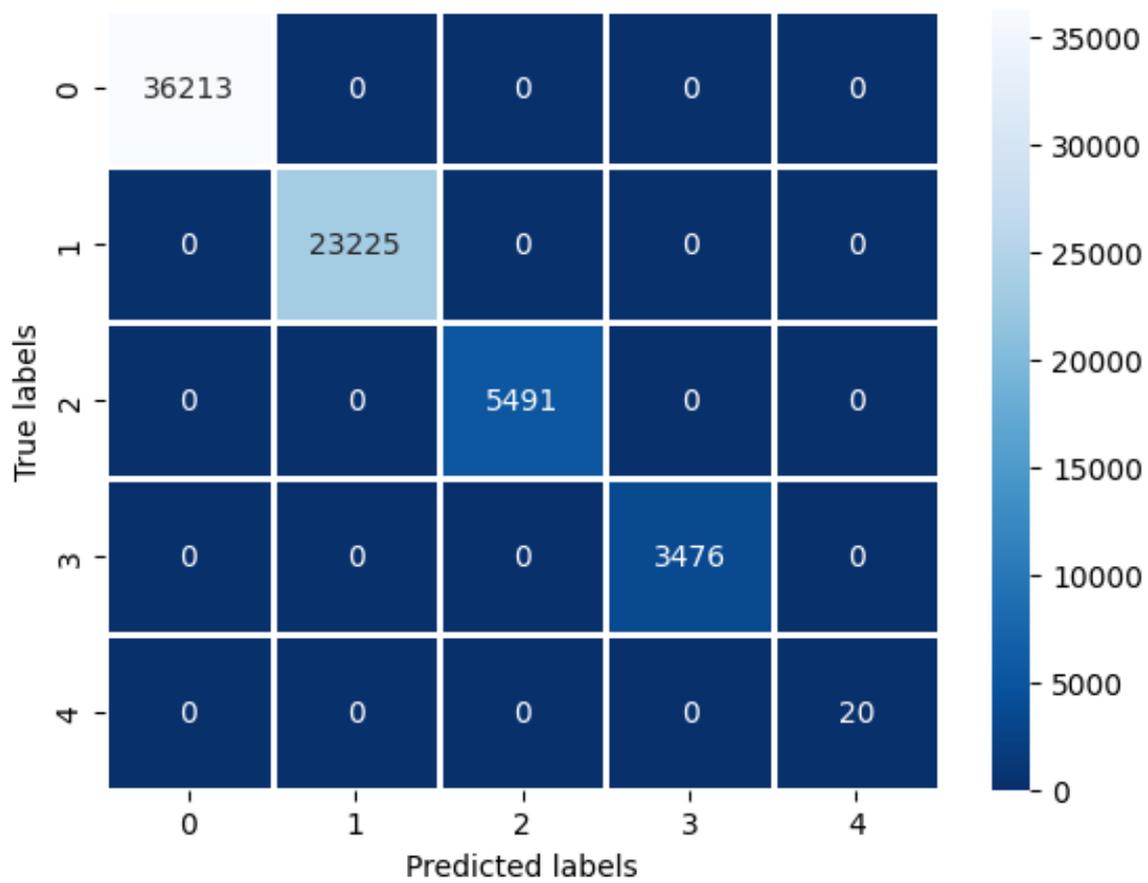
a



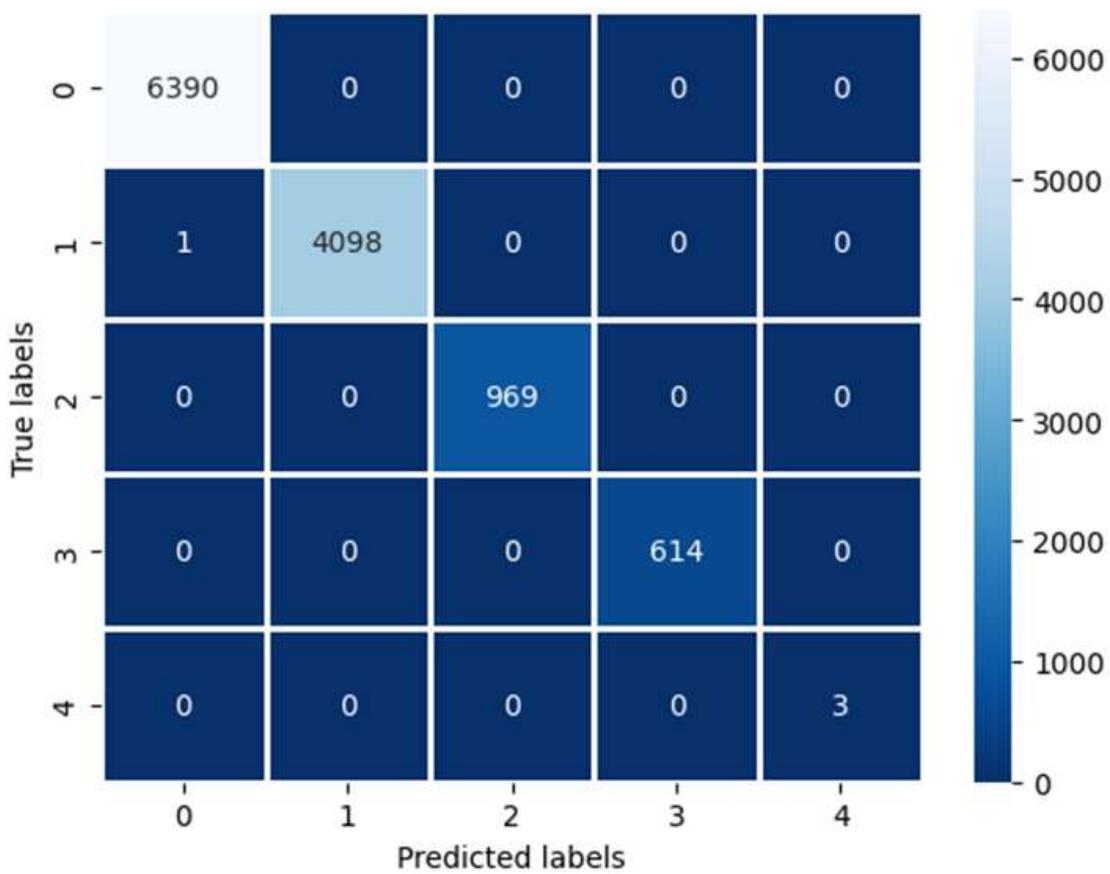
b

a – training; b – testing

Figure 5 – Confusion matrices of Gaussian Bayes classifier



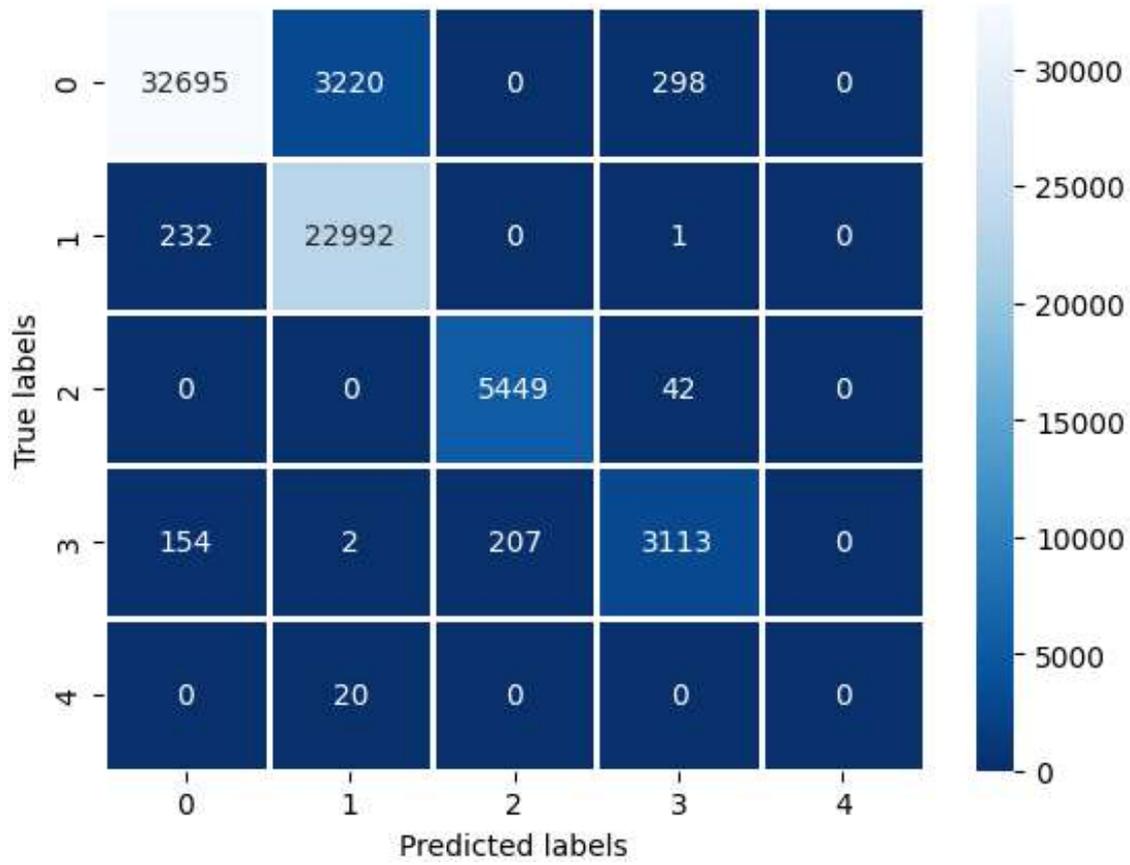
a



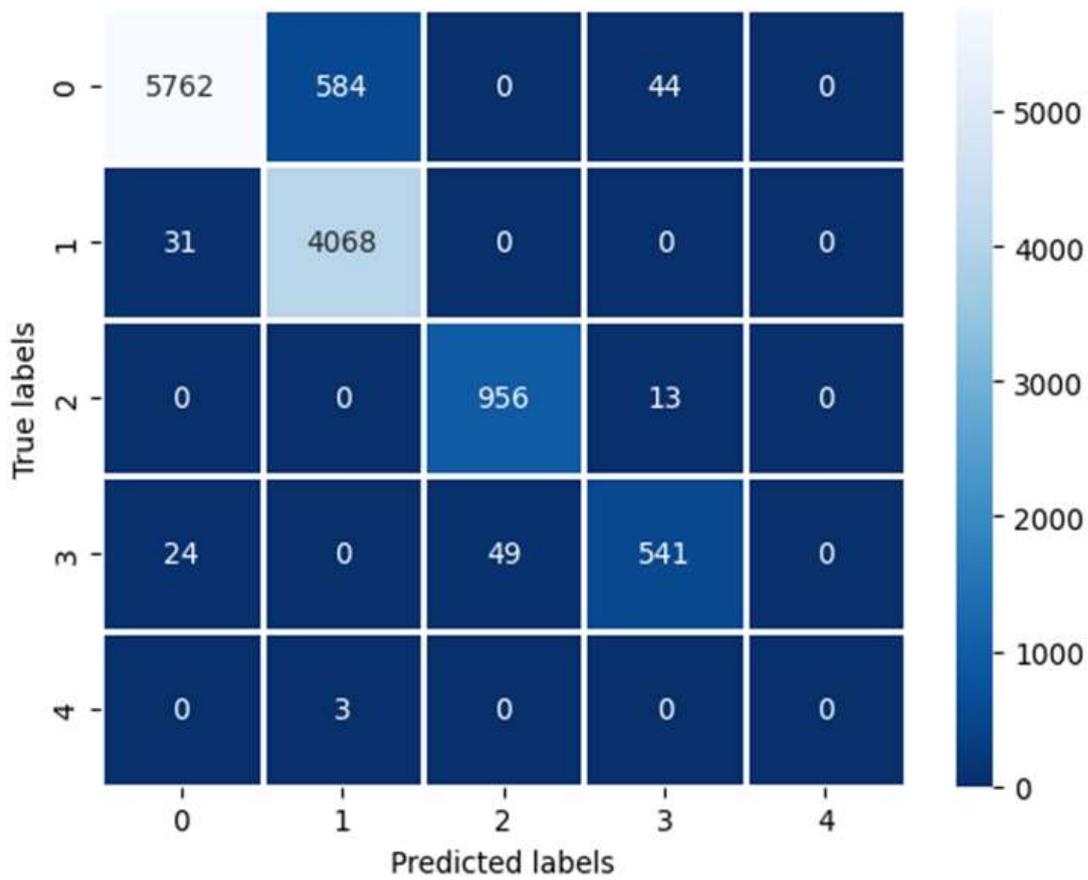
b

a – training; b – testing

Figure 6 – Confusion matrices of decision tree



a



b

a – training; b – testing

Figure 7 – Confusion matrices of MLP

Table 7 – Results of prediction by the designed classifiers

No. of sample	Classifier					True label
	LDA	SVM	Gaussian Bayes classifier	Decision tree	MLP	
1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	0	1	0
3	1	1	1	1	1	1
4	0	1	1	0	0	1
5	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	3	3	3
7	1	3	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	2	2	2
11	1	1	1	1	1	1
12	0	3	1	0	0	0
Percentage of matches	50.0	58.33	66.7	91.7	83.3	
Prediction time, s	0.257	21.26	0.136	0.179	60.92	

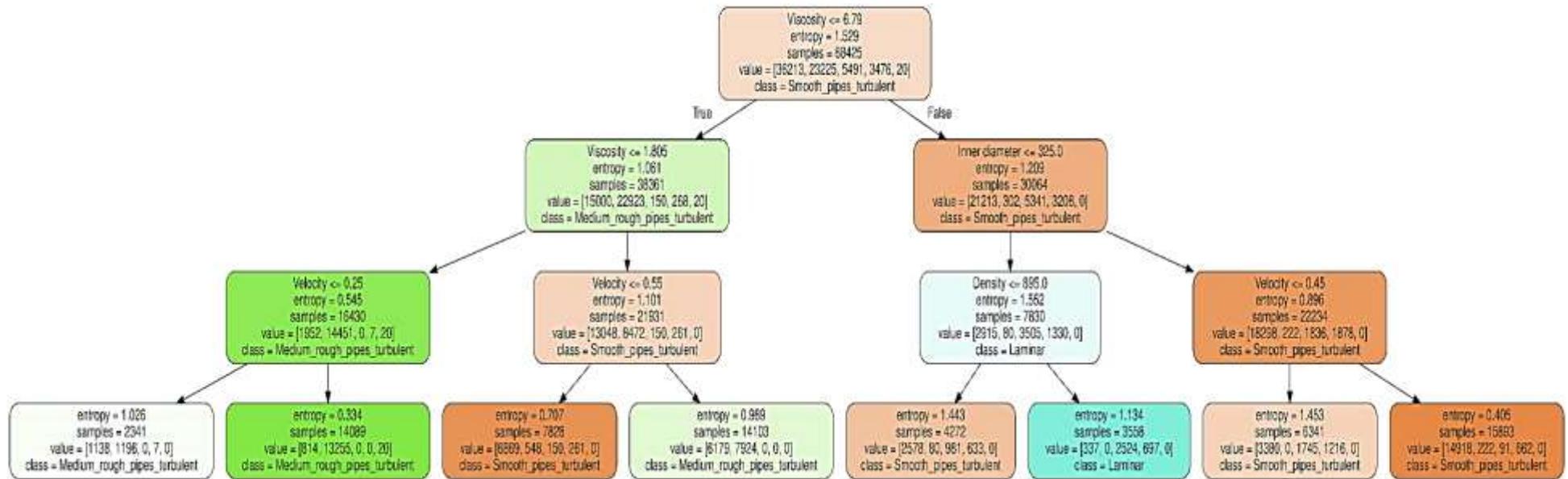


Figure 8 – Three-depth decision tree of the designed AI model

Table 7 – Reynolds tree decisions

Flow type				
Laminar	Transitional	Turbulent		
		Smooth-pipes region	Medium-rough-pipes region	Rough-pipes region
The majority of samples (46.0 %) is typical for liquid hydrocarbons with: $\rho \geq 895.0$ kg/m <sup>3</sup> $d \leq 325$ mm $\mu \geq 6.79$ mPa·s	The majority of samples (35.0 %) is typical for liquid hydrocarbons with: $v \leq 0.45$ m/s $d \geq 325$ mm $\mu \geq 6.79$ mPa·s. Some samples (27.7 %) have velocity more than 0.45 m/s	The majority of samples (58.6 %) is typical for liquid hydrocarbons with viscosity less than 6.79 mPa·s. Distribution of samples by a wide range of parameters	The majority of samples (98.7 %) is typical for liquid hydrocarbons with viscosity less than 6.79 mPa·s. Distribution of samples by a wide range of parameters	All samples are typical for liquid hydrocarbons with: $v \geq 1.35$ m/s $\mu \leq 0.305$ mPa·s $\Delta \geq 0.095$ mm
The 31.2 % of samples have parameters: $v \leq 0.45$ m/s $d \geq 325$ mm $\mu \geq 6.79$ mPa·s	The 20.0 % of samples have parameters: $\rho \geq 895.0$ kg/m <sup>3</sup> $d \leq 325$ mm $\mu \geq 6.79$ mPa·s. Some samples (18.2 %) have density less than 895 kg/m <sup>3</sup>			
The 2.7 % of samples have viscosity less than 0.55 mPa·s	The 7.5 % of samples viscosity ranging from 1.81 to 6.79 mPa·s			

**References:**

- Rapp B.E. (2017). Microfluidics: Modeling, Mechanics and Mathematics. Netherlands: Elsevier Inc. 766 p. (English).
- Монин, А.С. Статическая гидромеханика. Механика турбулентности. Часть 1 [Текст] / А.С. Монин, А.М. Яглом. – М.: Наука, 1965. – 640 с. (Russian).
- Лаптева, Н.Е. Ламинарный и турбулентный режимы движения жидкости [Текст] / Н.Е. Лаптева, Л.Г. Пастухова. – Екатеринбург: Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2011. – 15 с. (Russian).
- Moody L.F. Friction Factors for Pipe Flow. 1944: Journal of Fluids Engineering, Vol. 66: URL: <https://doi.org/10.1115/1.4018140> [Accessed 10<sup>th</sup> January 2025]. (English).
- Townes H.W., Gow J.L, Powe R.E. et al. Turbulent Flow in Smooth and Rough Pipes. 1972: Journal of Fluids Engineering, Vol. 92: URL: <https://doi.org/10.1115/1.3425420> [Accessed 12<sup>th</sup> January 2025]. (English).
- Морозова, Н.В. О границах зон трения при гидравлическом расчете нефте- и нефтепродуктов [Текст] / Н.В. Морозова, А.А. Коршак // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – Т. 5. – С. 120 – 125. (Russian).
- Чухарева, Н.В. Расчет простых и сложных промышленных трубопроводов [Текст] / Н.В. Чухарева. – Томск: Томский политехнический университет. – 49 с. (Russian).
- Vijayan P.K., Nayak A.K., Kumar N. (2019). Single-Phase, Two-Phase and Supercritical Natural Circulation Systems. Netherlands: Elsevier Inc. 631 p. (English).

9. Register of Russian software. «Yandex Cloud». Accessed January 15, 2025. [https://reestr.digital.gov.ru/reestr/310636/?sphrase\\_id=5448060](https://reestr.digital.gov.ru/reestr/310636/?sphrase_id=5448060). (Russian).
10. Fisher R. A. The Use of Multiple Measurements in Taxonomic Problems [Online] 1936: *Annals of Eugenics*, Vol. 7, Issue 2: Available from: <https://doi.org/10.1111/j.1469-1809.1936.tb02137.x> [Accessed 16<sup>th</sup> January 2025]. (English).
11. Cortes C., Vapnik V. Support-Vector Networks [Online] 1995: *Machine Learning*, Vol. 20: Available from: <http://dx.doi.org/10.1007/BF00994018> [Accessed 17<sup>th</sup> January 2025]. (English).
12. Rokach L., Maimon O. (2015). *Data Mining with Decision Trees. Theory and Applications*. 2<sup>nd</sup> edition. Singapore: World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd. 305 p. (English).
13. Cybenko G. Approximation by Superposition of a Sigmoidal Function [Online] 1989: *Mathematics of Control Signals, and Systems*, Vol. 2: Available from: <https://doi.org/10.1007/BF02551274> [Accessed 18<sup>th</sup> January 2025]. (English).
14. Rosenblatt F. The Perceptron: A Probabilistic Model for Information Storage and Organization in The Brain [Online] 1958: *Psychological Review*, Vol. 65: Available from: <https://doi.org/10.1037/h0042519> [Accessed 18<sup>th</sup> January 2025]. (English).
15. Chan K.Y., Abu-Salih B., Qaddoura R. et al. Deep neural networks in the cloud: Review, applications, challenges and research directions [Online] 2023: *Neurocomputing*, Vol. 548: Available from: <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2023.126327> [Accessed 18<sup>th</sup> January 2025]. (English).

УДК 811.111:622.276(470.1/.2)

### **Polar Rhythms of Russia: Day and Night in Oil and Gas Extraction in the North**

Shvedov D. A., Lozhkina T. V.

*Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia*

Polar day and polar night are such peculiar phenomena of nature that seriously influence the life and labor of the population, inhabiting the northern part of the Russian Federation. Such conditions are vital for oil and gas extraction, whose employees work in extremely adverse climatic and biological conditions.

The purpose of this research work is to find out how polar day and night affect the physical and mental health of workers in the northern part of the Russian Federation. It aims to discover what areas of Russia have the biggest manifestation of these phenomena, and in what way they are reflected on the economy of the regions. It is also important to determine what problems take place in this condition while extracting oil and gas and to assess what adaptation methods exist, and what new solutions may be proposed.

The objectives of the study include:

- to examine scientific data on the effects of polar conditions on the human body;
- to analyse labor productivity statistics under such conditions;
- to determine modern technologies and adaptation methods;
- to develop practical proposals to enhance work efficiency.

This topic is relevant because Russia is among the countries whose economy is heavily reliant on its hydrocarbon extraction in challenging climatic conditions. The solution of the problems connected with the polar day and night may significantly improve safety, productivity, and quality of life of the personnel.

#### **Theoretical Aspects: The Impact of Polar Day and Night on Humans**

Various scientific studies prove that the polar day and night have a bad impact on human biological rhythms, especially when it comes to occupational safety hazards for workers.

Polar Night is a seasonal phenomenon when the sun never rises above the horizon. The absence of natural light causes seasonal affective disorder (SAD), depression, nervous alertness and decreased motivation. According to the *International Journal of Circumpolar Health* (2019), approximately 30% of workers in the Arctic experience symptoms of SAD, which negatively affects their work performance because of a long-term daylight deprivation.

Polar Day is a period for which the sun never sets and it may also pose other problems for workers. Due to the continuous light during the polar day, our body rhythm will be interrupted, causing chronic fatigue, stress and poor concentration. According to research in labor camps, workers may experience a loss of 20% in productivity because of sleep disturbances and greater fatigue.

### **Gas and Oil Extraction Regions of Russia: Features and Challenges**

The following parts of Russia are the regions of gas and oil extraction: Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, the Republic of Sakha (Yakutia), and Nenets Autonomous Okrug. All these regions have a polar day and polar night though the duration is everywhere different.

#### **Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (YNAO):**

It is one of the biggest areas that produce natural gas, having the fields such as Bovanenkovo and South Tambey. Polar day lasts up to 67 days here, and polar night is up to 62 days. It can cause the following difficulties: high labor mobility, regular applications for psychological support, and logistical complications in permafrost conditions.

#### **Khanty-Mansi Autonomous Okrug (KMAO):**

The region is a center of oil production, with the largest fields being Priobskoye and Samotlor. Polar day lasts up to 60 days, and polar night is up to 55 days. This may lead to the following difficulties: low labor efficiency, higher number of mistakes at work because of insufficient visibility.

#### **The Republic of Sakha (Yakutia):**

It is rich in hydrocarbon resources, with operations reaching the Arctic Circle. Polar day and polar night duration may be as long as 80 days, depending on the latitude. Hence, there are the following disadvantages such as extraordinarily low temperatures and permafrost conditions which complicate infrastructural maintenance considerably.

#### **Nenets Autonomous Okrug:**

It is oil and gas rich region that is a part of the Timan-Pechora Basin. Day and night lasts for 50 and 45 days. It is known for very difficult working conditions. Moreover, extreme remoteness from the mainland makes it hard to access medical treatment and comfortable life.

### **Issues within the Branch of Extraction of Gas and Oil**

Polar day and night are the sources of several problems for the gas and oil extraction regions of Russia:

#### **1. Operational Difficulties:**

During polar night, variations in winter temperature and poor visibility make it impossible to work at open sites. During polar day, continuous light increases the chances of making mistakes because of overwork and raises the risk level for incidents.

#### **2. Human Factor:**

It is evident that workers often suffer from stress, depression, nervous alertness and emotional burnout. According to Gazprom statistics, requests for psychological assistance in Polar Regions are increased by 40% during polar night.

#### **3. Economic Consequences:**

According to Gazprom statistics, it was estimated that lower labor productivity and higher medical costs are reducing the profitability of a company.

Let's consider some modern adaptation methods to handle the challenges caused by the continuous light period and a long-term daylight deprivation.

Here are some methods applied to minimize the negative impact of polar day and night:

➤ use day artificial lighting and take vitamins

Lamps imitating natural light help to restore hormonal balance and improve mood. It is advisable to take vitamin D to compensate the lack of sunlight and to boost the energy level.

➤ maintain structured work schedules

It is important to maintain daily routines and habits to structure your life. Work and rest cycles help the body to strengthen the body's natural rhythms.

➤ use technologies

Polar night and polar day demand utilizing available modern technologies in Polar Regions where the conditions are not quite appropriate for human work. By implementing drones and robots it is possible to perform hazardous work. For instance, there are special robots that clean the cables of power lines while moving along their surface.

#### **Analysis of the Obtained Data**

Concluding from the analysis of research and statistics of oil and gas companies it was stated that while polar day and night decrease labor productivity by 15–20%, the number of requests for psychological assistance in polar regions increases during polar night by 40% (according to Gazprom report “Labor Protection and Safety in Extreme Northern Conditions”, published between 2020–2023). During polar night human body experiences a decline in energy and it increases a potential risk of safety incidents by 25% (according to Lukoil report “Social Responsibility in Regions of Presence”, which was published in 2021).

#### **Proposals for Improving Working Conditions during polar day and night period**

Here are some proposals that could be implemented to solve these problems:

1. Smart Living Modules are residential areas that should have automated lighting systems which change in brightness and temperature depending on the time of the day.
2. Mobile Medical Station is an autonomous diagnostic station to examine workers' health. Besides that, it is offered to provide workers with vitamins necessary during polar day and night to maintain psychological and hormonal balance.
3. VR Training is safe practices without risking life using virtual reality. Programs visualise tasks on personal computers enabling workers to develop basic skills without injury or costly mistakes.
4. Social Support Programs are sports activities and cultural events which are held in order to maintain social connections and improve mental health. This would help create a friendly atmosphere among the team members and develop close relationships, helping them counteract depression and SAD.

To conclude, it is important to emphasize that such phenomena as polar day and night greatly influence the workers' physical and mental health in gas and oil extraction companies. The most affected regions include the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Republic of Sakha (Yakutia), and Nenets Autonomous Okrug. Adaptation methods at hand, such as artificial lighting and structured schedules, help diminish negative effects, but these methods need further elaboration. Proposed innovative improvements in the form of smart living modules, VR training and mobile medical station could improve the working conditions much more radically, thus contributing to a boost in work efficiency. Robots and drone technology can also be used to mitigate the hazards for worksite safety.

Thus, it is worth stating that overcoming problems related to the polar day and night would positively affect workers' lives, along with creating possibilities for the sustainable development of Russia's gas and oil extraction industry.

#### **References:**

1. Козлов М. В., Шубина Е. Н. Влияние жизни на Крайнем Севере на здоровье человека / М. В. Козлов, Е. Н. Шубина // *Международный журнал здоровья в полярных регионах*. — 2015. — Т. 72, № 4. — С. 12–25.
2. Цайслер К. А., Даффи Дж. Ф. и др. Циркадные ритмы и воздействие света в полярных регионах / С. А. Czeisler, J. F. Duffy et al. // *Journal of Biological Rhythms*. — 2018. — Т. 33, № 2. — С. 89–105.
3. Отчет об устойчивом развитии за 2022 год . — Текст : электронный // Public Joint Stock Company Gazprom : [сайт]. — URL: <https://www.gazprom>. (accessed 17.01.2025).
4. Социальная ответственность в регионах присутствия . — Текст : электронный // ЛУКОЙЛ : [сайт]. — URL: <https://lukoil.ru/> (accessed 20.01.2025).
5. Состояние здоровья населения в северных регионах . — Текст : электронный // Министерство здравоохранения Российской Федерации : [сайт]. — URL: <https://minzdrav.gov.ru/> (accessed: 18.01.2025).

**Syncwine method in the study of professional concepts in oil and gas topics**

Miklina O. A.

*Ukhta state technical university, Ukhta, Russia*

The word sinkwein is derived from the French word – «*cinq*» (five). As a teaching method, it appeared relatively recently – at the beginning of the 20th century. The author of sinkwein is considered to be Adelaide Crapsey (1878-1914). She developed its structure under the influence of Japanese poetry, which she was fond of [1, 2].

Initially, great importance was attached to the number of syllables in each line and the placement of stress.

In pedagogy, syncwine is a methodological technique. Filling a syncwine is called the syncwine method. This method has been widely used since the beginning of the 20th century, first in the study of school subjects (literature, reading), and now in the study of social disciplines (history, social studies, etc.) [1, 2].

Sinkwein, in its classical form, is a poem that consists of five lines. Each line contains a certain number of words depending on the rules. The main emphasis is on the content and the rules for constructing each line. The filling rules are as follows. The first line of a poem is its theme. It is represented by just one word (noun). The second line consists of two words that describe the topic (adjectives or participles). The third line contains three words that describe actions (verbs or gerunds) related to the topic of syncwine. The fourth line is a phrase, which is a statement in the form of a proverb, saying, quote, aphorism, etc. This statement necessarily relates to the disclosure of the topic. The fifth line is just one word, which is a summary (synonym).

In didactic syncwine, all words also describe the object (topic) of syncwine. However, the rules for filling it out are changing. In the study of technical disciplines, for example, chemistry [1], the rules for filling out each line change slightly. The technical component, in this case, is a priority (Figure 1).

<p><b>Line 1</b> is an <i>object</i> (heading) containing the keyword, concept, and theme of the syncwine, expressed in noun form.</p> <p><b>Line 2</b> – two adjectives (<i>description of the object</i>).</p> <p><b>Line 3</b> – three verbs (<i>action of an object or with an object</i>).</p> <p><b>Line 4</b> is a phrase that carries a certain meaning <i>(the functionality of the object)</i>.</p> <p><b>Line 5</b> – summary, conclusion, one word or phrase, noun.</p>
---

Figure 1 – Didactic cinquain

The content of the didactic synquain is based on the content and syntactic definition of each line in accordance with its structure. According to the teachers, the use of the Sinkwein method allows to generalize, classify, analyze and systematize the acquired knowledge, increases motivation to study the educational material.; synthesizes complex information.

As part of *our research*, we considered the possibility of using the syncwine method in the form of filling out the didactic syncwine in the study of professional definitions of oil and gas topics.

The main task when studying oil and gas disciplines at the initial stage of training is to obtain basic knowledge of basic production processes. These processes ensure the functioning of any oil and gas production (well drilling, production and transportation of oil and gas). It is clear that for this purpose special equipment is used, which is a collection of units (parts, elements, devices, devices, etc.).

Any unit(s) has its own unique name, which is a professional term. This term is not familiar to the student, which creates difficulties in understanding the educational material of the discipline.

A survey of students showed that they experience difficulties in studying professional disciplines associated with the following [3, 5]:

- *academic preparation* (school preparation);
- *professional features* (lack of figurative ideas about the objects being studied; lack of experience in an oil and gas enterprise; difficulties in perceiving oil and gas production (drilling, production, transport) as an objective reality; lack of knowledge of technological equipment intended for the functioning of the technological process; lack of knowledge of terms in the description of technological equipment components (professional term).

Therefore, let's consider what a student needs to do to understand the description of any piece of technological equipment:

- know the names of the unit(s) - term;
- isolate a unit(s) from a general diagram (drawing, photograph);
- identify in a diagram (drawing, photograph) significant connections between equipment units with each other and establish connections between them;
- know the purpose of the unit(s);
- know the functioning or operation of the unit(s);
- know the conditions for using the unit(s);
- be able to describe a unit(s) (geometric shape, dimensions, technological indicators, material of manufacture, etc.) that characterizes them and distinguishes them from others.

When comparing the main positions in the description of the unit(s) of technological equipment and the structure of the didactic syncwine, one can assume the possibility of using the latter in the study of oil and gas disciplines (in the form of a term or terms).

In the first line you can write a term that will be the object of the syncwine. It should be noted that some nodes in their terms consist of several words, so in a didactic syncwine an object can consist of phrases. Enter its description in the second line. Here you can describe the geometry of the unit and the material from which it is made. Words to describe its functionality can be written in the third line. The number of words will depend on the context. In the fourth line you can enter any phrase to describe the object (purpose, external description, technological parameters, etc.). Some components of technological equipment may have professional (industrial) "terms" that are used in production. In this case, they can be entered in the fifth line.

As a result, we have created a table that allows you to fill out the didactic syncwine in the study of professional definitions. Therefore, the structure of the didactic syncwine when describing any unit of oil and gas equipment can be presented in the form of a table shown in Figure 2.

1 line	What?	<i>a word or phrase (object) that is the theme of the syncwine and is characterized by a special definition or name:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><i>name of the unit or equipment;</i></b></li> </ul>
2 line	Which? What material? How? What are the accepted numerical values? What are the conditions?	<i>two adjectives or participles describing the characteristics and properties of an object:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><i>appearance of the unit, material of manufacture, its types, types;</i></b></li> <li>• <b><i>conditions of use;</i></b></li> </ul>
3 line	What does it do? What actions does it perform? What characterizes it? Purpose	<i>three verbs or gerunds describing the theme of syncwine:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><i>functions or actions related to the name of the node or equipment that is the topic of the syncwine;</i></b></li> </ul>
4 line	After what is it installed? What is it installed on? For what? Why is it important?	<i>This is a phrase with a set of professional terminology, which is a statement to an object:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><i>the unit(s) that is the topic of the syncwine;</i></b></li> </ul>
5 line	What? Schematic illustration.	<i>A conclusion or phrase that is drawn from all the information described above and succinctly expresses the essence of the object:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><i>one word synonym or word synonym;</i></b></li> <li>• <b><i>draw a schematic diagram of the unit, according to GOST, or a diagram (drawing);</i></b></li> </ul>

Figure 2 – Structure of didactic cinquain (oil and gas theme)

Let's consider an example of using the syncwine method in the form of filling in a diactic syncwine. Figure 3 shows an excerpt of text [4] in the description of a control device in the form of a throttle.

The text of the methodological guidelines on the topic « <i>Choke</i> »	
<b>Regulating devices</b>	
<p>Regulating devices – chokes (fittings), which create local hydraulic flow resistances, are installed on the discharge (working and spare) lines to regulate the operation of the well. In GOST 13846-89, the regulating devices are called a throttle. In the old GOST 1984, the regulating devices had another name – a fitting. Experts in the gas industry call this device a choke, and oilmen call it a fitting. Students are invited to independently determine which name is more suitable for the purpose of these devices by looking at the translation of words from German in the glossary (throttle and fitting).</p> <p>Chokes can be adjustable and non-adjustable.</p> <p>The simplest throttling device of an unregulated type is made in the form of a steel disc up to 10 mm thick, clamped between two flanges. There is a hole in the center. The hole diameter varies from 3 to 35 mm. The diameter of the hole provides a certain technological mode of well operation.</p>	

Figure 3 – Description of the control device in the form of a throttle.

As a result of working on filling out the didactic syncwine, we received a table (Figure 4).

<b>1 line</b>	What?	<b><i>CHOKE</i></b>
<b>2 line</b>	Which? What material? How? What are the accepted numerical values? What are the conditions?	<b><i>METAL (MATERIAL), CHANGING (FUNCTIONALITY)</i></b>
<b>3 line</b>	What does it do? What actions does it perform? What characterizes it? Purpose	<b><i>REGULATES, OPERATES, INSTALLS</i></b>
<b>4 line</b>	After what is it installed? What is it installed on? For what? Why is it important?	<b><i>CONTROLS THE OPERATING MODE OF THE WELL</i></b>
<b>5 line</b>	What? Schematic illustration.	<b><i>FITTING</i></b>

Figure 4 – Structure of didactic cinquain for Choke

In conclusion, we can say the following. The student's ability to correctly compose a synquain according to the proposed structure in the study of technological equipment components will indicate a high degree of mastery of the educational material.

- knows the professional terminology in the node description;
- knows the unique properties of the the unit;
- knows the purpose of the the unit;
- is able to identify the most characteristic features of the node being studied;
- able to analyze large amounts of professional information on oil and gas topics.

### Библиографический список:

1. Бахман, Е. В. Синквейны на уроках химии. [Электронный ресурс]: [nfourok.ru/ispolzovanie-sinkveyna-na-urokah-himii-504315.html](http://nfourok.ru/ispolzovanie-sinkveyna-na-urokah-himii-504315.html). (дата обращения: 07.02.2025)
2. Куулар Л. Л. Синквейн-метод – средство реализации межпредметных результатов освоения основных образовательных программ // Современные проблемы науки и образования. / Л. Л. Куулар, М. П. Куликова. – 2014. – № 3 Электронный ресурс: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=13439> (дата обращения: 07.02.2025 г.)
3. Миклина, О. А. К вопросу об изучении теоретического учебного материала технического характера профессиональных дисциплин начального этапа обучения характера / О. А. Миклина // Региональный опорный вуз в рамках программы развития образования: миссия, функции и перспективы: МНК (1–3 декабря 2017 года): сборник статей / отв. ред. В.В. Сушков. – Сыктывкар: Изд-во СГУ им. Питирима Сорокина, 2017. – С. 192-198
4. Мордвинов, А.А. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин [Электронный ресурс]: Методические указания / А. А. Мордвинов, О. А. Миклина, Е. Л. Полубоярцев. – Ухта: УГТУ, 2013. – 38 с.
5. Сотникова О.А. Приоритет в выборе педагогических технологий нефтегазового образования при изучении теоретического материала // Современное образование. — 2016. - № 1. - С.45-67. DOI: 10.7256/2409-8736.2016.1.17046. URL: [http://e-notabene.ru/pp/article\\_17046.html](http://e-notabene.ru/pp/article_17046.html)



## АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

<b>В</b>		Белокоровкин С. А.	387	Дыйканов Т. Н.	280
		Беляев С. Н.	308	<b>Е</b>	
Baghirov A. A.	461	Бердник М. М.	226	Екимов Д. А.	271
Bashirli M. I.	461	Бестужева Н. А.	73	<b>Ж</b>	
<b>Г</b>		Билалов А.	28	Жданов К. Ю.	141
		Бирюкова М. Е.	105, 107	Желудова М. С.	11
Grigorev L. Yu.	470	Благинина М. Е.	226	<b>З</b>	
<b>И</b>		Близнюков В. Ю.	397	Заборовская В. В.	73
Pyasov V. Kh.	463	Бобылева Т. В.	391	Зарубин В. А.	341
<b>L</b>		Богданов Б. П.	39, 73	Захаров Д. Ю.	300
Lozhkina T. V.	486	Богданов Н. П.	308	Земенков Ю. Д.	222
<b>М</b>		Болотов С. Д.	159	<b>И</b>	
Mammadov R. M.	461	Борейко Д. А.	387	Иванов В. А.	230
Miklina O. A.	489	Борисов Н. А.	230	Игнатик А. А.	233
<b>P</b>		Борисова О. В.	282	Иконникова Л. Н.	202
Poluboyartsev E. L.	463	Бруслов А. Ю.	171	Ильязов Р. Р.	442
<b>S</b>		Бушнев Д. А.	42	Искендеров Э. Х.	239
Shambulina V. N.	463	<b>В</b>		Исмагилов М. И.	333, 362, 375
Shvedov D. A.	486	Валяева О. В.	42	Исмагилова С. М.	333, 362, 375
Sokhodon G. V.	467	Верисокин А. Е.	457	Исмаилов Ш. З.	116
<b>W</b>		Вишератина Н. П.	55	<b>К</b>	
Wang Jiaojiao	101	Власов Д. П.	164	Казанцев А. Д.	344
<b>A</b>		Волков А. Н.	217	Калашников Д. С.	457
Аббасова С. В.	101	Волкова Х. Ф.	391	Калининский А. А.	304
Абдуллаев М. Г.	127	<b>Г</b>		Каменских С. В.	397
Азизли Ф. В.	127	Габибуллаева Ш. А.	111	Капитонова Т. Ф.	73
Алиярова Х. Э.	34	Голубев И. А.	304	Кожарин А. В.	290
Андрианов Н. И.	383	Горелкина Е. И.	154, 157	Кожевникова П. В.	359
Анисимов И. Е.	333, 362, 375	Горобец С. А.	73	Колоколова И. В.	47
Асадова Г. Ш.	99	Горожанин И. В.	260	Конечный К. А.	210
<b>Б</b>		Грохотов Е. И.	95	Коробкин В. Г.	226
Бабушкин П. П.	336	Грунской Т. В.	445, 447	Котик И. С.	42
Барахнина В. Б.	333	<b>Д</b>		Котик О. С.	42
Барахнина С. Д.	375	Дадаш-заде М. А.	116	Кочкина Ю. В.	23, 55
Бастриков С. Н.	431, 437	Дегтярев Н. А.	413	Ксёنز Т. Г.	210
Бейкель И. А.	222	Демченко Н. П.	47	Кузнецов В. А.	144
		Джаббарова Г. В.	138, 150, 378	Кузнецова К. И.	295
		Дмитрийчук Д. И.	341	Кузьбожев П. А.	243
		Дроздов Д. А.	260	Куницына Т. Н.	55
		Думболов Д. Д.	260		

## АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Куранов А. В.	11	Позднухов С. В.	300	Устюгов Д. Л.	95
Кусова Л. Г.	191	Политов Н. М.	450	Ушакова А. С.	174
<b>Л</b>		Попова М. С.	413	<b>Ф</b>	
Латыпова Г. И.	362	Прищепа О. М.	95	Фабин Р. И.	437
Логинов В. А.	330	Пунанова С. А.	69	Фариен Е. С.	28
Луценко Н. А.	402	<b>Р</b>		Филатов И. О.	333
Любимов П. В.	246	Распопов А. В.	182	<b>Х</b>	
Лютоев А. А.	369	Ростовщиков В. Б.	47	Халикова Э. Р.	317
Лютоева Е. В.	369	<b>С</b>		Хан К.	282
<b>М</b>		Сабитов М. И.	132, 135	Хорошилов О. С.	457
Мажренова Т. Т.	205	Савельева А. А.	42	Хорошилов Р. А.	450
Мамедов Р. М.	167	Савенок О. В.	191	Хузина Л. Б.	417
Мамедова Е. В.	123	Савич В. Л.	326	<b>Ц</b>	
Мамедова С. Б.	34	Саегараев А. Д.	42	Цуканов А. Н.	434
Маммедова Г. Г.	120	Салаев М. Т.	138	Цуканова А. Н.	420, 434
Манафов Р. Г.	150, 378	Сарпонг Д. Н.	431	<b>Ч</b>	
Мансурова С. И.	127	Сарычев И. Л.	323	Чернышов А. С.	323
Маньшев Д. А.	313	Сафронов В. А.	105	Чертенков М. В.	174
Матвеев В. И.	290	Сбитнева Я. С.	47	Чижевская Е. Л.	222
Матвеева С. Ю.	11	Семченко Н. Л.	304	Чувашов А. А.	359
Медведева М. М.	28	Сенин С. В.	88	Чуйкова Е. П.	191
Мелентьев В. А.	285	Сеоев Л. В.	251, 260	<b>Ш</b>	
Мелькова Л. В.	23	Сериков Д. Ю.	387	Швецов М. В.	23
Мельников Д. И.	260	Сивкова М. В.	135	Шиков И. А.	141
Михеев М. А.	423	Сивкова М. И.	132	Ширинов М. М.	427
Моор С. М.	274	Сотникова А. Г.	23, 47	Штоль И. Р.	420
Мударисова Р. А.	69	Стрекаловская А. К.	271	Шухарев Е. И.	277
Муравьев В. А.	217	Ступень В. Д.	313	Шюкюрлю М. Ф.	239
Мушинский В. Л.	359	Сулейманов Э. М.	144	<b>Щ</b>	
Мягков С. Н.	277	Султанова А. В.	116, 167	Щербакова Ю. С.	182
<b>Н</b>		Суринов С. А.	274	<b>Ю</b>	
Некучаев В. О.	285, 290, 364	<b>Т</b>		Юрков А. Е.	336
Низовцева Ю. Б.	37	Талибуллин Р. Н.	417	<b>Я</b>	
<b>О</b>		Таловина И. В.	95	Яворская Е. Е.	330
Обейдат М. А.	351	Таранова Л. В.	295	Яраханова Д. Г.	19
Омарова А. Ш.	427	Тарсин А. В.	364	Яшин Л. В.	326
Онацкий В. Л.	304	Терентьев М. Г.	217	<b>У</b>	
Ощенко А. П.	313	<b>У</b>		Ульныров И. Л.	64
<b>П</b>		Уляшева Н. М.	420, 423	<b>У</b>	
Падин Е. А.	344	<b>У</b>		<b>У</b>	
Поветкин П. Е.	260	<b>У</b>		<b>У</b>	