

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)



**Памяти первого главы
Республики Коми**

**ЮРИЯ
АЛЕКСЕЕВИЧА
СПИРИДОНОВА**

посвящается

**«Проблемы геологии, разработки и эксплуатации
месторождений и транспорта трудноизвлекаемых
запасов углеводородов»**

**Материалы Всероссийской научно-технической конференции
с международным участием**

(7 – 8 ноября 2024 года)

УГТУ
Ухта
2024

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

**Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта
трудноизвлекаемых запасов углеводородов**

**МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ
(7 – 8 ноября 2024 года)**

УДК 622.276(061.3)

ББК 33.361 я5

К 65

**Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием
(7 – 8 ноября 2024 г. ; Ухта).**

К Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта
65 трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы конференции / под редакцией
Р. В. Агинеи. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2024. – 335 с. : ил. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-88179-930-4 (серия)

ISBN 978-5-6051495-4-5

Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей» выступает одним из инструментов интеграции образования, науки и производства для решения задач, стоящих перед топливно-энергетическим комплексом России в контексте глобальных геополитических процессов.

Тематическое поле конференции охватывает всю технологическую цепочку, от геологической разведки месторождений до переработки нефти, привлекая специалистов различных направлений и позволяя разрабатывать комплексные решения стоящих перед отраслью задач.

УДК 622.276(061.3)

ББК 33.361 я5

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи (гл. редактор); канд. техн. наук, доцент Д. А. Борейко; канд. геол.-минерал. наук, доцент Н. П. Демченко; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; Д. Саврей; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; Е. Е. Яворская; канд. техн. наук, доцент М. А. Михеев; канд. техн. наук Т. В. Бобылева; канд. техн. наук Е. Л. Полубоярцев; канд. техн. наук И. Д. Киборт (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.

ISBN 978-5-88179-930-4 (серия)

ISBN 978-5-6051495-4-5

© Ухтинский государственный технический университет, 2024

План 2024 г., позиция 005(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.

Уч.-изд. л. 17,6. Заказ № 393.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ.....	8
СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ.	
ПОДСЕКЦИЯ: «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ».....	9
Модернизация ДНС-1 на Верхне-Помпейском месторождении: технический анализ и эколого-экономические преимущества <i>Воробьев К. С.</i>	9
Комплекс маркшейдерско-геодезических работ на территории нефтяного месторождения для обеспечения строительства кустовых площадок <i>Писарев В. С.</i>	11
Глубина залегания природных битумов в различных странах и их разработка <i>Яраханова Д. Г.</i>	16
Анна Васильевна Дуркина: биография и вехи научных геологических достижений, к 100-летию со дня рождения <i>Желудова М. С.</i>	19
К вопросу о предоставлении права пользования недрами и земельным участком над ними <i>Дудников В. Ю., Саприн С. В.</i>	22
Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в центральной части Денисовской впадины <i>Голиков Н. Р., Ростовщиков В. Б.</i>	26
Оценка нефтегазового потенциала сложнопостроенных объектов с использованием геолого-геохимических данных <i>Кочкина Ю. В., Вишератина Н. П.</i>	32
Сравнительный анализ геологических закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции <i>Маракова И. А., Вельтистова О. М., Локьяев Т. Х., Осколкова М. Д.</i>	36
Изучение геологических нарушений на Ярегском нефтетитановом месторождении <i>Грунской Т. В., Белкин И. А.</i>	38
Особенности процедуры предоставления в аренду земельных участков из состава земель лесного фонда для целей недропользования <i>Рекова Е. В., Пильник Ю. Н.</i>	42
Тектонические критерии нефтегазонакопления в силурийско-нижнедевонских отложениях Большеземельского свода <i>Белая И. В., Овчарова Т. А., Ростовщиков В. Б.</i>	46
Описание физико-механических свойств пород Ярегского месторождения <i>Грунской Т. В., Белкин И. А.</i>	49
Оценка характеристик вытеснения пласта ЮВ1 с помощью статистических методов и выделение зон низкой выработки запасов нефти <i>Чиликин В. М., Шарафутдинов А. Ф.</i>	53
Инструмент анализа расхождений расчетной и фактической продуктивности добывающих скважин для адаптации гидродинамических моделей <i>Бреслер Л. Х., Минаев В. В., Давлетишина И. В.</i>	58
Природные выходы нефти и газа на дневную поверхность на территории Ухтинской зоны нефтегазонакопления: исторические данные и современное состояние <i>Сенин С. В., Голдобин А. Я.</i>	61

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ.	
ПОДСЕКЦИЯ: «РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ»	66
Обзор методов контроля экологических проблем при разработке нефтяных месторождений в районе Крайнего Севера <i>Погожев А. С., Родин О. А.</i>	
<i>Научный руководитель - Поляков К. В.</i>	66
Индикаторы для проведения трассерных исследований: типы, требования, свойства <i>Старинец М. В., Засовская М. А.</i>	70
Подход к внедрению водогазового воздействия на объектах с низким газовым фактором нефтей <i>Горелкина Е. И.</i>	73
Разработка образовательного приложения для прогноза основных показателей разработки нефтяных месторождений с применением характеристик вытеснения нефти водой <i>Шумко В. С., Мамчистова Е. И.</i>	76
Применение современных методов при анализе разработки месторождений <i>Дорменев В. С.</i>	81
Потенциал тепловых и водогазовых методов увеличения нефтеотдачи <i>Ахметшина А. А.</i>	
<i>Научный руководитель - Горелкина Е. И.</i>	83
Обоснование применения многостадийного гидравлического разрыва пласта и термогазового воздействия для увеличения добычи на Приобском нефтяном месторождении <i>Чуйкова Е. П., Кусова Л. Г., Савенок О. В.</i>	86
Альтернативный алгоритм оценки степени взаимовлияния скважин и эффективности заводнения с использованием систем компьютерного моделирования <i>Кулешова Л. С., Мухаметшин В. В., Гилязетдинов Р. А.</i>	93
СЕКЦИЯ 2. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	98
Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловых трубопроводах и оборудовании <i>Овчинникова А. В., Попов И. Н.</i>	98
Прокладка магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности <i>Матвеев В. И., Клевакин Д. С., Терентьева М. В.</i>	102
Выявление оптимальных параметров анодных заземлителей и станции катодной защиты для обеспечения надёжной защиты резервуаров <i>Кульбей А. Г., Бердашкевич В. В.</i>	105
Применение скребков со ступенчатыми манжетами для очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов <i>Ярошевич В. С., Алефиров И. А.</i>	108
Применение технологии лазерной сварки при сварочно-монтажных работах на магистральных нефтепроводах <i>Логинов В. А., Яворская Е. Е.</i>	113
Устранение мест недозащиты и обеспечение нормативной защищенности многониточной газотранспортной системы <i>Давыдов И. А., Яворская Е. Е.</i>	118
Анализ осложнений при промышленном транспорте мультифазного потока на месторождениях ПАО "Газпром нефть" <i>Кунакова А. М., Усманова Ф. Г., Дашкевич Д. А.</i>	127
Корреляция плотности, вязкости и компонентного состава нефтей, перекачиваемых по МН АО «Транснефть-Север» <i>Мелентьев В. А., Некучаев В. О.</i>	134

Сварочные процессы, используемые при строительстве наземного трубопровода API 5L X65 диаметром 26 дюймов в рамках проекта нефтепровода White Oil Pipeline в Пакистане <i>Хан К., Борисова О. В.</i>	142
Альтернативный транспорт для труднопроходимой местности <i>Григорьев А. Ю.</i>	146
Изучение влияния ультразвуковых волн на реологические свойства нефти <i>Журба Е. Д., Шаммазов И. А.</i>	150
Оценка изгибных напряжений трубы на лабораторном стенде методом измерения углов наклона <i>Игнатик А. А.</i>	154
Интерактивный тренажер для подготовки сотрудников к действиям в аварийных ситуациях <i>Низамов Н. И.</i>	159
Использование трубы Леонтьева для повышения эффективности теплообмена в системах трубопроводного транспорта <i>Рудник Р. С., Матвеев А. Ф., Ковальногов В. Н.</i>	160
К вопросу совершенствования подходов оценки эффективности работы магистральных нефтепроводов <i>Федоров П. В.</i>	165
Исследование технологии лазерной сварки кольцевых соединений узлов технологической обвязки НПС <i>Лебедь А. Д., Терентьева М. В., Шакирзянов П. Г.</i>	167
Нечеткий решающий алгоритм в системах обнаружения утечек <i>Шмаков К. И.</i>	171
Оценка прочности уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров под действием эксплуатационных нагрузок <i>Скорняков А. А., Кантемиров И. Ф.</i>	180
Особенности нестационарных процессов в летний и зимний периоды в магистральных нефтепроводах, транспортирующих высоковязкие нефти <i>Федоров П. В.</i>	185

СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.

ПОДСЕКЦИЯ: «БУРЕНИЕ»	190
Моделирование адсорбции твердой фазы при фильтрации суспензии из скважины в пористую горную породу <i>Логачев Ю. Л., Штоль И. Р., Логачев А. Ю.</i>	190
Некоторые вопросы технологии приготовления соленасыщенных буровых растворов <i>Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.</i>	196
Исследование проблем при отборе керна с газовыми гидратами <i>Никишин В. В., Блинов П. А., Кузнецов М. А., Стрелец Ю. А., Мануйлович Д. С.</i>	200
Проблемы строительства и заканчивания скважин для добычи высоковязких углеводородов <i>Овчинников В. П.</i>	203
Моделирование относительной глубины проникновения промывочной жидкости для условий Кыртаельского месторождения <i>Логачев Ю. Л., Паршичев Н. А.</i>	207
Исследование влияния сложных смазочных композиций на адгезионно-смазочные свойства буровых растворов <i>Пьянков Е. Д., Уляшева Н. М.</i>	211

Последствия отсутствия учета эффекта Бойкотта в наклонно-направленных скважинах <i>Уляшева Н. М., Михеев М. А.</i>	214
Использование в проектной сопроводительной документации на строительство скважин технологии “Дерево технологических решений” <i>Цуканова А. Н., Уляшева Н. М., Штоль И. Р.</i>	217
Сравнительная характеристика осложнений при бурении на площадях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Красноярского края <i>Мяндин И. В., Михеев М. А.</i>	221
СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА. ПОДСЕКЦИЯ: «МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»	225
Анализ методик диагностирования магистральных нефтеперекачивающих агрегатов. Рекомендации по улучшению методики <i>Макаров А. И., Денисов М. А., Борейко Д. А.</i>	225
Разработка методики диагностирования винтовых забойных двигателей <i>Стрельский Д. А., Автамонов В. А., Борейко Д. А.</i>	232
Анализ существующих методик диагностирования фонтанной арматуры и предложение мер по их совершенствованию <i>Автамонов В. А.</i>	237
Исследование термостабилизаторов грунта для эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах <i>Автамонов В. А. Научный руководитель – Бобылёва Т. В.</i>	244
Оценка скорости развития коррозии в зависимости от типа коэффициента интенсивности напряжений <i>Савич В. Л., Яшин Л. В.</i>	248
Применение метода граничных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния нефте- и газотрубопроводов в зоне концентраторов напряжений <i>Малинина Н. А., Малинин Г. В., Габова М. Н.</i>	251
Имитационное гидродинамическое моделирование потока жидкости, истекающей из эжекционных насадок бурового калибратора-эжектора <i>Хламов В. А., Борейко Д. А.</i>	253
Процесс осушки природного газа на примере Сосногорского газоперерабатывающего завода. Методика исследования адсорбента <i>Старинец А. Н., Бобылева Т. В.</i>	258
Современная диагностика и выявление дефектов у колонны насосных штанг в скважинной штанговой насосной установке (СШНУ) <i>Волкова Х. Ф., Бобылева Т. В.</i>	261
СЕКЦИЯ 4. SOCIAL AND CULTURAL SPECIALTIES IN OIL MINING REGIONS (СОЦИОКУЛЬТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ)	269
Genesis of Arsenic in the Water Supply Network of the Gazprom transgaz Ukhta LLC Located in the Territory of the Pechora System of Artesian Basins <i>Medvedev A. V., Zhelyazkov I. I.</i>	269
How land management contributes to maintaining high quality of life in oil and gas producing cities of the Komi Republic on the example of Ukhta city <i>Klimova J. I., Lozhkina T. V.</i>	274

The socio-economic role of open education in the modern Russian economics <i>Polyakova L. P., Polyakov K. V.</i>	279
Влияние санкций со стороны зарубежных стран на нефтегазовый сектор России с начала 2022 года / The impact of sanctions from foreign countries on the Russian oil and gas sector since the beginning of 2022 <i>Drozdov M. A., Drozdova A. N.</i>	281
Finding possible routes of transferring gas in the transportation system to a processing plant by means of Q-learning <i>Grigorev L. Yu.</i>	286
Ensuring the safety of oil production enterprises through staff training / Обеспечение безопасности нефтедобывающих предприятий за счет обучения персонала <i>Соходон Г. В.</i>	292
A study of the construction activities of a 26-inch diameter and 786 kilometres white oil pipeline in Pakistan under the supervision of China Petroleum Engineering and Construction Corporation <i>Khan K., Borisova O. V.</i>	296
Tourism in the oil-mining region: creation of a new identity of the Komi Republic <i>Rychkova D. K., Lozhkina T. V.</i>	309
The Kyrgyz mining industry and problems in the development of deposits <i>Harchenko E. V., Lozhkina T. V.</i>	312
Creation of a digital integrated geological and technological model of the Yubileynoe field <i>Савельев Д. Ю., Ильин Д., Богданова А.</i>	315
Улучшение процесса адаптации персонала в нефтегазовых компаниях / Improving the adaptation of personnel in oil and gas companies <i>Амирханов Э. О. / Amirkhanov E. O.</i>	321
Technology of physico-chemical purification of water from oil pollution using a ferromagnetic nanoparticle regeneration unit <i>Ivenina I. V., Smirnov Y. G.</i>	324
The influence of the mass of steam on the effectiveness of hydraulic fracturing <i>Miklina O. A., Varlamova A. I.</i>	327
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	334



ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ

Уважаемые участники конференции, коллеги, друзья!

Разрешите поприветствовать вас от имени коллектива Ухтинского государственного технического университета и поздравить с началом традиционной научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей»!

С самого первого регионального семинара и до настоящего времени всем участникам нашего научного форума было очевидно его значение в решении задач топливно-энергетического комплекса. В нынешних условиях, когда вопросы энергетического развития и энергетической безопасности стоят перед страной с беспрецедентной остротой, когда от них напрямую зависит суверенитет государства, актуальность исследований, разработок, проектов в области добычи, транспорта и переработки нефти, в том числе тяжелой нефти, возрастает многократно.

В этом глобальном геополитическом контексте точно так же многократно возрастает значение интеграции научной теории и производственной практики через образовательный процесс, и наш научный форум может выступать своего рода символом такой интеграции.

В этом году конференция собрала порядка 100 участников, ведущих специалистов нефтегазовой отрасли, включая представителей российских научно-исследовательских, проектных организаций и производственных предприятий. Мы рады общению как с коллегами из российских регионов, так и с коллегами из дружественных стран. Впервые в этом году принимают участие в конференции наши коллеги из Китая.

За 17 лет существования несколько раз менялось название конференции, открывались новые секции и, конечно, постоянно поднимались всё новые научные проблемы.

Хочу напомнить, что традиционный научный форум посвящён памяти первого главы Республики Коми Юрия Алексеевича Спиридонова. Почему состоялось такое посвящение, хорошо известно постоянным участникам конференции. Но для молодых исследователей напомню, что сама тема форума изначально обусловлена близостью университета и Ярегского месторождения тяжелой нефти. Это практически научно-исследовательский полигон для ученых УГТУ. Разработка месторождений трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей стала одним из ведущих направлений нашей научно-образовательной деятельности. Юрий Алексеевич сделал чрезвычайно много для развития нефтегазовой отрасли – не только в нашем регионе, но и в целом на российском севере, стратегическое значение которого сохраняется при любых геополитических обстоятельствах. И сам Юрий Алексеевич был стратегом. Он видел далеко вперед, и тот факт, что наша конференция носит его имя, пророчит ей долгое и продуктивное будущее.

В судьбе нашего вуза первый глава республики сыграл, без преувеличения, судьбоносную роль. Он отвёл нашему вузу флагманскую роль в региональной технической политике. Поддерживал все начинания университета: открытие новых специальностей, регистрацию научно-педагогических школ, формирование диссертационного совета, создание филиала в Усинске, реконструкцию спортивного комплекса... Во многом благодаря содействию главы региона Ухтинский индустриальный институт обрел университетский статус.

Желаю вам, уважаемые коллеги, продуктивной и насыщенной работы в ходе конференции и пусть вклад Юрия Алексеевича в развитие нашего вуза благодаря вам множится с каждым годом. Благодарю за внимание!

Спасибо за внимание!

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

**СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И
ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ.
ПОДСЕКЦИЯ: «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ»**

УДК 622.2

**Модернизация ДНС-1 на Верхне-Помпейском месторождении: технический анализ и
эколого-экономические преимущества**

Воробьев К. С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Октябрьский, Россия

Модернизация технологических процессов в нефтяной и газовой промышленности становится необходимостью, обусловленной ростом объемов добычи, увеличением обводненности скважин и возрастом оборудования. Нефтяные месторождения с высокими показателями обводнённости скважин постоянно сталкиваются с необходимостью оптимизации процессов сбора, транспортировки и переработки продукции [1]. Верхне-Пурпейское месторождение – не исключение.

В последние годы в нефтяной промышленности активно внедряются технологии, позволяющие повысить эффективность добычи и переработки углеводородов. Одним из таких решений является установка в Верхне-Пурпейском месторождении трёхфазных сепараторов (ТФС) на дожимных насосных станциях (ДНС), что позволяет значительно сократить расходы на электроэнергию и продлить срок службы трубопроводов.

Принцип работы сепаратора базируется на действии центробежной силы, разделяющей жидкость на твердую и жидкую фазу [1]. По основной трубе суспензия попадает в верхнюю часть барабана, где очищается от тяжелых элементов, оттуда вытесняется в каналы тарелкодержателя, а после – в сепарационную камеру. По числу фаз бывают 2-х и 3-х фазные.

Двухфазный сепаратор чаще всего вертикальный. Вертикальное сепарационное устройство представляет собой корпус в форме цилиндра, оснащённый короткими трубками для ввода пластовой жидкости и вывода жидкой и газовой фаз, арматурой для предохранения и регуляции, а также специальными элементами для отделения жидкостей.

Трёхфазные в основном горизонтальные. В состав горизонтального сепаратора входит ёмкость с 2-мя полками, расположенными под наклоном, пеногаситель, отделитель жидкостей и устройство, предотвращающее возникновение воронки в процессе дренажа нефти.

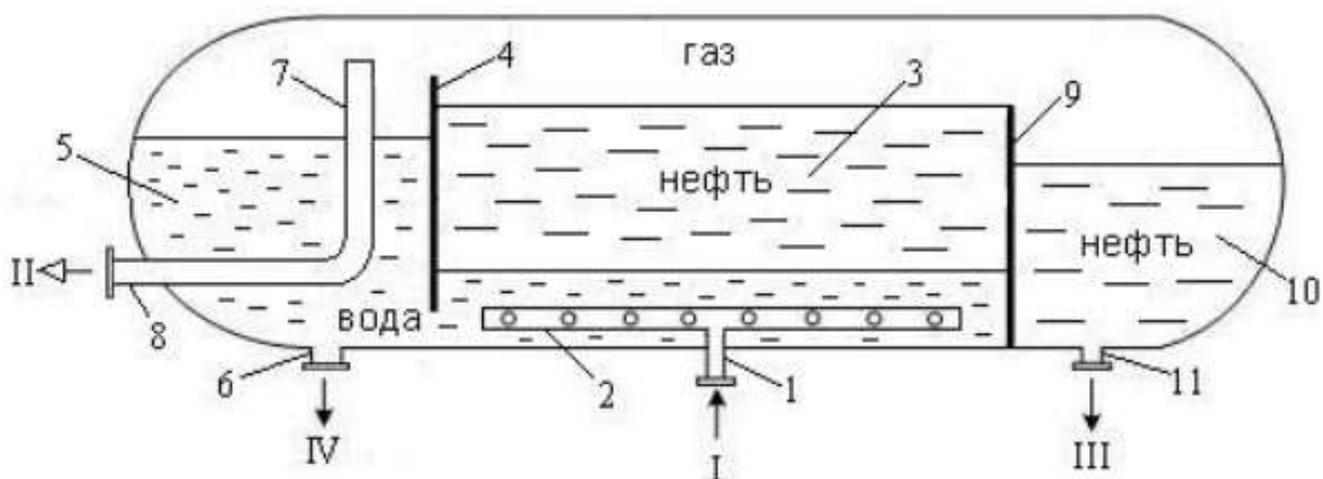
Двухфазные сепараторы проще по конструкции, но не обладают такой же эффективностью, как трёхфазные.

Трёхфазный сепаратор является основным технологическим нефтегазовым оборудованием, применяемым для подготовки природного и попутного нефтяного газов (рисунк 1).

На ранних этапах эксплуатации ДНС основная проблема заключалась в необходимости транспортировки смеси нефти, воды и газа на Центральный пункт сбора. (ЦПС) или другие объекты для их дальнейшей обработки. Такой процесс требовал больших затрат на перекачку жидкости, а также создавал значительную нагрузку на трубопроводы. Прокачка нефти с высоким содержанием воды повышала износ оборудования и увеличивала эксплуатационные расходы на его техническое обслуживание и ремонт.

К тому же, использование насосов для транспортировки смеси нефти и воды требовало существенных энергозатрат. Чем выше содержание воды в продукции, тем больше мощности необходимо для её перемещения по трубопроводам, что напрямую сказывалось на расходах на электроэнергию.

Одним из ключевых преимуществ установки ТФС стало сокращение объёма жидкости, которую необходимо перекачивать по трубопроводам. Отделённая вода теперь закачивается обратно в пласт для поддержания пластового давления, что уменьшает нагрузку на насосы. Меньший объём прокачиваемой жидкости требует меньше энергии, что привело к снижению энергозатрат на ДНС. В условиях роста цен на электроэнергию эта мера стала особенно актуальной.



I – смесь нефти, газа и воды; II – газ; III – нефть; IV – вода;
 1 – штуцер ввода сырья; 2 – распределительный коллектор; 3 – сепарационный отсек;
 4 и 9 – перегородки; 5 – водяной отсек; 6 – штуцер отвода пластовой воды;
 7 – газотводная линия; 8 – штуцер отвода газа; 10 – нефтяной отсек; 11 – штуцер отвода нефти

Рисунок 1 – Схема трехфазного сепаратора

Внедрение ТФС позволило сократить износ оборудования, что уменьшило частоту внеплановых ремонтов и затраты на эксплуатацию.

В процессе эксплуатации ДНС-1 Верхне-Пурпейского месторождения возросло содержание воды в нефтесодержащей жидкости (НСЖ), поступающей на станцию, достигнув 93%. Это существенно увеличило нагрузку на оборудование, особенно на насосы, которые вынуждены были перекачивать до 2500 кубов НСЖ в сутки на Центральный пункт сбора (ЦПС), расположенный на удалении 25 км. Использование насоса ЦНС 105x294 мощностью 135 кВт при таких объемах приводило к частым перегрузкам и увеличению числа аварий до 15 в год.

По мере разработки месторождения пластовое давление падало, что требовало увеличения закачки воды для его поддержания. Чтобы стабилизировать добычу нефти, в УНП-1 было принято решение закачивать больше воды в пласт, что привело к увеличению объема жидкости, поступающей на ДНС. Рост объемов жидкости до 4000 кубов в сутки также связан с расширением фонда скважин и повышенной эксплуатацией объектов добычи для максимизации извлечения оставшихся запасов нефти [2].

Ситуация потребовала технического решения, и было принято решение о внедрении в технологическую схему ДНС-1 ТФС, что позволило оптимизировать процессы подготовки продукции. ТФС эффективно разделяет НСЖ на нефть, воду и газ, позволяя значительно уменьшить объем жидкости, транспортируемой на ЦПС. После модернизации на ЦПС поступает более 600 кубов нефти в сутки с влагосодержанием 0,5%, что значительно разгрузило трубопроводы и насосное оборудование. Для транспортировки нефти был установлен насос ЦНС 38x154 мощностью 30 кВт, что сократило энергопотребление почти в 4,5 раза, с 135 кВт до 30 кВт. Это позволило добиться значительной экономии электроэнергии, одновременно улучшив эксплуатационные характеристики насосного оборудования.

После введения в эксплуатацию трёхфазный сепаратор на установку значительно изменился процесс работы с добываемой продукцией. ТФС обеспечил эффективное разделение жидкостных фаз, позволяя отделять нефть от воды непосредственно на установке. Это привело к значительному снижению объемов жидкости, перекачиваемой на ЦПС, и изменению структуры эксплуатации установки.

Дополнительно, модернизация позволила кардинально изменить подход к водоснабжению КНС для поддержания пластового давления. До модернизации вода поступала с водозаборов, что увеличивало эксплуатационные затраты и экологические риски. После внедрения ТФС потребность в заборе воды с водоемов была полностью устранена.

ТФС обеспечивает отделение воды из НСЖ, которая затем поступает на КНС и закачивается обратно в пласт для поддержания давления. Таким образом, вся система стала замкнутой, что исключило воздействие на окружающую среду и сократило расходы на забор и транспортировку воды. Ежедневно на КНС поступает с УПСВ около 3500 кубов воды, что полностью покрывает потребности в поддержании пластового давления [3].

Модернизация также включала автоматизацию процессов управления. Система контроля уровня раздела фаз «нефть-вода», реализованная с помощью преобразователей уровня, и система аварийной сигнализации давления значительно улучшили контроль над технологическим процессом. Благодаря автоматизации снизилась вероятность аварийных ситуаций, что способствовало сокращению аварийности с 15 до 7 случаев в год.

Таким образом, внедрение ТФС и модернизация насосного оборудования привели к значительным улучшениям в работе ДНС-1. Снижение энергопотребления, уменьшение нагрузки на трубопроводы и насосы, сокращение числа аварий и полное исключение водозаборов с природных водоемов сделали проект не только экономически выгодным, но и экологически безопасным. За счёт повышения эффективности процессов организация не только сократила текущие расходы, но и улучшила свои экологические показатели, что делает её деятельность более устойчивой в долгосрочной перспективе.

Библиографический список:

1. Калямов, А. А. Экономическая оценка проекта модернизации дожимной насосной станции / А. А. Калямов, В. Л. Иванов // Инновационные научные исследования. – 2021. – № 1-3(3). – С. 64-68.
2. Зарубин, Д. С. Анализ работы теплообменного оборудования на установке предварительного сброса воды / Д. С. Зарубин // Аллея науки. – 2017. – Т. 1, № 12. – С. 46-48.
3. Шарипов, Р. Р. система автоматического управления дожимной насосной станции / Р. Р. Шарипов, Р. Г. Вильданов // Студенческий вестник. – 2021. – № 21-9(166). – С. 8-9

УДК 528.02

Комплекс маркшейдерско-геодезических работ на территории нефтяного месторождения для обеспечения строительства кустовых площадок

Писарев В. С.^{1,2}

*1 – Сибирский государственный университет геосистем и технологий,
г. Новосибирск, Россия.*

*2 – Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В. Мельникова
Российской академии наук, г. Москва, Россия*

В условиях постоянного развития нефтедобывающей отрасли на месторождении выполняется строительство новых объектов, транспортных путей, реконструкция существующих сооружений и технологического оборудования. Для обеспечения проектирования строительства на участке недр запланирован комплекс маркшейдерско-геодезических работ, материалы которых будут использованы при проектировании строительства кустовых площадок и грунтовых автодорог, а также площадки временного базирования и т.д.

Комплекс маркшейдерско-геодезических работ подразумевают полевые и камеральные работы с целью получения сведений о рельефе и объектах, расположенных на изучаемой территории. По итогам работ составляют актуальные топографические карты, планы и схемы, цифровые модели рельефа (ЦМР) и местности (ЦММ), при необходимости трехмерные компьютерные модели, карты и планы специального назначения. Полевые работы позволяют получить подробную информацию об исследуемой территории, включая схемы расположения инженерных коммуникаций, фотосхемы, ортофотопланы и фотодокументы [1].

Основой для проектирования инфраструктуры на кустовых площадках являются топографические планы, которые создаются в различных масштабах и в зависимости от назначения. Основными требованиями к таким топографическим планам являются достоверность и

геометрическая точность. Она достигается периодическим обновлением или оперативным исправлением цифровых форматов планов и карт.

По методу производства съемочных работ местности комплекс маркшейдерско-геодезических измерений можно разделить на наземные съемки, дистанционные и комбинированные. Съемки больших площадей выполняются дистанционным методом (аэрофотосъемка) и комбинированным. Наземная съемка применяется для съемок подробностей или до съемок крупномасштабных планов небольших по протяженности территорий [2].

Фрагмент топографического плана местности масштаба 1:500 представлен на рисунке 1.

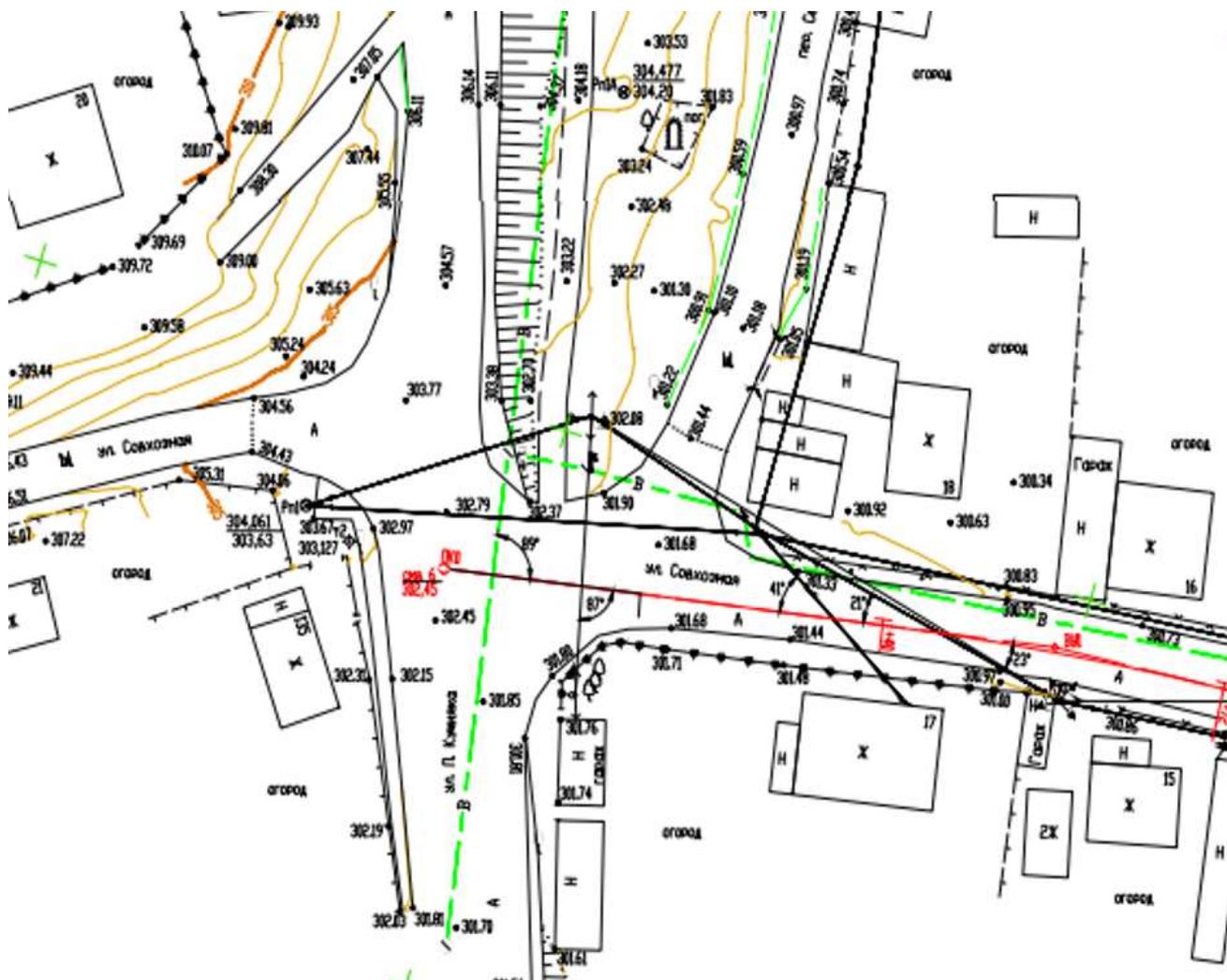


Рисунок 1 – Фрагмент топографического плана местности

Топографическая съемка может выполняться на основе различных алгоритмов, технологий, программно-аппаратных средств и методик [1]:

- цифровой аэрофотосъемкой;
- способом тахеометрической съемки;
- нивелированием;
- с применением спутниковых измерений;
- воздушным и наземным лазерным сканированием;
- на основе дистанционного зондирования;
- стереотопографическим и комбинированным аэрофототопографическим методами;
- при сочетании различных методик и технологий.

В состав работ часто входят съемки и исследование подземных инженерных сооружений и коммуникаций. Планы подземных коммуникаций разрабатывают на основе материалов исполнительных съемок, проверочных геодезических измерений и результатов полевых обследований трассоискателем.

По итогам выполненной топографической съемки создают инженерно-топографический план, подготавливают материалы проверки качества и приемки работ, которые входят в состав технического отчета.

Съемка местности с использованием электронных тахеометров в настоящее время считается основным методом съемки ситуации местности и рельефа. На основе данной методики создают топографические планы, ЦМР и ЦММ масштабов 1:500, 1:1000 и 1:2000, что является основным картографическим материалом для обеспечения проектирования, строительства кутовых площадок, дорожной сети и сопутствующих объектов [2].

Полевые работы для разработки проектной документации должны обеспечивать получение в достаточном объеме актуальных топографических материалов и инженерно-геодезических данных для доработки генерального плана строительства или реконструкции, уточнения и детализации проектных решений и методик реализации. Последовательность выполнения таких работ для разработки проектной документации можно представить в виде технологической схемы (рисунок 2).



Рисунок 2 – Технологическая схема выполнения геодезических работ для разработки проекта строительства

При геодезических исследованиях местности для разработки проектной рабочей документации выполняют следующие виды работ [3]:

- рекогносцировку участка работ;
- создание опорной и съемочной геодезических сетей;
- топографические съемки площадочных объектов, линейных сооружений и инженерных коммуникаций;
- вынесение в натуру устьев скважин для геологических исследований;
- плано-высотную привязку пробуренных геологических выработок;
- трассирование линейных сооружений;
- съемку пересечений существующих коридоров коммуникаций;
- камеральную обработку материалов;
- составление отчета о выполненных работах.

Все тахеометрические и нивелирные хода, проложенные по трассам, привязываются в плане и по высоте к пунктам государственной геодезической сети (ГГС) или к пунктам опорной геодезической сети (ОГС), определяемой в процессе изысканий с применением навигационной спутниковой системы ГНСС. Углы поворота, начало, конец трасс закрепляются выносными столбами, расположенными вне зоны будущего строительства. Кроме того, для закрепления высотных отметок для будущего строительства по трассам трубопроводов и линий электропередач закладываются временные реперы в начале, в конце трасс и через каждые 2 км для автодорог, через 5 км для трубопроводов и ЛЭП.

Закрепление осей трасс производится на всех углах поворота и на створных участках не реже чем через 500 м. Закрепление выполняется деревянными пнями и столбами свежесрубленных деревьев. На безлесных участках территорий местности закрепление выполняется металлическими знаками. Все закрепительные знаки маркируются масляной краской.

Комплекс маркшейдерско-геодезических измерений выполняется наземными и дистанционными методами с использованием электронных тахеометров, нивелиров, лазерных сканеров, беспилотных летательных аппаратов и спутниковых технологий.

Выбор методики и программно-аппаратных средств должен быть обоснован условиями выполнения работ и требованиям к конечному результату по точности.

Для составления рабочей документации (РД) на этапе изыскательских работ геодезические наблюдения производятся, как правило, наземными способами (вынос и закрепление на строительном участке осей и основных элементов проектируемого объекта).

Топографические съемки для построения ЦММ промышленных объектов крупных масштабов 1:500 и крупнее, целесообразно проводить с использованием лазерных сканеров, чтобы получить достаточный объем геодезических материалов для построения точной модели.

В то же время использование наземных лазерных сканеров для съемки обширных участков для построения топографического плана масштабом 1:2000 экономически необоснованно.

Преимущества наземного лазерного сканирования:

- дистанционный и подробный сбор данных;
- высокая точность и детальность съемки;
- высокая производительность;
- простота создания трехмерных моделей (с применением средств автоматизации).

В качестве недостатков наземного лазерного сканирования можно отметить требования к погодным условиям съемки, дороговизну оборудования. Трудности и дополнительные сложности возникающие при выполнении съемки в залесенной местности, а также при наличии снежного покрова или высокой травяной растительности.

Для создания топографических планов на больших территориях целесообразно использовать материалы аэрофотосъемок.

Данный метод получения исходных данных отличается высокой скоростью выполнения полевых работ в отличие от тахеометрической съемки [2].

На смену привычным традиционным маркшейдерско-геодезическим измерениям приходят новые методы исследований, базирующиеся на применении комплекса беспилотных

технологий и передового программного обеспечения для хранения, обработки и анализа данных. Они носят комплексный характер, так как включают не только инновационные разработки в области летающих беспилотных платформ, но и специализированное оборудование, а также приложения для мобильных устройств и персональных компьютеров. Кроме того, в то время как традиционные методы съемки требуют тщательного измерения, подготовки и планирования, с использованием БПЛА можно собирать данные в более короткие сроки. В целом, съемка с беспилотников дает качественные результаты намного быстрее, с большей выгодой и с более высоким уровнем безопасности.

Аэрофотосъемка подразумевает совокупность работ по построению цифровых моделей территорий с применением материалов, приобретенных с помощью фотокамер, расположенных на борту пилотируемых самолетов, вертолетов или беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). Использование БПЛА заметно удешевляет выполнение съемочных работ, поэтому все чаще и чаще находит применение для получения топографической информации [2].

По данным аэрофотосъемки, с помощью фотограмметрической обработки снимков создаются материалы, которые служат основой для создания и обновления топографических карт и планов масштабного ряда от 1:500 и мельче.

Внедрение БПЛА позволило сменить традиционные летательные аппараты (самолеты и вертолеты, а иногда даже и спутники) для выполнения съемки поверхности сверху.

Исследование беспилотных летательных аппаратов показало, что при их использовании сбор данных о территории происходит намного быстрее, чем этот вид работ выполнят полевых геодезические бригады и при этом БПЛА наглядно проявляет себя, когда исследования проходят в трудных рельефных и погодных условиях. Если людям довольно сложно, а порой и невозможно, добраться до нужной точки на земле, то эту работу за них выполняют БПЛА.

Преимущества применения беспилотных комплексов при проведении изыскательских видов работ можно выделить стабильность, безопасность и надежность. Они выражаются не только в прочной и надежной конструкции, но и в резервировании ключевых модулей, а также возможность многих моделей (Matrice 200) работать в любую погоду.

К достоинствам можно отнести низкие финансовые затраты, высокую производительность - до 100 кв.км площадной съемки за 1 полёт, возможность получения снимков с плановой точностью до 5 см и детализацией до 2 см/пиксель, возможность съемки труднодоступных и удаленных участков местности, а также оперативность получения материалов.

Основное преимущество использования БПЛА при проведении мониторинговых работ, это существенная экономия времени, а в сравнении с космической съемкой, более высокая точность и детализация исследуемой территории. При этом стоимость БПЛА относительно невысока, при этом спектр возможностей обширен: съёмка территорий с большой площадью, труднопроходимых и опасных участков, регулярный мониторинг районов с динамически меняющимся рельефом и очертаниями (карьеры, объекты хранения отходов).

Снимки, полученные с БПЛА, отличаются подробной детализацией, на их основе создаются цифровые модели рельефа и местности (ЦМР и ЦММ), имея которые можно планировать дальнейшие работы и принимать взвешенные решения [4].

Съемка с помощью БПЛА обходитсякратно дешевле традиционных пилотируемых авиационных съемок. Помимо этого, геофизические и магнитные исследования также зачастую связаны с тяжелым, дорогостоящим оборудованием и труднодоступной местностью. За последние 5 лет ситуация кардинально поменялась. С помощью БПЛА с магнитометром традиционная магнитная съемка может быть проведена в пять раз быстрее и в десять раз дешевле, кроме того БПЛА может летать ближе к поверхности, чем вертолет, что позволяет собирать данные с более высоким разрешением [5].

Изображения, полученные с помощью БПЛА, более точны и надежны, чем любые другие традиционные методы мониторинга и инспекции, поскольку они формируются с помощью географических информационных систем (ГИС) и высококачественных RGB-датчиков. Таким образом, БПЛА в полной мере можно использовать в средства сбора актуальной информации об объектах недропользования для выполнения геотехнического мониторинга.

Камеральная обработка материалов полученных при выполнении полевых работ, а также процесс проектирования кустовых площадок и сопутствующей дорожной сети необходимой для доступа и обслуживания месторождения на этапе строительства и проектирования выполняется в САД и ГИС системах: Agisoft Metashap, Autocad Civil 3D, Credo, IndorCAD и т. д.

Эти программы, фактически, включают в себя все необходимые инструменты для обработки маркшейдерских и геодезических измерений в нефтегазовой промышленности.

В настоящее время совместное использование современного программного обеспечения и ТИМ технологий дают возможность объединять результаты маркшейдерско-геодезических измерений и данные содержащие о цифровой модели рельефа и местности в единые цифровые модели, что дает широкое представление о комплексном представлении и визуализации объектов строительства в едином геоинформационном пространстве.

Библиографический список:

1. Организация топографо-геодезического производства: учебник / И. Ю. Васютинский, А. Н. Прусаков, В. И. Соломатов. – Москва: Геодезиздат, 2001. – 379 с. – ISBN 5860660510. – Текст: непосредственный.
2. ГКИНП-02-033-82. Инструкция по топографической съемке в масштабе 1:5 000, 1:2 000, 1:1 000 и 1:500 (утв. ГУГК СССР 05.10.1979). Разработана Главным управлением геодезии и картографии при Совете Министров СССР. Дата введения 1983-01-01. – Москва: Издательство «Недра», 1982. – 186 с., 29 см. – Текст: непосредственный.
3. СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96. Engineering survey for construction. Basic principles. Введен в действие с 1 июля 2017 г. – Москва: Стандартинформ, 2017. – 102 с., 29 см. – Текст: непосредственный.
4. Методические рекомендации по производству аэрофототопографических работ с использованием беспилотных летательных аппаратов при изысканиях в целях строительства и реконструкции автомобильных дорог. ОДМ 218.9.017, 2019. М., 2019.
5. Геотехнический мониторинг при эксплуатации нефтегазоносных месторождений / Писарев В.С. - Маркшейдерия и недропользование. 2024. № 4 (132). С. 67-71.

УДК 622.276

Глубина залегания природных битумов в различных странах и их разработка

Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Глубина залегания природных битумов в различных странах может варьироваться в зависимости от месторождения.

В некоторых местах наблюдаются случаи выхода битуминозных пород на поверхность (Рисунок 1).

Глубина залегания битума в США может достигать 1,5 тысячи метров. Если рассматривать формацию штата Колорадо «Green River», то глубина залегания сланцевой формации составила 271 метр, а мощность залежи 318 метров.

Имеются данные о глубине залегания битума в Канаде (Рисунок 2):

➤ на месторождении Колд-Лейк глубина залегания отложений битума составляет от 400 до 600 метров, а их толщина от 15 до 35 метров;

➤ крупнейшее месторождение нефтеносных песков Атабаска находится в формации Мак-Мюррей на глубине 400 метров, глубина залегания продуктивной толщи которого составляет от 0 до 610 метров;

➤ на некоторых месторождениях битума в Альберте глубина залегания может составлять от 350 до 900 метров.

К тому же 20 % доказанных запасов битумов Канады залегают в песчаных коллекторах на глубине до 50 м, поэтому карьерный способ добычи является самым оптимальным.



Рисунок 1 – Выход битуминозных пород на поверхность



Рисунок 2 – Битуминозные пески Канады

Глубина залегания битума в Венесуэле составляет от 0 до 1500 м. Месторождения нефтеносного пояса Ориноко содержат сверхтяжёлую нефть, которая залегает на глубине 900 метров.

Площади Бахакеро, Лагунильяс и Тиа Хуана на прибрежной нефтеносной площади Боливар содержат тяжёлую нефть, которая залегает на глубине от 300 до 900 метров. Также в Венесуэле нефтеносные пески пояса Ориноко залегают на глубине от 350 до 1000 метров.

Глубина залегания битума в Нигерии может варьироваться и проявляется ниже твёрдой поверхности с простиранием на сотни метров вглубь. Вблизи Мафовоку и долины Эрегу, битуминозные отложения находятся на глубине от 4 до 9 метров (по данным исследований 1950 года).

К тому же общая глубина скважин, пробуренных немецким предприятием «Нигерийская битумная корпорация» (NBC) колебалась от 100 до 1000 метров (по данным исследований 1907-1914 годов).

Глубина залегания битума в России колеблется в пределах от 100 до 200 метров в зависимости от альтитуды местности. В стратиграфическом отношении битумы относятся к пермской системе - уфимскому и казанскому ярусам и нижнепермскому отделу.

Например, в Татарстане большая часть скоплений битумов в пермских отложениях приурочена к пластам, залегающим на глубине от 50 до 400 м [1].

На Шугуровском месторождении имеются выходы битуминозных песков на поверхность.

Таким образом, определённно от глубины залегания природного битума может варьироваться и способ разработки битуминозных [2-4] месторождений.

При рудничном (карьерном и шахтном) способе глубина залегания обычно составляет 60-90 метров. Примером такой добычи является Ярегское месторождение в Республике Коми.

При карьерном методе разработки насыщенная битумом порода извлекается открытым способом, в связи с чем возможность применения этого метода ограничивается глубиной залегания битуминозных пластов.

Скважинными способами разрабатываются месторождения жидких природных битумов (битуминозная нефть) с глубиной залегания, как правило, более 100 метров.

Библиографический список:

1. Яраханова Д.Г. Освоение ресурсов тяжёлых сверхвязких углеводородов пермских отложений Татарстана / Д.Г. Яраханова // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: Материалы / 14-я Межрегиональная научно-практическая конференция, Уфа, 23—26 мая 2022 г. — Москва: Издательство «Перо», 2022 – 19,8 Мб. [Электронное издание]. ISBN 978-5-00204-242-5. - с. 199-202.
2. Яраханова Д.Г. О разработке месторождений асфальта / Д.Г. Яраханова // Рассохинские чтения: материалы пятнадцатой международной конференции (1–2 февраля 2024 г.; Ухта). – Ухта: Изд-во УГТУ, 2024. – С.242-244.
3. Яраханова Д.Г. О способах добычи тяжёлых нефтей и природных битумов. / Д.Г. Яраханова // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов: материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, посвящённой 85-летию первого главы Республики Коми, профессора Ю.А. Спиридонова / под редакцией Р. В. Агиней. – Ухта, 2 – 3 ноября 2023 г.: Изд-во УГТУ, 2023. – Текст: электронный. ISBN 978-5-88179-930-4 (серия) ISBN 978-5-6049231-6-0, с. 78-80.
4. Яраханова Д.Г. Новая инновационная технология разработки битуминозных пород на основе чистой термической реторты / Д.Г. Яраханова // Трудноизвлекаемые запасы нефти: материалы Международной конференции (г. Альметьевск, 23-24 сентября 2024 года). – Альметьевск: Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа неф-ти», 2024. – С.198-200.

**Анна Васильевна Дуркина: биография и вехи научных геологических достижений,
к 100-летию со дня рождения**

Желудова М. С.

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

Аннотация. Краткий биографический очерк о выдающемся ученом, геологе, стратиграфе, палеонтологе Анне Васильевне Дуркиной. В статье отражены основные научные достижения и результаты геологических изысканий Анны Васильевны.



«А путь и далек и долог ...»

Выдающийся ученый, геолог, заслуженный деятель науки и культуры Республики Коми (Коми АССР) Анна Васильевна Дуркина родилась 10 июля 1924 года в деревне Средне-Бугаево Усть-Цилемского района.

Мать – Леонтевская Христина Николаевна 1889 года рождения работала в артели, которая впоследствии была преобразована в колхоз. В колхозе она трудилась на животноводческой ферме. В 1935 году мать умерла.

Отец – Дуркин Василий Семенович 1890 года рождения, рыбачил от колхоза на Баренцевом море. В семье помимо родителей проживали двое братьев и сестра Лида. После смерти матери отец с детьми переехал в город Нарьян-Мар, работал в порту, затем в Совпартшколе. Отец умер в 1953 году, похоронен в Ухте.

Закончив 7 классов Нарьян-Марской средней школы, Анна поступила в 1939 году в горно-нефтяной техникум в городе Ухта, но закончить его не удалось, техникум был переведен в город Коканд (Узбекистан). Из оставшихся студентов были организованы курсы топографов, которые она закончила в 1941 году, получив диплом младшего техника-топографа. После окончания курсов работала делопроизводителем в совхозе №2 при Ухткомбинате, затем младшим техником-топографом в Управлении (п/я 10-226 г. Ухта). В 1942 году уехала в Нарьян-Мар к отцу. Работала в Большеземельской экспедиции техником.

В 1943 году поступила в Карело-Финский университет, который был в то время эвакуирован в город Сыктывкар. В 1948 году окончила университет и получила направление в Актюбинскую область на рудник Кемпирсай. В связи с состоянием здоровья в июне 1949 года Анна уволилась и отправилась в Ухту.

С 14 июня 1949 года устроилась на работу в Центральную Научно-исследовательскую Лабораторию (ЦНИЛ), где директором организации была Татьяна Георгиевна Карасик.

С первых шагов в палеонтологии Анна Васильевна встретила мудрого учителя – Дагмару Максимилиановну Раузер-Черноусову, основоположника советской школы фораминифер. В пятидесятых годах прошлого столетия Анна Васильевна вступила во Всесоюзное палеонтологическое общество (ВПО), а также стала членом Межведомственного стратиграфического комитета (МСК) России, членом научно-технического совета ТП НИЦ.

Анна Васильевна до 1 августа 1952 года работала палеонтологом, а позднее возглавила группу палеонтологов ЦНИЛ.

Из производственной характеристики: *«Деятельность А.В. Дуркиной за 11 лет была плодотворной и творческой, характеризующей быстрый рост полноценного советского специалиста, уверенно ставшего на путь большой научной работы в области стратиграфии и палеонтологии».*

За этот период Анной Васильевной написан ряд научно-исследовательских работ, четыре из них общим объемом 18 печатных листов опубликованы в научных сборниках. Ей впервые разработано детальное стратиграфическое расчленение отложений нижнего карбона Тимано-Печорской провинции, имеющее большое значение при поисках нефти и газа...».

За время работы в Ухтинской тематической экспедиции Анной Васильевной выполнялись научные исследования по стратиграфии и нефтеносности ниже- и среднекаменноугольных отложений, как самостоятельно, так и в соавторстве с другими сотрудниками. Кроме того, она принимала участие в обобщении материалов поисковых, разведочных и научно-исследовательских работ по нефтегазоперспективным площадям Тимано-Печорской провинции в части каменноугольных отложений с территориальной увязкой с нефтегазоносными районами Волго-Уральской области.

Помимо тематических работ Анна Васильевна обеспечивает выполнение большого объема определительских работ для разведочного бурения и геологической съемки, проводимых экспедициями УТГУ на территории Коми АССР.

Начиная с 1956 года, она проводит большую теоретическую работу, выступая на конференциях и совещаниях. В 1963 году на Всесоюзном совещании микропалеонтологов при ГИН АН СССР ею был сделан доклад «О систематике и филогении квазиэндопир», а также подготовлены два доклада по вопросам экологии и происхождению эндопиродных фораминифер, которые стояли в планах Всесоюзных конференций 1973 г. Активно участвует в составлении палеогеографических карт карбона Европейской части СССР.

Она была одним из инициаторов пересмотра в стратиграфической схеме Русской платформы границы девона и карбона на основе накопленного палеонтологического материала по Тимано-Печорской провинции. Ею впервые в Верхнепечорском районе юго-восточного Притиманья и на Печорской гряде переходные отложения девона и карбона были отнесены к карбону, расчленены на горизонты и слои, и фаунистически обосновано объединение этих отложений в самостоятельный подъярус.

В 1967 году Анна Васильевна успешно защитила диссертацию, ей была присуждена ученая степень кандидата геолого-минералогических наук, также она являлась неизменным членом союзного палеонтологического общества и участником крупных стратиграфических совещаний.

За двадцать с лишним лет плодотворной научной работы А.В. Дуркиной написано около четырех десятков научных трудов, из которых многие опубликованы в периодической печати.

В 1971 году Анна Васильевна участвовала от СССР в XVII Международном конгрессе по стратиграфии и геологии карбона в городе Крефельд (Германия) – совместный доклад «Граница девона и карбона в СССР по биостратиграфическим данным» в соавторстве с Е.А. Рейтлингер, С.В. Семихатовой, Д.Е. Айзенберг. В этом же году А.В. Дуркиной присвоено почетное звание «Заслуженный деятель науки и техники Коми АССР» за многолетний труд и творческие изыскания. В этот же период подготовлена к печати монография «Фораминиферы нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской провинции».

Особую актуальность научные исследования А.В. Дуркиной приобретают в связи с открытием и разведкой Вуктыльского газоконденсатного месторождения, где залежи газа связаны именно с каменноугольными отложениями.

Анна Васильевна активно ведет научно-исследовательскую деятельность: в 1975 году – участница VIII Международного конгресса по стратиграфии геологии карбона (г. Москва, МГУ) с докладом «Стратиграфия нижнетурнейского подъяруса в Тимано-Печорской провинции и основные этапы развития фораминифер»; в 1979 году на IX Международном конгрессе в городе Урбан (США) доклад А.В. Дуркиной зачитала доктор Германии Ева Папорт «Турнейский ярус в Тимано-Печорской провинции». В этом же году – участница X Международного конгресса по стратиграфии и геологии карбона в городе Мадрид Испания.

Доклад в соавторстве с М.В. Вдовенко, О.И. Берченко, Т.И. Бывшева, В.С. Губарева, Н.П. Васелюк по теме «Граница между турнейскими и визейскими ярусами».

Анна Васильевна вспоминала, что прошла путь от рядового геолога-микрофауниста до руководителя палеонтологической группы стратиграфического сектора, руководителя тематических работ.

Скрупулезное послойное изучение фауны, литологии, фаций, монографическое описание фораминифер карбона, прослеживание генетического развития отдельных ведущих групп, родов и подродов фораминифер, позволило впервые в Тимано-Печорской провинции нижний и средний карбон детально расчленить на ярусы, подъярусы, горизонты и зоны и, таким образом, вести надежную корреляцию этих отложений по разрезам скважин различных структурно-фациальных площадей внутри региона и за его пределами. Это имеет большое практическое значение, поскольку из отложений нижнего и среднего карбона были получены притоки нефти и газа.

Стратиграфическая схема нижнего карбона, разработанная более детально для Южного Тимана, позднее и для северных площадей (Печоро-Кожвинского мегавала, Среднепечорского поперечного поднятия, Нарьянмарской опорной скважины) получила всеобщее признание и вошла во Всесоюзную корреляционную стратиграфическую схему Русской платформы.

Благодаря изучению фораминифер по скважинам Вуктыльского месторождения, сильно усложненными тектоническими явлениями, удалось правильно стратифицировать однородный карбонатный разрез карбона, надежно определить возраст продуктивных пластов, уточнить геологическое строение всего месторождения и обосновать параметры для подсчета запасов.

Теоретические исследования были посвящены разработке систематики и филогении фораминифер переходных отложений девона и карбона. Впервые выделенные по тиманским материалам и прослеженные этапы, и фазы развития квазиэндогир позднее подтвердились материалами Волго-Уральской области, Урала, Омолонского массива Магаданской области, а также в Западной Европе в Бельгийских разрезах, а генозоны *Q. communis* и *Q. kobeitusana* вошли в Унифицированную стратиграфическую схему северо-востока Европейской части Русской платформы».

Разработанная филогенетическая схема чернышинелл в переходных нижне-верхнетурнейских отложениях позволила более детально расчленить эту часть разреза в Тимано-Печорской провинции и обосновать выделение нового горизонта, именуемого ягтыдинским (равного каракубскому Донбасса).

Помимо перечисленных выше исследований выполнялся большой объем определительских заказных работ по определению фораминифер и установлению возраста вмещающих пород. Это было необходимо для геологов разведочного бурения и геологической съемки «Ухтанефтегазгеология» на территории Республики Коми и Архангельской области.

Логическим завершением многолетнего труда явилось издание двух крупных монографий «Фораминиферы нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской провинции» (1959 год). По этой монографии в 1967 году была защищена во ВНИГРИ (г. Ленинград) диссертация на звание кандидата геолого-минералогических наук; вторая монография «Фораминиферы пограничных отложений девона и карбона Тимано-Печорской провинции» (1984 год).

Третья монография «Фораминиферы серпуховского яруса Тимано-Печорской провинции» вышла в 2002 году. В данной работе приведены новые данные по стратиграфии серпуховского яруса нижнего карбона Тимано-Печорского субрегиона, полученные в результате изучения фауны фораминифер.

По монографиям специалисты-палеонтологи изучают фауну фораминифер, устанавливают возраст пород, коррелируют разрезы осадочного чехла. Эта настольная книга палеонтолога-фораминиферщика.

Всего написано за 50 лет более 100 научных работ (статей, докладов, фондовых отчетов, в том числе три монографии). Многие статьи переведены на английский язык и опубликованы в Трудах Международных конгрессов, в журнале *Newesletter jn carboniferous stratigraphy*; две монографии переведены на английский язык имеются у палеонтологов Англии – N.J.Rilly, Америки – Paul Brenckle, Испании – Pedro Cozar, Бельгии – R. Konil.

Активное участие Анна Васильевна принимала в научных исследованиях Союзного и Российского значения, участвуя в различных стратиграфических, палеонтологических совещаниях, коллоквиумах.

Общественная работа заключалась в воспитании молодых специалистов – в ранние годы вела кружок по микропалеонтологии (определение фораминифер в шлифах).

Анна Васильевна Дуркина имела следующие высокие награды:

- «Почетная грамота Верховного Совета Коми АССР»;
- «Заслуженный работник народного хозяйства Коми АССР»;
- «Знак победителя социалистического соревнования за 1974 год»;
- орден «Знак почета» (№У74667) за освоение Вуктыльского месторождения выдан

29 января 1975 года.

Научные работы Анны Васильевны Дуркиной продолжила ее племянница Полина Кирилловна Костыгова, которая также проработала многие годы с Анной Васильевной. По результатам многолетних исследований П.К. Костыгова подготовила монографию «Печорский палеобассейн в визейском и серпуховском веках и фораминиферы нижнего визе», посвященная Анне Васильевне.

В этой монографии рассмотрена эволюция фораминифер на разных стадиях развития Печорского бассейна в визейском и серпуховском веках. На основе изучения фораминифер проведен анализ существующих стратиграфических схем нижневизейских отложений Русской платформы и Западного Урала. Приведена их детальная стратиграфия в Тимано-Печорской субрегионе, а также приводится описание новых видов и подвидов фораминифер.

УДК 332.3

К вопросу о предоставлении права пользования недрами и земельным участком над ними

Дудников В. Ю., Саприн С. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Как известно, перед началом работ по освоению перспективного участка недр кроме лицензии недропользователю нужно получить ряд дополнительных разрешений на пользование недрами, в том числе оформить горный отвод, включающий залежи полезных ископаемых, схема которого показана на рисунке 1 [1].

Причем, очевидно, что для освоения залежей требуется гораздо меньшая территория, чем, например, площадь проекции контура нефтегазоносности на дневную поверхность. Право проведения работ на данном земельном участке получают посредством: получения в собственность, заключения договора аренды, оформления сервитута.

Предварительные границы горного отвода (т.е. геометризованного блока недр, пользователь которого имеет исключительное право осуществлять в его границах пользование недрами) устанавливаются при предоставлении лицензии и указываются в географической системе координат. Правила подготовки и оформления документов, удостоверяющих уточненные границы горного отвода утверждены постановлением Правительства РФ от 16 сентября 2020 г. № 1465 [2].

Требования к содержанию проекта горного отвода, форме горноотводного акта, графических приложений к горноотводному акту и ведению реестра документов, удостоверяющих уточненные границы горного отвода, утверждены приказом Ростехнадзора от 9 декабря 2020 г. № 508 [3].

Документами, удостоверяющими уточненные границы горного отвода, являются горноотводный акт и графические приложения, в которые включается план горного отвода с ведомостью координат угловых точек. Сам горноотводный акт оформляется после подготовки и согласования в установленном порядке технического проекта разработки месторождений полезных ископаемых.

Формой, установленной Ростехнадзором, уже предусмотрено представление границ горного отвода в прямоугольной системе координат (рисунок 2).

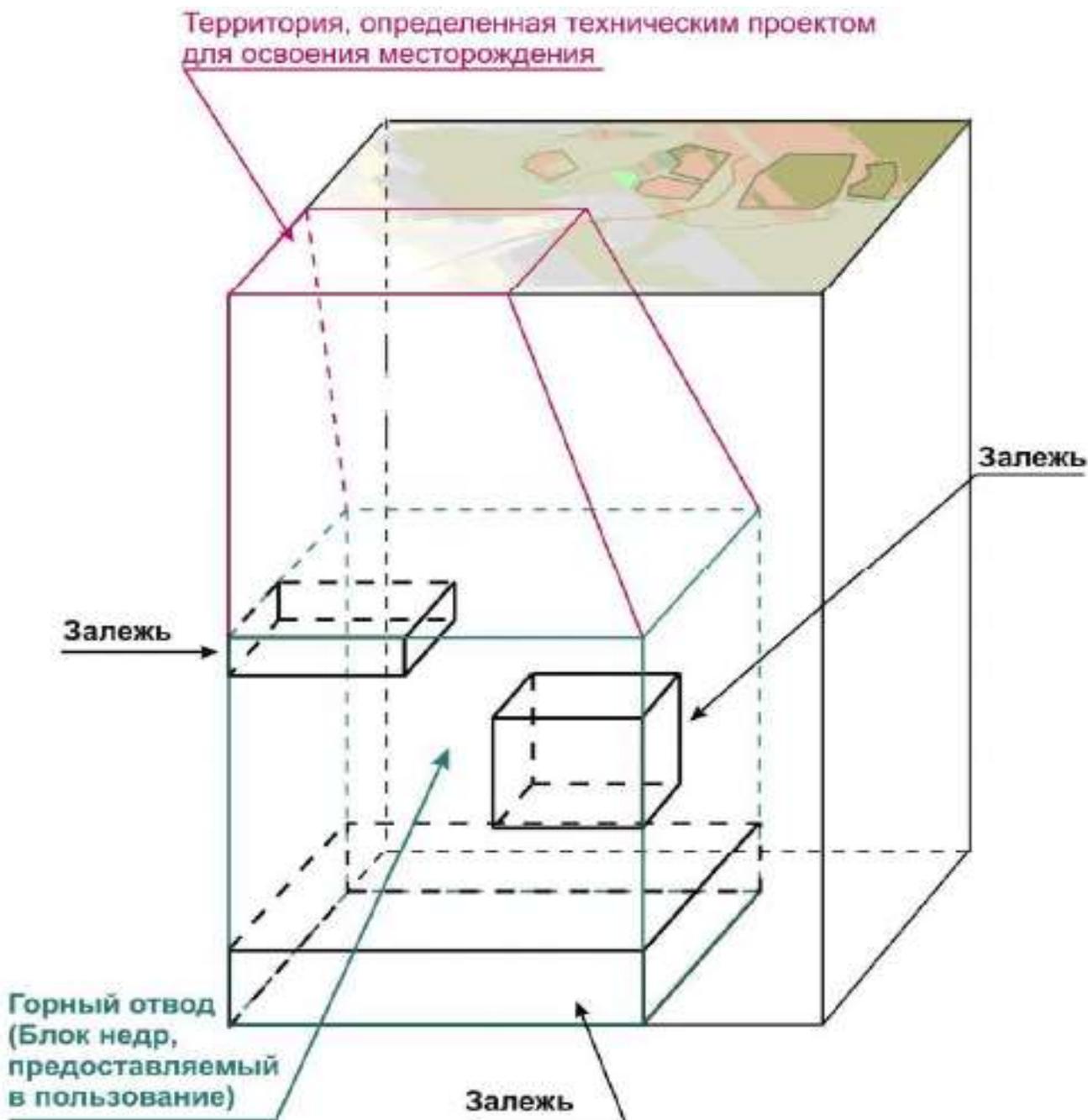


Рисунок 1 – Схема горного отвода недр, включающий залежи полезных ископаемых [1]

Форма ведомости координат угловых точек горного отвода
(прямоугольная система координат)

Координаты угловых точек горного отвода

Таблица 1 – Наименование системы координат

Номера точек	X	Y	Z(H)	Z(h) при наличии	Примечание
1	2	3	4	5	6

Рисунок 2 – Выдержка из формы горноотводного акта [3].

На рисунке 3 в качестве примера показана выдержка с прямоугольными координатами, приведенными в документах, предоставивших недропользователю право пользования недрами северного участка Ярегского нефтяного месторождения (залежи III пласта). Перечень координат характерных точек приводится и на топографическом плане горного отвода.

№ точки	Координаты		Абсолютные отметки,	
	СК-32		м	
	X	Y	от Z	до Z
H	32918	77310	160,1	-300,0
205	32994	77511	160,6	-300,0
D	33260	78220	160,7	-300,0
G	33532	78105	159,5	-300,0
Г	33712	78557	159,3	-300,0
Г	33738	78600	159,3	-300,0
204	33860	78600	159,1	-300,0
Е'	34335	78600	151,4	-300,0
32	34855	78535	157,4	-300,0
33	35171	78468	156,0	-300,0
34	35152	78376	156,0	-300,0
35	35690	78263	156,0	-300,0
36	35734	78480	156,6	-300,0
37	36200	78304	149,0	-300,0
38	36114	78200	148,0	-300,0
39	37400	77318	140,0	-300,0
40	37840	76940	152,0	-300,0
41	37713	76709	150,2	-300,0
42	37804	76630	146,4	-300,0
43	37783	76480	138,1	-300,0
44	37582	76142	148,2	-300,0
45	37323	75865	134,0	-300,0
46	37273	75908	132,8	-300,0
47	37064	75693	148,0	-300,0
7a	36506	76174	159,2	-300,0
6a	35461	77080	154,2	-300,0
E	34380	77314	155,6	-300,0
59	33856	77309	157,2	-300,0
K	33234	77303	158,3	-300,0

№ точки	Координаты		Абсолютные отметки,	
	СК-32		м	
	X	Y	от Z	до Z
47	37064	75693	148,0	-300,0
48	37287	75496	142,5	-300,0
49	37060	75200	154,2	-300,0
50	37120	75085	154,3	-300,0
51	36970	74910	152,8	-300,0
52	36750	74960	156,0	-300,0
53	36681	74878	156,1	-300,0
14K	36367	75016	158,0	-300,0
15K	35847	75230	152,5	-300,0
16K	35815	74995	134,5	-300,0
54	35640	74974	138,4	-300,0
55	34547	75895	155,2	-300,0
56	34228	75735	144,1	-300,0
57	33880	76386	156,1	-300,0
58	34227	76570	155,2	-300,0
59	33856	77309	157,2	-300,0
E	34380	77314	155,6	-300,0
6a	35461	77080	154,2	-300,0
7a	36506	76174	159,2	-300,0

Рисунок 3– Ведомость координат угловых точек горного отвода шахтных полей (слева – НШ-1; справа – НШ-3) участка Ярегского нефтяного месторождения (залежи III пласта)

В части же получения права проведения работ на земельном участке, авторами рассмотрен самый частый случай из практики недропользователей - посредством заключения договора аренды на земельный участок. Общая схема оформления земельных участков в аренду представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Общая схема аренды

Часто (в случае с региональными недропользователями) все работы выполняются по договорам подряда, заключенных на основании тендеров или стратегического партнерства. Подрядные (проектные) организации готовят проект полосы отвода (линейные объекты) или расчет площадей (площадные объекты). Подготовленные материалы направляются подрядчиком в адрес заказчика. Отдел землеустройства (ОЗУ) организует дальнейшие работы, порядок которых представлен схемой на рисунке 5.

В части пояснения представленной на рисунке 5 схемы отметим, что в ней разобран самый частый случай из практики землеустроительных отделов, когда планируемый к аренде земельный участок находится в муниципальной или государственной собственности и относится к землям лесного фонда. Кроме описанных представленным порядком работ в обязательном порядке ежегодно подаются четыре отчета об использовании лесов. Кроме того, если на лесном участке выполнялась рубка лесных насаждений, то арендатор обязан провести в течение трех лет после окончания лесной декларации лесовосстановление на площади, равной вырубленной (не обязательно в лесничестве, на территории которого находится арендуемый лесной участок).



Рисунок 5 – Этапы оформления прав на земельный участок

Библиографический список:

1. Сирьк С.И. Блоки недропользования при лицензионном освоении недр / С.И. Сирьк // Нефтегазовая геология. Теория и практика. —2011. — Т.6. —№ 1. —С. 39–47.
2. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1465 (ред. от 30.05.2023) "Об утверждении Правил подготовки и оформления документов, удостоверяющих уточненные границы горного отвода" \ КонсультантПлюс.
3. Приказ Ростехнадзора от 09.12.2020 № 508 "Об утверждении Требований к содержанию проекта горного отвода, форме горноотводного акта, графических приложений к горноотводному акту и ведению реестра документов, удостоверяющих уточненные границы горного отвода" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 № 61960).

Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в центральной части Денисовской впадины

Голиков Н. Р., Ростовщиков В. Б.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Актуальность

Денисовская впадина является новым нефтегазодобывающим районом на европейском севере. Разведанные запасы нефти позволяют планировать устойчивую добычу только на ближайшие годы. По газу в этом районе находится в консервации крупное Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение. При вводе его в разработку разведанных запасов для устойчивой добычи хватит лишь на 5-10 лет.

Для перспективного развития нового нефтегазодобывающего района необходимо увеличение сырьевой базы за счет открытия новых месторождений. Авторы, анализируя групповые критерии нефтегазоносности, прогнозируют возможность открытия здесь новых месторождений нефти и газа, что позволит устойчиво развиваться Денисовскому нефтегазодобывающему району.

Критерии нефтегазоносности

А. Структурно-тектонические. На изучаемой территории прогнозируются ловушки нескольких типов.

Ловушки структурного-стратиграфического типа (Рисунок 1) установлены в карбонатных отложениях нижнего, верхнего силура и нижнего девона, в терригенных среднедевонско-франских отложениях. Основным фактором их формирования является длительный предтиманский перерыв в осадконакоплении и сопровождавший его глубокий размыв отложений. Региональному размыву были подвержены терригенные отложения среднего девона и карбонатные силура и нижнего девона. Вплоть до верхов нижнего силура размывы отложения в пределах центральной части Лайско-Лодминского вала. Залежи массивные, тектонически и стратиграфически экранированные.

Ловушки рифогенного типа. В доманиково-турнейское время происходит постепенное сокращение палеоокеана, на окраине которого формировались рифовые системы. Жаркий тропический климат обусловил активное карбонатакопление и формирование карбонатных платформ позднедевонско-раннепермского возраста. Это привело к возникновению рифовых систем и одиночных органогенных построек, биогермов и биостромов, которые обладают повышенными коллекторскими свойствами являются резервуарами углеводородов.

Ловушки рифогенного типа распространены в доманиково-турнейском НГК. Ловушки рифогенные массивные, пластовые, литологически ограниченные, а также связываемые со структурой облекания рифов.

Ловушки литологического типа выявлены в терригенном верхнепермско-триасовом НГК. Литологически экранированные ловушки, в Печоро- Колвинском авлакогене приурочены к зонам регионального выклинивания терригенных отложений среднего девона - франа. Региональные зоны выклинивания установлены на восточном склоне Колвинского мегавала, на северном склоне Лодминского вала. Выявленные залежи пластовые сводовые, литологически экранированные.

Б. Литолого-фациальные. В силурийско-нижнедевонских карбонатных отложениях коллекторы каверно-порово-трещинного типа сложены вторичными доломитами и доломитизированными известняками. Покрышкой служат глинистые отложения тиманского и саргаевского ярусов.

В доманиково-турнейском НГК карбонатные коллекторы порово-трещинного, порово-кавернового типов сложены органогенно-детритовыми известняками. Покрышкой для залежи служит карбонатно-глинистая толща позднемосковского возраста.

Фаменские постройки – водрослевые, часто с нечетким каркасом, где разрезам свойственна слоистая отдельность пород. Коллекторы представлены известняками, доломитами и их переходными разностями со сложным строением пустотного пространства за

счет кавернозности и трещиноватости. Доломиты вторичные, разнозернистые с реликтово-органогенной структурой. Известняки водрослевые, микробиально-детритовые с различными структурами с прослоями оолитовых известняков. Тип коллектора сложный: поровый, каверно-поровый и трещино-поровый.

Франские рифы имеют строматопоров-водрослевый каркас. Сложены органогенными известняками и вторичными доломитами по этим известнякам. Постройки характеризуются высокими ФЭС, приобретенными в том числе и за счет вторичных изменений - доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания, максимально развитыми в зоне предвизейского размыва. Кроме залежей в рифах, открыты залежи в надрифовых пластах облекания. Залежи нефти массивные сводовые.

В верхнепермско-триасовом НГК терригенный коллектор сложен песчаником чаркабожской свиты. Покрышкой для нее служат одновозрастные глинисто-алевритовые отложения.

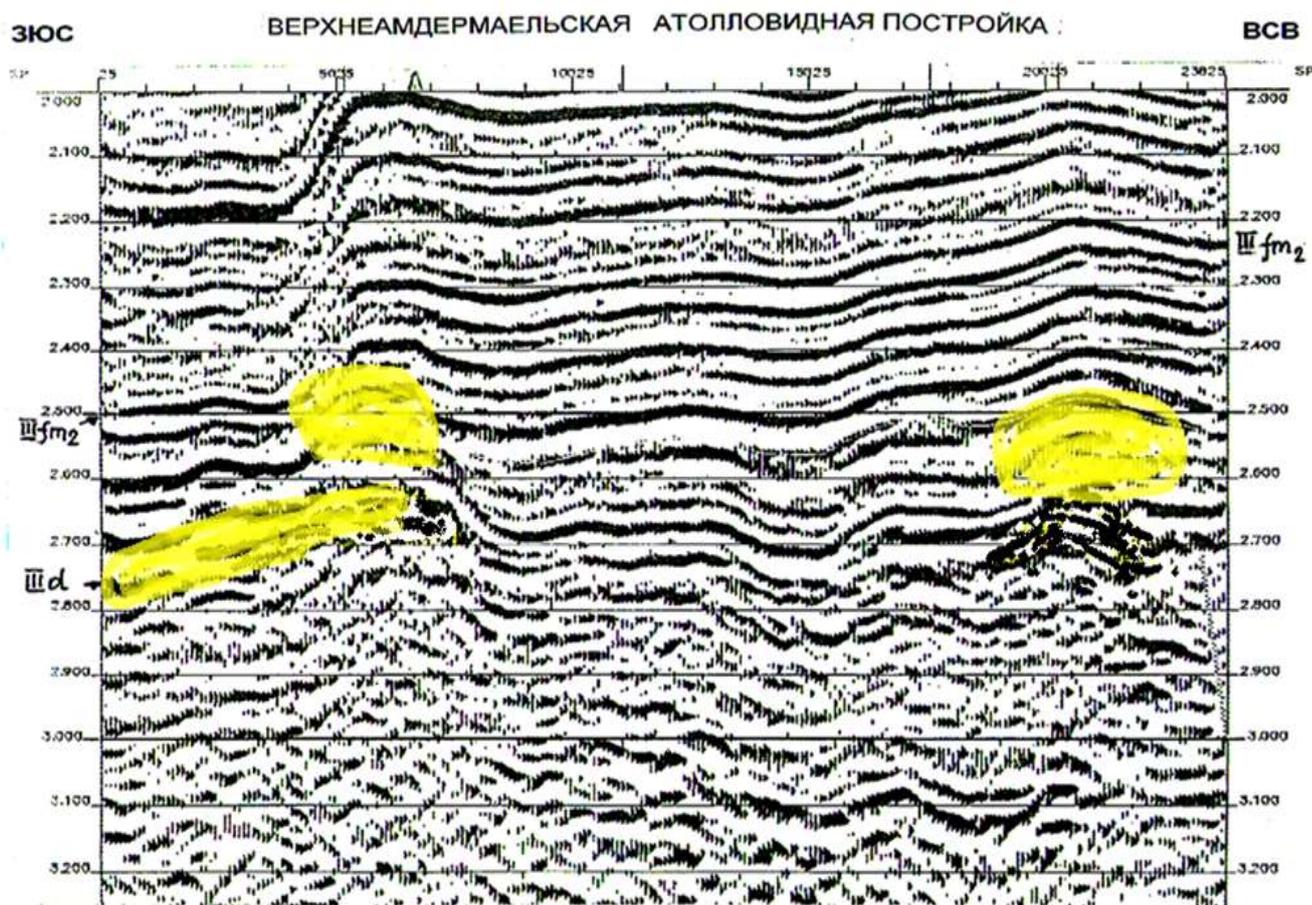


Рисунок 1 - Пример ловушек рифогенного и структурно-стратиграфического типов (сверху вниз) на Верхне-Амдермаельской площади (по материалам ОАО Севергеофизика)

В. Геохимические. Основным очагом генерации является Печероморская область арктического шельфа. (Рисунок 2)

Углеводороды из нефтегазоматеринских пород по принципу дифференциального улавливания двигаясь с СЗ на ЮВ по восстанию пластов заполняли ловушки (Рисунок 3). Дополнительными очагами генерации являются Предуральский прогиб, Денисовский прогиб. Продуктивность очага, определяется сочетанием содержания $C_{орг}$ ОВ, его типа, степени катагенеза и мощности НГМП.

В пределах Лайско-Лодминского нефтегазоносного района выделены следующие нефтегазоносные комплексы:

- Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный НГК. Наиболее обогащенными ОВ являются глинистые известняки и доломиты, мергели. Содержание $C_{орг} \approx 2\%$. Стадия катагенеза $МК_{1-2} - АК_2$

- Среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК. Наиболее обогащенными ОВ являются глины, аргиллиты, глинистые алевролиты. Содержание $C_{орг} \approx 2,5\%$. Стадия катагенеза $МК_1—АК_1$

- Доманиково-турнейский карбонатный НГК. Наиболее обогащенными ОВ являются аргиллиты, кремнистые аргиллиты, мергели, глинистые известняки, горючие сланцы. Содержание $C_{орг} \approx 15\%$. Стадия катагенеза $МК_1—АК_1$

- Средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК. Наиболее обогащенными ОВ являются глинистые известняки, мергели, аргиллиты, алевролиты, глинистые доломиты. Содержание $C_{орг} \approx 5\%$. Стадия катагенеза $ПК—АК_1$.

- Триасовый терригенный НГК. В аллювиально-дельтовых и озерных отложениях содержание $C_{орг}$ минимальное. НГМП отсутствуют. Залежи в данном НГК образовывались за счет вертикальной миграции из нижележащих НГМП.

Продуктивность верхнефранских рифогенных отложений установлена в пределах Северо-Командиршорской, Командиршорской площадей. Командиршорская зона нефтегазонакопления, к которой относятся две первые площади, связана с верхнефранскими барьерными рифами. Наиболее существенные открытия были сделаны в пределах Баяндыской группы рифогенных объектов.

Выявленная залежь Баяндыского месторождения является массивно-сводовой (Рисунок 4), тектонически-экранированной. Коллекторы порово-трещинного, порово-кавернового типов сложены органогенно-детритовыми известняками. Покрышкой для залежи служит карбонатно-глинистая толща позднемосковского возраста. Процессы развития органогенных построек в пределах Баяндыской группы структур начались во франское время и продолжались в раннефаменское время (Рисунок 5).

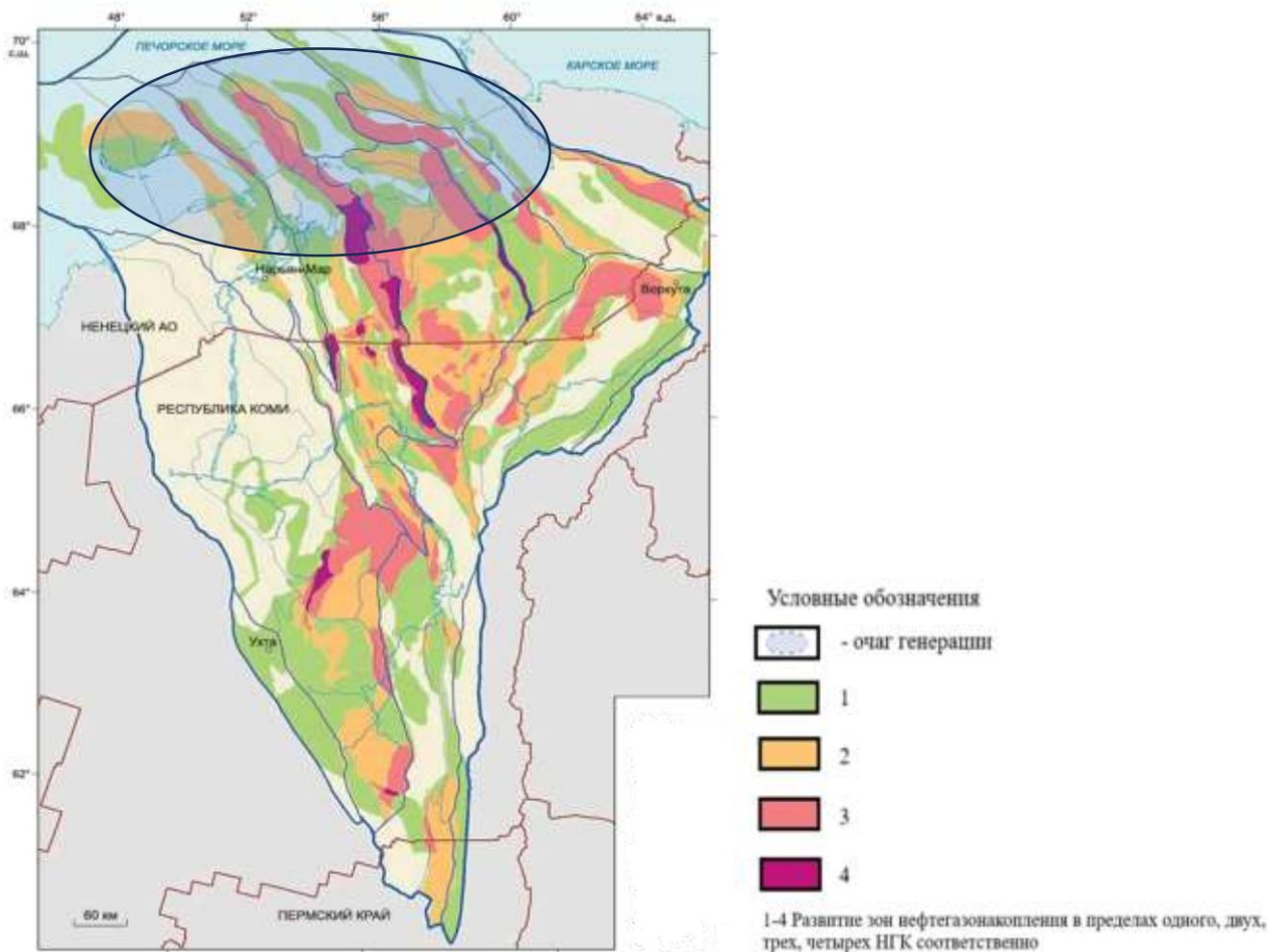


Рисунок 2 - Очаги нефтегазогенерации (с использованием материалов ООО ТП НИЦ).

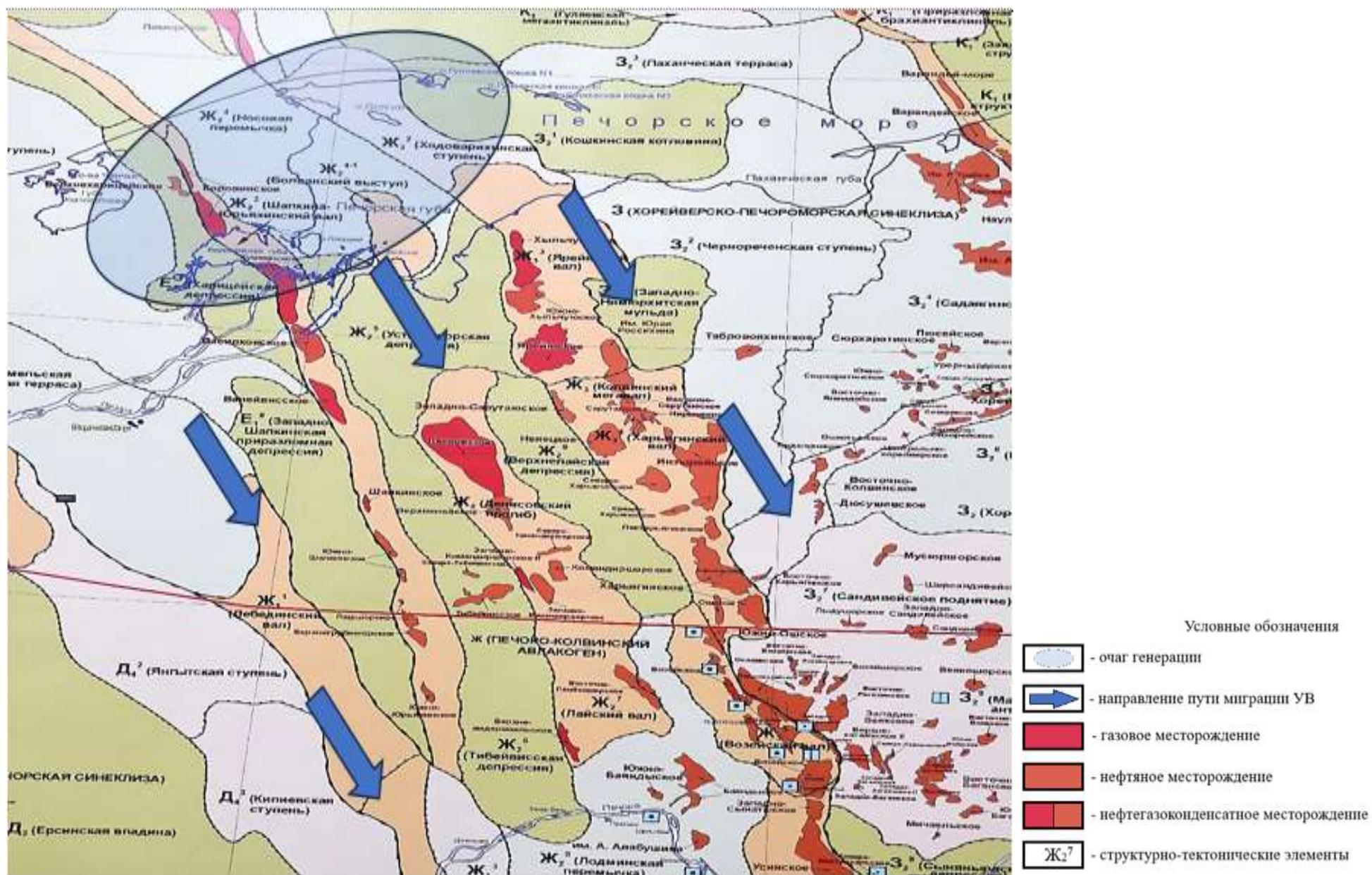


Рисунок 3 - Пути миграции углеводородов (основа взята из материалов ООО ТП НИЦ)

Г. Гидрогеологические. В гидрогеологическом отношении на исследуемой структуре выделяются ордовикско-нижнедевонский и среднедевонско-триасовый гидрогеологические этажи.

В ордовикско-нижнедевонском гидрогеологическом этаже преобладающим типом вод являются крепкие рассолы хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 150-350 г/л. Гидрогеологический режим застойный.

Воды триасового подкомплекса характеризуются гидро-карбонатно-натриевым и хлоридно-натриевым составом. Минерализация подземных вод подкомплекса изменяется от 1,0-6,5 до 50-75 г/л. Гидрогеологический режим застойный.

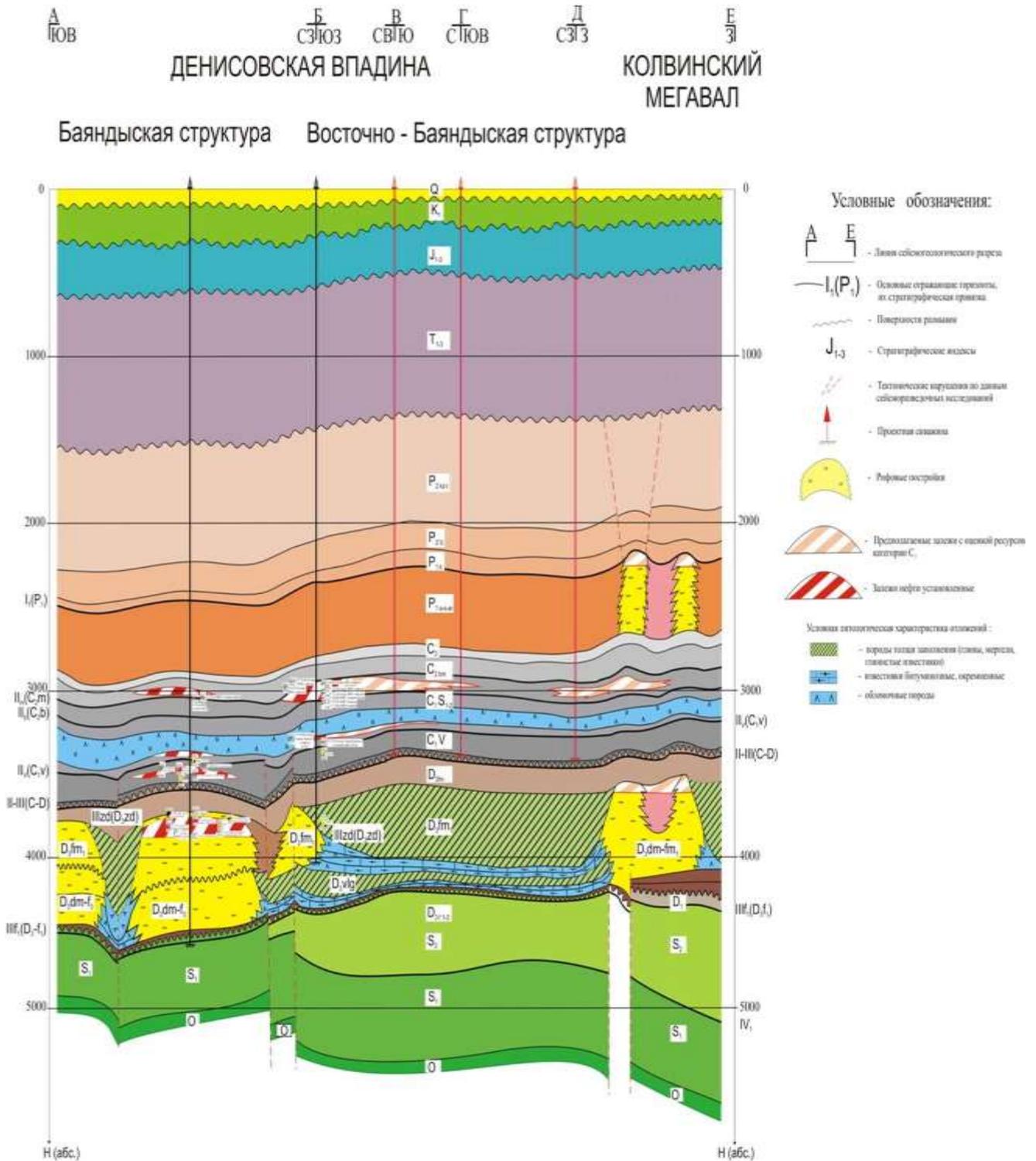


Рисунок 4 - Залежи рифогенного типа на Баяндынской группе месторождений (с использованием материалов ООО ТП НИЦ)

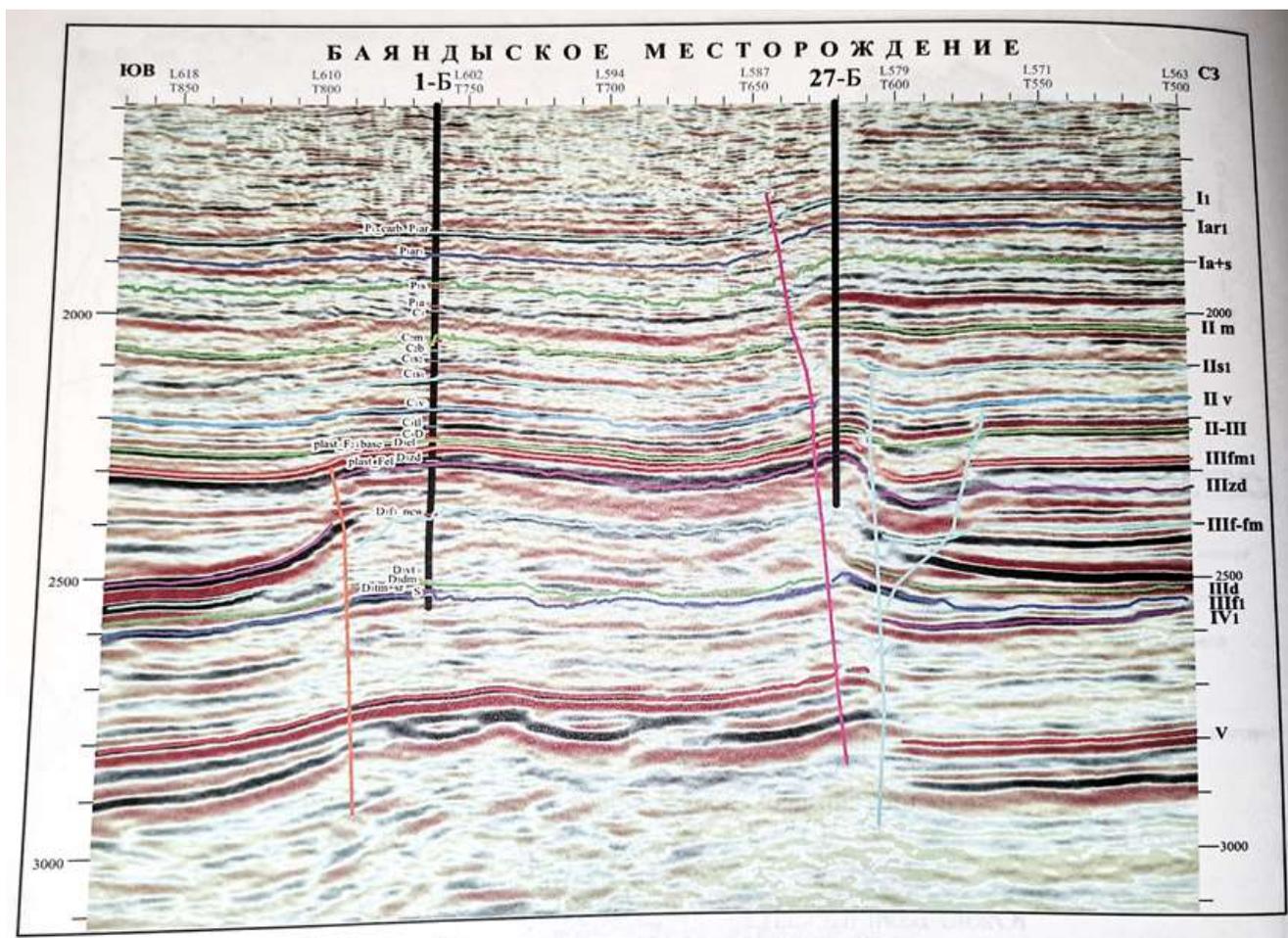


Рисунок 5 - Пример ловушки рифогенного типа на Баяндыском месторождении (по материалам ОАО Севергеофизика)

Выводы

В результате проведенных ГРП в пределах рассматриваемой области были выявлены залежи:

- в пределах Баяндыской группы месторождения. Выявленная залежь является массивно-сводовой, тектонически-экранированной. Коллекторы порово-трещинного, порово-кавернового типов сложены органогенно-детритовыми известняками. Покрышкой для залежи служит карбонатно-глинистая толща позднемосковского возраста.

- в пределах Северо-Командиршорской площади. Залежь является пластово-сводовой, стратиграфически и тектонически экранированной. Коллекторами являются кавернозные, пористые известняки и доломиты. Покрышкой служат глинистые отложения.

- в пределах Лаявожской, площади. Залежь является пластово-сводовой литологически-экранированной. Коллектором является пласт песчаников. Покрышкой для него служат глинисто-алевритовые отложения.

- в пределах Верхне-Амдермаельской площади. Залежь массивная, тектонически и стратиграфически экранированная. Коллекторами являются вторичные доломиты и доломитизированные известняки. Покрышкой служат глинистые отложения.

Перспективы поисков новых залежей углеводородов связаны:

- 1) Со структурно-стратиграфическими ловушками в силурийско-нижнедевонских отложениях. Здесь возможно ожидать нефтяные и газоконденсатные залежи.

- 2) В доманиково-турнейских и средневизейско-нижнепермских отложениях перспективы связаны с поиском залежей нефти и газа в ловушках рифогенного типа.

- 3) В надкарбонатном комплексе перми и триаса следует ожидать наличие залежей углеводородов в литологических и структурно-литологических ловушках.

Библиографический список:

1. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции. История, современность, перспективы. Монография – Ухта: УГТУ, 1999. – 1051 с.
2. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Орлова Л.А., Чумакова О.В., Костыгова П.К. Прогноз нефтегазоносности области северного замыкания Тимано-Печорского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. – Т.4. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/36_2009.pdf
3. Теплов Е. Л., Костыгова П. К., Ларионова З. В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / М-во природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГУП РК ТП НИЦ. – СПб:ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
4. Тимано-Печорский седиментационный бассейн /Объяснительная записка к Атласу геологических карт. - Ухта: из-во ТП НИЦ, 2002. – 122 с.

УДК 550.8.01

Оценка нефтегазового потенциала сложнопостроенных объектов с использованием геолого-геохимических данных

Кочкина Ю. В.¹, Вишератина Н. П.²

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

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Опыт изучения и освоения углеводородов (УВ), приуроченных к нетрадиционным плотным коллекторам и сланцевым комплексам в США, обеспечил серьезный стимул к изучению подобных объектов по всему миру. До 1970-х гг. расчет запасов и ресурсов УВ производился в основном объемным методом и различие между традиционными и нетрадиционными скоплениями УВ базировались исключительно на экономических критериях.

С начала 1990-х гг. геологической службой США для оценки ресурсов традиционных УВ стали использоваться расчеты, основанные на геохимических характеристиках, выделенных для отдельных нефтегазовых систем. В генетическом процессе нефтегазовую систему связывают базовые элементы (нефтегазоматеринские (НГМ) породы, коллектор, характер перекрывающих отложений) и процессы (формирование ловушек, генерация УВ, их вытеснение и миграция), которые при наличии критического момента достаточны для проявления процесса аккумуляции УВ [1]. Для нетрадиционных нефтегазовых систем характерен неполный набор процессов. Они являют собой эволюционно незавершенные нефтегазовые системы [2], которые состоят из неполного набора элементов (отсутствуют транзитные толщи, традиционные коллекторы) и которые сопровождается неполный набор процессов (генерация и аккумуляция происходит непосредственно в НГМ-системах, а вытеснение и миграция отсутствуют). Нетрадиционные нефтегазовые скопления не контролируются структурными факторами и флюидоупорами. УВ в них подвергаются незначительному перемещению внутри нефтегазогенерирующей толщи в силу ограниченной проницаемости и содержатся в рассеянном состоянии в виде микроскоплений и скоплений в наиболее проницаемых пористых разностях и в зонах трещиноватости и разуплотнения.

В России расчетное моделирование миграции и аккумуляции УВ и оценка нефтегазового потенциала отложений были заложены во ВНИГРИ еще классиком органической химии В.А. Успенским (1954 г.) и в дальнейшем разрабатывались многими учеными различных научных организаций (ВНИГРИ, МГУ, ВНИИНГГ, УИИ и др.).

Метод оценки нефтегазового потенциала на основе эволюции геолого-геохимических данных, названный эволюционно-катагенетическим, был апробирован в 1980-е гг. и стал научной основой расчета УВ-потенциала в очагах генерации и зонах нефтегазоаккумуляции, который (как считают авторы работы [3]) наиболее полно учитывает генерационные возможности НГМ-толщ, прошедших стадии от раннего протокатагенеза (ПК₁) до позднего апокатагенеза (АК₃). Метод предусматривает последовательный расчет масштабов генерации, аккумуляции и начальных потенциальных ресурсов УВ. Исходными данными служат объем и плотность НГМ-толщ; содержание органического вещества (ОВ) в породе; коэффициенты

генерации, эмиграции, аккумуляции и рассеяния УВ, выбираемые в зависимости от тектонодинамических условий изучаемой территории.

Для конкретных геологических условий Тимано-Печорской провинции (ТПП) данный метод был усовершенствован А.И. Дьяконовым (А.И. Дьяконов, Н.И. Белый, 1993; А.И. Дьяконов и др., 1995; А.И. Дьяконов, В.А. Авдеев, В.Р. Родыгин и др., 1995).

Метод балансового моделирования, разработанный С.Г. Неручевым с соавторами во ВНИГРИ [4], основанный на количественной информации о процессах генерации, миграции и аккумуляции УВ непосредственно в изучаемом объекте, по мнению авторов, представляет собой более обоснованную альтернативу методу геологических аналогий. В результате проведенных исследований был создан российский вариант количественного моделирования всего цикла геохимических процессов, дающий возможность проводить прогноз нефтегазоносности в различных нефтегазоносных бассейнах. По мнению С.Г. Неручева, количественная модель генерации УВ может быть создана для любой нефтегазопроводящей толщи любого из изучаемых бассейнов при наличии систематических геохимических данных по элементному составу ОБ материнских пород на всех этапах катагенетического преобразования.

Разработанные методы моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции с количественной оценкой ресурсов нефти и газа были апробированы при изучении целого ряда геологических объектов в Западной и Восточной Сибири, в ТПП и других и оказались достаточно эффективными (С.Г. Неручев, С.В. Смирнов, 2007; С.Г. Неручев, 2010; О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, 2014; О.Ю. Аверьянова, 2015).

При создании методики Неручевым С.Г. [4] были выведены балансовые уравнения для количественной оценки генерации УВ с учетом различных генетических типов ОБ; расчет плотностей генерации и эмиграции, суммарных количеств генерированных и эмигрировавших из материнских пород УВ. При расчете миграции и формирования месторождений учитываются направление и максимальные расстояния миграции УВ, скорость миграции и т.д. Основой для расчетов является комплект карт, отражающих структуру изучаемого объекта; распространение и толщина выявленных в нем НГМ-толщ; содержание, тип и степень зрелости исходного ОБ; распространение, толщина, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов; плотность генерируемых УВ и т.д.

Оценка нефтегазового потенциала с использованием двух вышеописанных методов была выполнена на территории Верхнепечорской впадины, где распространена мощная толща низкопроницаемых отложений терригенной молассы раннепермского возраста, которая характеризуется прибрежно-морским генезисом, песчано-глинистым составом пород и широким субрегиональным распространением. Условия формирования этой толщи дают основания предполагать, что в ней могут быть сосредоточены достаточно большие запасы УВ.

Толщина молассы изменяется в пределах 446 – 1400 м, отложения представлены тонким переслаиванием аргиллитов, в разной степени алевроитистых и известковистых; алевролитов и песчаников полимиктовых, в основном глинистых и прослоев мергелей. Песчаность отложений увеличивается вверх по разрезу. Максимальной песчаностью обладают верхние три пачки (VII, VI и V). Нижние пачки имеют преимущественно глинистый состав. Отложения характеризуются повышенным содержанием ОБ ($C_{орг}$). Наиболее высокие концентрации (до 3,6 % по керну и 4,1 % по данным геофизических исследований скважин (ГИС)) приурочены к глинам артинского яруса. Минимальные содержания ОБ связаны с верхними песчанистыми VI – VII пачками ($C_{орг}$ по данным ГИС составляет 0–2,0 %).

Отложения терригенной молассы по минералогическому составу и структуре порового пространства относятся к категории «сложнопостроенных», пустотное пространство которых могут слагать различные виды пустот (поры, трещины (зоны разуплотнения) и, в меньшей степени, каверны). В такой толще могут присутствовать как традиционные, так и нетрадиционные виды коллекторов. Выявленные и учтенные госбалансом запасы газа на месторождениях рассматриваемой территории (Курьинское, Рассохинское, Анельское, Пачгинское) связаны с терригенными коллекторами верхних трех пачек и относятся к вполне традиционным ($K_p > K_p^{гран}$, $K_{пр} > K_{пр}^{гран}$), хотя и обладают невысокими ФЕС. Подсчет запасов на выявленных месторождениях проводился традиционным объемным методом, учитывались преимущественно поровые коллекторы в ловушках антиклинального типа.

Однако на основе исследований (Тюрин А.М., 2016; Швецов М.В., Мелькова Л.В., 2022) с большой долей уверенности можно утверждать, что весь разрез молассовых отложений является единым резервуаром, потенциал которого значительно выше, чем учтен госбалансом. В соответствии с принятой унифицированной схемой распространения УВ в различных резервуарах, принятой в американской практике при разработке подобных коллекторов (рисунок 1), газоносные разности в молассовых отложениях Предуральяского прогиба более всего соответствуют термину «tight gas» (газ в плотных породах), но всю их толщу следует идентифицировать как «shale gas» (сланцевый газ) [2]. То есть это единая непрерывная газоносная система, ограниченная сверху флюидоупором – ангидритами и солями кунгурского яруса нижней перми, скопление газа в которой происходит в плотных и низкопроницаемых полуколлекторах, не являющихся генерирующими, но расположенными в непосредственной близости с ними (латерально или вертикально совмещенных с генерирующими). В пределах резервуара могут встречаться традиционные скопления газа, расположенные под контролирующим их флюидоупором, образованные за счет вертикального перераспределения и перемещения УВ по «транзитным» толщам (в данном случае это в основном поровые коллекторы VII–V пачек), в которые газ мигрировал (был вытеснен) из расположенной ниже газоматеринской толщи (пачки VI–I), где термобарические условия позволяли генерировать газ. Традиционные коллекторы могут содержать подвижные в пластовых условиях УВ (газ) и отдавать их при испытании объекта традиционным способом, что подтверждается результатами испытания скважин на уже открытых залежах. Вовлечение в разработку низкопроницаемых нетрадиционных коллекторов требует особого подхода к первичному и вторичному вскрытию пласта, его опробованию и разработке технологии по интенсификации притока.

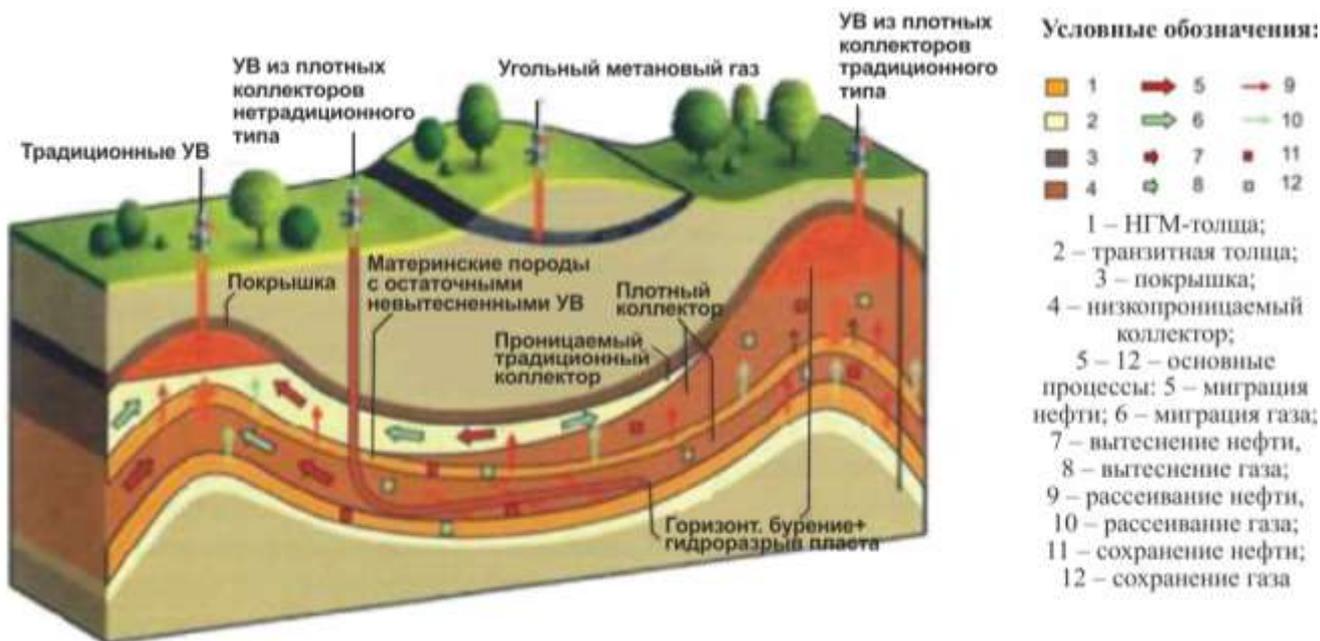


Рисунок 1 – Унифицированная схема распространения УВ различных резервуарах (по работе [2])

Оценка УВ-потенциала всей генерирующей толщи, доля поровых коллекторов в которой менее 3 % от общей толщины, существенно затруднена или практически невозможна традиционными методами. В отличие от залежей в традиционных породах-коллекторах залежи УВ в рассматриваемых толщах не контролируются структурным планом или локальными ловушками и не содержат подошвенных или законтурных вод, в них не наблюдается водонефтяных или газоводяных контактов, поскольку породы являются одновременно и производителями, и ловушками УВ.

Газоматеринские свойства молассовых отложений Верхнепечорской впадины доказаны высокими концентрациями содержащегося в них ОВ ($C_{орг}$ до 4 %) и достижением стадии катагенетической зрелости (МК_{4.5}), необходимой для реализации УВ-потенциала [5].

Количество ОВ было определено как по керновым данным (59 образцов), так и по ГИС. Поскольку у исследований по керну есть недостаток – это фрагментарность при отборе образцов, то для того, чтобы установить более четкие закономерности распространения ОВ по площади и по глубине залегания отложений были выполнены расчеты содержания ОВ по данным ГИС. В результате было установлено, что около 36 % глинистых и глинисто-карбонатизированных пород молассы содержат $S_{орг}$ выше 2 % и их вполне можно рассматривать как газоматеринские с повышенными генерационными свойствами. Были рассчитаны суммарные толщины газоматеринских пород по разрезу скважин, определен их объем в общей толще молассы, построены карты распределения средних значений ОВ [5]. Состав ОВ принят смешанным, со значительной долей гумусовой составляющей вследствие прибрежно-морских условий осадконакопления, что также способствовало генерации УВ-газов.

Для определения возможного очага генерации в Верхнепечорской впадине были выполнены палеопостроения, согласно которым верхнеартинские отложения, хотя и расположенные на современном этапе на небольших глубинах от 800 до 1800 м, необходимой катагенетической зрелости МК₄₋₅ достигли к концу поздней перми – началу триаса. В результате выполненных палеопостроений максимально благоприятные условия для генерации газа выявлены в пределах Луньвожпальской, Пачгинской и Мартъюской площадей, где и оконтурен очаг генерации.

Большинство исходных данных, необходимых для расчетов двумя методами, установлены по данным керна и ГИС, выполненных на территории исследования (например, средняя толщина и плотность материнских пород, количество $S_{орг}$, пористость и остаточная газонасыщенность коллектора). Площадь очага генерации, направление и дальность миграции рассчитаны по структурным картам, плотность газа рассчитана для пластовых условий залегания Пачгинского месторождения. Необходимые коэффициенты эмиграции, аккумуляции, рассеяния УВ и т.д. приняты (или рассчитаны) по методам, предложенным авторами. В результате расчетов количественное значение начальных потенциальных ресурсов газа, рассчитанное двумя методами, имеет вполне сопоставимую величину (около 150 млн м³).

Таким образом, для оценки потенциала молассовых отложений Верхнепечорской впадины, отнесенных к нетрадиционным источникам УВ-сырья, возможно применение методов, в которых используются геолого-геохимические данные и моделирование процессов генерации и аккумуляции. Хорошая сходимость полученных результатов косвенно свидетельствует о корректности выполненных расчетов.

Предложенные методы оценки ресурсов также могут применяться для малоизученных территорий в качестве относительно независимых (вместо метода аналогий), а конечные результаты расчетов могут быть использованы для принятия управленческих решений.

Библиографический список:

1. Leslie B. Magoon, Wallace G. Dow. The petroleum system – from source to trap. – AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA. – 1994. – 655 p.
2. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А.; под ред. Прищепы О.М. – СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.
3. Дьяконов А.И., Цхадая Н.Д., Овчарова Т.А. Современный эволюционно-динамический метод прогноза нефтегазоносности геолого-экологических регионов особо сложного строения (на примере Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции). – Монография / УГТУ, 2002. – 88 с. [электронный ресурс]. Режим доступа: [lib.ugtu.net / system / files / books / 2002 / !poz_012/pdf](http://lib.ugtu.net/system/files/books/2002/!poz_012/pdf) (проверено 22.10.2024).
4. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В. и др. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.
5. Швецов М.В., Кочкина Ю.В., Вишератина Н.П. Газовый потенциал терригенных молассовых отложений Верхнепечорской впадины // Вести газовой науки. – 2023. – № 4. – С. 28 – 36.

Сравнительный анализ геологических закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции

Маракова И. А., Вельтистова О. М., Локьяев Т. Х., Осколкова М. Д.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Вопросы освоения ресурсов тяжелых и битуминозных нефтей становятся особенно актуальными в условиях, когда пик добычи легкой нефти остался позади. Мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей оцениваются в 750 миллиардов тонн, из которых значительное количество сосредоточено в таких странах, как Канада (380 миллиардов тонн), Венесуэла (330 миллиардов тонн), а также в России и США [1-3]. В структуре запасов России наблюдается рост доли тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Наиболее значительные запасы находятся в месторождениях Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, с общим объемом от 30 до 75 миллиардов тонн.

Основной целью данной работы является сравнительный анализ геологических закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции, что позволит выявить ключевые факторы, влияющие на формирование и распределение данных ресурсов.

Задачи работы:

- Изучить особенности геологического строения и условия формирования в среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного, доманиково-турнейского карбонатного и пермско-триасового терригенного комплексов.
- Выполнить сравнительный анализ параметров нефтей в пределах Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зона и Хорейверской впадины.

Для анализа размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции использовались геолого-геофизические материалы и физико-химические параметры нефтей по 39 месторождениям, открытых в ордовик-нижнедевонском карбонатном, доманиково-турнейском карбонатном и пермско-триасовом терригенном комплексах Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны. Хорейверская впадина является наложенной отрицательной структурой, которой соответствует Большеземельский палеосвод, разделенный на блоки тектоническими нарушениями субмеридионального простирания. Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона - древняя рифтовая зона с чередованием валов и депрессий. Здесь фиксируется широкий спектр комбинированных и неантиклинальных ловушек [3].

Особенностью строения силур-девонской части разреза в Хорейверской впадине является широкое развитие региональных зон выклинивания (стратиграфического или тектонического срезания) и связанных с ними комбинированных и неантиклинальных ловушек. В доманиково-турнейском карбонатном комплексе на севере Хорейверской впадины области распространены карбонатные пласты мелководно-шельфовых отложений, разнообразные органогенные постройки, карбонатные пласты депрессионных литофаций. Пористость 12-14%. В Варандей-Адзвинской структурной зоне в отложениях нижнего девона намечены многочисленные структурно-литологические и структурно-стратиграфические ловушки на территории вала Сорокина и Мореюской депрессии. Породы-коллекторы, обеспечивающие миграцию и скопления УВ, в доманиково-турнейском комплексе связаны почти исключительно с карбонатными породами. Рифогенные образования южных и восточных районов представлены массивами, которые начинали свое развитие как изолированные банки на отмелях внутри некомпенсированных впадин в позднедоманиковое и сирачойское время, а затем продолжали формироваться в верхнефранском и фаменском времени, как банки на краю и внутри мелководного шельфа до перекрытия их мелководными глинистыми отложениями. Открытая пористость составляет 12-18%. Обладающие экранирующими свойствами пласты, пачки и толщи имеют глинистый и карбонатно-глинистый состав и преимущественно относятся к покрывкам неоднородного типа благодаря присутствию карбонатных пластов и пачек.

Анализ физико-химических параметров тяжелых нефтей показал, что в Варандей-Адзвинской зоне нефти варьируются от легких до высоковязких и битуминозных (плотность 0,832–0,92 г/см³, вязкость от 2,3 до 19,07 мПа·с) [1,4]. По мере увеличения содержания парафина наблюдается снижение плотности и вязкости, что также подтверждается исследованиями в различных месторождениях. Например, на Сарембойском месторождении найдена битуминозная нефть с плотностью 0,92 г/см³ и высокой вязкостью 19,07 мПа·с (рис.1).

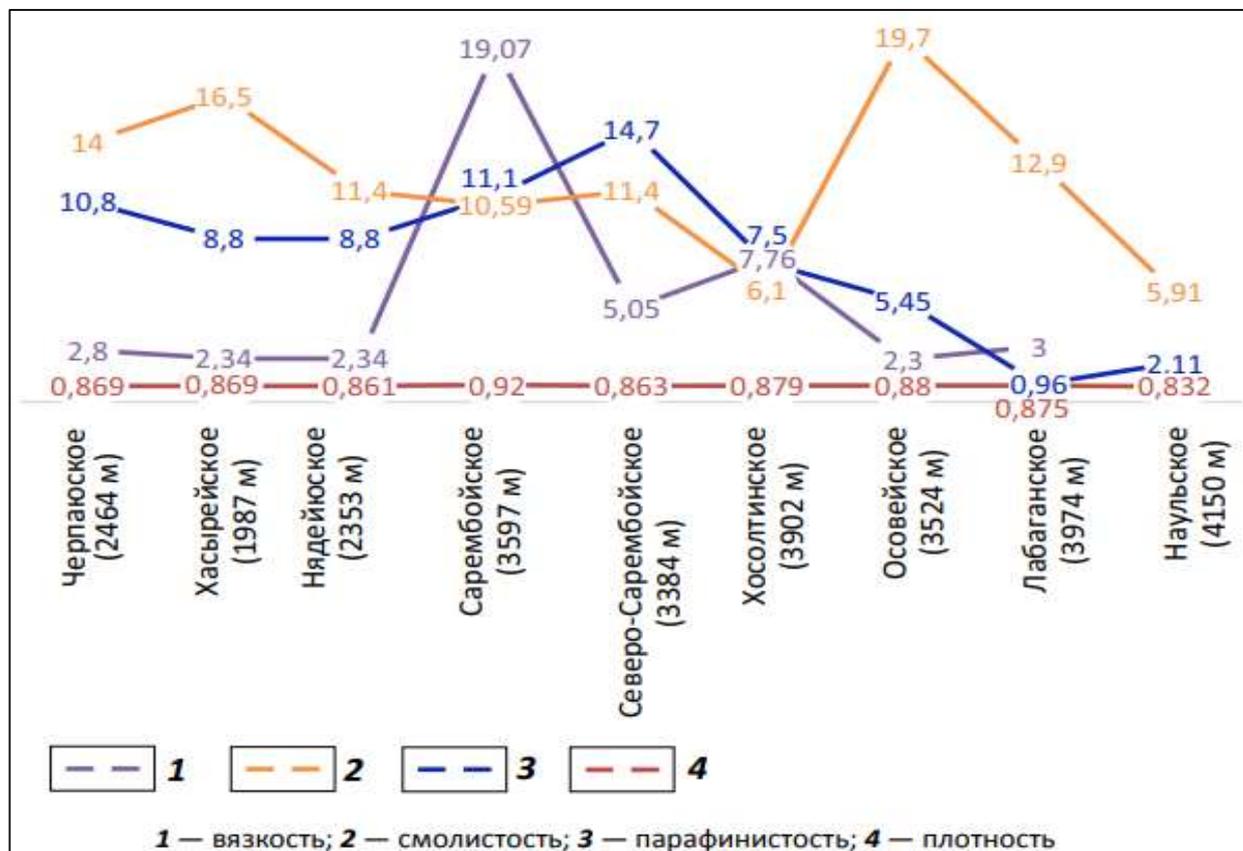


Рисунок 1 – График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с юга на север в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)

В Хорейверской впадине нефтяные залежи обладают меньшей плотностью и содержат меньше серы. Здесь зафиксированы тяжелые, средние и легкие нефти, а также нефти, отличающиеся различной вязкостью и парафинистостью.

Прогнозы по будущему освоению тяжелых и битуминозных нефтей на основании существующих геолого-геофизических данных выглядят оптимистично, особенно в контексте высоких потенциальных ресурсов на территории Тимано-Печорской провинции. Учитывая зависимость распределения залежей от структурных условий и литологического фона, можно эффективно применять современные методы разведки и анализа для дальнейших поисковых программ.

Таким образом, системный научный подход к исследованию закономерностей распределения залежей тяжелых нефтей создаст условия для выхода на новые поисковые объекты. Это даст возможность эффективно прогнозировать объекты и организовать комплекс геологоразведочных работ.

Выводы: наблюдается закономерность в изменении свойств нефтей, где нефти положительных и активно формировавшихся структур являются более тяжелыми по сравнению с нефтью, сосредоточенной в других структурах. Исходя из этого, основными областями скопления тяжелых нефтей являются палеотектонически активные зоны со сложным геологическим строением, которые контролируются тектоническими разрывами и стратиграфическими перерывами в осадконакоплении. Распределение залежей в разрезе существенно зависит от литолого-фациальных условий. Пространственное распространение и

степень выдержанности, как нефтегазоносных толщ, так и пластов-покрышек неодинаковые. Процессы биохимического и физического разрушения, а также неоднократные сокращения площадей осадкообразования и инверсионные тектонические движения играют ключевую роль в дегазации недр и разрушении нефтяных залежей, особенно в зонах палеогипергенеза.

Системный научный подход к исследованию закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей является важным для точного историко-генетического прогноза залежей углеводородов и создания новых поисковых моделей.

Библиографический список:

1. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Основные закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в терригенных отложениях перми-триаса на северо-востоке Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий РК и Ненецкого автономного округа (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.) : сб. тезисов мат-ов науч.-практич. совещ. – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. – С. 47–48.
2. Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Прогнозирование и поиск залежей нефти и газа в нижнедевонско-силурийских отложениях в северо-восточной части и арктическом шельфе Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий РК и Ненецкого автономного округа (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.) : сб. тезисов мат-ов науч.-практич. совещ. – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. – С. 66–67.
3. Маракова И.А. Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 1-12.

УДК [553.982+553.494](470.13)

Изучение геологических нарушений на Ярегском нефтетитановом месторождении

Грунсковой Т. В., Белкин И. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Свойства горных пород, в которых строятся горные выработки Ярегских нефтешахт, имеют широкий диапазон значений характеристик. Все породы месторождения в различной степени трещиноваты и пересекаются дизъюнктивными нарушениями. Особое значение это имеет для продуктивных отложений, поскольку в значительной степени определяет их фильтрационно-емкостные свойства.

Центральная часть Ярегского нефтетитанового месторождения, на территории которой спроектированы и пройдены уклонные блоки, покрыта густой сетью трещин, большинство которых субмеридиального характера. Детальное изучение дизъюнктивной тектоники и трещиноватости III пласта, а также вмещающих пород произведено при проходке горных выработок при шахтном способе разработки.

Так фиксируются нарушения:

- крупные, редкие, протяженностью 1–3 км со смещением до 10 м;
- средние, протяженностью сотни метров сбросы и взбросы с амплитудой смещения до 2 м;
- мелкие, измеряемые десятками метров со смещением до 0,7 м.

По данным шахтной разработки в верхней части продуктивного пласта III трещины и дизъюнктивы встречаются в среднем через каждые 25 м, в нижней части вблизи фундамента – через 9 м.

Амплитуды смещения обычно незначительны, редко до 10 м. Таким образом, все горные выработки уклонного блока пройдены в трещиноватых и изрезанных тектоническими нарушениями породах. Поддержание выработок в рабочем состоянии в массиве с нарушениями подразумевает выполнение подбора крепи выработок с избыточными характеристиками.

Значительная сеть трещиноватости различных зон Ярегской площади подтверждается результатами проводимых сейсмических исследований. Наглядно количество и протяженность разрывных и сдвиговых нарушений отражены на примере эксплуатационных блоков 2Т-4, 3Т-4 (рисунки 1, 2).

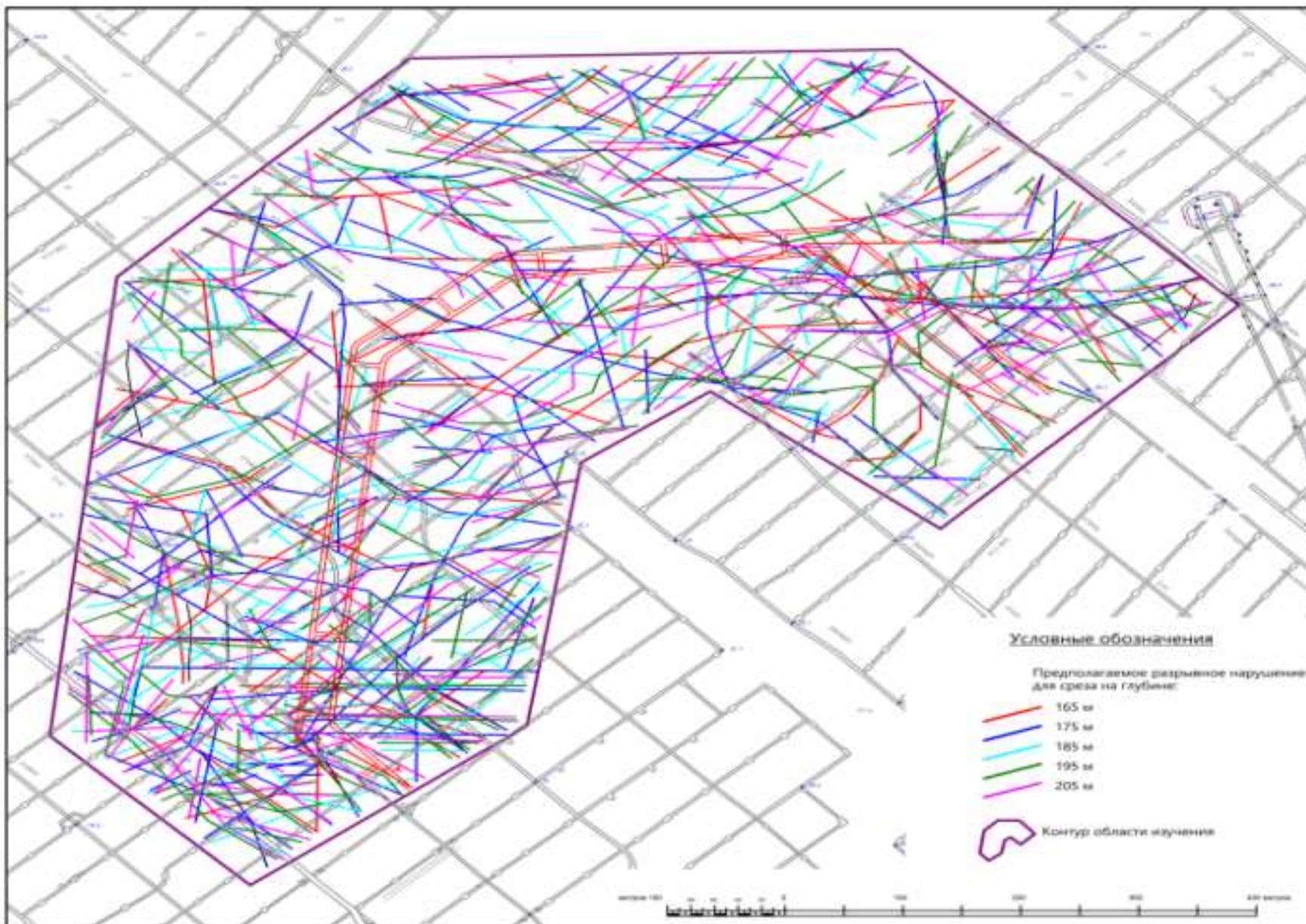


Рисунок 1 - Разрывные нарушения участка 2Т-4, 3Т-4

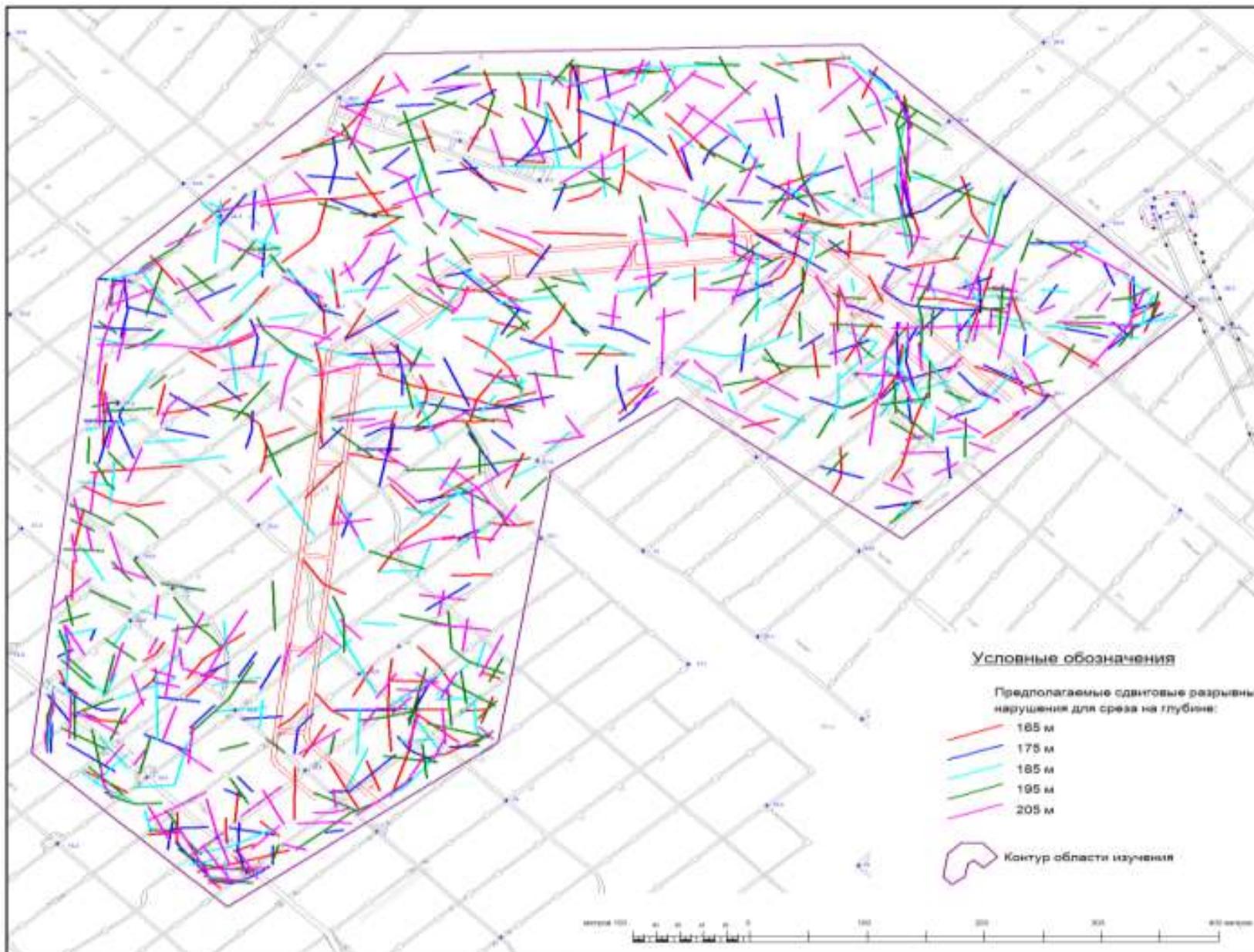


Рисунок 2 - Сдвиговые нарушения участка 2Т-4, 3Т-4

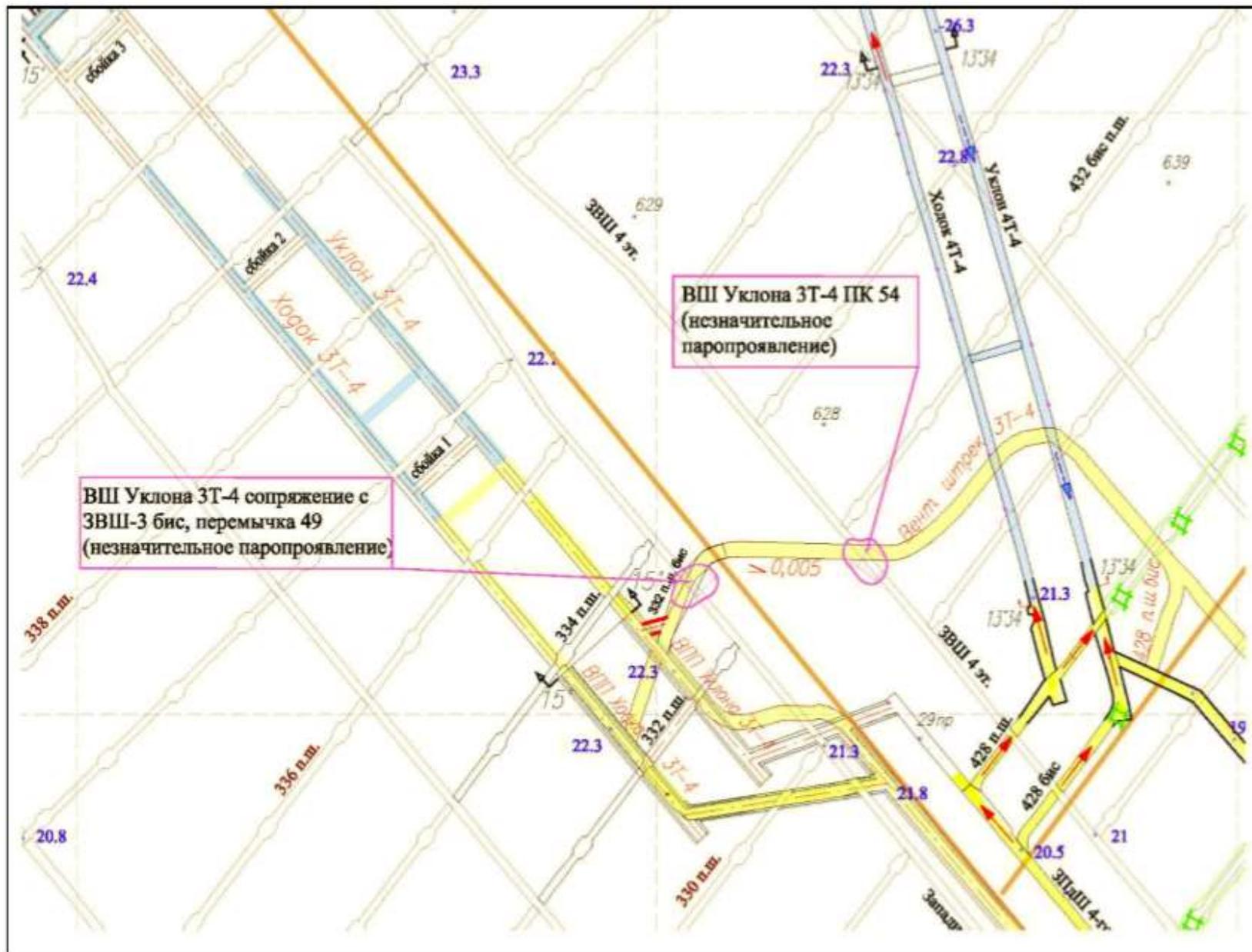


Рисунок 3 - Наиболее подверженные прорывам участки НШ-3 (эксплуатационный блок 3Т-4)

На эксплуатационные блоки, наиболее подверженные прорывам пара дополнительное влияние оказывает высокая трещиноватость района, способствующая возникновению аварийных ситуаций [1]. Наиболее подверженные прорывам участки НШ-3 (эксплуатационный блок ЗТ-4) представленные на рисунке 3

При разработке Ярегского месторождения термошахтным способом одним из осложняющих факторов является регулярный прорыв теплоносителя в горные выработки. Несмотря на то, что при подземно-поверхностной системе разработки нагнетание пара в пласт происходит на удалении от действующих горных выработок, это приводит к неконтролируемым прорывам пара в изолированные горные выработки [2-3]. Основными причинами прорывов пара является развитая в пласте сеть тектонических нарушений.

Библиографический список:

1. Фомин А.И., Шевченко Л.А., Грунковой Т.В. Улучшение температурного режима на рабочих местах в условиях термошахтной добычи высоковязкой нефти Ярегского месторождения // Безопасность жизнедеятельности. 2021. № 7 (247). С. 12–17.
2. 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.
3. Фомин А.И., Грунковой Т.В. Поиск эффективных решений разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 7. С. 20-25.

УДК 332.36

Особенности процедуры предоставления в аренду земельных участков из состава земель лесного фонда для целей недропользования

Рекова Е. В., Пильник Ю. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Леса занимают примерно 45% территории Российской Федерации. Основная часть разведанных в России полезных ископаемых размещена в границах земель с установленной категорией - лесной фонд. Использовать такие земли, в том числе и образовывать из них земельные участки возможно исключительно в соответствии с требованиями статьи 25 Лесного Кодекса РФ [1]. Вид разрешенного использования земельных участков, сформированных для добычи полезных ископаемых разрешает выполнение работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых, согласно п. 11 ст. 25 Лесного кодекса РФ [1].

Согласно пп. 2, 3 ст. 43 Лесного кодекса РФ [1] лесной участок для целей недропользования может быть предоставлен в аренду, на него может быть установлен сервитут или оформлено разрешение на использование лесов без проведения рубок лесных насаждений или размещения объектов капитального строительства.

Аренду могут оформить как юридические, так и физические лица. При оформлении договора аренды необходимо проверять реестр недобросовестных арендаторов лесных участков, так как заключение с ними договора аренды лесных участков недопустимо.

Образованные лесные участки предоставляются в аренду без проведения торгов для трёх видов использования лесов:

- 1) разведка и добыча полезных ископаемых, геологическое изучение недр;
- 2) строительство и эксплуатация водохранилищ и иных искусственных водных объектов, а также гидротехнических сооружений, морских портов, морских терминалов, речных портов, причалов;
- 3) строительство, реконструкция, эксплуатация линейных объектов.

Размещение объектов недропользования зависит от целевого назначения лесов (таблица 1).

Наиболее распространенный вид оформления земельного лесного участка является заключение договора аренды, который имеет свои особенные характеристики (таблица 2).

Таблица 1 – Размещение объектов недропользования в зависимости от целевого назначения лесов

Целевое назначение	Характеристика	Возможность геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых
Защитные леса	Являются природными объектами, имеют особо ценное значение и особый правовой режим использования, охраны и воспроизводства лесов.	Особо строгий режим лесопользования, зависит от категорий защитности и видов лесопользования, установленных лесохозяйственными регламентами.
Эксплуатационные леса	Подлежат освоению в целях получения высококачественной древесины и других лесных ресурсов, с обеспечением сохранения полезных функций лесов.	Допускается
Резервные леса	В течение 20 лет запрещена заготовка древесины, за исключением заготовки гражданами для собственных нужд.	Допускается

Таблица 2 – Особенности договора аренды земельного (лесного) участка, находящегося в государственной или муниципальной собственности

№	Определяющий нормативный документ	Описание
1	Закон РФ «О недрах» статья 25.1 [3], Земельный кодекс РФ статья 39.6, п. 2, пп. 20 [2], Лесной кодекс РФ, ст. 73.1 п. 3, подп. 1 [1]	Договор аренды заключается без проведения торгов (конкурсов, аукционов), если земельный участок предоставляется для работ, связанных с использованием недрами.
2	Земельный кодекс РФ статья 39.8 [2]	Договор аренды должен предусматривать проведения работ по рекультивации земельного участка.
3	Земельный кодекс РФ статья 39.8, п. 8 пп. 10 [2]	Договор аренды заключается на срок, превышающий не более чем на 2 года срок действия лицензии на пользование недрами.
4	Закон РФ «О недрах» статья 11 [3]	Земельный участок может использоваться недропользователем после получения лицензии на пользование недрами и оформления геологического отвода и (или) горного отвода, а также после утверждения проектной документации для проведения указанных работ.
5	Градостроительный кодекс РФ статья 36, п. 4 пп. 4 [4]	Земельные участки, которые предоставлены для добычи полезных ископаемых не попадают под требования установления градостроительного регламента

Заключение договора аренды лесного участка выполняется в определённой последовательности (рисунок 1).



Рисунок 1 – Алгоритм оформления договора аренды лесного участка

1. На первом этапе необходимо осуществить разработку, согласование и утверждение проектной документации лесного участка, в которой указываются: площадь проектируемого лесного участка, описание его местоположения и границ, целевое назначение и вид разрешенного использования лесов, количественные и качественные характеристики лесного участка.

2. После разработки проектная документация лесного участка согласовывается соответствующим территориальным лесничеством и утверждается решением органа государственной власти, органа местного самоуправления, осуществляющих полномочия по предоставлению лесных участков.

3. Следующий этап заключается в образовании частей лесного участка и постановки их на кадастровый учет. На этом этапе привлекается кадастровый инженер, который занимается созданием схемы расположения земельного участка на кадастровом плане территории и оформлением межевого план. Затем документы отправляются в кадастровую палату, где в течении 7 рабочих дней осуществляется постановка на кадастровый учет. Результатом данного этапа является выписка из Единого государственного реестра недвижимости (ЕГРН).

4. После получения выписки из ЕГРН лицо, заинтересованное в оформлении арендных отношений в отношении сформированного земельного участка, повторно обращается в Министерство природных ресурсов и охраны окружающей с заявлением о предоставлении в аренду лесного участка.

Заявление рассматривается в течение 30 календарных дней со дня его поступления в уполномоченный орган. В результате рассмотрения заявления принимается решение о выдаче разрешения на выполнение работ по геологическому изучению недр или об отказе в выдаче разрешения на выполнение работ по геологическому изучению недр. На основании положительного Решения уполномоченного органа исполнительной власти составляется договор аренды РФ.

5. Согласно договору аренды лесного участка, в течение 6 месяцев со дня заключения договора Арендатор обязан разработать и представить Арендодателю проект освоения лесов для проведения государственной экспертизы и проект рекультивации.

Проект освоения лесов содержит сведения о разрешенных видах и проектируемых объемах использования лесов, мероприятиях по охране, защите и воспроизводству лесов, по созданию объектов лесной и лесоперерабатывающей инфраструктуры, по охране объектов животного мира и водных объектов, о мероприятиях по строительству, реконструкции и эксплуатации объектов, не связанных с созданием лесной инфраструктуры.

6. После разработки проекта освоения и проекта рекультивации правообладатель лесного участка обращается в орган государственной власти или местного самоуправления с письменным заявлением и приложением проекта освоения лесов. Представленные материалы регистрируются органами государственной власти или органами местного самоуправления, которые в течение 3-х дней с даты регистрации проверяют их комплектность.

7. После получения положительного заключения по проекту освоения лесов арендатор готовит лесную декларацию к договору аренды.

Лесная декларация подается не менее чем за 6 рабочих дней до начала предполагаемого срока использования лесов. В ней отражается информация о лице, подавшем лесную декларацию; о договоре аренды лесного участка в соответствии с которым осуществляется использование лесов; о местоположении лесного участка; об объеме использования лесов; о видах использования лесов, которые предусмотрены договором аренды лесного участка и проектом освоения лесов на декларируемый период. Проверка занимает 5 рабочих дней со дня поступления в уполномоченный орган.

8. Существует обязательный перечень отчетов, которые каждый арендатор при использовании участков лесного фонда обязан предоставлять в контролирующие органы государственной власти: отчет об охране лесов от пожаров, отчет о защите лесов, отчет об использовании лесов, отчет о воспроизводстве лесов.

Согласно вышеперечисленному можно выделить особенности процедуры предоставления в аренду земельных участков из состава земель лесного фонда для целей недропользования - лица, использующие леса с предоставлением лесного участка в целях осуществления геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых обязаны:

- использовать лесной участок по целевому назначению в соответствии с Лесным кодексом, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, лесохозяйственным регламентом лесничества, на основании проекта освоения лесов и договора аренды лесного участка;

- подготавливать и утверждать проект освоения лесов и лесную декларацию;

- предоставлять отчетность об использовании, охране, защите и воспроизводстве лесов;

- осуществлять меры противопожарного обустройства лесов на предоставленном лесном участке;

- осуществлять мероприятия по «компенсационному» восстановлению лесов (не позднее чем через один год после рубки лесных насаждений);

- по истечению срока действия договора аренды, лесной участок необходимо привести в первоначальный вид.

Как видно, процедура отвода земельного участка под цели недропользования, согласование и рассмотрение всех документов может занимать более полу года, что препятствует своевременному началу строительных работ по размещению объекта. Необходимы временные и денежные затраты для своевременного получения разрешительной документации для отвода земельного участка.

Так же в процессе оформления возникает еще ряд проблем, таких как:

- ✓ В связи с изменением квартальной сетки земельных участков лесного фонда РФ некоторые участки, ранее предоставленные и имеющие метрическое описание, фактически имеют иное местоположение, чем отображено в документах лесного фонда, что приводит к невозможности предоставления участков лесного фонда (присутствует некорректное обременение).

- ✓ Устаревшее таксационное описание.

✓ Несоответствующий вид разрешенного использования, что приводит к некорректному подсчету арендной платы.

Вывод: Таким образом, можно сказать, что процесс оформления в аренду земельного участка из состава земель лесного фонда – это долгий процесс, требующий определенных знаний в области землеустройства и кадастра.

Библиографический список:

1. Лесной кодекс Российской Федерации: фед. закон № 200–ФЗ от 04.12.2006 (ред. от 08.08.2024) // СПС Консультант Плюс. – URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения 15.10. 2024).
2. Земельный кодекс Российской Федерации: фед. закон № 136–ФЗ от 25.10.2001 (ред. от 18.03.2020) // СПС Консультант Плюс. – URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения 15.10. 2024).
3. Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 года N 2395-1 «О недрах». // СПС Консультант Плюс. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения: 25.10.20234).
4. Градостроительный кодекс Российской Федерации: фед. закон № 190–ФЗ от 29.12.2004 (ред. от 08.00.2024) // СПС Консультант Плюс. – URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения 15.10. 2024).

УДК 551.1.4

Тектонические критерии нефтегазонакопления в силурийско-нижнедевонских отложениях Большеземельского свода

Белая И. В., Овчарова Т. А., Ростовщиков В. Б.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. Одним из важнейших факторов, определяющих распространение нефтегазогенерирующих толщ, коллекторов, покрышек и залежей УВ, является цикличность геологических процессов. В геологическом развитии Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна выделяется крупный ордовикско-триасовый этап седиментогенеза, обусловленный, в первую очередь, тектоническими факторами. Осадки этого этапа составляют порядка 90 % от современного объема осадочных пород.

На основе комплексного анализа авторами проведена работа по выявлению закономерностей нефтегазобразования в силурийско-нижнедевонских отложениях Большеземельского свода по тектоническим критериям: темпы прогибания территории, перерывы в осадконакоплении, скорость седиментации, время формирования ловушек, генерация и амплитуда поднятий, аккумуляция УВ.

Введение. В структурном плане рассматриваемая территория соответствует Хорейверской впадине. Хорейверская впадина - один из крупных структурных элементов на севере Тимано-Печорской НПП. Хорейверская впадина занимает весьма специфическое положение в общей структуре Тимано-Печорской провинции, располагаясь между тремя крупными региональными прогибами: Предуральским на юго-востоке, Печоро-Колвинским авлакогеном на западе и Варандей-Адзвинской структурной зоной на востоке. На месте современной Хорейверской впадины существовал приподнятый блок земной коры - Большеземельский свод.

Тектонические критерии нефтегазонакопления

Большеземельский свод в палеозое развивался как конседиментационное поднятие с минимальными мощностями в присводовой части и максимальными на бортах. Кровля фундамента устойчиво погружается к востоку с максимальными перепадами высотных отметок по ордовикско-нижнедевонскому структурному ярусу 800-900 м. Верхнедевонские отложения с глубоким размывом перекрывают различные горизонты нижнего девона и силура, облекая наследуемый от поверхности фундамента Большеземельский свод. Согласно региональным представлениям, формирование рассматриваемых карбонатных отложений во время позднего силура и раннего девона происходило в условиях эпиконтинентальной платформы, полого погружающейся на восток в сторону Уральского палеоокеана.

Для раздельного прогнозирования нефти и газа и формирования нефтегазовых месторождений определяющую роль, кроме литолого-фациальных и геохимических, играют тектонодинамические, отражающие влияние тектонической активности на

нефтегазонакопление. Это темп плитотектонических движений, их амплитуда, скорости прогибания и накопления осадков в седиментационном бассейне, скорости и контрастность роста локальных поднятий, анализ тектонической и седиментационной цикличности, а также анализ перерывов, размывов и несогласий; анализ палеоструктурных факторов – времени заложения структур совместно с геодинамическими, палеокатагенетическими и другими геохимическими и термобарическими параметрами.

Формирование среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекс началось с трансгрессии и прогибания территории в ранне-среднеордовикское время. Скорости накопления осадков в зонах прогибания изменялись от 10-15 м/млн лет на западе Хорейверской впадины до 25-30 м/млн лет на востоке. С увеличением темпа седиментации в нормально морских условиях скорости увеличились до 30-40 м/млн лет. В это время началось формирование антиклинальных ловушек, возросло количество ОБ сапропелевого типа, создались условия для активной генерации УВ.

На следующих этапах геологической истории Хорейверской впадины, связанных с формированием Предуральского краевого прогиба, осадконакопление наиболее активно происходило также на востоке. Скорости седиментации достигали 40-50 м/млн лет.

Величина контрастности в раннем палеозое изменялась от 30 до 40 м/млн лет.

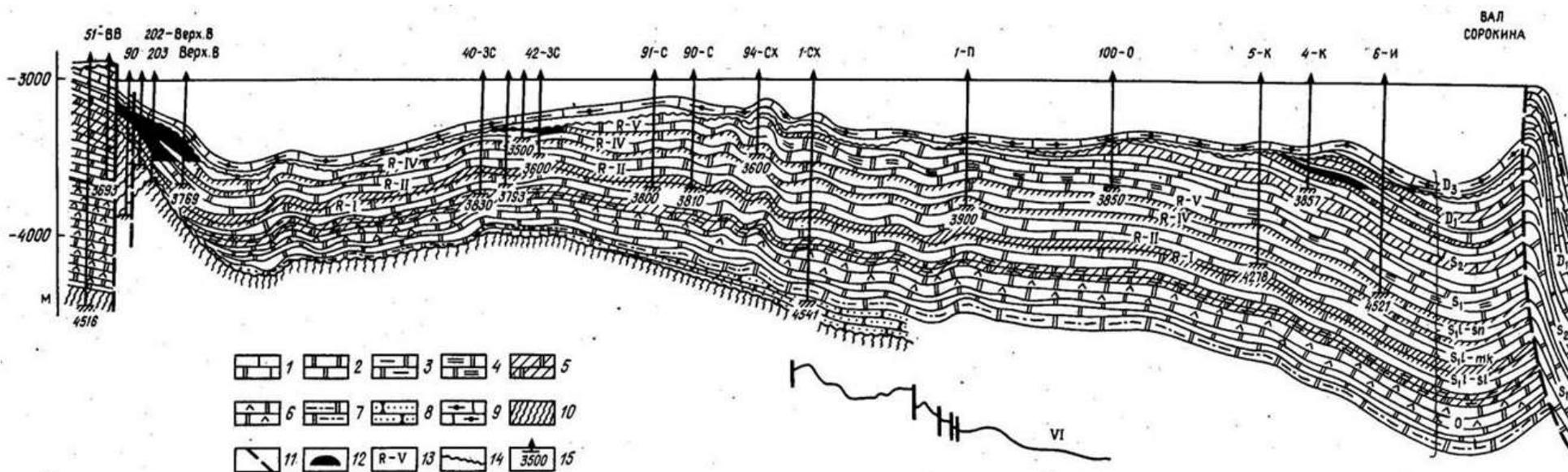
Минимальные скорости накопления преимущественно нефтеносных пород, содержащих сапропелевое (алиновое) или сапропелево-гумусовое (алиново-арконовое) органическое вещество, составляют 25-30 м/млн лет. С увеличением темпа седиментации возрастает количество ОБ сапропелевого типа и потенциальные возможности генерации жидких углеводородов. В условиях нормально морской терригенной седиментации скорости накопления, превышающие 50-60 м/млн лет, более благоприятны для образования глинистых толщ. Здесь доминируют условия последующей активной нефтегазогенерации. Эти скорости являются благоприятными для создания восстановительной фациально-геохимической обстановки в осадке, и способствуют образованию оптимальных соотношений песчаных и глинистых пород в разрезе (от 30 до 50 %) (табл. 1).

Наиболее благоприятные условия накопления и преобразования органического вещества (ОВ) отмечаются в периоды интенсивного осадконакопления при трансгрессии моря и максимальном погружении бассейна - ордовикско-нижнедевонское время на большей части Тимано-Печорской провинции существовала территория, занятая Уральским палеоокеаном. В пределах мелководья и шельфа сформировались карбонатные толщи различного фациального состава. В предверхнедевонское время в период крупнейшей регрессии, которая совпала с активизацией локальных вертикальных движений и размыва силурийско-нижнедевонских отложений, произошло формирование Большеземельского погребенного свода в Хорейверской впадине.

Отличительной особенностью строения силурийско-нижнедевонских отложений Хорейверской впадины является их неравномерная мощность. Четкая закономерность увеличения глубины размыва ордовикско-силурийско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса (НГК) прослеживается в западном направлении (рис. 1). Так, в восточной части впадины, где мощность силурийско-нижнедевонских отложений по расчетным и геофизическим данным достигает 1200 м, скважинами на Колвинской площади вскрыты нижнедевонские отложения. К центральной части впадины на Западно-Сандивейской площади происходит сокращение мощностей силурийских отложений до 400 м. В западной части впадины на ряде участков вскрыта только подошвенная часть силурийских отложений мощностью 143 м в скв. 26 Восточно-Харьягинской и 156 м в скв. 90 Верхневозейской. Увеличение мощностей комплекса наблюдается не только к востоку, но и к югу. Так, скв. 7 Северо-Мастерельская вскрыла нижне- (мощность 773 м) и верхнесилурийские (248 м) отложения. Это свидетельствует о том, что на рубеже среднего - позднего девона в пределах Хорейверской впадины сформировался ныне погребенный Большеземельский палеосвод. При этом районы Восточно-Харьягинской и Верхневозейской площадей испытали наиболее значительные поднятия. Региональный размыв определил характер распространения коллекторов в силурийских отложениях, закономерности их площадного распространения и в значительной степени зональность нефтеносности [3].

Таблица 1 – Тектонодинамические факторы, влияющие на нефтегазообразование и нефтегазонакопление

Влияние показателей на нефтегенерацию и нефтенакопление	Темп прогибания в ОПБ (для условий нормально морской терригенной и терригенно-карбонатной седиментации), м/млн лет	Градиенты скорости прогибания (от оси прогибов к бортам), м/млн лет	Время заложения локальных поднятий	Скорость роста локальных структур, м/млн лет	Контрастность тектонических движений (суммарное значение скорости роста поднятий по отношению к смежной зоне максимального прогибания), м/млн лет
1	2	3	4	5	6
благоприятное	От 25 до 40	30...50	Одновременно с ГФН	30...50	30...80



Условные обозначения:

- 1 - известняки; 2 - доломиты; 3 - переслаивание доломитов и глин; 4 - плотные доломиты; 5 - глинистые доломиты;
 6 - доломиты с включениями и прослойками ангидрита; 7 - терригенно-карбонатные породы; 8 - песчаники;
 9 - известняки доманиковой фации; 10 - породы рифейского фундамента; 11 - тектонические нарушения; 12 - залежи нефти;
 13 - реперные границы по материалам промысловой геофизики; 14 - поверхности размыва; 15 - скважины; ВВ - Восточно-Визейская, Верх.
 В - Верхневозейская, ЗС - Западно-Сандивейская, С - Сандивейская, СХ - Северо-Хаяхинская, П - Пальникская, О - Овражная,
 К - Колвинская, И - Изьямуюрская, СН – Сандивейская

Рисунок 1 – Геологический профиль вкрест простирания Хорейверской впадины

Библиографический список:

1. Прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции / В.А. Дедеев, Н.И. Тимонин и др., // Серия предпринтов сообщений «Научные рекомендации – народному хозяйству». Сыктывкар – 1981.
2. Тектодинамические критерии раздельного прогноза нефтегазоносности / А.И. Дьяконов, Н.И. Белый. // Москва ВНИИОЭНГ – 1993.
3. Зоны нефтенакопления в силурийско-нижнедевонских отложениях юга Хорейверской впадины / Н.И. Никонов, А.Г. Меньшин // ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА – 1993'02.

УДК [622.2+552.2](470.13)

Описание физико-механических свойств пород Ярегского месторождения

Грунской Т. В., Белкин И. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Вмещающие породы Ярегского месторождения делятся на 2–3 пачки песчаников, средней крепости ($f = 3$) иногда разделенных между собой прослоями аргиллитов или алевролитов. Мощности таких пачек колеблются от 1,5 до 6 м. Верхняя пачка, состоящая из мягко- и тонкозернистого песчаника, слоистая, содержит 2–3 прослоя алевролита мощностью до 10 см. Средняя пачка состоит из мелкозернистого и среднезернистого песчаников, слоистая, часто содержит углистый материал и, как правило, имеет от одного до 6 прослоев алевролита и аргиллита, мощностью 2–10 см. Нижняя пачка, составленная песчаником от мелкозернистого до крупнозернистого, слоистая и всегда содержит гравий и плохо окатанную гальку кварца. Все пачки песчаников нефтеносны. Максимальная толщина нефтеносной части пласта достигает 46 м; среднее значение нефтенасыщенной толщины по месторождению составляет 26 м. В пределах контура нефтеносности толщина пласта меняется в широких пределах, которая возрастает в сводовой части и резко убывает к крыльям. Нижняя часть пласта на большей площади месторождения содержит подошвенную воду; в кровле почти повсеместно залегают аргиллиты, туффиты и диабазы.

Нефтяная залежь является водоплавающей, только в наиболее приподнятых участках вода отсутствует и нефтеносные песчаники лежат непосредственно на метаморфических сланцах [1].

Существующие горные выработки нефтяных шахт НШПП «Яреганефть» выполнены в следующих основных породах: полевые выработки выполняются в туффитах и аргиллитах, уклонные блоки в нефтенасыщенных песчаниках. Плотностные свойства пород месторождения: плотность породы или объемная масса (роб, г/см³), плотность минеральной части (ρ , г/см³), пористость (P , %), влажность (W , %), были определены в соответствии с ГОСТ 5180-2015 [16]. Показатели, характеризующие плотностные свойства пород Ярегского месторождения представлены в таблице 1.

Исходя из значений показателей, можно сказать, что влажность пород изменяется в широком диапазоне от 0,22 до 9,45 %, повышенное содержание влаги наблюдается в породах с высоким коэффициентом пористости (туффит, аргиллит).

Важными динамическими характеристиками горных пород являются скорости распространения продольной и поперечной волн. По скорости распространения упругих волн можно говорить о строении и структуре горной породы. Модуль упругости E , модуль сдвига G и коэффициент Пуассона ν определяется после измерения скорости распространения продольной и поперечной волны. Упругие свойства горных пород приведены в таблице 2.

Наименьшими скоростями упругих волн обладают сильнонарушенные, слабосцементированные породы, а также породы с высоким коэффициентом затухания (аргиллит, туффит). В ряде случаев определение коэффициента Пуассона и скоростей прохождения упругих волн было затруднено или вообще невозможно. Прочностные и деформационные показатели при одноосном сжатии были определены в соответствии с ГОСТ 21153.2-84 [2], значения прочности при растяжении были получены в результате проведенных испытаний согласно ГОСТ 21153.3-85 [3].

Таблица 1 – Средние значения плотностных показателей горных пород

№ эксп. участка	№ монолита	Наименование породы	Влажность	Влагонасыщение	Объемная масса	Плотность	Пористость
			W, %	W _H , %	ρ ₀ , т/см ³	ρ _{пл} , г/см ³	P, %
НШ-1	1	туффит	4,96	7,50	2,36	2,86	17,67
	2	диабаз	0,55	0,64	2,99	3,04	1,66
	3	мандельштейн	2,21	4,79	2,38	2,69	6,16
	4	аргиллит	2,53	6,85	2,43	2,91	16,61
	5	песчаник	3,13	7,55	2,04	2,42	15,43
	6	алевролит	0,33	6,41	2,34	2,75	0,15
НШ-2	7	песчаник	0,49	1,57	2,15	2,23	3,38
	8	аргиллит	0,22	3,79	2,62	2,90	9,89
	9	туффит	1,98	10,51	2,17	2,82	22,81
	10	диабаз	0,97	1,68	2,92	3,07	0,90
	11	мандельштейн	0,32	4,57	2,33	2,61	10,65
	12	алевролит	1,64	4,61	2,39	2,69	3,55
НШ-3	13	туффит	3,67	6,04	2,41	2,82	14,55
	14	песчаник	0,71	4,57	2,13	2,36	9,71
	15	диабаз	1,29	1,88	2,86	3,02	0,05
	16	аргиллит	9,45	10,48	2,29	3,01	23,99
	17	алевролит	1,78	3,35	2,46	2,57	4,38
	18	мандельштейн	2,63	2,85	2,48	2,66	0,07

Таблица 2 – Средние значения динамических характеристик горных пород

Шахта	№ монолита	Наименование породы	Скорость продольной волны	Скорость поперечной волны	Коэфф. Пуассона
			C _p , м/с	C _s , м/с	ν
НШ-1	1	туффит	3326	1767	0,29
	4	аргиллит	2883	1844	0,23
НШ-2	8	аргиллит	2394	1912	-
НШ-3	13	туффит	1744	939	0,30

Прочностные и деформационные показатели горных пород Ярегского месторождения представлены в таблице 3.

Наименьшим пределом прочности обладают образцы рыхлого слабосцементированного песчаника, средние значения 1,69 МПа. В целом для данного литотипа характерен высокий разброс значений в зависимости от места отбора. Пониженными значениями предела прочности обладают образцы туффита и аргиллита.

Анализируя деформационные показатели, можно сказать, что туффит, аргиллит и песчаник обладают низкими значениями деформационных показателей, также для данных литотипов характерен высокий разброс значений этих показателей, отношение модуля деформации к модулю упругости для них составляет в среднем 0,25–0,50, что говорит об их ярко выраженных пластических свойствах.

Таблица 3 – Прочностные и деформационные показатели горных пород

№ эксп. уч-ка	№ монолита	Наименование породы	$\sigma_{сж}$, МПа	σ_y , МПа	$\varepsilon_{пр}$, %	ε_y , %	$D_{пр}$, ГПа	D_y , ГПа	E , ГПа	M , ГПа
НШ-1	1	туффит	24,07	20,27	0,56	0,45	4,26	5,38	8,65	12,09
	4	аргиллит	12,62	10,70	0,49	0,41	2,57	2,81	6,41	9,84
	5	песчаник	9,68	7,47	0,40	0,28	2,37	3,45	5,05	9,49
НШ-2	7	песчаник	1,69	1,42	0,86	0,45	0,25	0,20	-	0,47
	8	аргиллит	24,20	19,40	0,87	0,69	2,88	3,40	9,03	12,26
	9	туффит	8,99	7,22	1,10	0,71	0,83	0,91	4,04	0,85
НШ-3	13	туффит	12,64	9,40	0,75	0,51	1,70	1,66	3,61	2,67
	14	песчаник	23,12	18,99	0,58	0,49	4,09	5,94	6,70	9,27
	16	аргиллит	4,77	3,76	1,01	0,71	0,46	0,50	1,94	1,57

Для определения коэффициента сцепления и угла внутреннего трения, а также предела прочности при сдвиге использовался также паспорт прочности, построенный ранее на основе результатов испытаний на растяжение и одноосное сжатие. После чего по известным зависимостям определялись необходимые параметры.

Результаты, полученные при изучении сдвиговых характеристик пород Ярегского месторождения, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Средние значения сдвиговых показателей горных пород

№ эксп. уч-ка	№ монолита	Наименование породы	σ_p , МПа	$\sigma_{сж}$, МПа	$\tau_{пр}$, МПа	C , МПа	$tg\varphi$
НШ-1	1	туффит	1,80	24,07	5,03	3,29	1,69
	4	аргиллит	1,26	12,62	2,92	1,99	1,43
	5	песчаник	0,38	9,68	1,57	0,96	2,43
НШ-2	7	песчаник	0,29	1,69	0,47	0,35	1,00
	8	аргиллит	1,68	24,20	4,92	3,19	1,76
	9	туффит	0,90	8,99	2,09	1,42	1,42
НШ-3	13	туффит	1,15	12,64	2,83	1,91	1,51
	14	песчаник	1,52	23,13	4,60	2,97	1,82
	16	аргиллит	0,61	4,77	1,20	0,86	1,21

У рассматриваемых образцов песчаника, аргиллита и туффита наблюдаются низкие значения параметров, тангенс угла внутреннего трения для всех литотипов изменяется в диапазоне от 1,00 до 2,43.

Можно отметить, что в результате определения физико-механических свойств горных пород Ярегского месторождения был установлен большой разброс всех показателей, который обусловлен нарушением пород, отобранных на участках шахтных полей НШ-1, 2, 3.

Было проведено определение механических свойств образцов нефтесодержащего песчаника после их обработки водяным паром при температуре 100 °С. Результаты исследования влияния температуры и времени воздействия пара на механические свойства песчаника приведены в таблице 5.

Прочность образцов при обработке их паром с температурой 100 °С уменьшается во времени и через десять суток обработки паром, прочность образцов снижается приблизительно в два раза.

Определение теплопроводности горных пород производилось с использованием ГОСТ 7076-99 [4], полученные в результате эксперимента значения удельной теплоемкости горных пород Ярегского месторождения приведены в таблице 6.

Таблица 5 – Изменение физико-механических свойств во времени нефтенасыщенного песчаника при обработке образцов водяным паром при температуре 100 °С

Время выдержки, t, час.	Влажность образцов, W, %	Предел прочности на сжатие, $\sigma_{пр}$, МПа	Разрушающая деформация, ϵ , %
0	1,36	9,75	1,46
48	3,55	7,6	1,58
96	6,18	5,4	1,46
144	8,15	4,6	1,46
192	9,03	4,4	1,58
240	8,39	4,4	1,2

Таблица 6 – Результаты определения коэффициента теплопроводности горных пород

№ п.п.	Наименование породы	d, мм	h, мм	λ , Вт/(м·К)
1	туффит	46,0	16,25	2,18
4	аргиллит	46,0	15,9	1,93
5	песчаник	46,0	17,9	3,95

По результатам испытаний теплофизических свойств горных пород установлено, что средние значения удельной теплоемкости изменяются от 452,51 Дж/(кг·К) у песчаника и до 552,45 Дж/(кг·К) у туффита. Средние значения коэффициента теплопроводности пород изменяются в диапазоне 1,93÷3,95 Вт/(м·К). Наименьшее значение установлено у образцов аргиллита, наибольшее – у образцов нефтенасыщенного песчаника.

Таким образом, свойства горных пород, в которых пройдены горные выработки, имеют широкий диапазон значений характеристик и требуют детального изучения на этапе строительства каждого уклонного блока.

Библиографический список:

1. Груцкий, Л.Г. Обоснование способов повышения устойчивости выработок нефтешахт / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – СПбГИ им. Г.В. Плеханова./ Санкт-Петербург, С. 131, 2000 г.
2. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии (с Изменениями N 1, 2): национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта СССР от 19 июня 1973 г. № 1973 : дата введения 1986-07-01 / разработан Министерством угольной промышленности СССР. – Москва : Изд-во стандартов, 2001 г.
3. ГОСТ 21153.3-85. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном растяжении (с Изменением N 1): национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта СССР от 27 ноября 1985 г. № 3731 : дата введения 1987-01-01 / разработан Министерством угольной промышленности СССР. – Москва : Изд-во стандартов, 1986 г.
4. ГОСТ 7076-99. Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности и термического сопротивления при стационарном тепловом режиме: национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Госстроя России от 24 декабря 1999 г. № 89 : дата введения 2000-04-01 / разработан НИИСФ РФ. – Москва : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000 г.
5. Фомин А.И., Грунковой Т.В. Поиск эффективных решений разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 7. С. 20-25.

Оценка характеристик вытеснения пласта ЮВ1 с помощью статистических методов и выделение зон низкой выработки запасов нефти

Чиликин В. М., Шарафутдинов А. Ф.

*Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение жидких углеводородов планеты»,
Уфимский государственный технический нефтяной университет, г. Уфа, Россия*

Проблема неполной выработки запасов является распространённой для нефтяных месторождений Западной Сибири, находящихся на завершающих стадиях. Основные пути решения упомянутой проблемы это оптимизация системы разработки с помощью активного применения геолого-технических мероприятий. Однако для эффективного применения ГТМ, необходимо определить слабо- и недренируемые зоны. В данной работе рассмотрен алгоритм выделения зон низкой выработки запасов нефти на основе промыслово-статистических методик, дополненные анализом геологической неоднородности [2] и картой плотности подвижных остаточных запасов нефти.

Характеристики вытеснения отражают реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой, то есть позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти объектов разработки. Вовлеченные запасы залежи действующим фондом скважин оценивались по зависимостям: ВНФ – КИН, методами Назарова-Сипачева, Максимова, Камбарова [1,3]. Полученные графики представлены на рисунках 1 – 5.

Пласт ЮВ1 разрабатывается с 1993 года. Залежь 1 введена в разработку в 1993 г., Залежь 2 – разрабатывается с 1995 г. С начала эксплуатации отобрано 78,8% от НИЗ. Текущая обводненность продукции – 88,8%. Текущий КИН равен 0,287 д.ед при утвержденном 0,364 д.ед.

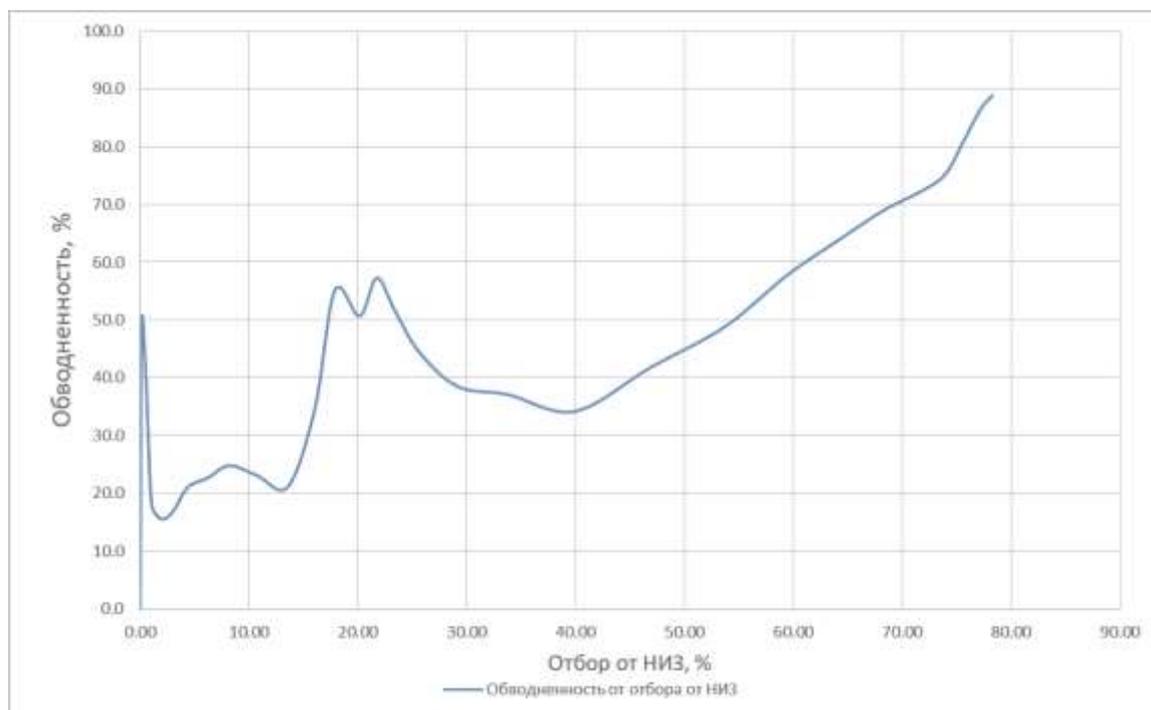


Рисунок 1 – График зависимости обводненности от отбора от НИЗ

Очевидно, что степень выработки запасов нефти (78,8 %) не соответствует текущей обводненности продукции (88,8%), что косвенно свидетельствует о том, что на сегодняшний день остаются запасы нефти, не вовлеченные в разработку.

Кривые зависимостей $\ln(\text{ВНФ}) - \text{КИН}$, $\text{ВНФ} - \text{КИН}$ по объекту ЮВ1 выполаживаются и асимптотически приближаются к горизонтальной прямой, благодаря чему возможно предположить, что достижение проектной нефтеотдачи проблематично, т.к. выполаживание происходит к кривой которая меньше утвержденного КИНа, при нынешней системе разработки.

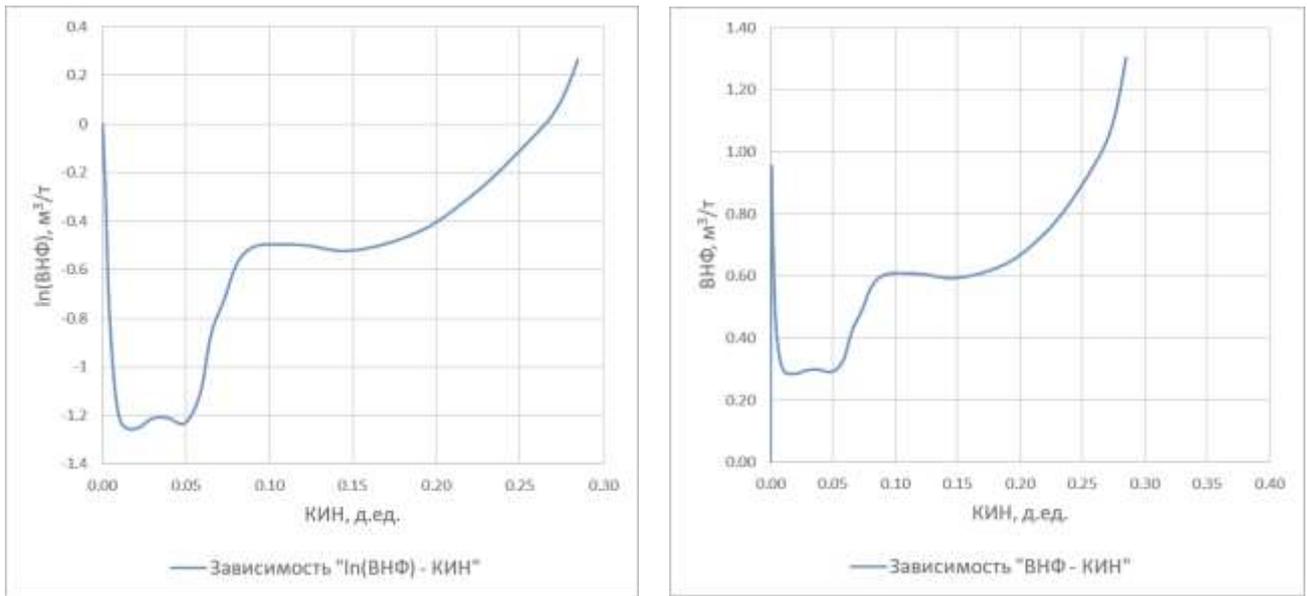


Рисунок 2 – Зависимости: $\ln(VNF) - KIN$, $VNF - KIN$

Метод Назарова-Сипачева определяет зависимость, где по оси абсцисс отражены накопленные отборы воды, а по оси ординат – отношение накопленных отборов жидкости к накопленным отборам нефти. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что позволяет его линейно аппроксимировать, т.е. вычислить уравнение прямой и определить коэффициенты «а» и «b».

Графики зависимости приведены на рисунке 3.

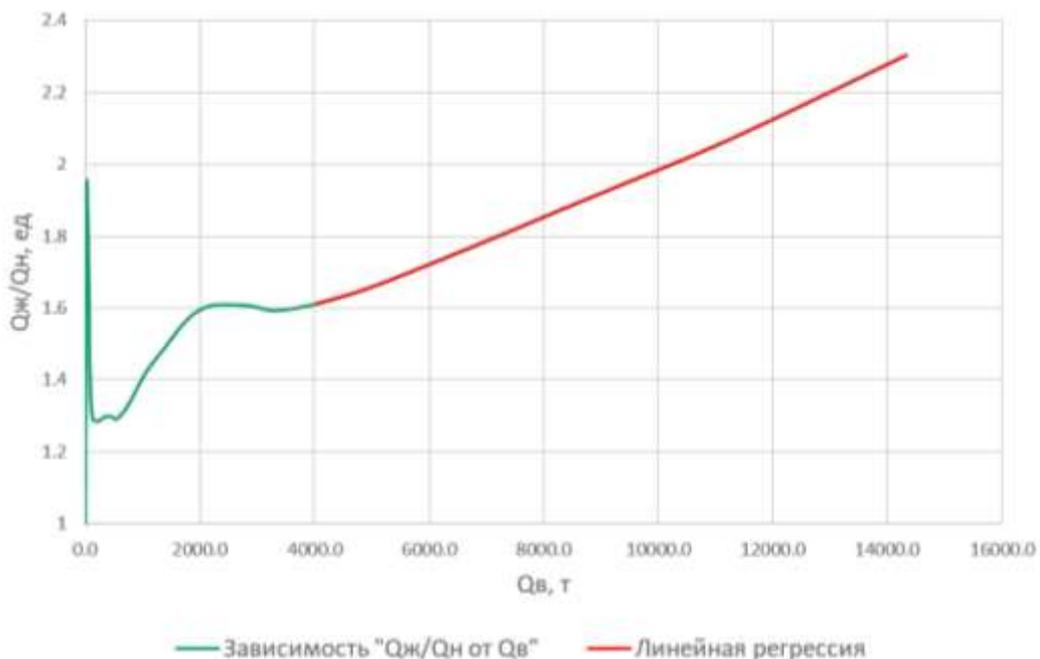


Рисунок 3 – Метод Назарова-Сипачева

Характер равномерного роста кривых вытеснения говорит об относительной и равномерной разработке изучаемого объекта. Поэтому ограниченный участок кривой, выделенный красным цветом, был линейно аппроксимирован и использовался для построения линейной регрессии.

Метод Максимова определяет зависимость, где по оси абсцисс отражены накопленные отборы нефти, а по оси ординат – натуральный логарифм накопленных отборов воды. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что позволяет его линейно аппроксимировать, т.е. вычислить уравнение прямой и определить коэффициенты «а» и «b» (рисунок 4).

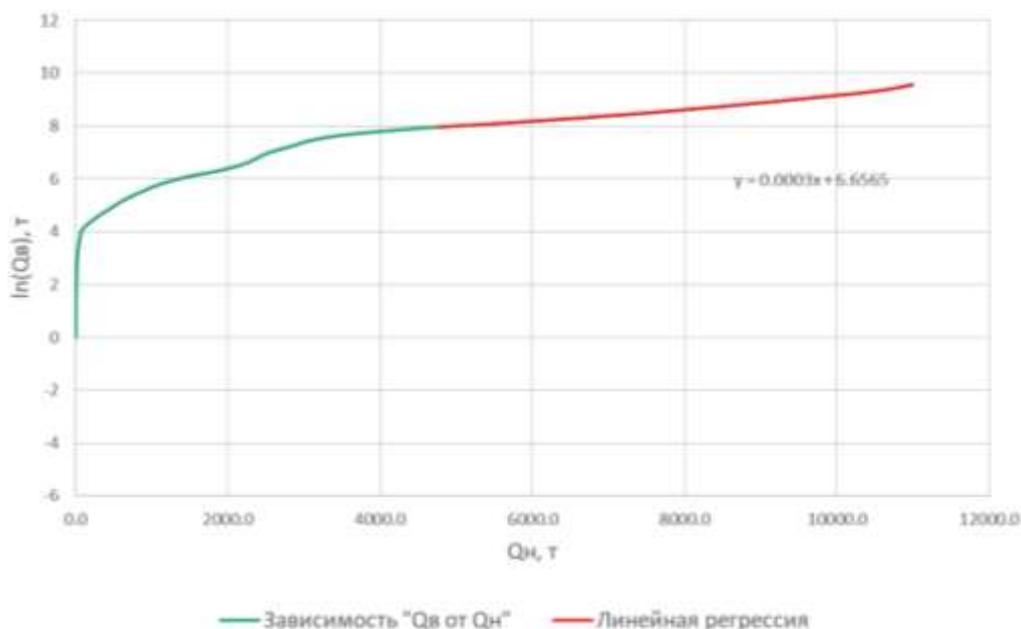


Рисунок 4 – Метод Максимова

Метод Максимова асимптотичен, т.е. кривая вытеснения имеет свойства асимптотического приближения к прямой, характеризующей максимально возможные извлекаемые запасы нефти. Соответственно при помощи данного метода нет возможности определить максимальные извлекаемые запасы при бесконечно долгой фильтрации, однако, возможно оценить извлекаемые запасы нефти при заданной обводненности продукции. В текущих анализах граничное значение обводнения принято 98%. Линейная аппроксимация проведена по участку последних двенадцати лет.

Метод Камбарова определяет зависимость, где по оси абсцисс отражены накопленные отборы жидкости, а по оси ординат – произведение накопленных отборов нефти и накопленных отборов жидкости. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что позволяет его линейно аппроксимировать, т.е. вычислить уравнение прямой и определить коэффициенты «а» и «b».

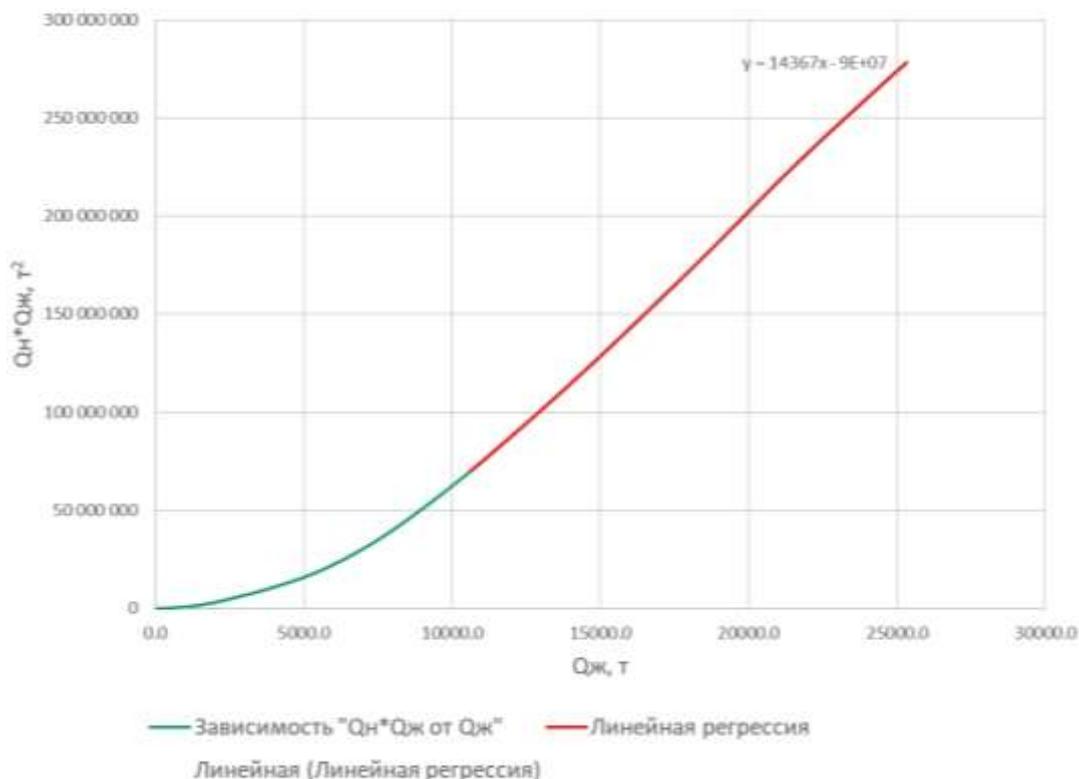


Рисунок 3.5 – Метод Камбарова

Линейный характер кривых вытеснения выделяется лишь на промежутке последних десяти лет, поэтому линейная аппроксимация проведена по этому участку.

Результаты проектных и прогнозных КИН и извлекаемых запасов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результирующие итоги прогнозов для пласта ЮВ1

Объект/Методика	КИН			
	Проектные данные	Назаров-Сипачев	Максимов (при 98% обв)	Камбаров
ЮВ1	0,364	0,340	0,380	0,338

В результате гидродинамического моделирования была получена карта распределения плотности остаточных запасов (рисунок 3.6). Полученные аналитические выводы по исследованию характеристик вытеснения были перенесены на карту и выделены зоны, где вытеснение нефти происходит неравномерно. На выделение зон также оказывали влияния анализ геологической неоднородности [2]. Результаты анализа геологической неоднородности представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика пласта ЮВ1 [2]

Исслед. объект	Микронеодн.		Макронеодн.			
	Коэф. пор., д.ед	Коэф. прони., 10 ⁻³ мкм ²	Коэф. расчл., ед.	Коэф. песч, д.ед	Комп. показ. макронеод. ед/м	Коэф. распр. коллектора, д.ед
ЮВ1	0,16 0,11 – 0,26	12,7 0,12 – 300	4 0 – 10,4	0,50 0,00 – 1,00	0,61 0,00 – 2,43	0,99
1 обл.	0,15	7,3	4	0,53	0,65	1
2 обл.	0,15	8,1	4,4	0,49	0,70	1
3 обл.	0,15	12,9	3,4	0,46	0,65	1
4 обл.	0,17	23,5	4,5	0,64	0,40	1

В конечном итоге по проведенному анализу выработки запасов пласта ЮВ1 можно заключить некоторые выводы:

- Полученные кривые вытеснения на основе промыслово-статистических методик свидетельствуют о том, что при текущей системе разработки достижение проектного КИН проблематично. Имеются запасы, не вовлеченные в разработку. В результате чего необходимо оптимизировать систему разработки с помощью геолого-технических мероприятий для достижения проектного КИНа.

- К факторам, осложняющим процесс извлечения запасов нефти, можно отнести следующие: значительная часть запасов сосредоточена в водонефтяной зоне; низкие коллекторские свойства залежей; пласт не выдержан по разрезу.

- Причинами высокой обводненности или резкого ее увеличения в процессе эксплуатации послужили:

- прорывы закачиваемой воды от нагнетательных скважин;
- выработка запасов добывающей скважиной;
- обводнение подошвенными водами (преимущественно залежь 2).

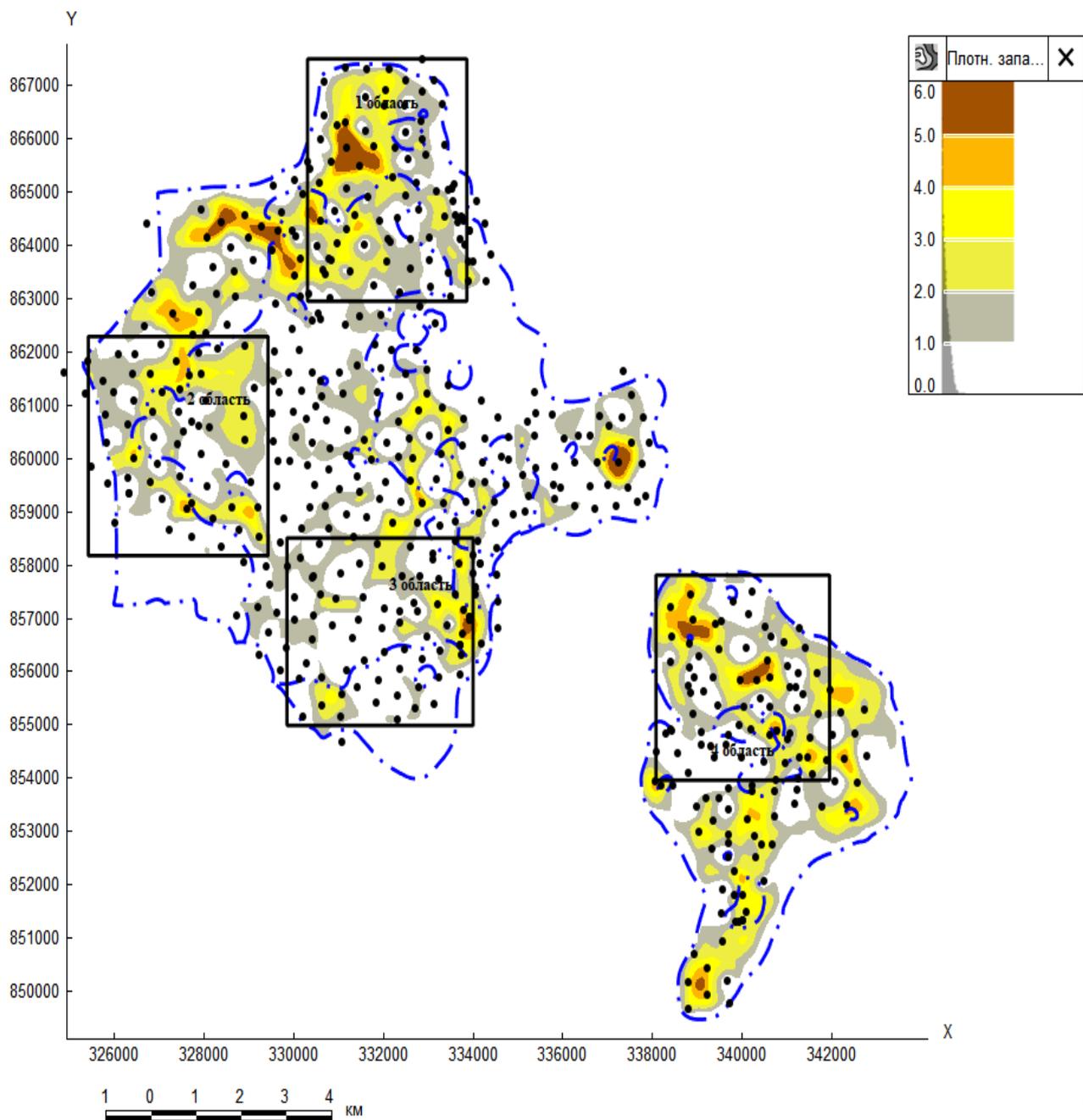


Рисунок 3.6 – Карта плотности остаточных извлекаемых запасов нефти

Библиографический список:

1. Савельев В. А., Токарев М. А., Чинаров А. С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи: Учеб. пособие / В. А. Савельев, М. А. Токарев, А. С. Чинаров. – Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2008. – 147 с.;
2. Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Чибисов А.В., Чиликин В.М. Комплексная оценка геологической неоднородности пластовых систем при решении задачи регулирования процесса выработки запасов нефти // Нанотехнологии в строительстве. 2024. Т. 16, № 5. С. 473–484. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2024-16-5-473-484>. – EDN: NRIKVL.;
3. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1972. № 10. С. 41 – 45.

Инструмент анализа расхождений расчетной и фактической продуктивности добывающих скважин для адаптации гидродинамических моделей

Бреслер Л. Х.¹, Минаев В. В.², Давлетшина И. В.²

1 - Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

2 - ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Россия

Аннотация. В работе представлен инструмент анализа расхождений между расчетной и фактической продуктивностью добывающих скважин, направленный на оптимизацию процесса адаптации гидродинамических моделей. Современные методы добычи углеводородов требуют высокой точности в оценке продуктивности скважин, что обусловлено влиянием множества факторов, включая геологические условия, параметры эксплуатации и технологические процессы.

Предложенный инструмент основан на сравнительном анализе данных, полученных в результате гидродинамических исследований, и расчетных показателей, полученных на основе численных моделей.

Используя методы статистического анализа и машинного обучения, инструмент позволяет выявить основные причины расхождений, что способствует более глубокому пониманию динамики процессов в скважинах и позволяет своевременно корректировать модели для повышения их точности.

Ключевые слова: месторождение, интегрированное моделирование, пласт, продуктивность, гидродинамическая модель

Key words: field, integrated modeling, reservoir, productivity, hydrodynamic model

Введение

В последние годы цифровизация производства является ключевой тенденцией, оказывающей влияние на предприятия нефтегазового комплекса [1]. На фоне этого правительством утверждена стратегия цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года [2]. Основной задачей данной стратегии является реализация потенциала нефтегазовой отрасли за счет внедрения новых технологий и цифровых решений с целью увеличения добычи нефти и повышения экономической эффективности [3]. Одним из таких решений является создание «цифровых двойников» месторождений, подразумевающих под собой построение интегрированных моделей.

Интегрированная модель (ИМ) отражает полный цикл добычи углеводородного сырья от вытеснения нефти из пласта до транспортировки на нефтеперерабатывающие заводы и позволяет оперативно принимать решения с целью повышения добычи нефти и снижения эксплуатационных расходов. В основе любой интегрированной модели, отражающей систему «пласт», лежит геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ). От качества построения и настройки ГГДМ зависит качество всей ИМ, а также правильность выбранной стратегии дальнейшей разработки месторождения. Одним из параметров, влияющих на добычу нефти, является продуктивность скважин, отражающая потенциал добычи при изменении давления на 1 единицу [4]. Настройка данного параметра в ГГДМ позволяет повысить точность прогнозирования дальнейшей разработки месторождения, а также своевременно планировать мероприятия по интенсификации притока в скважину. С этой целью авторами представлен инструмент автоматизированного анализа и настройки продуктивности скважин в ГГДМ.

Основная часть

Инструмент анализа и настройки коэффициента продуктивности представляет собой программный код на языке Python и включает в себя следующие этапы: в модели по каждой скважине на каждом временном шаге фиксируются как расчетные, так и фактические дебиты жидкости, пластовые и забойные давления. Данные собираются только при наличии исторических замеров на соответствующий шаг. Затем вычисляются фактический и расчетный коэффициенты продуктивности, а также их отношение. После этого в файле перфораций подбираются значения скин-фактора и множителя проводимости на основе полученного среднего отношения продуктивностей за период с даты текущей перфорации до даты следующей [5].

Рассмотрим терригенные отложения бобриковского горизонта залежи X Ромашкинского месторождения, где был применен описываемый инструмент при построении и настройке ГДМ.

На первых этапах адаптации выполнена настройка трендов пластового давления путем итерационной настройки фильтрационных характеристик моделируемого объекта, а также объемов закачиваемой воды исходя из энергетического состояния и динамики обводнения объекта (рисунок 1).

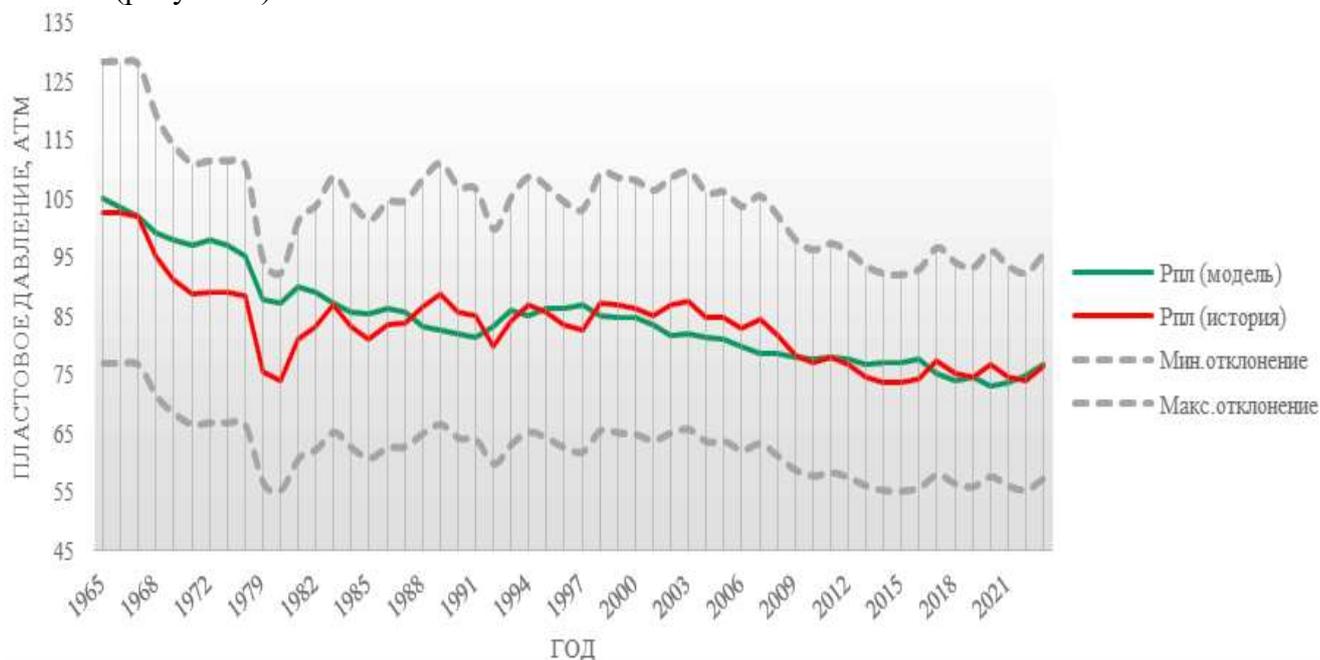


Рисунок 1 - Сравнение пластовых давлений по залежи X Ромашкинского месторождения

На следующем этапе было установлено, что рассчитанная продуктивность значительно превышает фактические показатели. На основе анализа была проведена настройка продуктивности добывающих скважин с учетом истории разработки. На рисунках 2 и 3 представлены изменения среднего забойного давления и коэффициента продуктивности соответственно после внесенных корректировок [5].

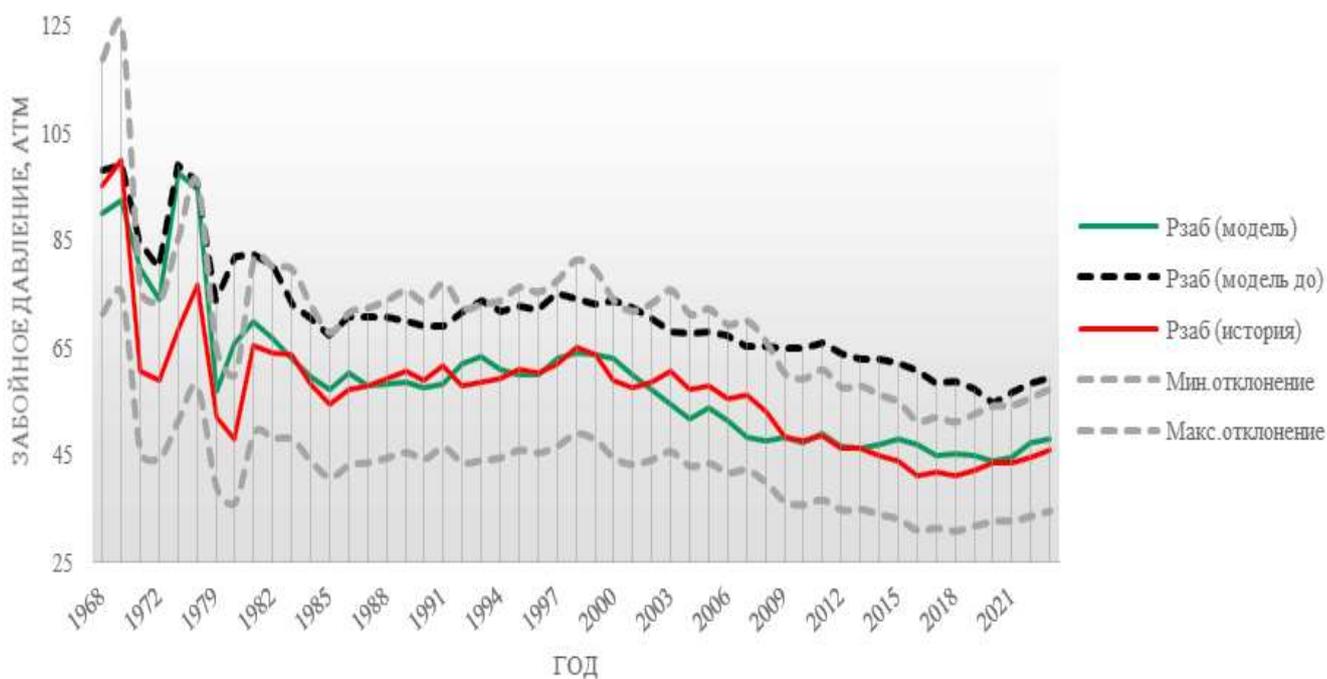


Рисунок 2 - Сравнение забойных давлений по залежи X Ромашкинского месторождения

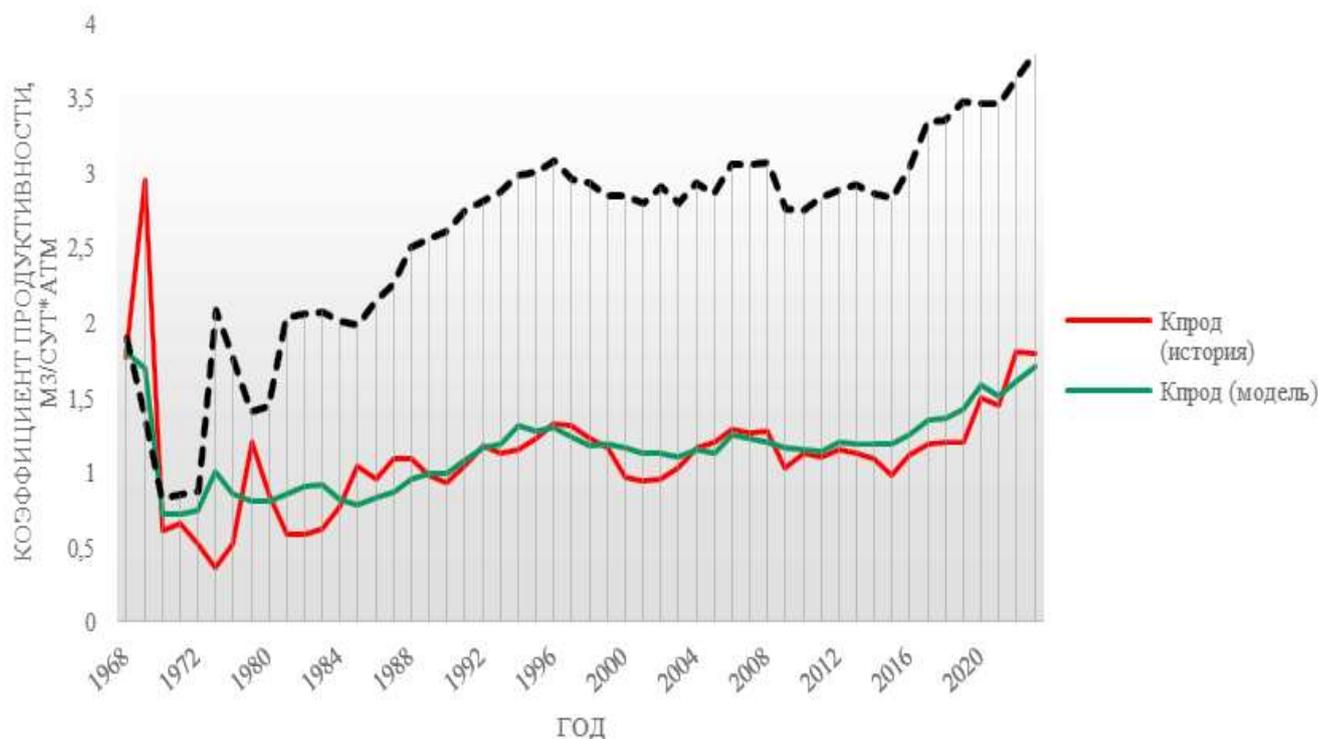


Рисунок 3 - Сравнение коэффициентов продуктивности по залежи X Ромашкинского месторождения

На рисунке 4 представлена динамика расчетных и фактических пластовых и забойных давлений до и после применения разработанного инструмента по скважине 1 залежи X Ромашкинского месторождения [5].

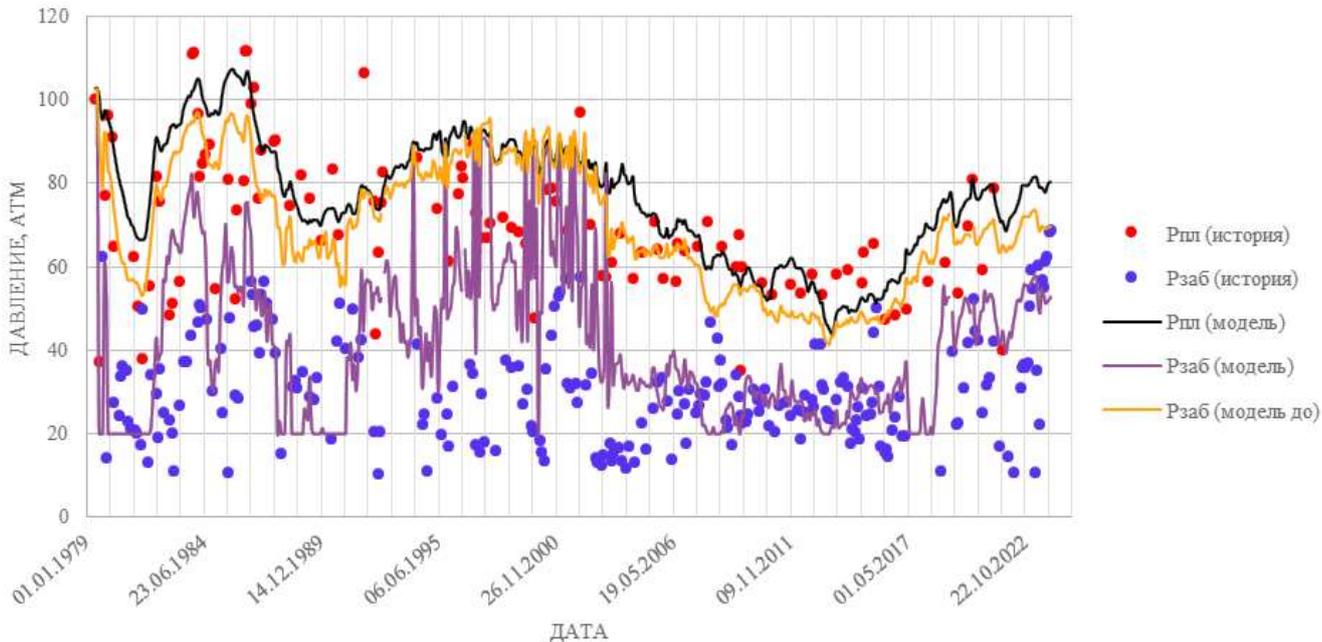


Рисунок 4 - Динамика пластового и забойного давлений по скважине 1 залежи X Ромашкинского месторождения

На рисунке выше показано, что до внедрения разработанного инструмента анализируемая скважина функционировала на слишком низкой депрессии, не соответствующей историческим данным, что приводило к завышению коэффициента продуктивности. С применением предложенного метода удалось установить необходимую депрессию на добывающей скважине, что позволило приблизить модельный коэффициент продуктивности к историческому значению [5].

Выводы

Таким образом, на основе анализа результатов, полученных после применения инструмента, можно сделать следующие выводы:

- забойное давление, ранее превышавшее допустимое отклонение в 25%, теперь соответствует требованиям регламента [6];
- тренд рассчитанного коэффициента продуктивности значительно сблизился с трендом фактического;
- установлена необходимая депрессия на добывающей скважине, что позволило приблизить модельный коэффициент продуктивности к историческому значению [5].

В результате применения данного подхода возможно не только улучшение прогнозных оценок продуктивности, но и оптимизация эксплуатационных решений, что в конечном итоге повышает эффективность разработки месторождений. Результаты исследования основаны на реальных примерах из практики добычи углеводородов, что подтверждает практическую значимость и полезность разработанного инструмента для специалистов в области нефтегазовой геологии и инженерии.

Библиографический список:

1. Азиева Р.Х. Мониторинг результатов цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли // Международный журнал. Естественно-гуманитарные исследования. 2022. № 40 (2). С. 21–28.
2. Паспорт Стратегии цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года. URL: <https://mintrans.gov.ru/documents/8/11374?ysclid=1l6cd8fo3x582369163> (дата обращения: 14.10.2024)
3. Козлова Д.В., Пигарев Д.Ю. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: барьеры и пути их преодоления // Газовая промышленность. 2020. № 7. С. 34–38.
4. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7, № 2 (24). С. 32-40.
5. Минаев В.В., Вафин А.И., Ганиев Т.И. Экспресс-метод адаптации продуктивности добывающих скважин // Сборник материалов VII Международной научно-практической конференции. 2022. С. 54-59
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: принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012: (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370) : вводится в действие с 01.07.2012.// М. 2012. 4 с.

УДК 550.8.013

Природные выходы нефти и газа на дневную поверхность на территории Ухтинской зоны нефтегазонакопления: исторические данные и современное состояние

Сенин С. В.¹, Голдобин А. Я.²

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

2 - ООО «Нефтегазпромтех», г. Ухта, Россия

Ухтинская зона нефтегазонакопления в пределах Ухта-Ижемского нефтегазоносного района включает Нижнечуутинское, Ярегское, Чибьюское и другие месторождения. Данный район является местом зарождения российской нефтедобывающей промышленности.

Истории открытия и изучения ухтинской нефти посвящено немало исследований краеведов, историков, геологов, которые нашли свое отображение в опубликованной литературе [1-7].

Первые сведения о нефти в Печорском крае упоминаются в Двинской летописи 15 века, по данным которой нефть на реке Ухте добывалась из естественных выходов по рекам и использовалась как смазочный материал и как лекарство племенем чудь.

Первое печатное сообщение о нефти на Ухте было сделано в книге Николааса Витсена «Северная и Восточная Тартария», вышедшей в Амстердаме в 1692 г. Так описывается Ухта в этой

книге: «Река Ухта отстоит от Печоры на одни сутки, на этой реке... есть место, где из воды выделяется жир, представляющий нефть, здесь находится и Доманик, который горит наподобие свечи...». Спустя 30 лет, в 1721 в докладе российской Берг-Коллегии сообщается, что в Пустозерском уезде Архангельской губернии, на реке Ухте, Г. Черепановым был открыт «нефтяной ключ».

Первая попытка промышленного освоения ухтинской нефти была сделана Федором Прядуновым. Прядуновский нефтепромысел представлял собой деревянный сруб на реке, в котором скапливалась нефть, просачивающаяся со дна реки. Промысел действовал с 1746 по 1767 г.

В конце XIX – начале XX веков в районе исторического промысла Ф.Прядунова работы по поискам, разведке и добычи нефти велись многочисленными предпринимателями, а также казенными учреждениями.

Сразу после прихода Ухтинской экспедиции ОГПУ 1929 г. и организации широких нефтегазоразведочных работ были проведены первые обследования как естественных выходов нефти и газа, так и проявляющих скважин, пробуренных до 1917 г. Были составлены описания естественных нефтегазопроявлений и карты их расположения, вошедшие в фондовые отчеты.

Приведем сведения из отчета Воинова Е.В., 1932 [4]: «В ходе полевого обследования долины реки Чуть выше 17 км на правом берегу со дна реки Чуть выделяются пузырьки газа. Выделение происходит в 3-х метрах от берега на площади в полтора квадратных метра с глубины более метра. Выделение газа интенсивное, на поверхности наблюдается масса пузырьков. На 16 км с левой стороны в Чуть впадает значительный ручей, на его воде попадаются радужные пятна нефти. ... Неподалеку от скважины Владимирская, при расчистке обнажения выходов горных пород на дневную поверхность сначала вырвался с шипением газ, а затем начала просачиваться густая нефть».

Несколько позднее А.В. Кулевским [5] было сделано следующее наблюдение естественных газопроявлений: «Летом, если встать на левом берегу р.Ухты между скважинами №№ 3 и 18 и взглянуть на поверхность воды, можно отчетливо увидеть, что выделения газовых пузырьков идут в воде по определенной линии, наискось пересекающей всю реку по азимуту приблизительно 145°. Это свидетельствует о том, что выходы газа связаны с существующим здесь тектоническим нарушением» (Кулевский А.В., 1942ф).

Таким образом, систематизированные сведения о многочисленных нефтегазопроявлениях естественного происхождения в отчетном районе относятся к началу 1930-х гг.

Целью настоящей работы было выявление, документирование, опробование естественных выходов нефти и газа, и анализ их современного состояния.

На подготовительном этапе были проанализированы архивные источники, отчеты о результатах предшествующих экспедиций. Архивные графические материалы были специальным образом обработаны для использования в мобильных картографических приложениях, и были использованы в качестве навигационной основы для поисков естественных проявлений на местности.

Полевые работы проводились в период 20.07-2.10.2024 г. Была проведена серия экспедиций по долинам р.Ухта и Чуть, в которых согласно историческим данным ранее отмечались такие проявления. Экспедиции проводились в формате сплавов по рекам или пешеходных маршрутов по берегам. Обследован участок долины р.Ухта от автомобильного моста в районе пос. Веселый Кут до базы отдыха «Крохаль», и участок р.Чуть от устья до 17 км выше устья.

В процессе экспедиций выявлено и задокументировано 18 естественных выходов нефти и газа. Естественные выходы нефти и газа занумерованы по порядку от 1 до 18. В ходе работы отобраны пробы газа на наиболее интенсивных газопроявлениях, и пробы нефти и поверхностных вод в непосредственной близости от наиболее заметных естественных выходов нефти.

Естественное проявление №1 выявлено по р.Чуть на 17 км выше устья. Проявление представляет выделение пузырьков газа сквозь воду в осевой части русла. Ранее данное проявление было описано в отчете (Воинов, 1932ф). Результаты полевых работ свидетельствуют о том, что данный естественный выход газа существует по настоящее время. Отобрана и исследована проба газа.

Естественное проявление №13 выявлено в русле р.Ухта приблизительно в 15 м от левого берега у памятника первой на европейском севере России скважине М.К.Сидорова, напротив проявления, с правого берега р.Ухта, впадает ручей Нефть-Ёль. По оценкам ухтинских историков и краеведов, в данной локации скорее всего мог находиться исторический нефтепромысел Ф.С. Прядунова в XVIII веке [2]. Проявление представляет собой слабое выделение капель нефти со дна реки и расплывание их в виде небольших радужных пятен по поверхности воды, которые быстро исчезают вниз по течению за счет перемешивания с большим объемом воды в русле и испарения. Ощущается слабый запах нефти. В непосредственной близости от проявления по направлению течения реки была отобрана проба поверхностной воды. Анализ содержания нефтепродуктов показал величину ниже предела обнаружения методики. Можно сделать вывод, что данное естественное проявление практически не оказывает загрязняющего влияния на поверхностные воды р.Ухта.

Естественное проявление №15 выявлено у левого берега р.Ухта неподалеку от проявления №14, в 0,4 км выше по течению от устья ручья Половинный-Ёль. Проявление представляет собой обильное выделение пузырьков газа сквозь поверхностные воды в нескольких точках на мелководье у левого берега. Местами процесс выделения газа напоминает «кипение» воды. Данное проявление наблюдалось в прежние десятилетия, о чем имеется упоминание в отчете (Кулевский, 1942ф). Была отобрана проба газа методом вытеснения воды.

Остальные исследованные проявления имеют более слабую интенсивность. Пробы на них не отбирались по причине технической сложности.

Помимо разгрузки УВ на участках, описанных выше, установлено явление площадной диффузии газов на дневную поверхность. Это явление в 1945-1948 гг исследовано геологом Андриевским в пределах пласта III Ярегского месторождения и на Центральном участке Водного Промысла. Было определено, что суточное поступление газа составило $0,001 \text{ м}^3$ через 1 м^2 . Общий объем диффундирующего газа здесь составил 140 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. или 5 млн. $\text{м}^3/\text{год}$.

В 2022-2024 гг. геологами института геологии Коми НЦ УрО РАН выполнялась эманационная съёмка, показавшая повышенное содержание газа радона (Rn^{226}) в пределах Водненской структуры, связанное, по их мнению, со сложным строением Ухтинской складки, сильной раздробленностью пород, большим количеством мелких разломов по которым происходит вынос радона совместно с УВ газами, растворение в воде и дальнейший перенос [6].

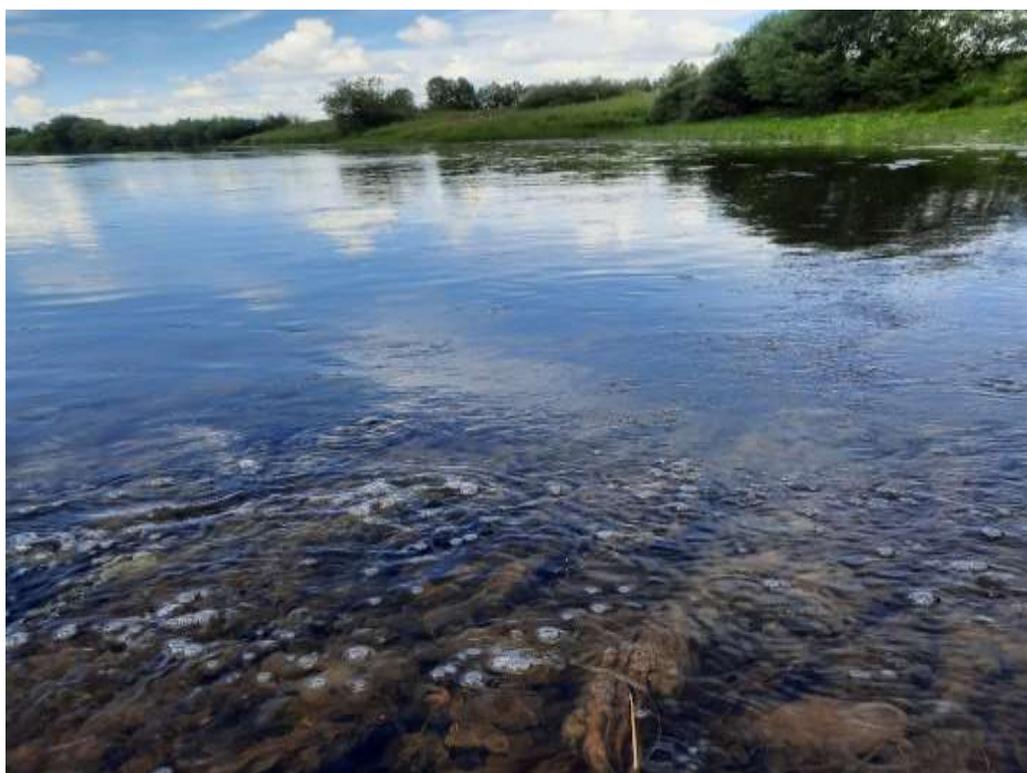


Рисунок 1 - Естественный выход газа №15 в русле р.Ухта

По результатам лабораторного исследования газ, отобранный из естественного выхода №1 на р.Чуть, содержал метана 96,15 % об., этана в сумме с гомологами – 0,335 % об., углекислого газа – 0,229 % об., азота – 2,51 % об., гелия – 0,0153 % об. (прил. 3). Газ из естественного выхода №15 на р.Ухта обладал следующим составом: метана 97,28 % об., этана в сумме с гомологами – 0,254 % об., углекислого газа – 0,644 % об., азота – 1,19 % об., гелия – 0,028 % об. (прил. 2). Таким образом, оба исследованных газа из естественных газопроявлений обладают весьма сходным составом и классифицируются как сухие, низкоуглекислые, низкоазотные, низкоэтановые.

Выполнено сравнение состава газа из естественных проявлений с газами месторождений Ухтинской зоны нефтегазонакопления. В сравнении с ранее выполненными анализами газов по скважинам Водного промысла (1940-е гг. и 2021 г.), по вновь исследованным пробам наблюдается аналогичный сухой состав (табл.1). Не подтвердились ранее отмечавшиеся высокие концентрации азота порядка 10-20% об.

Таблица 1 - Сопоставление состава газа Ухтинской зоны нефтегазонакопления

Площадь, скважина	Лыаёльская, III пласт	Крохальская, II пласт	Водный промысел, скв. 11, 12, 199, 228	Водный промысел, скв. 12, 153, 244	Скв. Казенная, №3	Естеств. проявление №1 р.Чуть	Естеств. проявление №15 р.Ухта	Нижне-чутинское мест., пласт I, попутный газ
Дата отбора проб газа	1980-е гг.	1999 г.	1940-е гг.	2021 г.	2021 г.	2024 г.	2024 г.	2001 г.*
Гелий	0,03	0,28	0,15-0,238	0,027-0,107	0,255	0,015	0,028	-
Азот	1,92	3,79	4,0-21,2	0,40-2,48	3,42	2,51	1,19	1,61
Диоксид углерода	2,4	0,13	0,2-1,8	0,80-2,13	0,28	0,229	0,644	0,14
Метан	95,0	95,75	77,0-95,3	95,02-98,34	95,81	96,15	97,28	68,35
Этан + гомологи	0,6	0,1	2,13	0,19-0,29	0,23	0,335	0,254	28,89

Газы, отобранные из естественных проявлений №№ 1 и 15 в русле р.Чуть и р.Ухта, по сравнению с газами залежей на Лыаёльской и Крохальской площадях, так же обладают аналогичным составом, за исключением невысоких концентраций гелия 0,015-0,028 % об., (табл.1). Пониженные содержания гелия можно объяснить рассеиванием при прохождении через горные породы и воду в реках.

В то же время, попутный газ Нижнечутинского нефтяного месторождения имеет более жирный состав с большим количеством гомологов метана: содержание метана составляет 68,35 %, содержание суммы гомологов 28,89 % об., концентрации углекислого газа - 0,14 % об., азота – 1,61 % об., что характерно для растворенных в нефтях газов.

Таким образом, на основании сделанного сравнения состава газов можно сделать вывод, что газы естественных выходов скорее всего связаны с отложениями рифейского фундамента, а не с растворенными в нефтях газами девонских отложений.

В целом относительно газов рифейских отложений Ухтинской зоны нефтегазонакопления можно сказать, что благодаря сухому составу и практически отсутствию агрессивных примесей данные газы оптимальны для использования в качестве топлива. Необходимо отметить, что газы сланцевого фундамента в объёмах до 11 млн. м³/год и более использовались с 1939 по 1965 год на технологические нужды Водного Промысла, хозяйственные нужды пос. Водный, завода «Электростеатит» [7].

Широкое развитие нефте- и газопроявлений в исследованном районе можно объяснить многочисленными разрывными нарушениями и связанными с ними зонами трещиноватости пород, описанными ранее в отчетах И.Н. Стрижова и А.В. Иванова по району Водного промысла, К.Г. Болтенко по Ярегскому месторождению, и других, и подтверждаемых результатами современных сейсморазведочных работ. Многие описанные данными авторами нарушения секут как отложения осадочного чехла, так и породы рифейского фундамента, и, следовательно, могут являться проводящими каналами для выхода газов и нефтей на дневную поверхность.

Выводы

- В результате проведения полевых работ выявлено и обследовано 18 естественных выходов газа и нефти по р.р. Чуть и Ухта.

- Некоторые из обследованных проявлений отмечались на протяжении минувших десятилетий.

- Отобраны и исследованы пробы газа. Газы сухие, метановые, низкоэтановые, высокогелиенозные, по составу аналогичны газам рифейского фундамента, изученным ранее по скважинам Водного промысла.

- Газы рифейского фундамента могут быть использованы как энергоноситель для организации теплового воздействия на залежь битуминозной нефти Нижнечутинского месторождения.

- Широкое развитие выходов нефти и газа обусловлено неглубоким залеганием продуктивных пластов и большим распространением разрывных нарушений.

Библиографический список:

1. Зеленская-Зысман Е. А. Ухтинская нефть в эпоху Романовых / Е. А. Зеленская-Зысман. – Ухта, 2017. – 264 с. : ил.
2. Козулин А.Н. Загадки нефтяного завода. – МУ Управление культуры администрации МО «Город Ухта», 2005г. – 100 с.
3. Надеждин В.П. Колыбель Российской нефти. – УГТУ, 2005 г. – 88 с.
4. Воинов С.М. Отчёт о геологическом обследовании р. Чуть в связи с разведкой на газ. 1932 г. (ф)
5. Кулевский А.В. Геологическое строение, нефтеносность и газоносность центральной складки Ухтинской антиклинали. 1942 г. (ф)
6. Удоратин В.В. Радиометрические наблюдения на территории бывшего радиевого промысла «Водный». 2024 г. (ф)
7. Иванов А.В. Докладная записка по вопросу обеспечения завода «Жомиэлектростеатит» газами метаморфических сланцев территории бывшего Водного Промысла Ухтинского района. 1959 г. (ф)



**СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И
ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ.
ПОДСЕКЦИЯ: «РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКИХ
НЕФТЕЙ И БИТУМОВ»**

УДК 504.75.05

**Обзор методов контроля экологических проблем при разработке
нефтяных месторождений в районе Крайнего Севера**

Погожев А. С., Родин О. А.

Научный руководитель - Поляков К. В.

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

Аннотация. Освоение человеком арктических территорий Крайнего Севера неизбежно влечет за собой существенные изменения природной среды. Добыча нефти и сопутствующие технологические процессы представляют собой значительную техногенную нагрузку, негативно влияющую на все компоненты экосистемы.

В условиях Крайнего Севера, характеризующихся низкой способностью экосистем к самовосстановлению, последствия такой деятельности многократно усиливаются. Для обеспечения устойчивого развития региона и решения актуальных экологических проблем необходим объективный мониторинг состояния окружающей среды. Он должен включать в себя систему наблюдения, оценки и прогнозирования, обеспечивающую комплексную оценку экологического состояния, уровня антропогенного воздействия и прогнозирование развития экологических ситуаций с учётом внутренних и внешних факторов.

Ключевые слова: Крайний Север, экологический мониторинг, антропогенное воздействие, экологический контроль.

Крайний Север – это обширная территория, расположенная преимущественно севернее Северного полярного круга, включающая зоны северной тайги, лесотундры, тундры и Арктики. Регион характеризуется экстремально суровым климатом в ряде районов. Ключевые климатические особенности: низкий радиационный баланс, средние летние температуры воздуха близки к 0°C (при отрицательной среднегодовой температуре), повсеместное распространение многолетней мерзлоты (мощностью до 500 м) и небольшой слой сезонного оттаивания (не более 70 см).

Территория Крайнего Севера России занимает около 11,4 миллионов квадратных километров и населена приблизительно 10 миллионами человек. Несмотря на относительно низкую плотность населения, антропогенная нагрузка на хрупкую арктическую природу весьма значительна. Эта нагрузка, в первую очередь связанная с деятельностью нефтегазового сектора, создает значительные риски для экономической безопасности региона.

Человеческая деятельность оказывает значительное влияние на окружающую среду на всех этапах освоения нефтяных и газовых месторождений – от разведки до эксплуатации. Развитие инфраструктуры нефтегазовой отрасли неизбежно затрагивает природные экосистемы. Это проявляется в таких воздействиях, как изъятие земель, изменение водного баланса (подтопление или осушение), загрязнение различных сред (воздуха, воды, почвы), создание линейных сооружений (дороги, трубопроводы), вырубка лесов, нарушение растительного покрова (включая тундру в северных регионах), а также воздействие шума, света, вибрации и электромагнитных излучений.

В частности, обустройство и эксплуатация нефтяных месторождений представляют собой серьёзную экологическую угрозу. Буровые платформы, пункты сбора и подготовки нефти и газа, трубопроводы и шламовые амбары являются потенциальными источниками загрязнения. Особую опасность представляет бурение скважин, сопровождающееся загрязнением почв и вод (поверхностных и подземных) химическими реагентами, нефтью и буровыми растворами, а также физическим повреждением почвенно-растительного слоя и

нарушением температурного режима многолетнемерзлых грунтов. Важно отметить, что загрязняющие вещества, попадая в одну из сред (воздушную, водную или почвенную), мигрируют и распространяются во всех остальных.

Низкие температуры и высокая влажность территории замедляют естественные процессы разложения и приводят к накоплению промышленных отходов. Возникающие нарушения ландшафта активизируют процессы термокарста, эрозии, подтопления и заболачивания.

Географическое положение месторождения, характеризующееся заболоченностью, специфическим рельефом и суровыми климатическими условиями, обуславливает повышенную вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций. Влияние антропогенной деятельности и естественных физико-географических процессов на гидрологическую сеть арктических территорий приводит к значительным изменениям ландшафтов и растительного покрова. В частности, наблюдается трансформация болотных экосистем: сфагново-лишайниковые болота замещаются парниковыми в связи с увеличением глубины залегания многолетнемерзлых пород и образованием горизонта верховодки; акватории спущенных озер зарастают осоково-сфагновыми сообществами; на месте термоабразионных ложбин формируются различные типы сфагновых болот. Подтопление в зонах распространения многолетнемерзлых пород ведет к образованию несквозных таликов, толщина мерзлых пород при этом может составлять несколько метров, и формированию биологически деградированных водоемов. Подтопление сосновых лесов приводит к гибели древесной и кустарниковой растительности, с образованием относительно небольших травяных болот. Наибольший ущерб наносится продуктивным северным таежным пойменным лесам, где происходит полная гибель растительного покрова с образованием труднопроходимых хвощовых болот.

В связи с нарастанием антропогенной нагрузки необходим постоянный мониторинг состояния окружающей среды, включающий как фоновый, так и производственный экологический мониторинг на всех этапах жизненного цикла объекта (от проектирования до ликвидации).

Система мониторинга – это совокупность мероприятий по оценке состояния окружающей среды и прогнозированию изменений. Она включает наблюдение, анализ и прогнозирование (см. рисунок 1).



Рисунок 1 - Блок-схема системы мониторинга

Важно отметить, что мониторинг сам по себе не управляет качеством среды, а обеспечивает необходимую информацию для принятия обоснованных экологических решений.

Фоновый экологический мониторинг. На Крайнем Севере, где разрабатываются нефтяные месторождения, особое значение приобретает фоновый экологический мониторинг. Он представляет собой непрерывное наблюдение за состоянием окружающей среды, записывающее естественные изменения и позволяющее оценить долговременную динамику природных процессов. Объектами наблюдения являются компоненты природной среды. Фоновый мониторинг включает в себя постоянные гидрометеорологические наблюдения и анализ содержания загрязняющих веществ.

Гидрометеорологические наблюдения охватывают широкий спектр параметров: температуру и влажность воздуха, скорость и направление ветра, атмосферное давление, облачность, солнечное сияние, метеорологические явления (туман, метель, гроза и др.), осадки, снежный покров, температуру почвы (до глубины 20 см), состояние почвенного покрова. На водных объектах мониторинг включает: уровень и расход воды, температуру, волнение, течения, ледовую обстановку, распространение водной растительности, а также уровень грунтовых вод. Частота измерений соответствует стандартам гидрометеослужбы.

В условиях нормальной экологической обстановки рекомендуется проводить наблюдения не реже двух раз в течение всего периода работ. Отбор проб осуществляется выборочно, с учетом сезонных факторов: в тёплое время года (июнь-сентябрь) отбираются пробы поверхностных вод, донных отложений и почв; зимой – пробы снега.

Средства экологического контроля. В контексте производственного и фоновое мониторинга применяются средства экологического контроля, подразделяемые на дистанционные и наземные методы исследования. Дистанционные методы, представленные на рисунке 2, основаны на регистрации и анализе собственного или отражённого сигнала волновой природы (электромагнитного, акустического, гравитационного), передаваемого к датчику.

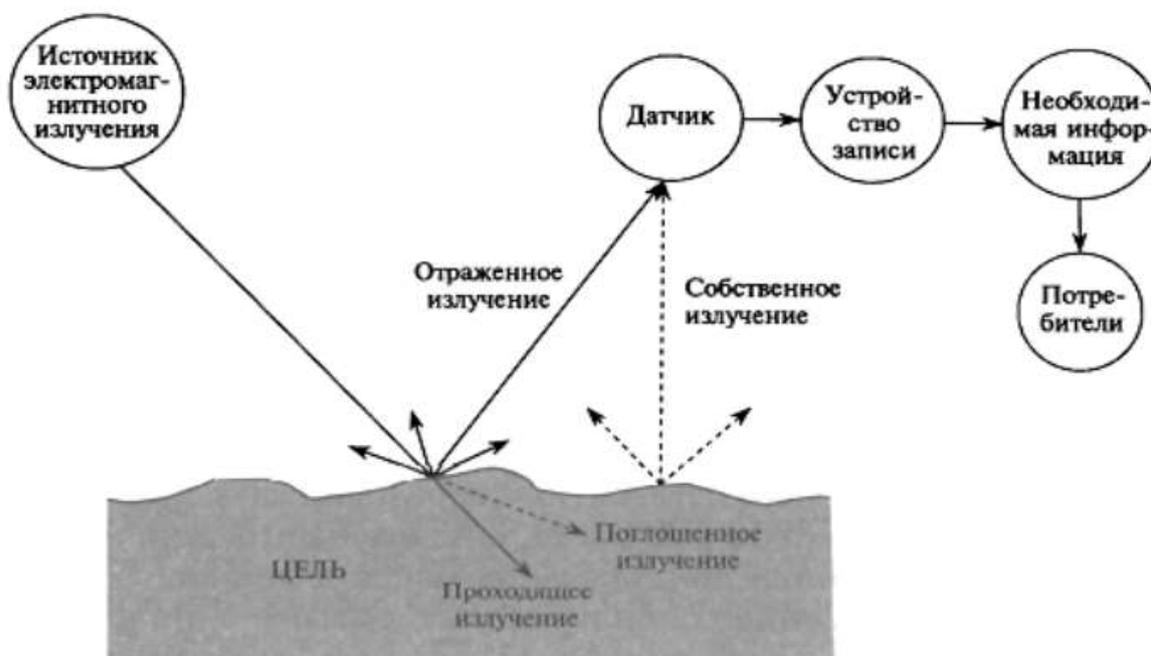


Рисунок 2 - Схема дистанционного зондирования

Наземный контроль, в свою очередь, осуществляется с помощью физико-химических методов анализа, широко применяемых в современных экологических лабораториях. Эти методы включают разнообразные оптические (спектрофотометрия в видимом, УФ и ИК диапазонах), хроматографические (газовая, жидкостная, тонкослойная), а также электрохимические методы (вольтамперометрия, ионометрия), отличающиеся экономичностью и невысокими эксплуатационными затратами. Хотя физико-химические методы обеспечивают высокоточное определение концентраций загрязняющих веществ, они не позволяют оценить их реальное биологическое воздействие, как в отдельности, так и в комплексе, включая продукты их трансформации. Применение радиометрических методов ограничено из-за необходимости специализированного лабораторного оборудования.

Для определения гидрометеорологических параметров применяют стандартный набор приборов: актинометры, анемометры, барометры, гигрометры, термометры и прочее оборудование. Комплексный анализ метеорологических характеристик атмосферы выполняется с помощью метеорографа, регистрирующего температуру, влажность и давление. Кроме того, изучение природных процессов включает в себя применение дистанционных методов контроля (акустического, радиоакустического и радиолокационного зондирования), обеспечивающих пространственно-временной анализ изменений параметров окружающей среды.

Мониторинг загрязнения атмосферы осуществляется с помощью различных дистанционных методик. В настоящее время активно развиваются лидарные (лазерные) методы контроля. В случае невозможности использования дорогостоящего дистанционного оборудования, применяются наземные методы, включающие отбор проб на местности с последующим лабораторным анализом. Анализ проб атмосферного воздуха часто проводится с использованием спектроскопических и хроматографических методов.

Мониторинг биолитосферы эффективно осуществляется с помощью радарной аэрофотосъемки. Применение радарной аэрофотосъемки для обширных территорий позволяет получить обзорные изображения, обеспечивая эффективное изучение ландшафтных особенностей, что особенно важно в условиях Крайнего Севера.

Эффективное управление экологическими рисками является неотъемлемой частью обеспечения экономической безопасности при разработке нефтяных месторождений. Традиционные методы наземного контроля состояния почвы, включающие изучение поверхностных радиоволн, дополняются дистанционными технологиями. Анализ сезонного снежного покрова (границы, глубины, плотности, температуры и влагосодержания) с применением активных и пассивных радиоярких методов позволяет своевременно выявлять потенциальные угрозы.

Аэрогеофизические исследования, включающие фотосъемку, магниторазведку, гамма-съемку, электроразведку, гравиразведку и радиолокацию, критически важны для планирования и контроля строительства инфраструктуры (трубопроводы, электростанции и т.д.), минимизируя потенциальные экологические и, следовательно, экономические потери. Выбор методов экологического мониторинга определяется задачами проекта, при этом приоритет отдается достоверности, полноте и оперативности получаемой информации.

Экономическая безопасность нефтегазовых проектов напрямую зависит от эффективного управления экологическими рисками. Для минимизации этих рисков необходим комплексный мониторинг, включающий наземные (анализ почвы, в том числе с использованием метода поверхностных радиоволн) и дистанционные методы (анализ снежного покрова, аэрогеофизические исследования). Данные, полученные с помощью фотосъемки, магниторазведки, гамма-съемки, электроразведки, гравиразведки и радиолокации, критичны для проектирования и эксплуатации объектов инфраструктуры. В арктических условиях, характеризующихся низкой способностью экосистем к самовосстановлению, постоянный мониторинг на всех этапах жизненного цикла проектов (от проектирования до ликвидации) является необходимым условием для обеспечения экономической безопасности и устойчивого развития.

Для улучшения экологического мониторинга необходимо обновить научно-методическую базу определения уровня загрязнений, провести масштабные исследования состояния окружающей среды Крайнего Севера, модернизировать техническое обеспечение мониторинговой сети и расширить спектр контролируемых параметров. Помимо этого, важно оптимизировать информационное обеспечение с использованием геоинформационных технологий, создать и открыто разместить базы экологических данных. Эффективное управление качеством окружающей среды и природопользованием требует дальнейшего развития и совершенствования системы мониторинга на базе существующих и перспективных служб, систем наблюдения и современных информационных технологий, включая разработку новых методов и единых методических и метрологических стандартов.

Результатами, полученными в ходе мониторинга, позволят комплексно оценить экологическое состояние, уровень антропогенного воздействия и прогнозировать развитие экологических ситуаций с учётом внутренних и внешних факторов.

Библиографический список:

1. Экономические и социальные показатели районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей: сайт Федеральной службы государственной статистики. [Электронный ресурс]. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_114009 (дата обращения: 15.07.2019)
2. Андерсон Р.К., Мукатанов А.Х., Бойко Т.Ф. Экологические последствия загрязнения почв нефтью // Экология. 1980. № 6. С. 21-25.

3. Саксонов М.Н., Абалаков А.Д., Данько Л.В. и др. Экологический мониторинг нефтегазовой отрасли. Физико-Химические и биологические методы: учеб. пособие. Иркутск: Иркутский университет, 2005. 114 с.
4. Быковский В.А. Охрана природы при разработке нефтяных месторождений Крайнего Севера: дис. канд. техн. наук: 11.00.11. / Быковский В. А. Екатеринбург, 2000. 161 с.
5. Кустышева И.Н. Разработка методики охраны земель под объектами нефтегазового комплекса с учетом региональных особенностей Крайнего Севера: дис. канд. техн. наук: 25.00.26. / Кустышева И. Н.. Новосибирск, 2016. 131 с.
6. Волкодаева М.В., Володина Я.А. О методах определения концентрации формальдегида в атмосферном воздухе // Экологические системы и приборы. 2017. № 2. С. 3-9.

УДК 331.087

Индикаторы для проведения трассерных исследований: типы, требования, свойства

Старинец М. В., Засовская М. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Эффективность разработки нефтяных месторождений и методов воздействия на них с целью увеличения нефтеотдачи, существенным образом зависит от достоверности информации о емкостных и фильтрационных свойствах продуктивного пласта, строении пластов и залежей, типе коллекторов, величинах запасов нефти, об эффективности вытеснения углеводородов из горных пород. Получение такой информации возможно только при комплексном подходе с привлечением всех современных геологических и геофизических методов исследования пластов и скважин. Для этих целей наряду с гидродинамическими, петрофизическими, геофизическими и другими способами применяются индикаторные методы, основанные на использовании меченых жидкостей [1].

Под индикаторным методом исследования понимают контроль за распространением нагнетаемой воды, меченой искусственным индикатором, ранее в жидкости не присутствовавшим. Им могут быть отдельные химические элементы, соли химических соединений, красители, стабильные радикалы, изотопы, пищевые продукты и их отходы. С помощью индикаторов определяют истинную скорость и направление движения пластовых жидкостей и нагнетаемой в залежи воды, коллекторские свойства пластов в условиях естественного залегания. Выявляют также распределение потоков по пластам и между отдельными скважинами и источники их обводнения, гидродинамическую связь по площади и разрезу залежей, устанавливают неоднородность отложений, определяют эффективность процесса вытеснения нефти, степень влияния на него отдельных скважин, режима их дренирования и нагнетания.

Использование индикаторов в этих целях дает наиболее ценную информацию о залежах, имеющих сложное геологическое строение, при применении сложных систем разработки и новых методов повышения нефтеотдачи пластов. Индикаторы способствуют решению важнейшей задачи современного этапа развития нефтедобывающей отрасли, связанной с повышением эффективности заводнения продуктивных пластов, являющегося основным процессом, обеспечивающим высокие уровни добычи нефти.

Основное преимущество метода трассирования фильтрационных потоков в том, что он позволяет получать ряд геолого-физических параметров пласта непосредственно в пластовых условиях с охватом исследованиями больших объемов горных пород, а также дифференцированную картину строения залежи и вытеснения нефти в межскважинном пространстве между нагнетательными и добывающими скважинами [2].

На сегодняшний день существует достаточно много химических веществ, которые могут быть использованы в качестве индикаторов для проведения трассерных исследований. Это могут быть как химические реагенты неспециализированного назначения, так и порошки, и композиции, производимые специально для проведения трассерных исследований. Для геологических исследований наиболее часто применяют искусственные индикаторы, которые отсутствуют в природных условиях.

Любые применяемые для трассерных исследований индикаторные вещества должны обладать следующими свойствами:

- хорошо растворяться в закачиваемой жидкости и фильтроваться вместе с ней;
- иметь широкий диапазон рабочих концентраций;
- иметь высокую надежность определения фоновых и рабочих концентраций;
- иметь низкую склонность к адсорбции на породу;
- обеспечивать селективность определения при смешении с другими индикаторами;
- не оказывать отрицательное влияние на элементы внутрискважинного оборудования, системы и процессы перекачки, подготовки и переработки нефти;
- быть экологически безопасными;
- иметь действующие сертификаты соответствия, паспорта качества, актуальные технические условия и другие необходимые разрешительные документы.

Классы используемых индикаторов:

1. флуоресцентные (уранин, родамин и др.);
2. ионные (карбамид, калиевая селитра и др.);
3. органические (спирты, органические кислоты).

Рассмотрим наиболее распространенные индикаторы такие, как карбамид, роданид аммония, нитрат аммония, флуоресцеин, этилацетат, уранит, эозин.

Карбамид (мочевина, диамид угольной кислоты) – это одно из наиболее ценных удобрений, входящих в азотную группу. В химической промышленности карбамид является крупнотоннажным продуктом. Внешний вид – кристаллы белого или прозрачного цвета. Одно из основных свойств – высокая растворимость в воде, аммиаке и прочих растворителях. Химическая формула диамида угольной кислоты – $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$. На рисунке 1 представлена структурная формула карбамида. В таблице 1 отражены физико-химические свойства карбамида.

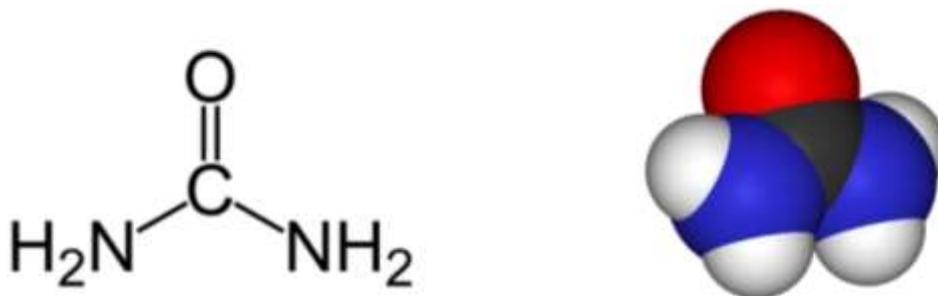


Рисунок 1 – Структурная формула карбамида

Таблица 1 – Физические и химические свойства диамида угольной кислоты

Параметр	Значение
Точка плавления, °С	133-134
Показатель преломления, n_D^{20}	1.484, 1.602
Плотность, n_4^{20} , г/см ³	1.3230
Форма кристалла	Тетрагональная, игольчатая или призма
Свободная энергия образования, при 25 °С, Дж/моль	-197.150
Теплота плавления, Дж/г	251
Теплота растворения в воде, Дж/г	243
Теплота кристаллизации, 70% водный раствор карбамида, Дж/г	460
Объемная плотность, г/см ³	0.74
Удельная теплоемкость, Дж/(кг*К)	
0 °С	1.439
50 °С	1.661
100 °С	1.887
150 °С	2.109

Роданид аммония — неорганическое вещество, аммониевая соль роданистой Аммоний роданистый кислоты NH_4SCN . Соединение представляет собой порошок с бесцветными или слегка желтоватыми кристаллами. Вещество крайне гигроскопично, постепенно «расплывается» на воздухе, превращаясь в жидкость. Растворение в воде сопровождается значительным понижением температуры жидкости, вплоть до температуры гораздо ниже нуля градусов Цельсия. Роданид аммония растворяется в этиловом и метиловом спирте, жидком аммиаке, ацетоне. Вещество горюче, при нагревании выше $+140\text{ }^\circ\text{C}$ превращается в тиомочевину, при $t +170\text{ }^\circ\text{C}$ полностью разлагается. Роданид аммония вступает в реакцию с кислотами и щелочами, выделяя удушающие и раздражающие газы. Соединение приводит к коррозии меди, латуни, железа, хромоникелиевых сплавов; не воздействует на алюминий. В результате химических реакций реактив образует гидраты и аммиакаты.

Нитрат аммония – кристаллический порошок белого цвета с желтоватым оттенком, хорошо растворимый в воде, аммиаке, пиридине, метаноле, этаноле. В обычных атмосферных условиях разлагается крайне медленно. Плотность $1,725\text{ г/см}^3$. Температура плавления - $169,6^\circ\text{ C}$, температура кипения - 235° C , температура разложения - 210° C . Химическая формула: NH_4NO_3 . Нитрат аммония - сильный окислитель, в сухом виде взрывается от детонаторов. К механическим воздействиям (удар, трение) не чувствителен. При воздействии огня и искры на него загорания не происходит.

Флуоресцеин (диоксифлуоран) — органическое соединение с химической формулой $\text{C}_{20}\text{H}_{12}\text{O}_5$, относящееся к группе ксантовых красителей, входящей в класс трифенилметановых красителей. Имеет вид оранжево-красных кристаллов, плохо растворимых в воде, с образованием раствора, флуоресцирующего зелёным цветом. Применяется для получения других ксантовых красителей, а также как адсорбционный и кислотно-основной индикатор.

Этилацетат – это органическое соединение (бесцветная жидкость), представляющее собой эфир уксусной кислоты и этилового спирта. Он имеет характерный фруктовый запах и используется, в основном, в промышленности в качестве растворителя, ароматизатора и лакокрасочного вещества.

Уранин, растворимая в воде соль флуоресцеина натрия, которую обычно используют в качестве метки, представляет собой летучий порошок красного цвета. Водный раствор уранина при облучении его светом длиной волны $475\text{-}490\text{ нм}$, начинает сам излучать свет зеленого цвета длиной волны $520\text{-}540\text{ нм}$. Этот фактор используется для количественного определения содержания уранина в водном растворе. Эозин тоже флуоресцентный индикатор. Как и уранин — летучий порошок розового цвета. При освещении его раствора светом он начинает излучать свет, имеющий длину волны в пределах $550\text{-}580\text{ нм}$.

Индикаторы способствуют решению важнейшей задачи современного этапа развития нефтедобывающей отрасли, связанной с повышением эффективности заводнения продуктивных пластов, являющегося основным процессом, обеспечивающим высокие уровни добычи нефти [3].

Библиографический список:

1. Геология нефти и газа: учебник / Э.А. Бакиров [и др.] ; Под ред. Э.А. Бакирова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1990. – 240 с.
2. Кульпин, Л.Г., Мясников, Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов: учебник / Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. – М. : Недра, 1974. – 200 с.
3. Соколовский, Э.В., Соловьев, Г. Б., Тренчиков, Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов [Текст]: учебник / Э.В. Соколовский, Г.Б. Соловьев, Ю.И. Тренчиков. – М. : Недра, 1986. – 157 с.

Подход к внедрению водогазового воздействия на объектах с низким газовым фактором нефтей

Горелкина Е. И.

*Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе,
г. Москва, Россия*

Заводнение как метод поддержания пластового давления зарекомендовал себя на отечественных и зарубежных промыслах. Тем не менее, не удаётся устранить многочисленные недостатки данного метода, которые влияют на процесс нефтедобычи при длительной закачке воды в пласт [1-5]. Одним из недостатков является обводнение скважинной продукции, снижающее эффективность отбора флюидов.

Напротив, метод водогазового воздействия зарекомендовал себя как эффективный третичный МУН, который позволяет снизить обводнённость, повысить КИН и захоронить парниковый газ.

Специалисты выделяют несколько основных модификаций водогазового воздействия: циклическая закачка двух порций воды и газа, закачка оторочек (WAG), закачка водогазовой смеси (SWAG). Также выделяют метод получения оторочки водогазовой смеси, для получения которой в пласте генерируется углекислый газ. В западной литературе в качестве отдельных методов выделены методы SWAG-CO₂ (закачка водогазовой смеси, газовым компонентом которой является углекислый газ), FAWAG (попеременная закачка воды и газа с добавлением пенообразующих ПАВ), также в отдельной группе методы ВГВ, которые предполагают комбинации с закачкой пара.

Ниже представлены примеры некоторых объектов, на которых внедрено ВГВ (таблица 1).

В таблице приведены лишь некоторые примеры внедрения метода ВГВ, данные анализировались по виду ВГВ, техническому способу реализации, применяемому газу, отмечены несовершенства технологий.

Расширение области применения МУН требует анализа позитивных и отрицательных исходов применения на иных объектах.

При проектировании ВГВ необходимо разрешить следующие вопросы:

- какой источник воды необходимо выбрать, чтобы вода по своему составу способствовала успешному внедрению (минерализованная вода способствует подавлению коалесценции газовых пузырьков и подавляет выпадение гидратов – для WAG и SWAG, а также способствует более активному выделению газа – при генерации углекислого газа в пласте, при этом классические рекомендации по внедрению технологий поддержания пластового давления рекомендуют использовать пресную воду – для предотвращения снижения коллекторских свойств);

- какой источник газа позволит насытить воду до рационального значения;

- каким образом газ будет взаимодействовать с нефтью в пласте при закачке смеси: растворится в нефти или выделится частично из воды и будет вытеснять остаточные запасы;

- как состав закачиваемой и пластовой воды влияют на свойства водогазовой смеси (или на генерируемую водогазовую оторочку), есть ли необходимость добавления ПАВ, способствующих получению устойчивой смеси и/или препятствующих выпадению гидратов;

- какое техническое устройство выбрать для получения и закачки вытесняющего агента, с какими режимными параметрами реализовывать закачку (в случаях закачки газовых агентов с поверхности);

- в какие зоны залежи необходимо закачивать выбранные агенты для более эффективного довытеснения.

На одном из объектов Урало-Поволжья более 50 лет реализуется отбор нефти. За стадией заводнения был резко зафиксирован скачок обводнённости продукции, что указало на необходимость внедрения дополнительных методов. Для данных условий предлагается комбинация способов ВГВ, а именно закачка водогазовой смеси с нефтяным газом и генерацией CO₂ в пласте. Текущее значение пластового давления способствует растворению выбранных для закачки газов, что позволит реализовывать смешивающееся вытеснение. Для

отбора воды предлагается использовать пластовую воду пласта, который вскрыт скважинами объекта. Закачка может быть реализована следующим образом: водогазовая смесь с высоким газосодержанием направляется в участки пласта, которые содержат наибольшие остаточные запасы. В иных участках генерируемая углекислотная оторочка вытеснит остаточные запасы, исключив заводнение. Устройство для получения и закачки вытесняющих агентов содержит несколько насосно-эжекторных систем, которые преобразуют водогазовую смесь до нужного газосодержания и закачивают в выбранные скважины-кандидаты. Иная часть устройства содержит блок дозирования и закачки химических реагентов для генерации CO₂.

Таблица 1 – Водогазовое воздействие на отечественных и зарубежных промыслах

Месторождение, страна	Модификация технологии	Закачиваемый газ	Примечание
Новогоднее, Россия [6]	Попеременная закачка воды и газа компрессором	ПНГ	Резкое снижение приемистости после нескольких циклов закачки
Западно-центральный Саскачеван, Канада [7]	Попеременная закачка воды и газа	Водогазовое воздействие с дымовыми газами	Возникли газовые пробки в пласте, движение которых является технологической проблемой
Bohai, Китай [8]	Смесь пара и газов	Выхлопные газы от газогенератора	Трудности при контроле движения закачиваемых агентов; необходимость выбора источника с необходимым количеством газов
LiuZan, Китай [9]	Внутрипластовая генерация углекислого газа	-	Успешно реализованный проект
Южно-Охтеурское, Россия [10]	Эжекторная технология закачки водогазовой смеси	ПНГ	Закачиваемая водогазовая смесь расслаивалась в стволе скважины по причине недостаточного давления на выходе из эжектора
Котовское, Россия [11]	Насосно-эжекторная технология закачки водогазовой смеси	Природный газ из пласта высокого давления	При падении давления в газовом пласте закачка водогазовой смеси была остановлена
Неера, Индия [12]	Насосно-эжекторная технология закачки водогазовой смеси	ПНГ	Закачиваемая водогазовая смесь расслаивалась в стволе скважины по причине недостаточного давления на выходе из эжектора
Ромашкинское, Россия [13]	Компрессорная технология	ПНГ	Реализация преждевременно прекращена по причине технических сложностей при эксплуатации оборудования
Самодуровское, Россия [14]	Насосно-эжекторная технология закачки водогазовой смеси	ПНГ	Низкий газовый фактор пластовых нефтей данного и нескольких соседних месторождений не позволил получить большой объем водогазовой смеси с рекомендуемым газосодержанием

Данная технология позволит увеличить нефтеотдачу за счёт рациональной закачки водогазовой смеси, захоронить нефтяной газ (повторно добываемый газ может быть закачан в пласт в повторных циклах), что актуально для многих компаний – лидеров по сжиганию нефтяного газа.

Библиографический список:

1. Шахвердиев А.Х. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – с. 65-68. Текст: непосредственный.
2. Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №6. – с. 44-47. Текст: непосредственный.
3. Гумерский Х.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7. – С. 22-26. Текст: непосредственный.
4. Шахвердиев А.Х. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 90-95. Текст: непосредственный.
5. Панахов Г.М. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термо-реохимическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 61-65. Текст: непосредственный.
6. Водогазовое воздействие на Новогоднем месторождении / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, В.В. Лёвочкин, Р.Н. Фахретдинов, С.С. Остапчук // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 12. – С. 40-43. Текст: непосредственный.
7. Zhang Y.P. Enhanced Heavy Oil Recovery by Immiscible WAG Injection // 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 2006. – p. 11. Текст: электронный.
8. Liu Y.G. Improve offshore heavy oil recovery by compound stimulation technology involved thermal, gas and chemical methods // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2010. – p. 13. Текст: электронный.
9. Панахов Г.М. Эффективность реогазохимической технологии ПНП на основе внутрипластовой генерации CO₂. Опыт применения на месторождениях КНР // Вестник РАЕН. – 2012. – Т. 12. – № 4. – С. 73-81. Текст: непосредственный.
10. Апасов Т.К. Использование устьевого эжектора для утилизации попутного газа на Южно-Охтеурском месторождении // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 1-1. – С. 13-17. Текст: непосредственный.
11. Шевченко А.К. Предварительные результаты закачки в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси на поздней стадии разработки Котовского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 100-102. Текст: непосредственный.
12. Mingulov S.G. Techniques for optimization of gas extraction from production wells annulus // International Conference: Actual Issues of Mechanical Engineering (AIME 2020), 27-29 October, 2020, Saint Petersburg, Russian Federation. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – V. 1111. – P. 012037. Текст: электронный.
13. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2022. 288 с. Текст: непосредственный.
14. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Увеличение КИН: водогазовое воздействие на пласт. Опыт эксплуатации насосно-эжекторной системы и пути совершенствования технологии ВГВ // Neftegaz.RU. – 2017. – № 7 (67). – С. 70-77. Текст: непосредственный.

**Разработка образовательного приложения
для прогноза основных показателей разработки нефтяных месторождений
с применением характеристик вытеснения нефти водой**

Шумко В. С., Мамчистова Е. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Характеристики вытеснения успешно применяются на практике для прогнозирования основных показателей разработки месторождений, оценки извлекаемых запасов нефти, анализа истории разработки, оценки эффективности от проведенных геолого-технических мероприятий с середины прошлого столетия. Использование моделей характеристик вытеснения позволяет сократить рабочее время специалиста из-за отсутствия необходимости в повторном построении дорогостоящей гидродинамической модели месторождения. Метод характеристик является относительно простым: используются исключительно данные динамики добычи, а фильтрационно-емкостные показатели объекта разработки не учитываются.

Разработка программного обеспечения в нефтегазовой области является крайне дорогостоящей, длительной и высококвалифицированной деятельностью. Из-за санкций возникает необходимость замещать иностранное программное обеспечение в сфере нефти и газа. Следует решать проблемы, касающиеся доступности программного обеспечения в учебных и образовательных целях.

Ранее был разработан программный комплекс для прогноза основных технологических и технико-экономических показателей разработки нефтяных месторождений с классическим применением интегральных характеристик вытеснения, а также на основе вероятностного подхода. Модуль вероятностного прогнозирования был описан в ранних исследованиях [1]. На основе данного программного комплекса было разработано приложение с более узким функционалом, которое позволит обучить студентов высших учебных заведений прогнозировать показатели разработки и оценивать извлекаемые запасы нефти посредством классического использования интегральных кривых обводнения.

В приложении используются исключительно интегральные функциональные зависимости, так как они более устойчивы к изменению режима работы залежи и к проводимым геолого-техническим мероприятиям, чем дифференциальные характеристики [2]. К слабым сторонам классического метода характеристик вытеснения можно отнести: слабую прогнозную способность на молодых объектах разработки (с низкой обводненностью), отсутствие объективных критериев отбора оптимальных функций. Всего применяется 10 известных двухпараметрических кривых обводнения. Список функциональных зависимостей расположен в таблице 1.

В образовательном программном приложении метод постоянного нефтесодержания используется для оценки сверху. Извлекаемые запасы никогда не будут достигнуты по данной модели из-за отсутствия изменения динамики обводненности, т.е. предельная обводненность никогда не будет достигнута. Характеристика вытеснения Гусейнова является модификацией метода Сипачева-Пасевича. Рекомендуется не использовать обе зависимости в одном наборе, так как результаты будут максимально идентичными.

Программный код написан на языке программирования Python 3. Основные используемые библиотеки: `scipy`, `numpy`, `pandas`, `dearugui`. В образовательном приложении присутствует интерактивный графический пользовательский интерфейс, реализовано графическое отображение фактических и прогнозных показателей динамики, есть опциональная возможность выгрузки отчета с результатами расчета в формате `docx`, прогнозные массивы с данными по каждой интегральной модели могут быть сохранены в формате `xlsx`. Посредством классического использования характеристик вытеснения прогнозируются основные показатели разработки месторождений (извлекаемые запасы нефти,

динамика добычи флюидов, обводненность, водонефтяной фактор, коэффициент извлечения нефти и другие). В учебном приложении отсутствует модуль вероятностного прогнозирования основных показателей, не решается задача оценки эффективности от проведенных геологических мероприятий. Функционал графического интерфейса был сделан проще для более комфортного обучения студентов высших учебных заведений: отсутствуют лишние модули, усложняющие процесс обучения. При наведении курсора мыши на элементы интерфейса появляются подсказки на русском языке. Графический пользовательский интерфейс приложения расположен на рисунке 1.

Таблица 1 – Список используемых интегральных кривых обводнения в образовательном программном приложении

№	Название характеристики вытеснения	Формула
1	Назаров-Сипачев	$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = A + B * Q_{\text{в}}$
2	Сипачев-Пасевич	$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = A + B * Q_{\text{ж}}$
3	Сазонов	$Q_{\text{н}} = A + B * \ln(Q_{\text{ж}})$
4	Абызбаев	$\ln(Q_{\text{н}}) = A + B * \ln(Q_{\text{ж}})$
5	Камбаров	$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{Q_{\text{ж}}}$
6	Пирвердян	$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{\text{ж}}}}$
7	Гайсин	$\frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{ж}}} = A + B * Q_{\text{ж}}$
8	Метод французского института нефти	$\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = A + B * Q_{\text{н}}$
9	Максимов	$Q_{\text{н}} = A + B * \ln(Q_{\text{в}})$
10	Метод постоянного нефтесодержания	$Q_{\text{н}} = A + B * Q_{\text{ж}}$

В качестве основных входных данных выступают накопленные показатели динамики добычи нефти и жидкости, коэффициент для перевода добычи нефти из поверхностных условий в пластовые, количество точек на интервале аппроксимации, а также предельная обводненности, при достижении которой добыча нефти становится нерентабельной. Динамика добычи может задаваться как в годовом формате, так и в ежемесячном. Второстепенные (опциональные) показатели: утвержденные извлекаемые запасы нефти для сравнения с прогнозными, число используемых характеристик вытеснения, длина прогнозного интервала и др. На рисунке 1 указаны значения показателей по умолчанию.

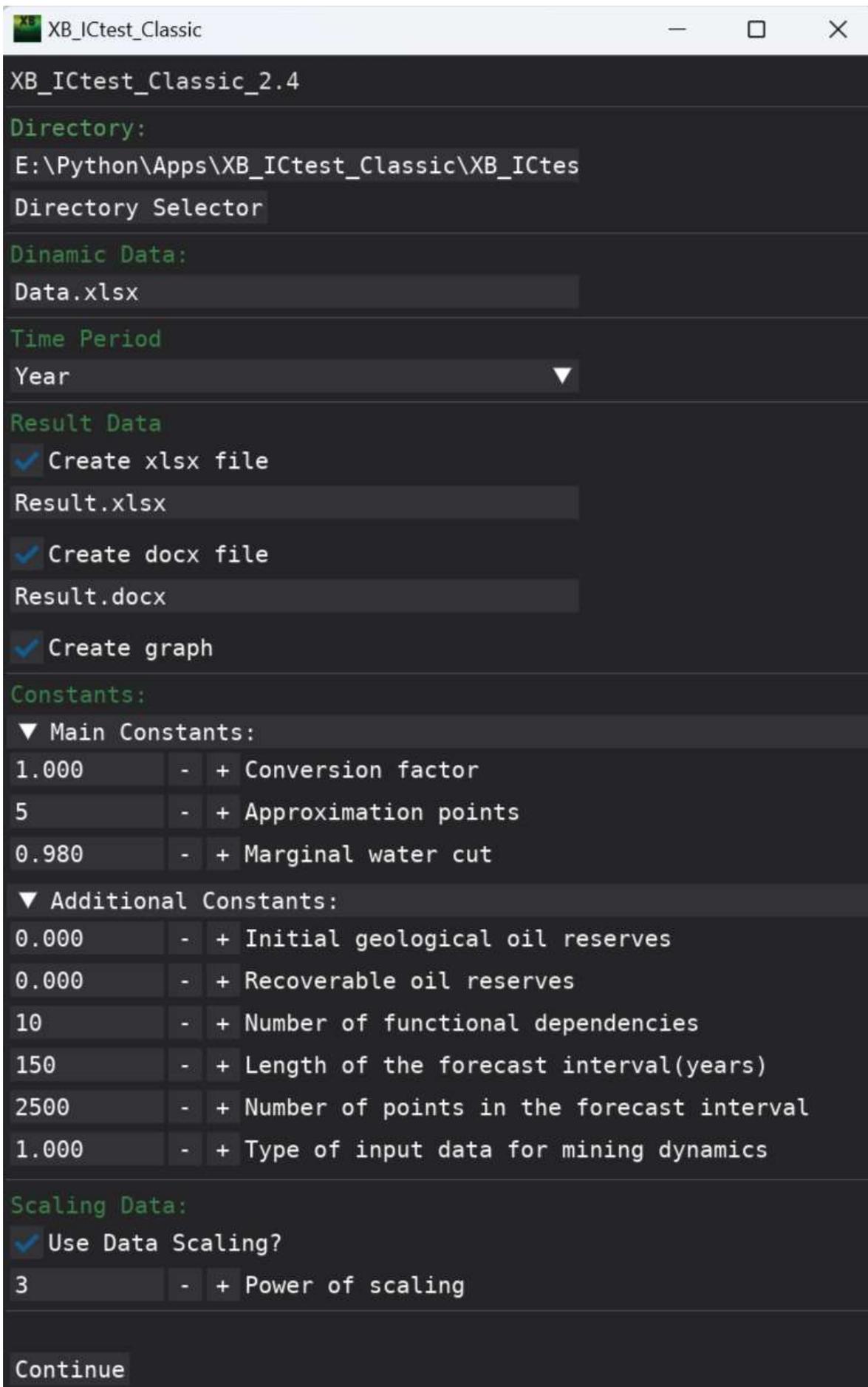


Рисунок 1– Графический пользовательский интерфейс учебного приложения

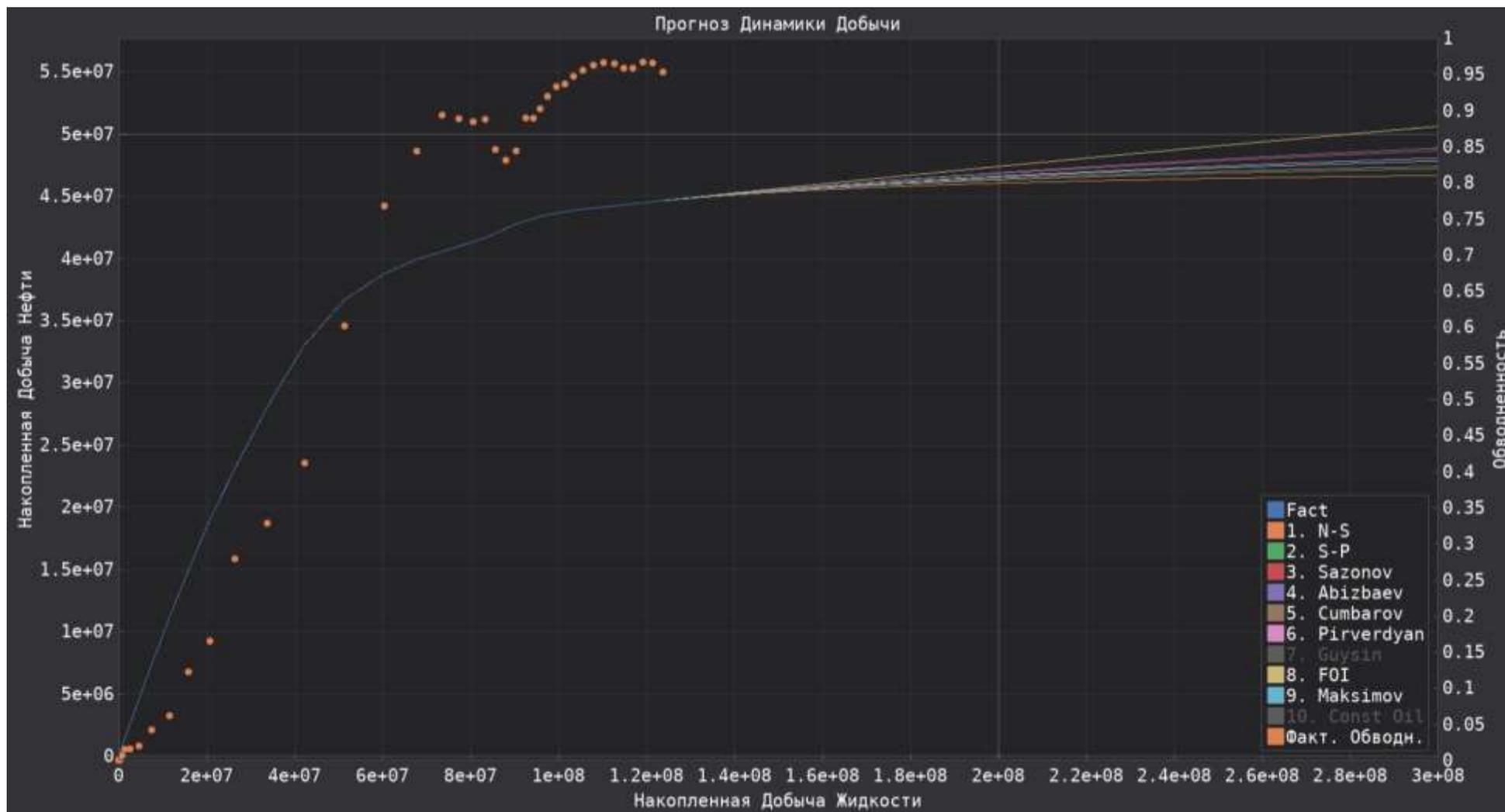


Рисунок 2 – Экстраполированная динамика добычи нефти по интегральным характеристикам вытеснения

Поиск значений параметров аппроксимации у характеристик вытеснения осуществляется методом наименьших квадратов. В результате расчета в формате xlsx выгружаются массивы с фактическими данными (динамика добычи нефти, воды, жидкости в текущем формате и в накопленном виде), с производными фактическими данными (обводненность, водонефтяной фактор, данные динамики в пластовых условиях), массивы с значениями 'X', 'Y' у характеристик вытеснения, теоретические показатели характеристик вытеснения на интервале аппроксимации, массивы с экстраполированными показателями динамики добычи по каждой характеристике вытеснения. Также выгружается таблица со следующими основными прогнозными показателями по каждой интегральной кривой обводнения:

- прогнозные извлекаемые запасы нефти, жидкости и воды при достижении предельной обводненности;
- кратность остаточных извлекаемых запасов нефти;
- остаточные извлекаемые запасы нефти;
- параметры аппроксимации A, B;
- коэффициент детерминации (квадраты коэффициентов линейной корреляции).

В учебном приложении отсутствует возможность строить графические зависимости любых рассчитанных показателей, однако по выбору пользователя реализовано отображение графика динамики добычи нефти по характеристикам вытеснения. На рисунке продемонстрирован пример отображения прогнозной динамики добычи нефти в разработанном приложении по восьми характеристикам вытеснения Назарова-Сипачева, Сипачева-Пасевича, Сазонова, Абызбаева, Камбарова, Пирвердяна, метода французского института нефти, Максимова.

В рамках исследований, проведенных на основе пятидесяти объектов разработки, в отличие от вероятностного подхода для традиционного применения интегральных характеристик вытеснения не был выявлен универсальный алгоритм отбора оптимальных кривых обводнения. Объекты исследования территориально расположены в Западной Сибири, рассматривались как целые месторождения, так и крупные пласты. Данные одной половины объектов (25 шт.) анализировались по годам, а второй (25 шт.) по месяцам. На некоторых объектах с обводненностью менее 50 % характеристики вытеснения продемонстрировали большое отклонение от 30 % до 60 % в сравнении с фактическим результатом. Объекты с малым количеством данных, с нелинейным интервалом аппроксимации, с быстрорастущей обводненностью на интервале аппроксимации настоятельно рекомендуется анализировать в ежемесячном/ежеквартальном формате.

При отборе качественных прогнозных моделей рекомендуется обращать внимание на совокупность следующих параметров: значение квадрата коэффициента корреляции Пирсона, сходимости между концом фактических показателей и началом экстраполированных данных, на кратность прогнозных остаточных извлекаемых запасов нефти, на остаточное время эксплуатации в зависимости от прогнозной динамики добычи жидкости, линейность фактических показателей на интервале аппроксимации и др.

В ходе исследований не был выявлен универсальный алгоритм поиска оптимальных характеристик вытеснения для объектов разработки, находящихся на любой стадии. Набор оптимальных характеристик вытеснения является субъективным. После его генерации необходимо построить среднюю кривую динамики добычи нефти по оптимальным кривым обводнения. Средний показатель, как правило, важнее любой конкретной модели.

Библиографический список:

1. В.С. Шумко, Г.Н. Кусайко. Разработка программного комплекса для прогноза основных технологических показателей разработки нефтяных месторождений с применением характеристик вытеснения на основе вероятностной методики // Сборник научных трудов по материалам VIII Международной молодежной научной конференции. Новокузнецк. 2024. №5. С. 197-200. Текст: непосредственный.
2. С.В. Соколов. Математическая модель прогнозирования базовой добычи нефти с учетом неопределенностей на основе метода характеристик вытеснения // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Т. 2, №5. С. 82-91. Текст: электронный.

Применение современных методов при анализе разработки месторождений

Дорменев В. С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

На сегодняшний день разработка нефтяных месторождений на поздней стадии становится все более сложной из-за растущего числа скважин. Компании уделяют малое внимание таким месторождениям в виду того, что экономическая эффективность от нового месторождения будет в разы больше. В виду этого ресурсы по управлению разработкой ограничены. Как правило, над анализом столь большого количества данных, которые накопились за положительный период разработки, занимаются группы инженеров-разработчиков, состоящие из малого количества людей.

Хочется отметить, что с 1880 года было признано, что закачка воды в нефтеносный пласт может повысить нефтеотдачу [2]. Однако широкое применение заводнение получило лишь в 1930-х годах, когда началось осуществление нескольких проектов по закачке воды, и только в начале 1950-х годов началась «активная фаза» применения заводнения [4].

На протяжении многих лет были разработаны различные методы повышения нефтеотдачи пластов в попытке извлечь сырую нефть из нефтяного месторождения, которую невозможно добыть иным способом. Существует три основных метода повышения нефтеотдачи пластов, которые в разной степени оказались коммерчески успешными. Эти методы предлагают перспективы получения в конечном итоге от 30% до 60% или более от первоначального объема нефти в пласте. Три основных метода повышения нефтеотдачи – это термическое восстановление, микробная и химическая закачка. Каждый из этих методов сдерживается относительно высокой стоимостью и, в некоторых случаях, непредсказуемостью его эффективности [1].

Несмотря на появление различных методов повышения нефтеотдачи пластов, заводнение по-прежнему широко применяется в нефтяной промышленности. Основными причинами, по которым заводнение является наиболее успешным и широко используемым процессом нефтедобычи, являются [3]:

- большое количество воды;
- низкая стоимость обработки по сравнению с другими закачиваемыми жидкостями;
- простота закачки воды в пласт.

Значительное число известных нефтяных месторождений выработано, а число новых открытий сокращается; поэтому необходимо оптимизировать процессы вторичного извлечения нефти [5]. Сообщается, что в результате операций по заводнению извлекается около одной трети начальных геологических запасов, при этом остается около двух третей. В определенный момент в процессе заводнения продолжать такие операции становится нерентабельно, поскольку затраты на закачку, удаление и утилизацию воды превышают чистый доход от добычи нефти, поэтому заводнение приходится прекращать. Однако некоторые скважины все еще считаются экономичными даже при обводненности до 99%.

Основные решения, принимаемые нефтяными компаниями в отношении пласта, основаны на той или иной форме моделирования потока, которая широко используется в современном управлении пластом. Для моделирования коллекторов со сложной геометрией требуются большие вычислительные мощности и расчет в таких случаях как правило занимает много времени. Моделирование таких сложных коллекторов с минимальными затратами времени и максимальной точностью неизменно остается темой, волнующей инженеров по моделированию коллекторов во всем мире.

Существуют относительно хорошие и надежные методы анализа заводнения месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Лучшие из них требуют построения гидродинамических моделей, которые характеризуются трудоемкостью построения, как с технической точки зрения, так и с точки зрения необходимого времени для их создания и постоянного обновления. Поэтому нужны новые подходы, которые позволяют проводить анализ более быстро.

В работе были рассмотрены различные модели, используемые инженерами при принятии решений, такие как трехмерные гидродинамические модели, модели емкостного сопротивления и на основе линий тока, а также современные методы, в т.ч. алгоритмы машинного обучения.

Преимущество зрелых месторождений заключается в том, что там уже есть большой набор данных. Хотя использование цифровых систем сбора данных облегчило анализ геологических и технических показателей, объем данных стал слишком велик для ручного анализа специалистами даже с большим опытом. Есть предположение, что современные методы, в т.ч. методы машинного обучения, могут строить модели, которые на основе большого набора исторических данных могут давать решения.

Опыт применения алгоритмов машинного обучения есть. Их используют при разведке новых скважин, бурении, при адаптации моделей. Однако массового распространения данные модели пока что не получили.

Использование методов машинного обучения в последние годы бурно развивается в нескольких областях применения благодаря доступности мощного вычислительного оборудования, а также адаптированных и простых в изучении языков программирования, таких как Python и R. Благодаря этим языкам программирования, среди прочих инструментов, инженеры могут легче применять передовые методы статистического обучения для поддержки решения технических проблем в своих областях знаний.

Целью данного исследования является изучение применимости современных подходов к задаче разработки, которой и является оптимизация работы скважины, позволяющая вовлечь в разработку не дренируемые запасы нефти.

Основные задачи данной работы заключаются в следующем:

1. Формирование синтетического набора данных с помощью гидродинамического симулятора;
2. Выбор и создание модели машинного обучения на основе минимального набора входных данных.

Поставленные задачи решались путем использования современных математических инструментов и вычислительных алгоритмов для анализа данных. Вспомогательный инструмент написан на языке программирования Python.

Сперва классическим методом, т.е. с использованием гидродинамического симулятора и автоматизированных инструментов, был сформирован синтетический набор данных, который и был использован в качестве обучающей выборке. Были использованы две модели с разным количеством ячеек. Первая состояла из 1215 ячеек, а вторая – из 19440.

Исходный набор данных для двух случаев (двух моделей с разным разрешением) был разделен на две части. Выбранные случайным образом 80% данных были использованы в качестве тренировочных, оставшиеся были использованы в качестве тестовых для оценки основных метрик (таких как коэффициент детерминации, средней абсолютной ошибки и т.д.).

В качестве оценки качества модели была выбрана средняя абсолютная ошибка, как наиболее показательная величина для такого набора данных, как значения в узлах карт остаточных запасов нефти. Она наиболее наглядно понятно отражает то, насколько хорошо модель предсказывает значения.

Хочется отметить, что на принятия решений при разработке месторождений чаще всего влияют дебиты, поскольку именно от этого и зависит финансовая составляющая проекта. В связи с этим для анализа оптимального набора исходных данных было рассмотрено два случая:

1. Использовались значения накопленной добычи нефти для каждой скважины, значения ограничения по дебиту нефти для добывающих скважин, тип скважин (добывающая или нагнетательная);
2. Использовались значения только ограничения по дебиту нефти для добывающих скважин и тип скважин (добывающая или нагнетательная).

Результаты обучения на данных модели с высоким разрешением (большим количеством ячеек) показали, что во втором случае, т.е. когда использовались только ограничения дебита по нефти и тип скважин в качестве входных данные показали лучшее значение средней абсолютной ошибки, чем в первом случае, т.е. еще с учетом накопленной добычи.

Средняя абсолютная ошибка для первого набора данных была равна 0.0057, а для второго – 0.0053 с учетом того, что диапазон изменения данных в каждом узле карты остаточных запасов составляет в среднем 0.4 – 0.9. Таким образом, средняя абсолютная ошибка уменьшилась на 8%. Был сделан вывод о том, что, если для модели, обученной на гидродинамической модели с большим

количеством ячеек, предсказательная способность улучшилась, то это имеет больший вес, поскольку нам важно знать более детальное распределение остаточных запасов.

В связи с этим в финальной модели, используемой для составления прогнозов, были использованы данные о начальном дебите скважины и о типе скважины (нагнетательная или добывающая).

Далее были проанализированы результаты построения карт остаточных запасов нефти моделью машинного обучения по сравнению с исходными данными, чтобы более наглядно оценить разницу. На спрогнозированных данных не было выявлено значительных различий.

Более того хочется отметить, что модель машинного обучения позволяет сократить затраченное на построение карт время в среднем в 7.6 раз по сравнению с моделью, состоящей из 1215 ячеек, и в 500 раз по сравнению с моделью, состоящей из 19440 ячеек. Что позволяет сделать вывод о том, что даже для такого малого количества ячеек выигрыш является значительным.

Алгоритмы машинного обучения доказывают качественную применимость на синтетическом наборе данных при решении задачи разработки, а именно оптимизации работы скважин, в данном случае позволяя более быстро и с допустимой точностью делать прогноз об распределении остаточных запасов нефти. Это может упростить процесс принятия решений при разработке месторождений с применением заводнения, поскольку входные данные для данного метода не требуют детальной информации о геологическом строении и занимают меньшее количество времени.

Современные методы обладают значительным потенциалом при анализе большого набора исторических данных, который имеется на зрелых месторождениях. Однако для более детального воспроизведения результатов потребуется больший набор данных при обучении модели.

Библиографический список:

1. Brouwer D. R. et al. Improved Reservoir Management Through Optimal Control and Continuous Model Updating // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2004. – 19 p.
2. Carll J.F. 1880. The Geology of the OH Regions of Warren, Venango, Clarion, and Butler Counties, Pennsylvania. Second Geological Survey of Pennsylvania III, pp. 1875–1879.
3. Craig F. F., Jr. (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series, SPE, Dallas, Texas.
4. Grema A. S. et al. Optimization of Petroleum Reservoir Waterflooding Using Receding Horizon Approach // 8th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. – Society of Petroleum Engineers, 2013. – 5 p.
5. Nwazo J. Dynamic Optimization of a Water Flood Reservoir. M.Sc. Thesis, University of Oklahoma Graduate College, Norman, Oklahoma, USA. Arenas, A. et al. Smart Waterflooding Tight Fractured Reservoirs Using Inflow Control Valves // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2006. – 21 p.

УДК 622.276

Потенциал тепловых и водогазовых методов увеличения нефтеотдачи

Ахметшина А. А.

Научный руководитель - Горелкина Е. И.

*Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе,
г. Москва, Россия*

За последнее время возросла доля трудноизвлекаемых запасов среди всех объектов, вовлечённых в разработку. Одним из типов запасов, для которых необходимы новые эффективные технологии разработки, являются запасы высоковязких нефтей.

Заводнение стало неотъемлемым способом поддержания пластового давления, которое внедряется на большинстве месторождений [1-5]. Однако оно имеет ряд недостатков, которые до сих пор не удаётся успешно устранить. Эффективность заводнения зависит от многих факторов, одним из которых является соотношение вязкости нефти и воды. В случае высоковязких нефтей это соотношение существенно осложняет разработку. При этом существует множество способов увеличения эффективности заводнения, в частности, это добавление химических реагентов в воду, либо использование дополнительных методов увеличения нефтеотдачи. Для разрешения споров, связанных с реализацией заводнения,

разработано целое научное направление. В работах [1, 2] представлено математическое обоснование целесообразности контроля движения фронта воды, также предлагается относить скважины к одной из трёх групп в зависимости от дискриминантного критерия.

Для добычи высоковязких нефтей применяется технология SAGD, для реализации которой забуривают 2 ствола горизонтальных скважин на расстоянии около 5 метров друг от друга. В нагнетательный ствол подаётся под давлением пар, передающий теплоту породам и пластовому флюиду. Разогретая нефть становится более подвижной и под силой тяжести легче спускается к нижележащему добывающему стволу. Данная технология будет успешно применена только в том случае, если будет присутствовать источник пара или возможность нагрева воды в необходимом объёме. Иначе данное решение не будет эффективно применяться.

Также применяется метод внутрислоевого горения. Данная технология предполагает закачку газоздушной смеси через ствол нагнетательной скважины в пласт. В пластовых условиях инициируется процесс взаимодействия углеводородов с кислородом. Тепловой фронт распространяется быстрее, чем фронт горения, благодаря чему тепло распространяется по пласту, увеличивается подвижность нефти и добычу. Также данная технология имеет такие недостатки, как: высокая вероятность прорыва фронта горения, утечка газов в атмосферу, коррозия наземных трубопроводов.

Иным методом увеличения нефтеотдачи является Huff and Puff. Данная технология включает в себя 3 стадии: 1 стадия заключается в закачке углекислоты в пласт. Углекислый газ вытесняет часть подвижной нефти вглубь залежи, а также сокращает водонасыщение в призабойной зоне скважины. В результате чего увеличивается фазовая проницаемость. На 2 стадии происходит выдержка скважины. Благодаря чему увеличивается объём нефти и снижается ее вязкости. Добыча происходит на 3 стадии, на которой можем наблюдать положительное воздействие углекислого газа на дебит. Однако при реализации данной технологии необходимо учитывать высокую коррозионную активность углекислого газа. Поэтому проектирование метода Huff and Puff включает закупку ингибиторов коррозии, а также специальных систем для их подачи. Кроме того, необходимо чтобы насосно-компрессорные трубы соответствовали определенной коррозионной стойкости.

Иной технологией является добыча с применением гидроструйного аппарата [3]. В скважину спускается двухрядная компоновка НКТ, в нижней части которой жидкостной эжектор. По внутренней колонне закачивается нагретая вода, тепло которой передаётся нефти, скопившейся в стволе скважины. Эжектор откачивает скважинную продукцию, и суммарный поток нефти и рабочего агента (воды) поднимается по кольцевому пространству НКТ на поверхность. Температуры и давления закачиваемой воды и добываемого потока продукции контролируются измерительными приборами. Данный метод также предполагает необходимость подготовки воды высокой температуры.

Ранее широкое применение приобрели газовые МУН благодаря способности к снижению вязкостных характеристик нефти при растворении газов. Также на это оказало влияние политика снижения углеродного следа. В настоящий момент по некоторым данным количество известных крупных проектов по газовым МУН стремится к нулю, а внимание нефтедобывающих компаний сосредоточено на применении таких способов, как ГРП.

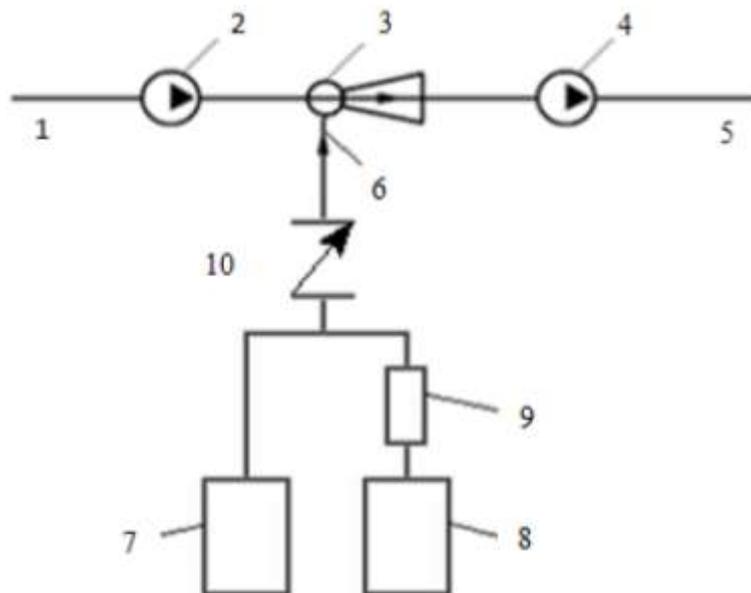
В литературных источниках содержится информация о технологии внутрислоевого горения, которая реализуется при инициализации горения углеводородов в пластовых условиях при взаимодействии с кислородом из нагнетаемой воздушной смеси. Тепловой фронт распространяется с большей скоростью, чем очаг горения, что обеспечивает снижение вязкости нефти и её приток к стволам добывающих скважин. Технология характеризуется трудностями при её практическом применении (что связано с нагнетанием кислородосодержащей смеси). В открытых источниках указано, что данный МУН вызвал интерес ПАО «Гатнефть», специалисты компании начали тесное взаимодействие с партнёрами для возможной адаптации под условия конкретных промыслов.

Для разработки залежей с широким спектром осложняющих факторов применима технология генерации углекислого газа в пласте. Данный метод предполагает закачку растворов химических реагентов в пласт, где в результате химической реакции выделяется CO_2 . CO_2

смешивается с пластовой водой и эффективно вытесняет остаточные запасы [4]. Данный МУН имеет бесспорное преимущество: углекислый газ не нагнетается с поверхности, что исключает его коррозионное действие на оборудование. Способ доказал свою эффективность на отечественных месторождениях и зарубежом. Для практического внедрения необходимы химические реагенты для получения газового компонента в необходимом количестве.

В настоящий момент с целью повышения эффективности разработки залежей ТРИЗ проводятся исследования по применению водогазовых методов. Данные методы предполагают закачку водогазовых смесей в залежи для обеспечения увеличения зоны охвата пласта воздействием, коэффициента вытеснения нефти и захоронения парниковых газов. В [5] показано, что на керне доказана эффективность вытеснения высоковязких нефтей водогазовыми смесями.

Для высоковязких нефтей предлагается рассмотреть метод водогазового воздействия с дымовыми газами котельной. Температура дымовых газов на выходе превышает 100 °С. Дымовые газы добавляются к попутному нефтяному газу в процессе закачки водогазовой смеси. Устройство контроля расхода нефтяного газа позволяет добавлять дымовой газ в таком количестве, чтобы обеспечить рациональное газосодержание смеси. Устройство, охлаждающее дымовые газы до приемлемой температуры, обеспечит функционирование насосно-эжекторной системы. Водогазовая смесь из дожимного насоса подаётся в нагнетательные скважины.



- 1 – линия подачи воды, 2 – насос для нагнетания воды в сопло жидкостно-газового эжектора, 3 – жидкостно-газовый эжектор, 4 – дожимной многоступенчатый центробежный насос, 5 – линия нагнетания водогазовой смеси в ствол скважины, 6 – линия откачки газа эжектором, которая включает блок регулирования и подачи пенообразующих ПАВ, 7 – источник попутного нефтяного газа, 8 – источник дымовых газов, 9 – охлаждающее устройство, 10 – блок регулирования подачи газов для обеспечения рационального газосодержания [6]

Рисунок 1 – Принципиальная схема насосно-эжекторной системы с откачкой дымовых газов

Стоит отметить, что вырабатываемые в процессе внутрипластового горения газы могут быть эффективно применены в процессах увеличения нефтеотдачи, которые также предполагают реализацию газового или водогазового МУН. Также в смеси с водой можно успешно закачивать газы, которые образуются в печах при сжигании нефтяного газа на промысле (что применяется для обеспечения электроэнергией промысловых нужд).

Газовые и термогазовые способы воздействия на залежи высоковязких нефтей показали свою эффективность на промыслах. Технология водогазового воздействия для нагнетания водогазовой смеси с добавлением дымовых газов имеет широкий потенциал, однако для её осуществления необходимы материальные ресурсы, а также объект разработки, вблизи которого есть источник дымовых газов.

Библиографический список:

1. Optimization of reservoir waterflooding with unstable displacement front / A.Kh. Shakhverdiev, Shestopalov Y.V., Mandrik I.E., Arefyev S.V. // Известия Национальной академии наук Азербайджана. - Серия: Науки о Земле. – 2023. – № 2. Текст: непосредственный.
2. Shestopalov Y., Shakhverdiev A. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems // Symmetry. – 2021. – Т. 13. – № 10. Текст: непосредственный.
3. Влияние температуры рабочей жидкости на добычу высоковязкой нефти гидроструйными насосными установками / А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, Н.И. Шинков, Я.А. Горбылева, Е.И. Горелкина, И.М. Нарожный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 87-91. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-87-91 Текст: непосредственный.
4. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода / А.Х. Шахвердиев, Г.М. Панахов, Э.М. Аббасов, Н. Zeng, Y. Liu, Sh. Luo // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 44-47. Текст: непосредственный.
5. Дроздов Н.А. Исследование водогазового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №11. – С. 80-83. Текст: непосредственный.
6. Drozdov A., Gorelkina E. The use of flue gases in the process of SWAG-technology at one of the facilities in the Ural-Volga region //E3 Web of Conference. – 2024. Текст: непосредственный.

УДК 622.276

Обоснование применения многостадийного гидравлического разрыва пласта и термогазового воздействия для увеличения добычи на Приобском нефтяном месторождении

Чуйкова Е. П., Кусова Л. Г., Савенок О. В.

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

На поздних этапах эксплуатации месторождений возникают сложности, связанные с высокой обводненностью добываемой продукции, а также с необходимостью сохранения стабильных объемов добычи. В таких условиях активно внедряются геолого-технические мероприятия, направленные на освоение трудноизвлекаемых запасов. Эти подходы позволяют не только удерживать текущий уровень добычи, но и значительно повышают рентабельность и эффективность разработки месторождения.

Одним из наиболее действенных способов увеличения коэффициента нефтеотдачи является многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП). На основе анализа современных технологий была выбрана кластерная технология МГРП с использованием волоконно-армированного проппанта и равнопроходных цементируемых хвостовиков, обеспечивающая устойчивость трещин и равномерное распределение проппанта. Подробное описание технологии и её обоснование представлены ниже.

В России значительная часть нефтяных запасов относится к категории трудноизвлекаемых, что усугубляется повышением обводнённости добываемого сырья. Эти факторы значительно снижают коэффициент извлечения нефти и рентабельность нефтедобычи. Чтобы разработать такие запасы, необходимо тщательно выбирать методы повышения нефтеотдачи, адаптированные к конкретным условиям месторождения. Методы включают технологии и приёмы воздействия на пласт, направленные на достижение целевого коэффициента извлечения нефти.

Одним из перспективных направлений является термогазовое воздействие — сочетание термических и газовых методов. Данный метод заключается в нагреве пласта и одновременном закачивании газообразных агентов, таких как азот или углекислый газ. Это способствует снижению вязкости нефти, увеличению её подвижности и вытеснению углеводородов из пористых коллекторов. Использование термогазового воздействия особенно актуально для разработки трудноизвлекаемых запасов, где традиционные методы недостаточно эффективны.

Например, на Приобском месторождении, где запасы оцениваются в 5 млрд тонн нефти, внедрение таких технологий является приоритетным. Уникальность месторождения в его крупном объёме сочетается со значительной неоднородностью коллекторов и их высокой расчленённостью, что требует индивидуального подхода к выбору технологий повышения нефтеотдачи. Термогазовое воздействие, применённое совместно с МГРП, позволяет комплексно решить проблемы низкой эффективности традиционных методов и добиться значительного увеличения коэффициента извлечения нефти.

Критерии применимости метода термогазового воздействия

Критерии применимости третичных методов увеличения нефтеотдачи можно разделить на общие, определяющие их эффективность, и специфические, зависящие от типа воздействия. Например, высокая обводнённость пласта ограничивает использование этих методов, поскольку добыча продукции с обводнённостью свыше 65% экономически нецелесообразна.

Критерии для термических методов увеличения нефтеотдачи классифицируются следующим образом:

1. **Геолого-физические** – параметры пласта, такие как фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора, характеристики флюидов и т. д.
2. **Технологические** – сетка скважин, параметры и система воздействия, а также механизмы контроля и регулирования процесса.
3. **Технические** – наличие специализированного оборудования, источников пресной воды и энергии, состояние фонда скважин.

Наиболее важными являются геолого-физические критерии, поскольку их невозможно регулировать. Именно по этим параметрам рассчитывается система разработки. К данной группе относят пористость, проницаемость, толщину пласта и глубину его залегания.

Неоднородность залежи оказывает существенное влияние на термическое воздействие: при высокой расчленённости увеличиваются теплопотери на прогрев непродуктивных слоёв. Трещиноватость может способствовать быстрому прорыву агента к добывающим скважинам, но одновременно облегчает процесс нагрева, ускоряя поступление тепла в пласт.

При высокой вязкости нефти возрастает фильтрационное сопротивление, что затрудняет освоение нагнетательных скважин на начальном этапе разработки. Пресные воды, применяемые в термических методах, могут приводить к набуханию глинистых пород и снижению проницаемости пласта.

Критерии технологической группы включают плотность сетки скважин; для термического воздействия рекомендуется плотность сетки не более 4-6 га на скважину. Расстояние между скважинами свыше 200-250 м ограничивает эффективность термического воздействия. С увеличением глубины залегания возрастает и стоимость бурения.

Технические критерии требуют наличия специального оборудования, способного обеспечить закачку агента и необходимый отбор продукции. Это включает компрессоры, насосное оборудование, охладители и другие системы, стойкие к воздействию агрессивных газов и содержащиеся в нефти песчаных примесей.

Для эффективного применения данного воздействия необходимы пласты с высокими пластовыми давлениями и температурами, обеспечивающие полное потребление кислорода (выше 65 °С). Зачастую высокие давления и температуры встречаются в пластах, залегающих более 2000 м. Предпочтительно, чтобы нефть была лёгкой, маловязкой, но применение ТГВ возможно и для более тяжёлых нефтей.

Преимуществами термогазового воздействия являются: 1) закачиваемый бесплатный агент, т.е. воздух, который мы имеем в неограниченных объёмах; 2) возможность применения на низкопроницаемых и низкопористых коллекторах; 3) возможность применения для редких сеток скважин (до 100 га/скв.), что весьма важно для глубокозалегающих пластов.

Основное вытеснение нефти за счёт термогазового воздействия происходит благодаря закачиваемому кислороду в пласт, который образует вытесняющий газовый агент за счёт низкотемпературного фронта горения. Газовый агент состоит из двуокиси углерода CO₂, лёгких фракций углеводорода и азота. В отличие от внутрипластового горения, в котором основное вытеснение происходит из-за фронта горения, в термогазовом воздействии на высокотемпературном фронте вытесняется лишь 5-15 %.

Высокая подвижность нефти в незатронутой зоне пласта, которая находится около добывающей скважины, является основным преимуществом применения метода термогазового воздействия на месторождениях с лёгкой нефтью. Когда нефть тяжёлая и высоковязкая, действия по увеличению подвижности нефти для «проталкивания» её из незатронутой зоны могут быть недостаточными за счёт гидродинамического сопротивления такой нефти.

Под заданные критерии подходят практически все месторождения Западной Сибири с глубинами залегания более 2000 м, в том числе и пласты баженовской свиты, распространённой на площади более 1 млн. км² и имеющей высокую степень обогащённости твёрдым органическим веществом (керогеном) до 28 % [1].

Основные технологические процессы и оборудование при разработке нефтегазовых месторождений

Схема реализации термогазового воздействия схожа с внутрипластовым горением, т.е. в пласт закачивается воздух, в результате взаимодействия которого с пластовой нефтью происходит окислительная реакция с выделением теплоты, появляется движущий источник тепла в пласте (рис. 1). Вытеснение нефти происходит при помощи тех же физических факторов, что и при внутрипластовом горении, а именно: парами воды; газами, образующимися при окислении; смешивающимися при вытеснении с CO₂; горячей водой и валом горячей нефти. Но при кажущемся сходстве этих методов в них есть физические и химические различия.

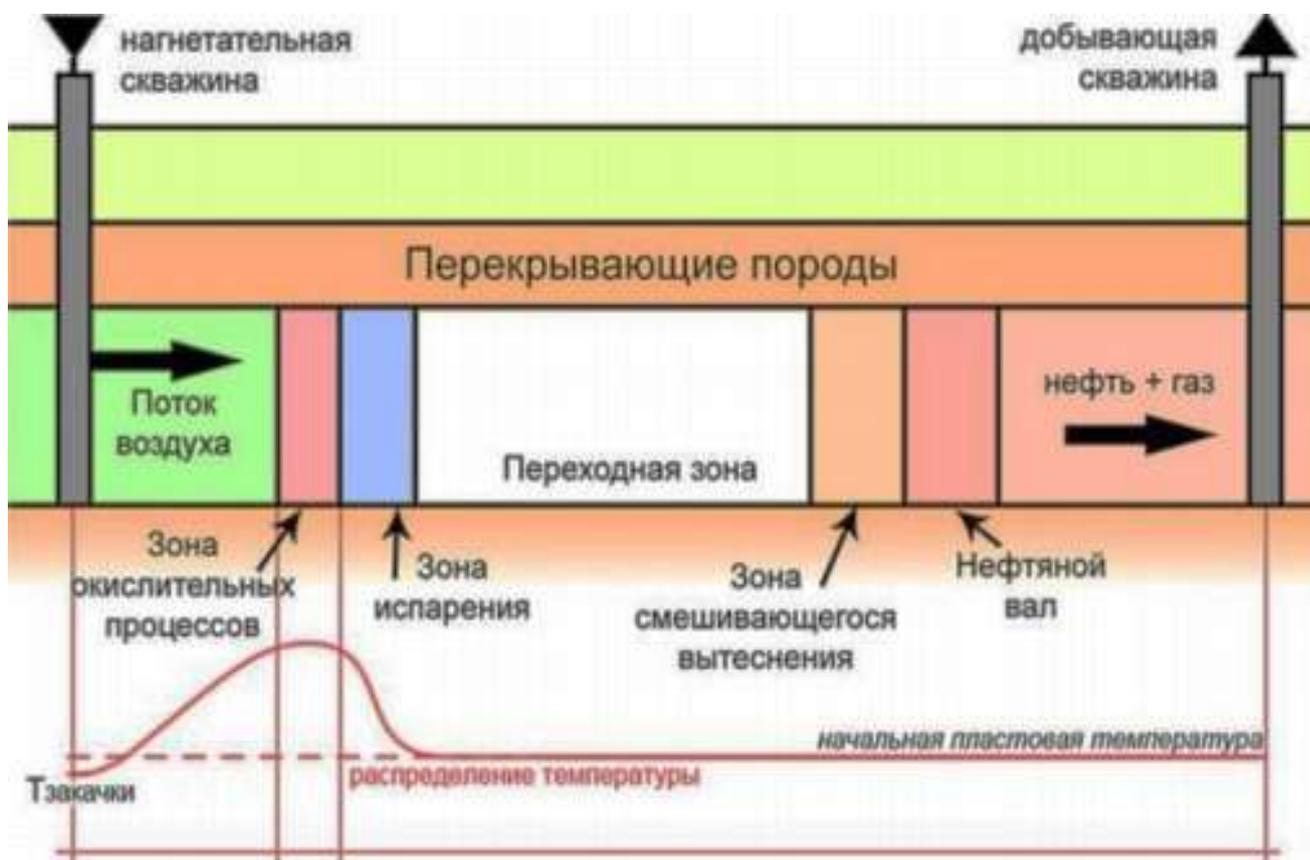


Рисунок 1 – Схема реализации процесса ТГВ

При термогазовом воздействии на низкотемпературный пласт могут также протекать окислительные процессы без горения, а при так называемом «тлении» и выделяться вещества CO, CO₂ и N₂.

При проведении горения в пластах высоковязкой нефти главную роль в увеличении нефтеотдачи составляет рост температуры, что приводит к быстрому изменению вязкости. Когда же закачивается воздух в пласт с лёгкой нефтью, увеличение температуры вторично, а основным показателем, который повышает нефтеотдачу, становится вытеснение нефти газами горения, в этом и состоит основное различие между термогазовым воздействием и внутрипластовым горением [2].

Термический эффект также влияет на незатронутые участки пласта окислением, уменьшение вязкости в которых происходит за счёт влияния кондуктивного нагрева от фронта горения. На рисунке 2 приведена технологическая схема основного оборудования:

- блочная компрессорная станция, которая осуществляет закачку воздуха под высоким давлением (до 37 МПа);
- насосная станция для закачки воды;
- системы мониторинга, управления и автоматизации ТГВ;
- блоки управления замерными установками;
- индивидуальные замерные установки.

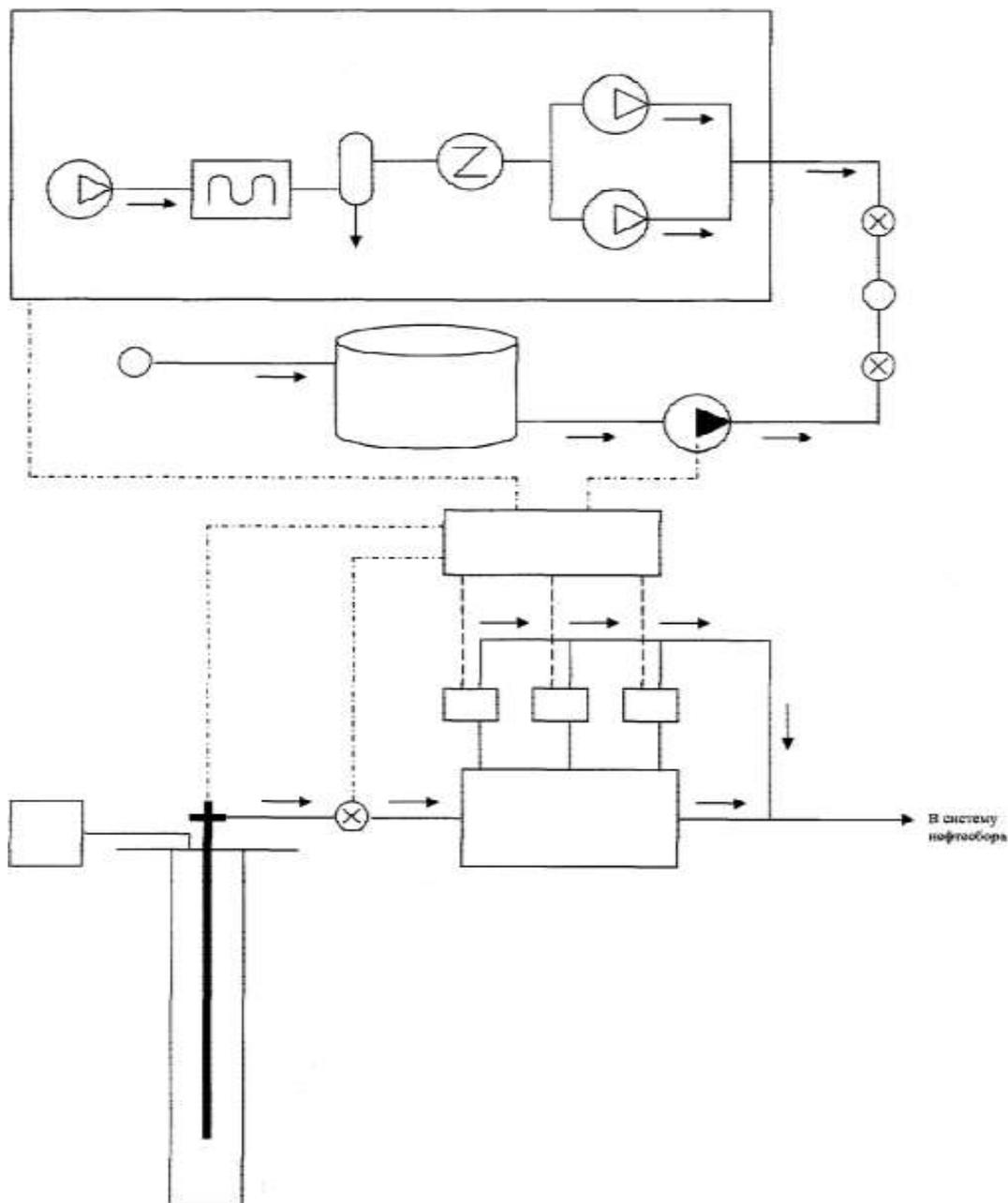


Рисунок 2 – Схема оборудования

Термические и физико-химические изменения при высоких давлениях, а также фазовые переходы, протекающие при различных и сложных химических реакциях, могут являться осложняющими факторами процесса термогазового воздействия. Состав компонентов за короткий промежуток времени может измениться, это может быть небезопасно из-за образования взрывоопасной смеси. Чтобы этого не допустить, необходимо постоянно контролировать состав добываемого попутного газа.

Технологический расчёт термогазового воздействия на опытном участке АС₁₂

Для технологического расчёта нами построена секторная изотропная модель опытного участка, соответствующая параметрам пласта АС₁₂ (рис. 3). Основные параметры модели представлены в таблице 1.

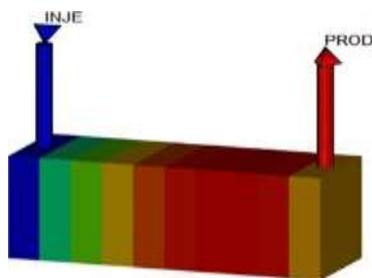


Рисунок 3 – Секторная модель

Таблица 1 – Параметры секторной модели

Параметр	Значение
Пористость m , доли ед.	0,18
Проницаемость k , м ²	0,025
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	26,3
Пластовая температура $T_{пл}$, °С	96
Температура нагнетания воды t , °С	100
Давление нагнетания воды P_n , МПа	31
Начальные геологические запасы $Q_{геол}$, тонн	13879

С целью оценки эффекта термогазового воздействия проведён базовый расчёт с закачкой в пласт горячей воды. Результаты расчётов представлены на рисунке 4 и в таблице 2:

- накопленная добыча нефти за отчётный период составила 1,38 тыс. тонн;
- накопленная добыча воды за отчётный период составила 20,71 тыс. тонн;
- КИН составляет 9,72 %.

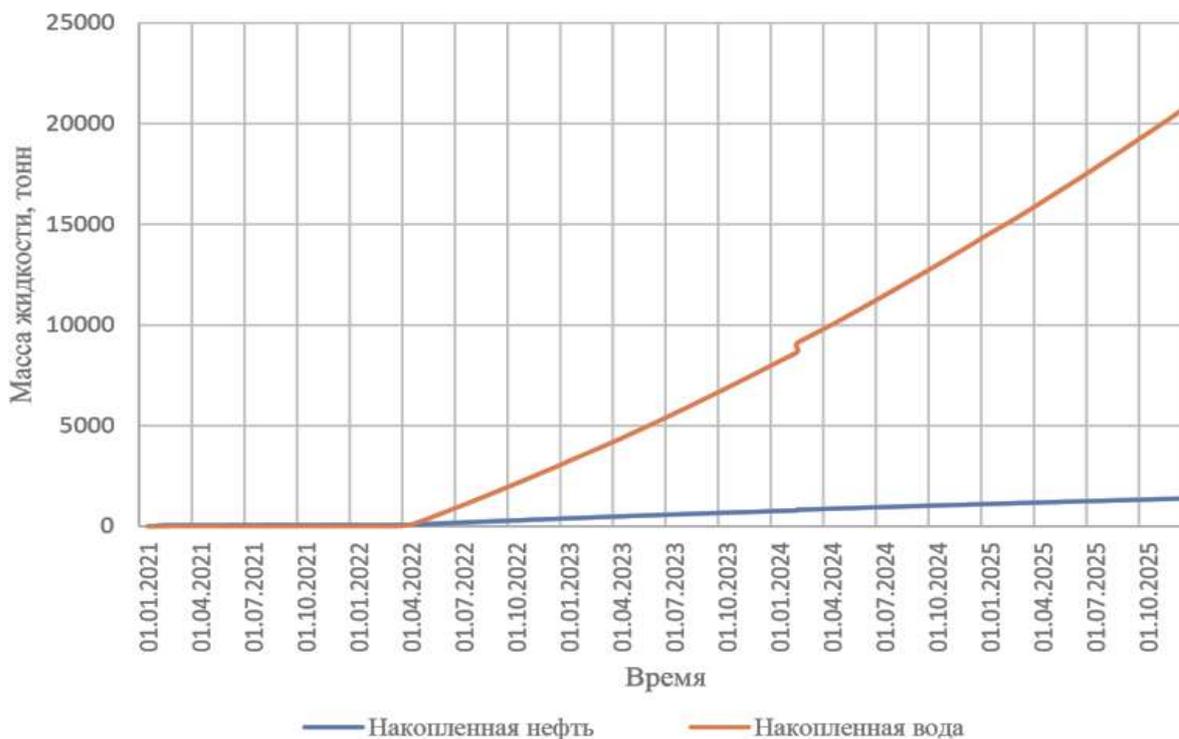


Рисунок 4 – Накопленные показатели за период исследования

Таблица 2 – Накопленная добыча по нефти и воде

Показатели	Годы				
	2021	2022	2023	2024	2025
Накопленная добыча воды при ТГВ, тыс. тонн	0,11	3,87	8,49	9,06	9,06
Накопленная добыча нефти при ТГВ, тыс. тонн	0,09	3,44	8,06	8,06	8,06
Накопленная добыча воды при заводнении, тыс. тонн	0,006	2,86	7,75	14,02	20,71
Накопленная добыча нефти при заводнении, тыс. тонн	0,06	0,36	0,73	1,09	1,38

В силу большой неоднородности пласта возникли «языки обводнения» и произошёл прорыв воды к добывающей скважине, что означает незначительную площадь, охваченной заводнением, и большие значения обводнённости [3].

Для интенсификации добычи на опытном участке Приобского месторождения предлагается один из методов увеличения нефтеотдачи – термогазовое воздействие. Данные для моделирования процесса ТГВ представлены в таблице 3.

По результатам моделирования (рис. 5) видно:

Таблица 3 – Параметры закачиваемого агента

Температура нагнетаемого воздуха, °С	93,3
Давление нагнетания, МПа	0,48

- накопленная добыча нефти за отчётный период составила 8,06 тыс. тонн;
- накопленная добыча воды за отчётный период составила 9,06 тыс. тонн;
- КИН 56,8 %.

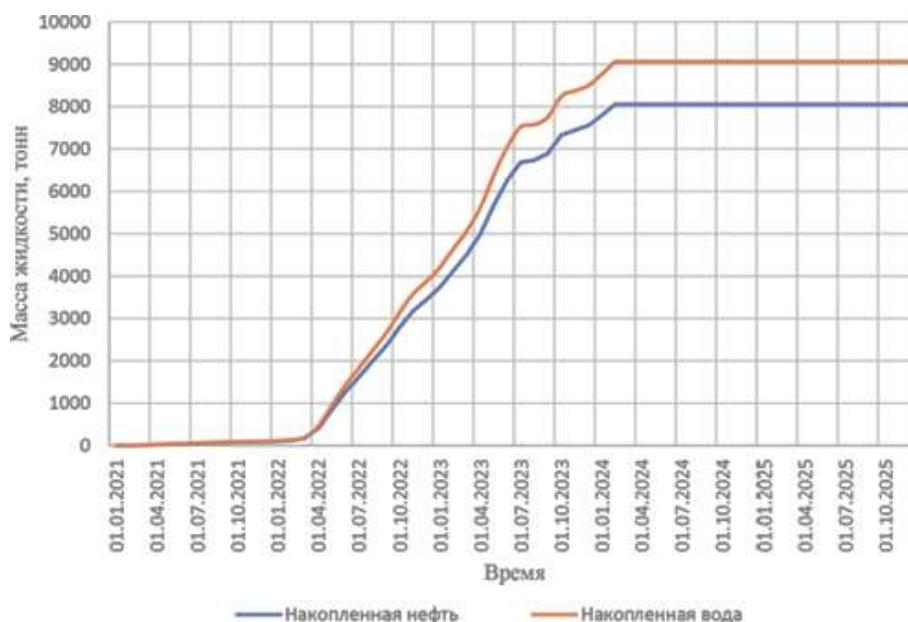


Рисунок 5 – Накопленные показатели нефти и воды за отчётный период

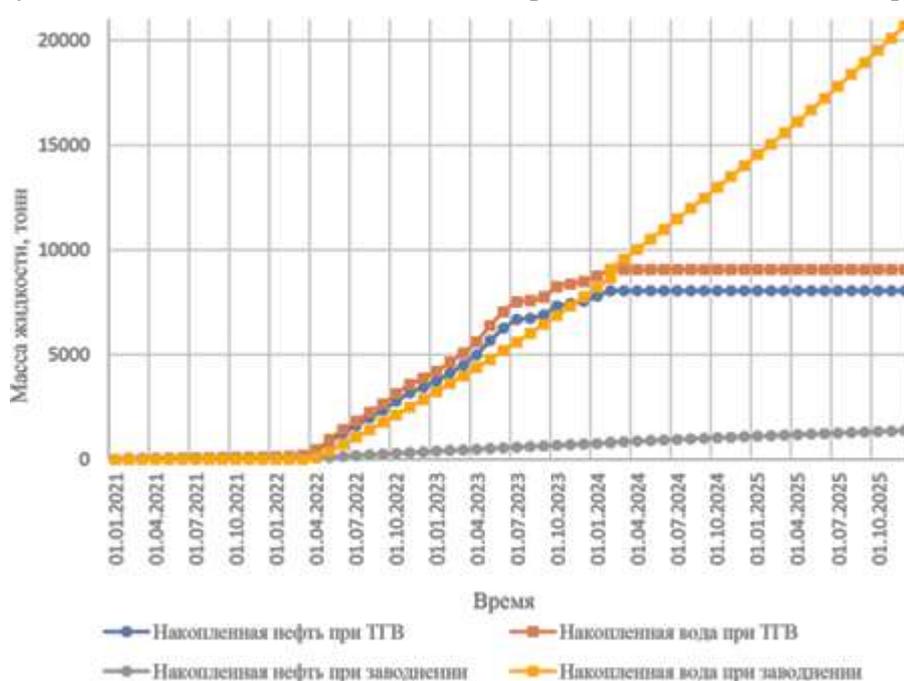


Рисунок 6 – Динамика изменения накопленной добычи по нефти и воде при заводнении и ТГВ

По результатам численного эксперимента с закачкой горячей воды и ТГВ получены следующие результаты (рис. 6):

- объём накопленной добычи нефти за отчётный период при ТГВ больше накопленной добычи нефти при заводнении на 6,54 тыс. тонн;
- КИН повысился на 47,1 %.

На Приобском месторождении внедрены передовые технологии и оборудование для реализации многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Использование инновационных методов позволило снизить затраты проппанта на 30 %, сохраняя при этом высокую продуктивность скважин. Применение кластерного подхода и волоконно-армированного проппанта способствует созданию устойчивых трещин, минимизируя оседание проппанта на дне разрыва. Это обеспечивает равномерное распределение материала и повышает эффективность работы в коллекторах с низкой насыщенностью при расходе проппанта до 60 тонн на стадию.

Созданные трещины улучшают приток нефти из верхних и центральных зон пласта, что снижает содержание воды в добываемом сырье. Внедрение равнопроходных цементируемых хвостовиков открывает новые возможности для формирования трещин с использованием гидропескоструйной перфорации. Равнопроходный горизонтальный ствол сокращает объемы подготовки к внутрискважинным операциям, улучшая общее качество процессов. Технология многоразовых портов позволяет избирательно проводить повторные МГРП, а также эффективно изолировать отдельные участки горизонтальных скважин. Согласно прогнозам, к 2030 году число горизонтальных скважин с МГРП увеличится до 1200, из которых более 700 потребуют повторных операций для поддержания уровня добычи. Ведутся испытания новых подходов к повторному МГРП, таких как химические отклонители, двухпакерные системы и многоразовые порты. Эти методы тестируются в условиях равнопроходных хвостовиков для адаптации к специфике добычи. Кроме того, бурение поперечных горизонтальных скважин с МГРП доказало свою эффективность в коллекторах с низкой проницаемостью (менее $0,2 \times 10^{-3}$ мкм²), где традиционные методы менее результативны. В 2017 году было пробурено три экспериментальные скважины с перпендикулярным расположением трещин относительно ствола, на которых проведены обширные исследования, включая геофизические и микросейсмические замеры.

Результаты этих исследований подтвердили возможность освоения ранее недоступных трудноизвлекаемых запасов. Это открывает перспективы разработки новых участков, ранее считавшихся нерентабельными. Применение теоретически обоснованных технологий и их практическое тестирование доказывают эффективность новых подходов.

Таким образом, передовые технологии, внедряемые на Приобском месторождении, обеспечивают устойчивую добычу нефти. Современные методы бурения и МГРП не только повышают эффективность, но и расширяют доступ к трудноизвлекаемым запасам. Использование волоконно-армированного проппанта и инновационных хвостовиков позволяет снижать издержки и оптимизировать процессы добычи.

Проведение повторных МГРП с применением новых решений минимизирует затраты на обслуживание скважин. Технологии с многоразовыми портами и химическими отклонителями обеспечивают гибкость в управлении процессами. Это особенно важно в условиях сложной геологии и истощения традиционных источников нефти.

Системный подход к тестированию и внедрению технологий позволяет извлекать максимальную пользу из месторождения. Равнопроходные цементируемые хвостовики уже доказали свою эффективность в полевых условиях. Планируется дальнейшее расширение применения этих решений на других месторождениях.

Благодаря комплексному подходу, Приобское месторождение становится примером рационального использования ресурсов. Постоянное совершенствование технологий и изучение новых методов позволяют достигать высоких показателей добычи даже в сложных условиях.

Результаты численного эксперимента показали, что применение термогазового воздействия (ТГВ) позволяет увеличить накопленную добычу нефти на 6,54 тыс. тонн по сравнению с традиционным заводнением, а коэффициент извлечения нефти (КИН) вырос на 47,1 %. Эти данные подтверждают эффективность инновационных подходов, которые внедряются на всех этапах разработки месторождения. Использование современных технологий, включая поперечные

горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), открывает возможности для освоения ранее нерентабельных запасов и эффективного извлечения нефти из низкопроницаемых коллекторов. Такой комплексный подход обеспечивает стабильный рост добычи нефти и повышает рентабельность разработки сложных участков [4,5].

Библиографический список:

1. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ применения технологии термогазового воздействия на Средне-Назымском нефтяном месторождении // Технические и технологические системы: материалы IX Международной научной конференции «ТТС-17» (22-24 ноября 2017 года, г. Краснодар). – Краснодар: ООО Издательский Дом - Юг», 2017. – С. 217-230.
2. Горпинченко А.Н. К вопросу о механизме формирования зон аномальных разрезов ачимовских отложений Западно-Сибирского региона / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, Д.И. Галимов // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 2. – С. 15-26.
3. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ геолого-промысловой характеристики ачимовских отложений со сверхнизкими ФЕС в условиях АВПД на примере Приобского нефтегазоконденсатного месторождения // Технические и технологические системы: материалы XIII Международной научной конференции (23-25 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар: ООО «Издательский Дом - Юг», 2022. – С. 291-298.
4. Горпинченко А.Н. Моделирование разработки отложений ачимовской свиты со сверхнизкими фильтрационно-емкостными свойствами в условиях АВПД на территории Западной Сибири // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 217-229.
5. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104-121.

УДК 622.276:553.98:550.8

Альтернативный алгоритм оценки степени взаимовлияния скважин и эффективности заводнения с использованием систем компьютерного моделирования

Кулешова Л. С., Мухаметшин В. В., Гилязетдинов Р. А.

Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия

Одной из ключевых особенностей процессов разработки нефтяных месторождений является нелинейная частота обновления геолого-промысловой информации. Так, результаты геофизических, гидродинамических и промысловых исследований скважин в совокупности с данными геологического строения объектов актуализируются и уточняются с меньшей периодичностью по сравнению с другими показателями, такими как дебит по нефти и жидкости, приемистость, давление на приеме глубинно-насосного оборудования и т.п. Это приводит к невозможности оперативного принятия управленческих решений, направленных на оптимизацию процессов добычи нефти, повышение показателей деятельности нефтегазодобывающих управлений и апробацию передовых способов увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов в условиях ухудшения ресурсной базы.

Использование специально разработанных алгоритмов и методов, позволяющих проводить потенциальную оценку эффективности геолого-технологических мероприятий, планируемых к реализации в тех или иных геологических условиях, включают в себя построение базовых зависимостей между двумя и/или более параметрами, применение обобщенных моделей и ряд других методов, тесно связанных с элементами численных и статистических расчетов, в том числе выполняемых в плоскости систем искусственного интеллекта или специализированных программно-аппаратных комплексов и интегрированных симуляторов.

Важно отметить, что при проектировании геолого-технологических мероприятий (ГТМ) не всегда удастся на релевантном уровне оценить потенциальную технологическую результативность воздействия, особенно в условиях сложнопостроенных и многопластовых

месторождений. Несмотря на накопленный опыт проведения различных по уровню сложности и геолого-технологическим требованиям ГТМ, вопрос снижения уровня неопределенности при моделировании процессов добычи нефти остается открытым и требует, как показывают исследования, комплексного подхода.

В рамках повсеместной необходимости совершенствования методов обработки геолого-промысловой информации с использованием систем компьютерного моделирования, рассмотрим один из вариантов оптимизации процессов моделирования, основанный на применении авторского алгоритма обработки и интерпретации геолого-промысловых данных, положения которого частично отражены в работах [1,2]. Объектом исследования выступают залежи карбонатных коллекторов, расположенные в пределах 2 крупных месторождений Урало-Поволжья. Объем выборки, используемой в ходе проведения расчетов, получен исходя из ретроспективного анализа и учета данных по более чем 300 скважин различного значения, вскрывших залежи со схожими геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов. В качестве основы методологии исследования использована известная теория фрактальной размерности рядов (ФРР). Взаимосвязь между исходными данными получена при помощи дискриминантного анализа, благодаря которому проведено разделение залежей на три группы объектов по критерию эффективности ГРП, отраженного в работе [3] и получены уравнения идентификации их принадлежности к выделенным кластерам. Процент верно сгруппированных объектов составил 81,4%, причем 15% из них от общего числа расположены в зоне неопределенности, образуемой за счет разнонаправленного влияния параметров на тренд распределения объектов в осях канонических дискриминантных функций.

Отметим, что теория ФРР, модифицированная с учетом особенностей процессов разработки нефтяных месторождений, представляет собой один из прикладных методов, позволяющих обоснованно анализировать временные ряды закачек на предмет скрытых закономерностей и совместно с данными о режимах эксплуатации добывающих скважин производить оценку результативности вовлечения в процесс дренирования ранее незадействованных пропластков. Важнейшим критерием успешности использования ФРР является правильная сегментация анализируемых участков, то есть достоверное выделение периодов с различной динамикой изменения показателей. Для этого используется наблюдаемый нормированный размах R/S , связанный следующим эмпирическим соотношением с показателем Херста:

$$R/S = (\tau/2)^H, \quad (1)$$

где τ – время, соответствующее исследуемому диапазону входных данных;

H – показатель Херста.

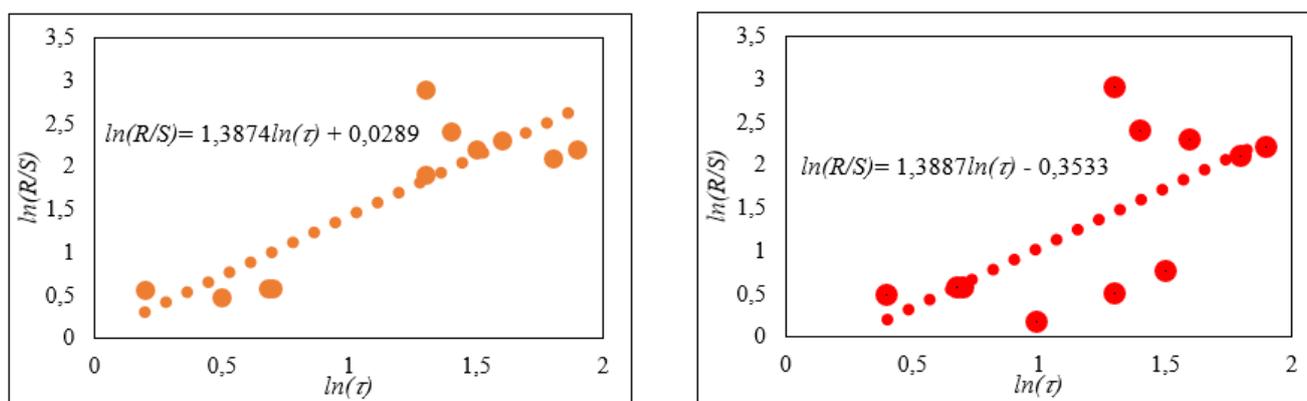
В зависимости от значений H , можно классифицировать исходный ряд приемистости нагнетательных скважин, что позволяет рассматривать их периоды работы дифференцированно друг от друга в виде обособленных временных интервалов. Данный подход отличается от известного метода определения степени взаимовлияния скважин – расчета коэффициента Спирмена, где в качестве инструмента обработки числовых рядов используется ранговая корреляция. Помимо этого, данный способ не позволяет производить оценку эффективности заводнения на основании сопредельной и косвенной информации [4]. В рамках применения теории ФРР решается обратная задача, в частности, происходит определение величины смещения средней точки во времени. Преимуществом предлагаемого алгоритма является возможность интеграции системы расчета в различные программные обеспечения и отсутствие необходимости применения сложных и многоуровневых методов обработки промысловых данных. Для решения поставленной задачи упростим знаменатель левой части уравнения (1), выразив стандартное отклонение через показатели $Q(i)$ и Q_{cp} соответственно:

$$\frac{R}{\sqrt{\frac{1}{\tau} \sum_{i=1}^{\tau} (Q(i) - Q_{cp})^2}} = \left(\frac{\tau}{2}\right)^H, \quad (2)$$

где $Q(i)$ – величина приемистости нагнетательных скважин за период времени τ ;

$Q_{\text{ср}}$ – средний показатель приемистости нагнетательной скважины за аналогичный период.

При использовании модифицированной теории ФРР важным этапом является релевантное определение периода, при котором изменение параметров $Q(i)$ и $Q_{\text{ср}}$ отражает динамику реальных процессов, происходящих в пласте при вытеснении нефти водой. Это необходимо не только для точной оценки эффективности работы нефтенасыщенных пропластков и, в целом, стабильности притока, но и определению уровня взаимовлияния между скважинами и ее качественной интерпретации в разрезе геолого-технологических особенностей объекта исследования. Так, из практики разработки месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции достоверно известно о возможности нелинейного изменения показателей дебитов нефти и приемистости скважин во времени, что обусловлено особенностями строения пустотного пространства карбонатных коллекторов [5]. По мере осуществления процессов вытеснения нефти водой в совокупности с проведением различных ГТМ, оно претерпевает изменения, что приводит к необходимости оперативного регулирования направления движения жидкости в пористой среде при помощи корректировке технологических показателей или проведении установленного недропользователем перечня мероприятий. На рисунке 1 представлены типовые модели эталонных кривых, построенные с использованием предлагаемого метода оценки эффективности заводнения на примере двух различных технологий воздействия: пропантный и кислотный гидроразрыв пласта.



а) технология кислотного ГРП (КГРП),

б) технология пропантного ГРП(ПГРП)

Рисунок 1 – Сравнительная характеристика диагностических кривых нагнетательных скважин после проведения геолого-технических мероприятий

В рамках анализа изменения величины $\ln R/S$ до и после проведения кислотного гидроразрыва пласта на графике достаточно четко выделяются интервалы эффективной и неэффективной фильтрации жидкости (на основании модифицированной теории интерпретации временных рядов закачки). До проведения КГРП площадь условно результативного вытеснения нефти водой составляла менее четверти от общей площади дренирования. В данном случае после реализации воздействия произошло формирование новых трещин как в удаленных зонах пласта, так и в пределах фильтра, на что указывает увеличение значения параметра $\ln R/S$ почти в три раза по сравнению с аналогичным показателем в период до $\ln \tau = 0,65$ включительно. Вовлечение в процесс заводнения проницаемых пропластков происходило с большей интенсивностью, чем в случае классического (пропантного) ГРП. Это привело к изменению направления фильтрации жидкости лишь в некоторых участках пласта, расположенных вблизи призабойной зоны и гидродинамически связанных с ней при помощи сетки трещин. Отметим, что до проведения пропантного ГРП (б) процесс вытеснения нефти водой характеризовался значительной нелинейностью (на графике представлено в виде достижения величины $\ln R/S < 0,1$ перед воздействием).

Сопоставляя диагностические кривые, полученные для двух различных технологий гидроразрыва пласта, можно выделить следующий тренд: для карбонатных коллекторов при кислотном ГРП вовлечение в процесс фильтрации ранее незатронутых трещин происходит менее интенсивно из-за взаимодействия закачиваемого кислотного состава с горными породами

и, следовательно, очистки гидродинамических каналов от различных отложений, которые могут быть не связаны с основными зонами дренирования. Для проппантного ГРП восстановление показателя приемистости до оптимальной величины в текущих геолого-технологических условиях происходит медленнее, особенно при пониженной проницаемости призабойной зоны нагнетательной скважины. Полученные модели схожи между собой по коэффициенту перед параметром $\ln R/S$, но отличаются направлением изменения свободного члена регрессии. Отметим, что рассматриваемые скважины имеют достаточно высокий уровень взаимовлияния с добывающими скважинами, на которых проводилось ГРП, так как после его реализации точки с соответствующими координатами ($\ln \tau; \ln R/S$) в обоих случаях были расположены ниже и выше эталонных зависимостей, то есть произошло изменение направления движения жидкости. Аналогичные расчеты были проведены и для скважин других групп, выделенных ранее при помощи дискриминантного анализа, после чего произведено сопоставление полученных результатов с динамикой изменения приемистости нагнетательных скважин, определяемой в течение трех месяцев эксплуатации после ГРП соответственно. Обобщенные эталонные модели для трех групп объектов имеют следующий вид:

- первая группа объектов (высокая эффективность ГРП):

$$\ln R/S = 0,756 \ln \tau + 0,33; \quad (3)$$

- вторая группа объектов (средняя эффективность ГРП):

$$\ln R/S = 0,973 \ln \tau + 0,13; \quad (4)$$

- третья группа объектов (низкая эффективность ГРП):

$$\ln R/S = 1,11 \ln \tau + 0,2. \quad (5)$$

По скважинам, относящимся к первой группе, интенсивность подключения ранее недренируемых пропластков в процесс вытеснения нефти водой после проведения КГРП на 15% выше по сравнению с классическим ПГРП, но, несмотря на это, среднее время стабилизации приемистости нагнетательных скважин в 1,3 раза выше, чем для других групп объектов. На наш взгляд, в случае с КГРП это может быть обусловлено ступенчатым механизмом вовлечения в процесс заводнения фильтрационных каналов, что достаточно четко прослеживается при анализе и интерпретации замеров приемистости скважин, а также результатов выхода добывающих скважин на режим после проведения кислотных обработок. Тренд варьирования приемистости нагнетательных скважин после ПГРП и КГРП по объектам первой группы существенно отличается, в то время как для остальных групп имеются определенные сходства в ее изменении. Для скважин второй и третьей группы наиболее эффективными мероприятиями по оптимизации заводнения и повышения его результативности является проппантный гидроразрыв пласта. Так, высокая результативность проведения операции по кислотному ГРП характерна при низком уровне взаимовлияния между скважинами. Для проппантного ГРП степень и характер взаимосвязи не играет существенное значение. Данное положение подтверждается анализом удельных приростов дебитов нефти по объекту исследования и сравнением полученных результатов с объектами-аналогами, расположенными в пределах Урало-Поволжья.

Таким образом, проведенные исследования по применению разработанного алгоритма оценки эффективности заводнения и степени взаимовлияния скважин с использованием диагностических кривых позволили сделать следующие выводы:

- проведение различных видов ГРП в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья осложнено особенностями геологического строения объектов и требует использования специализированных алгоритмов при работе с промысловыми данными;

- эталонные модели позволяют проводить интегральную оценку эффективности вытеснения нефти водой и на достоверном уровне устанавливать степень взаимовлияния между скважинами;

- при реализации дифференцированного подхода установлены скрытые закономерности между степенью взаимовлияния скважин и результативностью ГРП, а также сформирована

стратегия совершенствования процессов нефтеизвлечения, которая успешно может быть использована для решения задач оперативного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе сосредоточенных в низкопроницаемых и сложнопостроенных коллекторах Урало-Поволжья.

Библиографический список:

1. О необходимости снятия неопределенностей при использовании геолого-промысловой информации для оценки продуктивности залежей / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов, А. И. Кириллов // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 3 (280). – С. 58-64.
2. Кулешова Л. С. Устранение неопределенности в условиях ограниченного объема полого-промысловой информации / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2024. – № 4. – С. 113-123. – DOI 10.21440/0536-1028-2024-4-113-123.
3. Гилязетдинов Р. А. Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин // Известия Уральского государственного горного университета. – 2024. – № 1 (73). – С. 106-113. – DOI 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113.
4. Мухаметшин В. Ш. Управление процессами разработки длительно разрабатываемых залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием систем имитационного компьютерного моделирования / В. Ш. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – С. 245-252. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=67955878> (дата обращения: 29.10.2024).
5. Гилязетдинов Р. А. О влиянии показателей неоднородности на эффективность прогнозирования коэффициента продуктивности (на примере залежей в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья) / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова // Науки о Земле и недропользование. – 2024. – Т. 47. – № 2 (87). – С. 170-179. – DOI 10.21285/2686-9993-2024-47-2-170-179.



СЕКЦИЯ 2. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

УДК 622.276.8

Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловых трубопроводах и оборудовании

Овчинникова А. В., Попов И. Н.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., г. Саратов, Россия

Аннотация. Борьба с осложнениями в виде образования твёрдых асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) является одной из важнейших задач в повышении эффективности трубопроводного транспорта. В статье проведён анализ известных технологий по предупреждению образования отложений, а также методы по их удалению, проведено их сравнение в условиях эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов и оборудования. Дается оценка предпочтительному методу предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений с помощью применения ингибиторов отложений. Выводы сделаны на основе анализа эффективности применения и воздействия на элементы трубопроводов технологий предупреждения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ключевые слова: Асфальтосмолопарафиновые отложения, промысловые нефтепроводы, нефтепромысловое оборудование, промывка, очистные скребки, ингибиторы, защитное покрытие.

Актуальность

Нефтегазовая промышленность сталкивается с проблемой асфальтосмолопарафиновых отложений, которая требует разного уровня внимания в зависимости от состава углеводородной продукции. Данное осложнение проявляется в скважинах, промысловых объектах и даже в магистралях. При разработке нефтяных месторождений процесс отложения АСПО происходит более интенсивно, чем в газоконденсатных месторождениях [1].

Высокое содержание парафина в нефти приводит к образованию АСПО на рабочих поверхностях оборудования и трубопроводов, используемых для добычи и транспортировки. Это явление является серьезной проблемой для нефтяной промышленности, так как отложения вызывают износ и снижают эффективность работы оборудования. АСПО образуются на всём протяжении движения потока, от скважинного оборудования, до промысловых трубопроводов и резервуаров.

В настоящее время существует целый ряд технологий, как для предотвращения образования отложений, так и для их удаления, которые широко применяются в нефтегазовой промышленности. Но специфика месторождений и характеристики нефти обуславливают необходимость индивидуальных подходов при выборе новых технологий. Современные технологии позволяют увеличить межсервисный интервал работы оборудования, но полное предотвращение образования АСПО остается актуальной задачей. Для эффективного решения этой проблемы необходимо глубокое понимание физико-химических свойств отложений и условий их образования, а также правильный выбор экономически целесообразных методов [1].

Образование АСПО — это результат физических и химических процессов, происходящих во время транспортировки нефти, которые приводят к выпадению и накоплению твердых органических веществ на рабочих поверхностях.

Для предотвращения и удаления АСПО на внутренних стенках нефтепромысловых труб и оборудования проводятся специальные мероприятия, которые включают в себя как профилактические, так и очистительные работы. Также необходимо учитывать индивидуальные особенности каждого нефтяного месторождения при выборе методов борьбы с отложениями, так как свойства добываемой продукции и условия эксплуатации влияют на эффективность работы [2].



Рисунок 1 – Методы борьбы с АСПО

Для ликвидации АСПО наиболее часто используются механические и тепловые методы борьбы.

Тепловые методы борьбы с АСПО основаны на принципе плавления парафина при температуре около 50°C. Для предотвращения образования АСПО используют искусственный подогрев скважины и трубопроводов, чтобы поддерживать температуру нефтяной системы выше точки кристаллизации. Для этого используют греющие кабели и электронагреватели. Основными тепловыми методами борьбы с парафиновыми отложениями являются: прогрев скважины и труб нефтепровода горячей нефтью или водой, а также использование горячего пара. Тепловые методы не всегда являются оптимальным решением, так как имеют ряд недостатков, в том числе высокое потребление энергии, не всегда высокую эффективность и риск пожара [2].

Механические методы борьбы с АСПО включают в себя периодическую очистку от уже образовавшихся отложений. Для применения этого метода используют скребки разных конструкций и разной периодичности действия, эластичные резиновые шары (торпеды), устройства для перемешивания. Механические методы можно охарактеризовать, как малоэффективные и трудоёмкие [2].

Для предотвращения образования отложений используют физические и химические методы борьбы. Физические методы включают широкую группу способов, базирующихся на воздействии вибрационных и ультразвуковых колебаний, магнитных, электрических и электромагнитных полей, которые разрушают структуру отложений. Вибрации и ультразвук воздействуют на отложения, вызывая микроперемещения, что препятствует их оседанию и образованию плотной пленки на поверхности оборудования. Частицы, которые при этом выделяются из нефти уносятся нефтяным потоком. Также для предотвращения формирования АСПО широкое распространение получили магнитные поля. Воздействие магнитных волн высокоэнергетических магнитов на субмикронные ферромагнитные частицы железа в

нефтяном потоке приводит к их разрушению и, следовательно, к увеличению количества центров кристаллизации. Скорость образования отложений снижается из-за изменения морфологии кристаллов — уменьшения их размеров. [1].

Чтобы предотвратить образование отложений, на внутренние поверхности нефтепромысловых трубопроводов и оборудования могут наноситься защитные покрытия, которые предотвращают закрепление асфальтосмолопарафиновых веществ на поверхности и роста кристаллов.

Химические методы борьбы с отложениями основаны на применении специальных составов, которые предотвращают образование отложений или разрушают их структуру. Данные методы являются одними из наиболее перспективных в этой области. Закачка химических составов в нефть осуществляется разными способами, основанными на дозировании специальных химических смесей, включающих ингибиторы, применяемые для предотвращения образования АСПО, и растворители — для удаления, сформированных отложений на внутренних поверхностях промысловых трубопроводов и оборудования. Несмотря на значительные финансовые вложения, химические методы борьбы с отложениями являются эффективными и оправдывают свою стоимость [3].

Удаление АСПО может осуществляться с помощью микроорганизмов, чьи жизненные процессы в углеводородной среде способствуют разрушению отложений. Такие методы называются микробиологическими. Простота применения — важное преимущество микробиологических методов по сравнению с химическими. Применение данного метода очистки зависит от наличия специфических условий, подходящих для существования бактерий.

На практике синергия методов предупреждения и удаления АСПО обеспечивает более эффективное решение проблемы.

Анализ эффективности технологий борьбы с АСПО в Российских нефтяных компаниях показал, что наиболее дорогостоящими являются покрытие труб эпоксидной смолой, обработка скважин горячей нефтью, ингибиторная защита, электропрогрев, обработка нефтяным дистиллятом, а также термохимическая обработка. На многих месторождениях предпочтение отдается скребкам различных конструкций благодаря их экономичности и распространенности [1].

Тепловые методы удаления АСПО часто применяются для скважин, и в целом обладают высокой эффективностью, однако являются дорогостоящими.

Физические методы (магнитные и акустические) обеспечивают длительный эффект предотвращения АСПО и экономически выгодны для применения на скважинах.

Применение специальных защитных покрытий для промысловых трубопроводов и оборудования также обладают долгим положительным эффектом для борьбы с отложениями. Трубопроводы с покрытиями стали очень широко распространены в последнее время. Ограничительными факторами применения являются высокая стоимость, возникновение парафиновых пробок при повреждении защитной поверхности.

Применение скребков для удаления отложений является самым распространённым методом, применяемым практически на всех месторождениях Западной Сибири. Технология является недорогой и мобильной. Однако возможны осложнения в процессе удаления отложений, связанные с разрушением конструкции, а также необходимо дополнительное обслуживание оборудования. Использование скребков может привести к нарушению защитного покрытия трубопроводов, что является значительным недостатком данного метода.

Наиболее перспективным методом предупреждения образования АСПО становится применение ингибиторов отложений. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья. Из недостатков стоит отметить большой расход реагентов при неправильном подборе химических ингибиторов или удалителей отложений, а также индивидуальный подбор реагентов для каждого месторождения.

Ингибиторы АСПО вводятся в нефтепровод несколькими способами, выбор которых зависит от конкретных условий, типа ингибитора и требований к обработке. Применяют непрерывную, периодическую обработку или комбинированные методы [4,5].

Непрерывное дозирование:

- используется чаще всего для профилактики;

– применяется специальное оборудование (дозировочные насосы, смесители) для равномерного ввода ингибитора в поток нефти, для точного контроля расхода ингибитора и обеспечения его равномерного смешивания с нефтью;

– ингибитор вводится в поток нефти в определенных точках трубопровода – ближе к началу системы, а место ввода выбирается с учетом особенностей гидродинамики потока, чтобы обеспечить максимальное смешение ингибитора с нефтью;

– основное преимущество – обеспечивает постоянную защиту от образования АСПО;

– недостатки – требует постоянного контроля и обслуживания оборудования, не достаточно эффективно для удаления уже существующих отложений.

Периодическая обработка:

– используется чаще всего для удаления уже существующих отложений или в сочетании с другими методами;

– ингибитор вводится в трубопровод большими порциями, с последующей выдержкой (от нескольких часов до нескольких суток) и промывкой трубопровода для удаления остатков ингибитора и продуктов реакции;

– место ввода зависит от конкретного метода, но часто ингибитор вводят в начале или в нескольких точках вдоль трубопровода;

– преимущество – может быть эффективным для удаления уже образовавшихся АСПО;

– недостатки – требует остановки работы трубопровода и не обеспечивает постоянной защиты от образования отложений.

Комбинированные методы предполагают сочетание непрерывного и периодического дозирования. Непрерывное дозирование ингибитора ведётся для профилактики, с периодическими введениями больших доз для удаления накопленных отложений.

Одним из важных вопросов метода является введение и контроль концентрации ингибитора. Использование специальных устройств для введения ингибиторов, обеспечивающих равномерное распределение реагента по сечению трубопровода.

Независимо от способа введения, важно учитывать, что разные ингибиторы имеют разные свойства и методы применения. Также необходимо соблюдать рекомендованные концентрации, чтобы достичь оптимального эффекта. В тоже время на эффективность работы ингибитора будут влиять условия эксплуатации трубопровода: температура, давление, скорость потока.

Нет простой формулы для расчета необходимой концентрации ингибитора. Необходимо учитывать множество факторов, и лучший способ определить оптимальную концентрацию – провести лабораторные исследования и моделирование, используя образцы нефти и АСПО с соответствующего месторождения. Также, приблизительные значения концентрации может помочь определить опыт эксплуатации.

Применение ингибиторов отложений направлено на предотвращение и удаление асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловых трубопроводах и оборудовании без остановки прокачки нефти. Являясь дорогостоящим мероприятием, позволяет избежать такие проблемы, как увеличение вязкости жидкости, блокировку потока, вследствие закупорки трубопроводов, и технически сложное удаление отложений.

Библиографический список:

1. Мухаметова, Э.М. Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений и методы борьбы с ними / Э. М. Мухаметова, О. А. Калименова. — Москва: ИРЦ Газпром, 2006. — 91 с.
2. Козлов, Е.А. Современные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями / Е.А. Козлов, А.В. Тимофеев // Нефтяное хозяйство, № 12, 2021.
3. Каменщиков, Ф.А. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями / Ф.А. Каменщиков // Издательство «ИКИ» 2008 г. — ISBN 978-5-93972-698-6
4. Савиных, Ю.В. Ингибиторы асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем / Ю.В. Савиных, И.В. Прозорова. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2024, - 120 с. — ISBN 978-5-9729-2075-4
5. Петров, А.С. Эффективность применения ингибиторов АСПО в условиях Западной Сибири / А.С. Петров, И.А. Смирнов // Нефтяное хозяйство, № 6, 2020.

Прокладка магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности

Матвеев В. И., Клевакин Д. С., Терентьева М. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В статье рассматриваются особенности проектирования и строительства магистральных нефтепроводов в болотистых местностях, характеризующихся специфическими геологическими и климатическими условиями. Анализируются методы, направленные на обеспечение устойчивости трубопроводов, минимизацию рисков коррозии и воздействия на окружающую среду. Особое внимание уделено патентным по инженерным решениям и моделированию традиционного и компенсирующего способа прокладки.

Annotation. The article discusses the features of the design and construction of oil trunk pipelines in golden areas characterized by specific geological and climatic conditions. The methods aimed at ensuring the stability of pipelines, minimizing the risks of corrosion and environmental impact are analyzed. Special attention is paid to patent engineering solutions and modeling of the traditional and compensating laying method.

Ключевые слова. Болото, нефтепровод, метод, патент, моделирование.

Keywords. Swamp, oil pipeline, method, patent, modeling.

Одной из главных особенностей строительных работ в условиях пересечения с болотами и обводненными участками (БОУ) является целесообразность прокладки трубопровода в зимнее время в связи с промерзанием грунта и возможностью работы строительной техники такой же, как и при сухопутных условиях на равнинной местности.

По проходимости болота делятся на три типа:

I тип - болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократный проход болотной техники или проход обычной техники с помощью щитов, дорог.

II тип - болота, целиком заполненные торфом, допускающие проходы и работу строительной техники только с помощью щитов, дорог;

III тип - болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

Особенности прокладки трубопроводов на болотах и обводнённой местности

Подземная прокладка трубопроводов

Основные плюсы: снижение трудоёмкости работ и повышение надёжности эксплуатации трубопровода; возможность заглубления трубопровода на глубину, достаточную, чтобы избежать промерзания перетекающих по трубам жидкостей.

Основные минусы: затруднённое использование тяжёлой строительной техники, которая грузнет и тонет в болотах; проблема всплывания трубопровода, уложенного в обводнённом торфяном массиве, либо его погружения в слабых грунтах; необходимость проведения углублённых инженерно-геологических и гидрологических изысканий для выбора оптимальных инженерных решений; высокие затраты на использование и доставку землесоса.

Наземная прокладка трубопровода.

Основные плюсы: экономическая выгода; возможность предотвратить промерзание транспортируемой жидкости.

Основные минусы: затруднённое использование тяжёлой строительной техники; проблема всплывания и погружения трубопровода.

Наземная прокладка трубопроводов через болота применяется в исключительных случаях, когда нет возможности проложить трубопровод под землёй или под водой.

Надземная прокладка трубопроводов

Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с требованиями, изложенными в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

При надземной прокладке трубопроводов или их отдельных участков следует предусматривать проектные решения по компенсации продольных перемещений.

Основные плюсы: возможность избежать вмешательства в грунтовый массив; отсутствие жёсткой связи с грунтовым массивом.

Основные минусы: неравномерная осадка опор; контакт трубопровода с поверхностью земли; загромождение территории и увеличенная снегозаносимость трассы трубопровода.

Патентный поиск

В ходе данного анализа в целях поиска оптимальной технологии прокладки нефтепровода через болота и заболоченные участки было рассмотрено 4 патентных решения.

1) Патент № 2 227 857:

Предлагаемый способ позволяет обеспечить более равномерную осадку трубопровода, тем самым снижает уровень изгибающих моментов по его длине при эксплуатации, а механизм соединения торцевых участков геотекстильных ковров повышает надежность герметизации грунтовой засыпки в виде отдельных блоков против вымывания грунтовых частиц из полости геотекстильных ковров и обеспечивает устойчивое положение трубопровода в торфяной среде.

2) Патент № 2 654 557:

Предлагаемое изобретение относится к области строительства, эксплуатации и ремонта трубопроводов, транспортирующих газ, нефть и другие продукты, и может быть использовано при прокладке подземного трубопровода на болотистых участках трассы (болота I типа).

3) Патент № 2 235 243:

Данное решение обеспечивает технологичность укладки трубопровода в обводненных грунтах, болотах, при этом понтоны после заполнения их жидкой средой выполняют функцию утяжелителей, срок службы которых не менее срока службы трубопровода.

4) Патент № 2 185 560

Изобретение относится к строительству и используется при сооружении трубопроводов в районах распространения болот. Повышает надежность трубопровода за счет снижения напряженного состояния трубопровода по мере его неравномерной осадки в слое торфа.

Моделирование напряжённо – деформированного участка трубопровода через участок болота.

Выполнено моделирование участка МН диаметром «Ухта-Ярославль» 820x12 мм на переходе через болото длиной 590 м, двумя способами прокладки: традиционным – прямолинейно и с отводами холодного гнущя - компенсирующим способом.

Нагрузка	Значение	Параметр	Значение
Вес перекачиваемой нефти	1,95 кПа	Диаметр трубы D	820 мм
Внутреннее давление	5,4 МПа		Толщина стенки δ
Собственный вес трубопровода	2,17 кПа	Марка стали (класс прочности)	
Давление грунта	15,38 кПа/4,92 кПа	Свойства основного металла трубы	Предел прочности σ _в
Сила всплытия	207,12 кПа		
Вес балласта	227,83кПа		343 МПа

Рисунок 1 – Исходные данные для компьютерного моделирования

Модель трубопровода построена в программе AutoCad2022, после экспортирована в Ansys 2021 R2.

Создается связи между телами, строится сетка всей модели с заданным размером единичной ячейки.

Прикладываются нагрузки от внутреннего давления 5,4 МПа, вес перекачиваемой нефти 1,95 кПа, давления грунта 15,38 кПа на заглублённых участках и 4,92 кПа на тех что идут выше под поверхностью, силы всплытия 207,12 кПа и вес балласта 227,83 кПа при горизонтальном варианте прокладки.

Выводятся результаты расчетов деформаций и напряжений на участке.

Наиболее опасное сечение нефтепровода находится в месте перехода из одной среды в другую; здесь наблюдаются максимальные напряжения, снижающие уровень надежности нефтепровода;

Суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды;

Расчетные напряжения у нефтепровода, прокладываемого компенсирующим способом меньше, чем у нефтепровода, прокладываемого традиционным способом.

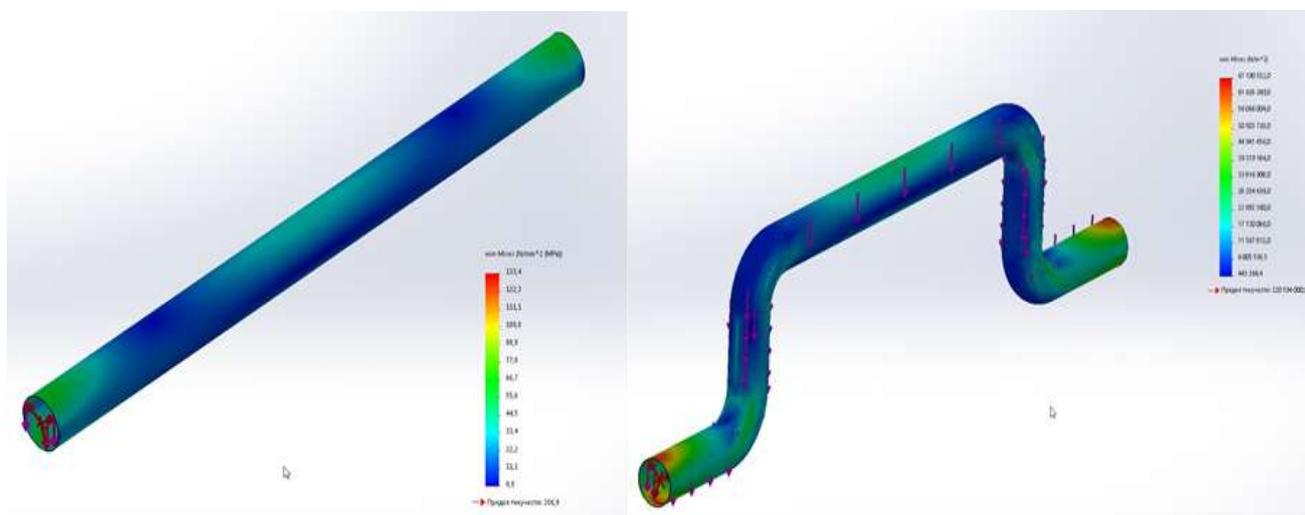


Рисунок 2 – Расчётные напряжения подземного и компенсирующего метода прокладки трубопровода

Таблица 1 - Результаты традиционного и нового метода прокладки.

Способ прокладки	Максимальное напряжение, МПа
Трубопровод, прокладываемый подземно, прямолинейно	133,4
Трубопровод, прокладываемый компенсирующим способом	67,2

Заключение

1. Проведены исследования существующих типов болот при сооружении магистральных нефтетрубопроводов.
2. Рассмотрены существующие способы прокладки нефтепроводов на болотах различной категории.
3. Проанализированы несколько патентных работ, связанных с заявленной тематикой.
4. По результатам компьютерного моделирования была построена конечно-элементная модель участка нефтепровода выполненного двумя способами прокладки: традиционное исполнение подземный участок и компенсирующее исполнение с отводами холодного гнутья.

Библиографический список:

1. Болото, образование и свойства [Электронный ресурс]. - <https://bigenc.ru/c/boloto-6adf93> (25.10.2024).
2. Прокладка трубопровода в болотистой местности [Электронный ресурс]. - <https://scienceforum.ru/2021/article/2018024224> (25.10.2024).
3. Руководство пользования программой для моделирования AutoCad2022 [Электронный ресурс]. - <https://www.autodesk.com/blogs/autocad/autocad-2022/> (25.10.2024).

Выявление оптимальных параметров анодных заземлителей и станции катодной защиты для обеспечения надёжной защиты резервуаров

Кульбей А. Г., Бердашкевич В. В.

Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
г.Новополоцк, Республика Беларусь

Система электрохимической защиты (ЭХЗ) является ключевым методом предотвращения коррозии подземных металлических конструкций, таких как резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа (СУГ). Подземные резервуары подвержены воздействию агрессивных грунтовых условий, что требует надёжной защиты от коррозии для продления их эксплуатационного срока и предотвращения аварийных ситуаций. В рамках данного исследования была оценена эффективность системы ЭХЗ на одном из объектов в Республике Беларусь, где для защиты резервуаров были использованы ферросилидовые анодные заземлители «Менделеевец»-ММ(43). Основной задачей работы стало определение оптимальных параметров анодных заземлителей и станции катодной защиты для обеспечения надёжной защиты резервуаров.

Рассматриваемые подземные резервуары для хранения СУГ предназначены для обеспечения бесперебойной работы производства кварцевого песка. Для защиты резервуаров от коррозии была предусмотрена система ЭХЗ с анодными заземлителями типа «Менделеевец»-ММ(43), монтаж которых был выполнен в соответствии с проектной документацией.

Полевые инженерно-геологические исследования, проведённые для оценки условий эксплуатации резервуаров, выявили необходимые исходные данные о коррозионной агрессивности грунтов. Первоначальные замеры удельного сопротивления грунта показали значение 232 Ом·м. Однако после ввода в эксплуатацию карьера по добыче песка произошло увеличение удельного сопротивления грунта до 350 Ом·м. Это изменение связано с изменением уровня грунтовых вод, что значительно повлияло на эффективность работы системы ЭХЗ.

Для оценки работы системы ЭХЗ была применена методика расчёта начального сопротивления растеканию тока с анодного заземления. В расчётах использовались нормативные документы, такие как РД 91.020-КТН-149-06 [1], СТО Газпром 9.2-003-2020 [2] и ГОСТ 9.602-2016 [3], где определены ключевые параметры для проектирования систем ЭХЗ подземных сооружений.

Начальное сопротивление растеканию тока АЗ не должно превышать некоторой величины, вычисляемой, исходя из проектируемого срока службы анодных заземлителей, по формуле (1)

$$R_{з(t)} = \left(\frac{0,7 \cdot U_{укз}}{I(t)} \right) - (+Z_{вт(t)} + R_{л}) \quad (1)$$

где: $U_{укз}$ - максимальное выходное напряжение УКЗ, В;
 0,7 - коэффициент, учитывающий запас УКЗ по выходному напряжению (50%);
 $Z_{вт(t)}$ - входное сопротивление трубопровода на последний год эксплуатации, вычисляемое по формуле (4), Ом;
 $R_{л}$ - сопротивление дренажной линии, соединяющей УКЗ с трубопроводом и АЗ, вычисляемое по формуле (2), Ом.
 $I(t)$ - сила тока УКЗ (на последний год эксплуатации), вычисляемая по формуле (3), А;
 Сопротивление дренажной линии вычисляют по формуле:

$$R_{л} = 1,8 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{y \cdot \gamma_c}{S_{пр}} \quad (2)$$

где: y и γ_c - длина анодной и дренажной линии, включая спуски провода с опор, м. Согласно данным, принимаем 48 и 17 м, соответственно;

$S_{пр}$ - сечение медного провода дренажной линии, принимаем 0,025 м;

$1,8 \cdot 10^{-8}$ - удельное электрическое сопротивление медного провода, Ом·м.

$$I(t) = \frac{2 \cdot U_{Т30}}{Z_{ВТ(t)}} \quad (3)$$

где: $U_{Т30}$ - смещение потенциала трубопровода в точке дренажа, вычисляемое по формуле (4), В.
 $Z_{ВТ(t)}$ - входное сопротивление трубопровода на последний год эксплуатации, вычисляемое по формуле (5), Ом;

$$U_{Т30} = |U_0| - |U_e| \quad (4)$$

где: U_0 - максимальный защитный потенциал, В. Принимаем -1,15 В из ГОСТ Р 51164-98 по таблице 5 [3];

U_e - естественный потенциал трубопровода, В, если значение неизвестно, его принимают равным минус 0,55 В.

$$Z_{ВТ(t)} = \frac{1}{2} \sqrt{R_T \cdot R_{П(t)}} \quad (5)$$

где: R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м. вычисляемое по формуле (10);

$R_{П(t)}$ - переходное сопротивление трубопровода в момент времени эксплуатации t , Ом·м. вычисляемое по формуле (6).

$$R_{П(t)} = R'_p + R'_{ИЗО} \cdot e^{-\gamma \cdot t} \quad (6)$$

где: R'_p - сопротивление растеканию тока трубопровода на единицу длины, Ом·м, вычисляемое по формуле (8);

t - срок эксплуатации трубопровода, принимаем 10 лет;

γ - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления защитного покрытия во времени (равен 0,05 1/год);

$R'_{ИЗО}$ - начальное значение сопротивления защитного покрытия трубопровода, Ом·м, вычисляемое по формуле (7);

$$R'_{ИЗО} = \frac{R_{ИЗО}}{\pi \cdot D_T} \quad (7)$$

где: $R_{ИЗО}$ - начальное сопротивление защитного покрытия, уложенного в траншею и засыпанного трубопровода, Ом·м², принимаем 10^5 Ом·м² по таблице 6.1 [2];

D_T - диаметр РГС, м.

$$R'_p = \frac{R_p}{\pi \cdot D_T} \quad (8)$$

где: π - математическая постоянная (3,14);

R_p - сопротивление растеканию тока трубопровода, Ом·м, вычисляемое по формуле (9);

D_T - диаметр РГС, м.

$$R_p = \frac{\rho_r \cdot D_T}{2} \cdot \ln \frac{0,4 \cdot R_p}{D_T^2 \cdot H_T \cdot R_T} \quad (9)$$

где: ρ_r - среднее удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

D_T - диаметр РГС, м;

H_T - глубина укладки РГС, м, принимаем 3,4 м;

R_T - продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, вычисляемое по формуле (10).

$$R_T = \frac{\rho_r}{\pi \cdot (D_T - \delta_T) \cdot \delta_T} \quad (10)$$

где: ρ_r - удельное электрическое сопротивление материала РГС, Ом·м, принимаем равным $2,45 \cdot 10^{-7}$ по таблице 6.2 [2];

D_T - диаметр РГС, принимаем равным 2,4 м;

δ_T - толщина стенки РГС, м.

Расчёты проводились для различных типов анодных заземлителей, включая:

- 1) «Менделеевец»-ММ(43);
- 2) «Менделеевец»-МП-1 с длиной рабочего элемента 75 м;
- 3) «Менделеевец»-МП-2 с длиной рабочего элемента 72 м;
- 4) Трубы Ду109, Ду114, Ду147 и Ду219 с различной длиной погружения.

Первоначальный проект предусматривал установку 8 анодов типа «Менделеевец»-ММ(43). Однако расчёты показали, что для обеспечения необходимого сопротивления растеканию тока при удельном сопротивлении грунта 232 Ом·м требуется увеличить количество анодов до 19 штук. При увеличении удельного сопротивления грунта до 350 Ом·м количество анодов должно быть увеличено до 28. Использование меньшего количества анодов приводит к повышению токопотребления станции катодной защиты, что, в свою очередь, негативно сказывается на её долговечности и эффективности.

Расчёты были проведены на основании удельного сопротивления грунта, длины анодов, а также характеристик станции катодной защиты. Формулы расчёта сопротивления растеканию тока с анодов подтвердили необходимость увеличения количества заземлителей для достижения минимальных значений токопотребления.

Для подземных резервуаров была установлена станция катодной защиты КЗУ-20 А с выходной мощностью 69,4 В и током 2,09 А. Эти параметры обеспечивают защитный потенциал -0,98 В, что соответствует требованиям ГОСТ 9.602-2016 для защиты подземных металлических сооружений от коррозии.

Мощность станции была оценена как достаточная для обеспечения надёжной защиты резервуаров, но для поддержания стабильных условий эксплуатации требуется корректировка количества анодов в зависимости от удельного сопротивления грунта. Применение недостаточного количества анодов может привести к необходимости увеличения напряжения и силы тока станции, что увеличит эксплуатационные расходы и ускорит износ оборудования.

Кроме анодов типа «Менделеевец»-ММ(43), проведены расчёты для альтернативных типов анодных заземлителей. Аноды типа «Менделеевец»-МП-1 с длиной рабочего элемента 75 м и «Менделеевец»-МП-2 с длиной 72 м показали более высокую эффективность в условиях грунтов с высоким удельным сопротивлением. Дополнительно были рассмотрены варианты использования труб различного диаметра (Ду109, Ду114, Ду147 и Ду219), что также может быть эффективным решением для обеспечения необходимого сопротивления растеканию тока.

Для каждого типа альтернативных анодов были проведены расчёты, которые подтвердили возможность их использования вместо «Менделеевец»-ММ(43). Например, при использовании двух труб Ду219 длиной 21 м можно достичь требуемого сопротивления растеканию тока при удельном сопротивлении грунта 350 Ом·м.

Инженерно-геологические исследования выявили значительные изменения в уровне грунтовых вод после ввода в эксплуатацию карьера. Эти изменения привели к увеличению удельного сопротивления грунта с 232 Ом·м до 350 Ом·м, что существенно изменило условия работы системы ЭХЗ. Первоначальные расчёты были выполнены на основе данных, собранных с удалённой скважины, расположенной на расстоянии более 100 м от резервуаров, что оказалось ошибочным подходом. В будущем необходимо учитывать изменения в гидрогеологических условиях и корректировать проектные параметры системы ЭХЗ.

Результаты исследования показали, что система ЭХЗ с применением анодов типа «Менделеевец»-ММ(43) может использоваться для защиты подземных резервуаров, но только при увеличении количества анодов. Альтернативные типы анодов, такие как «Менделеевец»-МП-1, «Менделеевец»-МП-2 и трубы различных диаметров, представляют собой более эффективные решения для условий с высоким удельным сопротивлением грунта.

Также выявлено, что изменения в уровне грунтовых вод, вызванные деятельностью карьера, требуют регулярной переоценки состояния системы ЭХЗ. Изменения гидрогеологических условий могут существенно повлиять на эффективность работы анодов и станции катодной защиты, что требует гибкого подхода к эксплуатации и мониторингу системы.

Проведённый анализ показал, что для обеспечения надёжной защиты подземных резервуаров от коррозии требуется увеличение количества анодных заземлителей с 8 до 19-28 штук в зависимости от удельного сопротивления грунта.

Мощность станции катодной защиты КЗУ-20 А достаточна для эффективной защиты при соблюдении указанных параметров (выходное напряжение 69,4 В, ток 2,09 А).

Альтернативные анодные заземлители, такие как «Менделеевец»-МП-1, «Менделеевец»-МП-2 и трубы различных диаметров, представляют более эффективное решение в условиях высокоомных грунтов и могут быть использованы для снижения токопотребления станции катодной защиты.

Регулярный мониторинг изменений гидрогеологических условий и корректировка параметров системы ЭХЗ критичны для её долгосрочной эксплуатации и повышения эффективности защиты.

Библиографический список:

1. РД-91.020.00-КТН-149-06 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС».
2. СТО Газпром 9.2-003-2020 «Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений».
3. ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные».

УДК 622.692.4:661.185

Применение скребков со ступенчатыми манжетами для очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов

Ярошевич В. С., Алефиров И. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Накопление отложений асфальтосмолопарафина приводит к уменьшению пропускной способности нефтепроводов и повышению давления в процессе эксплуатации. Так же отложения на внутренней поверхности труб существенно влияют на достоверность результатов внутритрубной ультразвуковой дефектоскопии [1].

Для решения этих проблем рассмотрена возможность повышения эффективности очистки внутренней полости трубопровода путем изменения конструкции очистных скребков.

Целью данной работы является повышение эффективности очистки внутренней полости нефтепровода путем модернизации конструкции очистного скребка.

Образование парафиновых отложений происходит в результате выделения этих веществ из транспортируемой нефти, что и является следствием процесса оседания частиц на стенках труб и последующего их выносом потоком жидкости.

На образование АСПО влияют следующие факторы:

1. Скорость потока. Чем выше скорость потока нефти, тем интенсивнее происходит накопления отложений;

2. Перепад температур. При увеличении разницы температур между потоком нефти и окружающей средой происходит увеличение отложений АСПО во внутренней полости нефтепровода;

3. Свойства поверхности. Так же интенсивность отложений во многом зависит от шероховатости внутренней стенки нефтепровода, но после уже отложившегося слоя парафина на поверхности трубы скорость отложения не зависит от чистоты обработки поверхности;

4. Обводненность продукции. С ростом обводненности потока происходит уменьшение отложений согласно следующим причинам:

- Так как теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти, то, следовательно, происходит увеличение температуры перекачиваемой среды, которое приводит к снижению отложений парафина;

5. Плотность нефти. Тяжелая нефть хуже растворяет парафины, следовательно, выпадение парафиновых отложений из такой нефти происходит намного интенсивнее.

6. Время. С течением времени парафинизация нефтепровода увеличивается.

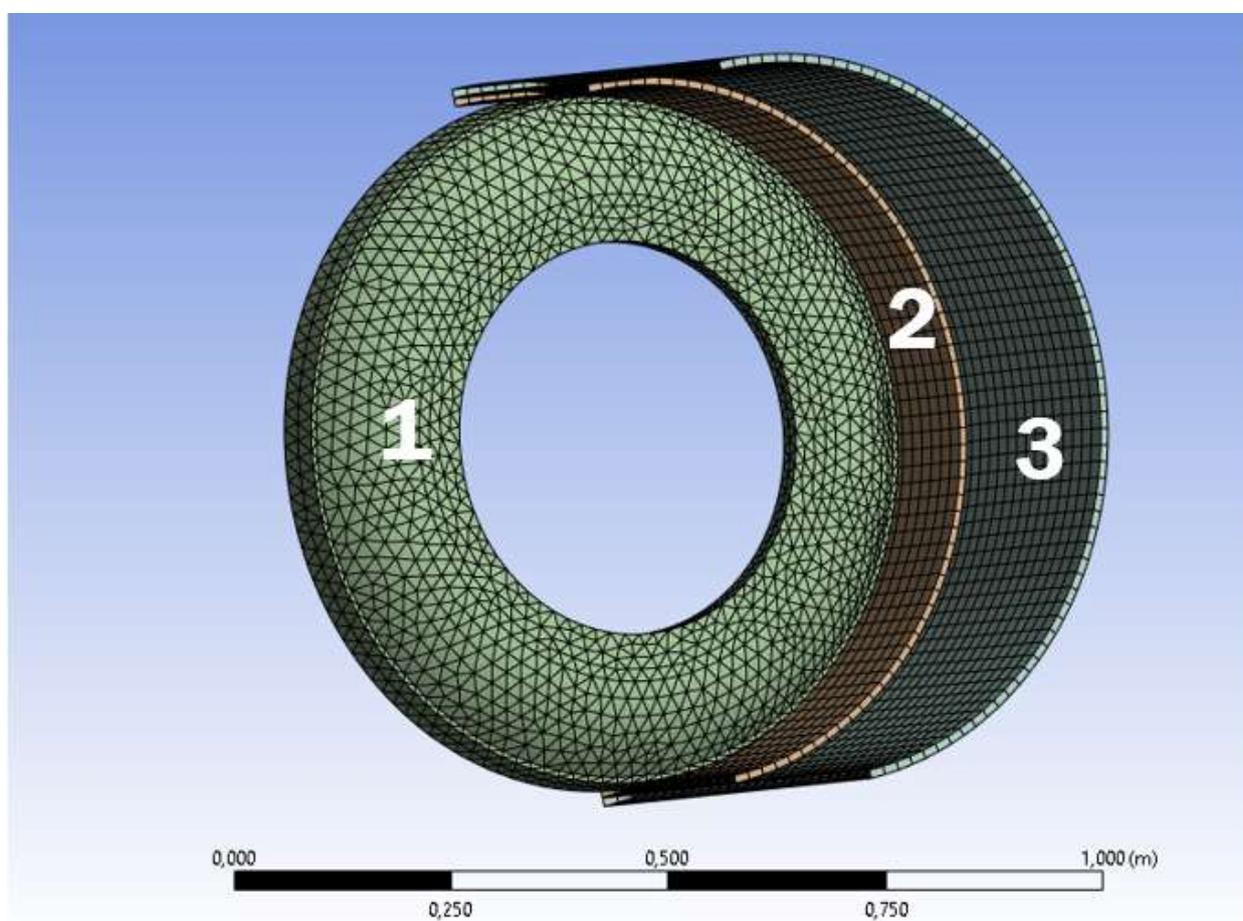
Самым эффективным на сегодняшний день является механический способ очистки, который и используется компанией АО «Транснефть-Север». Этот способ подразумевает удаление отложений с внутренних стенок с помощью различных очистных устройств, например скребки различных конструкций и поршни-разделители [2].

Одним из главных составляющих данных скребков являются их чистящие элементы (полиуретановые диски, манжеты, щётки, магниты и др.), цель которых является удаление со стенок трубопровода отложения и вынос их в камеру приема СОД.

Подробнее остановимся на манжетах. Манжета представляет собой чашеобразный элемент, состоящий из полиуретана или резины различной твёрдости и служит для уплотнения зазора между скребком и трубой, а также для повышения качества очистки. Она бывает различной по форме или сечению и составу, в зависимости от диаметра трубопровода и степени его загрязнённости.

Оценку эффективности использования предлагаемой конструкции было решено провести с помощью конечно-элементного комплекса ANSYS.

Рассматриваемая модель представляет собой стенку трубопровода с отложениями парафинов на внутренней поверхности и собственно манжету.



1 – манжета, 2 – АСПО, 3 – стенка трубопровода

Рисунок 1 – Модель рассматриваемой конструкции

Параметры материалов задавались из стандартной библиотеки ANSYS. Стенка трубы – сталь, слой парафиновых отложений – парафин, манжета – полиуретан.

Постановка задачи – оценка напряжений в материале манжеты в месте контакта с парафиновыми отложениями.

Как видно из рисунка 2 при использовании стандартной манжеты область повышенных напряжений сосредоточена на периферийном слое, так как в очистке задействована малая часть манжеты, это вызывает ускоренный износ, и, как известно из практического опыта, замена манжеты происходит после каждого пропуса скребка.

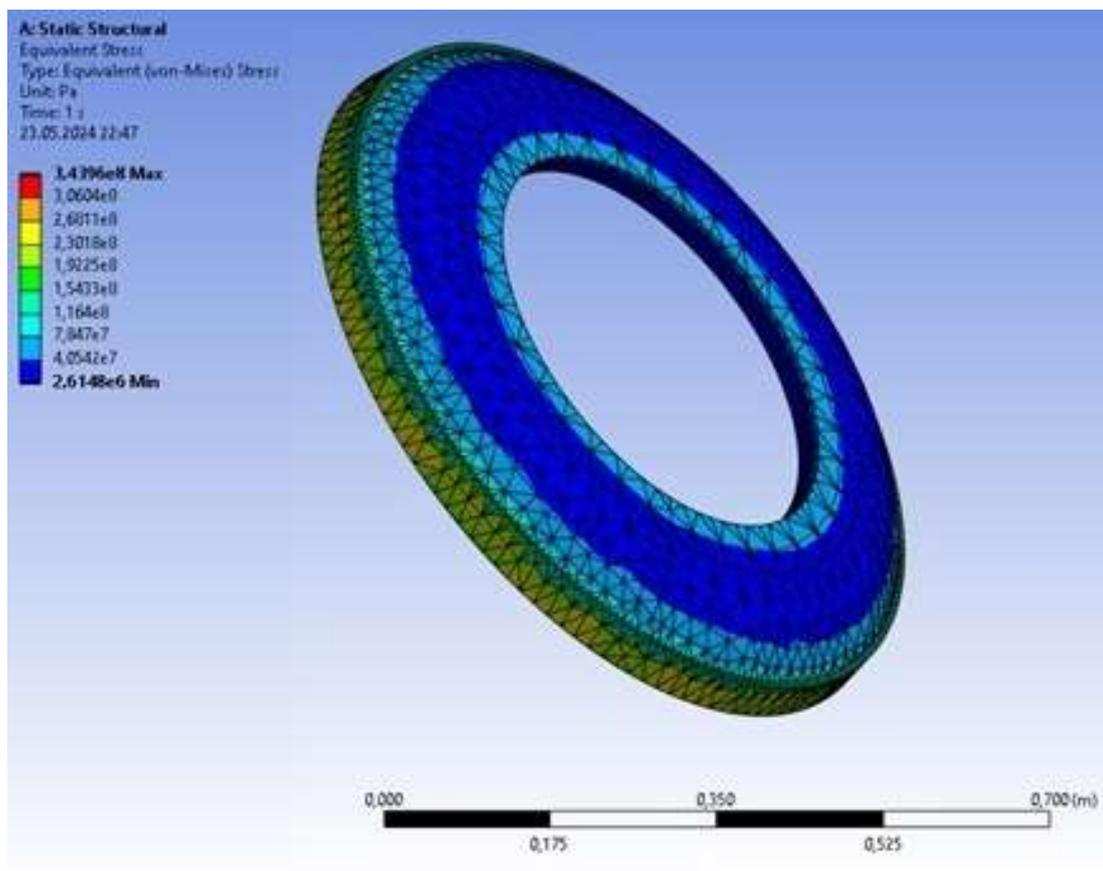


Рисунок 2 – Распределение напряжений в стандартной манжете

В случае ступенчатого исполнения манжеты (рисунок 3), напряжения в месте контакта ниже, за счет того, что происходит послойное срезание отложений, что позволяет распределить нагрузку на материал и как следствие снизить износ, что позволит повторно использовать предлагаемую конструкцию.

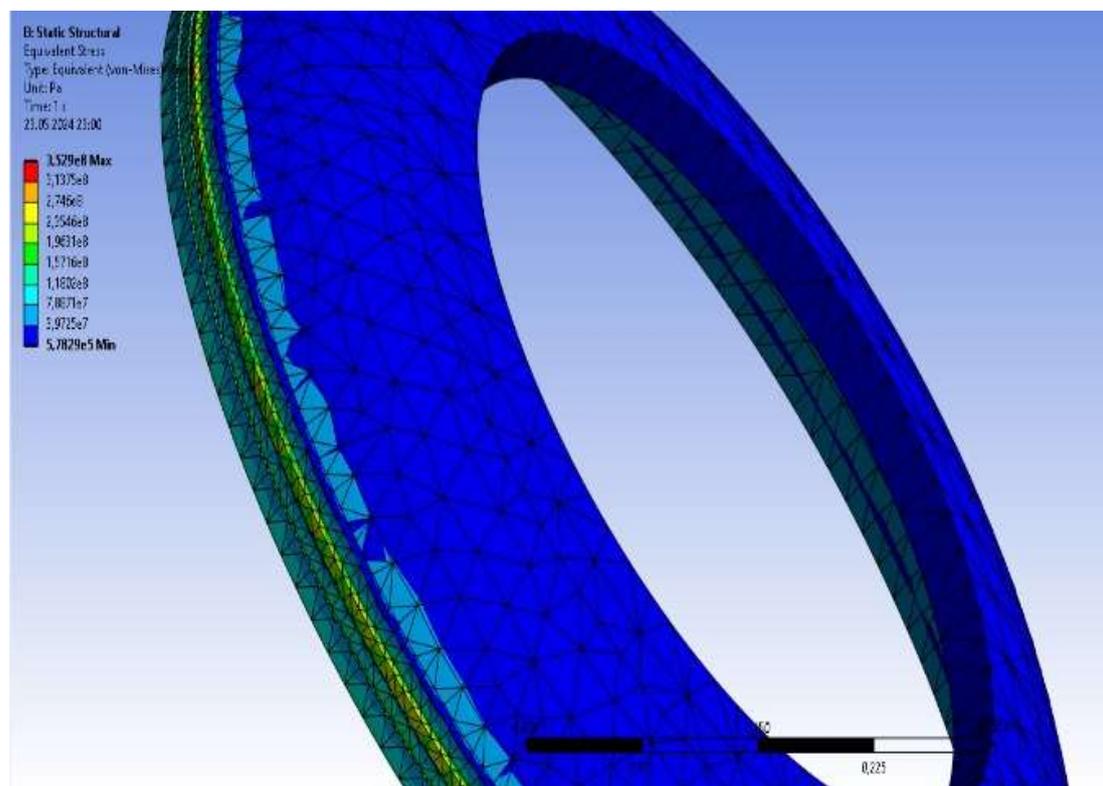


Рисунок 3 – Распределение напряжений в ступенчатой манжете

На рисунке 4 видно, что максимальные напряжения, возникающие в месте контакта ниже на 30 % при ступенчатом исполнении.

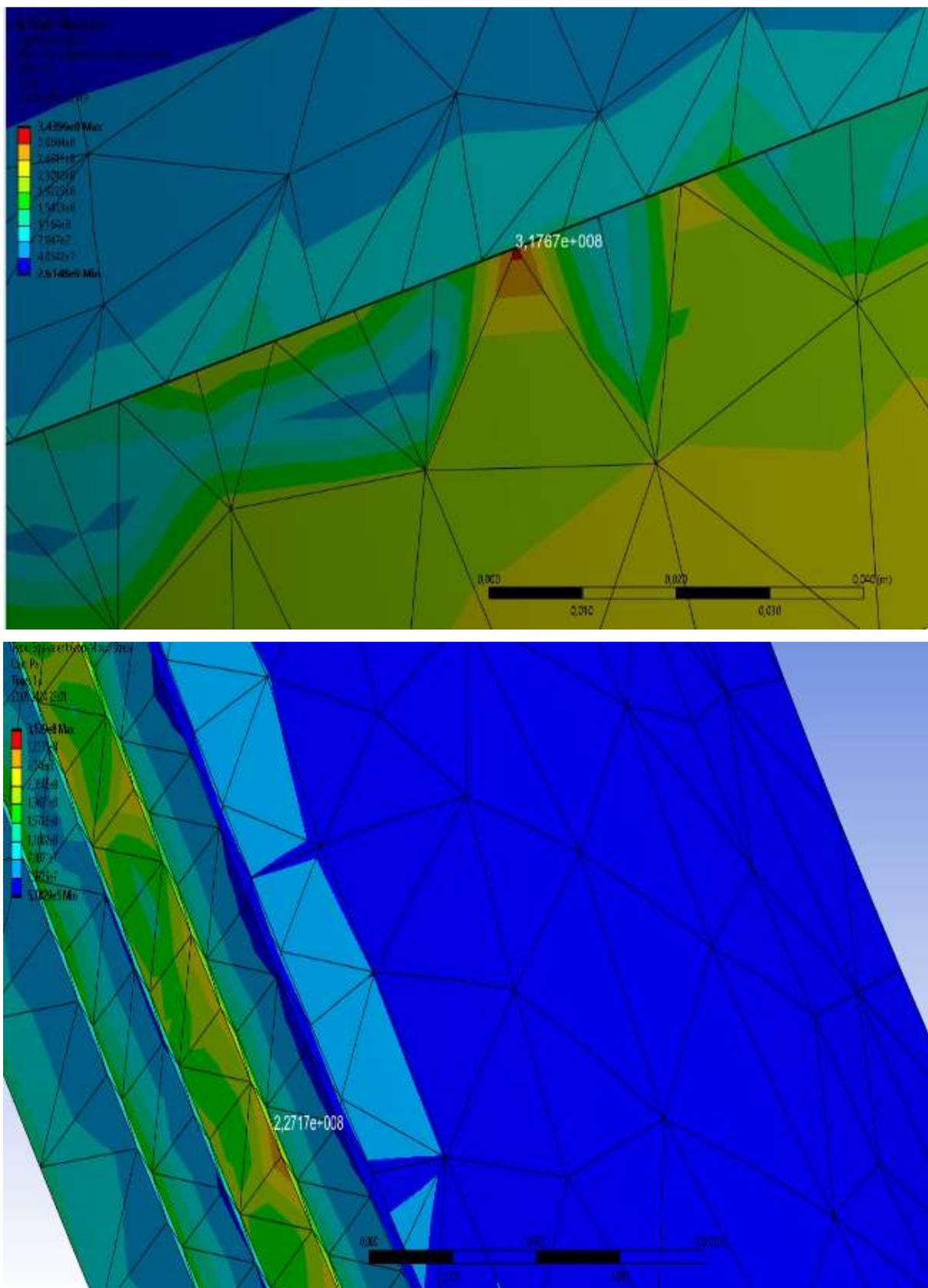


Рисунок 4 – Максимальные напряжения в рассматриваемых манжетах

На рисунке 5 представлена визуализация изменения формы манжеты в процессе очистки. Как видно, в результате деформаций каждая ступенька касается внутренней поверхности труба, что препятствует размыву отложений и попаданию их за очистной скребок.

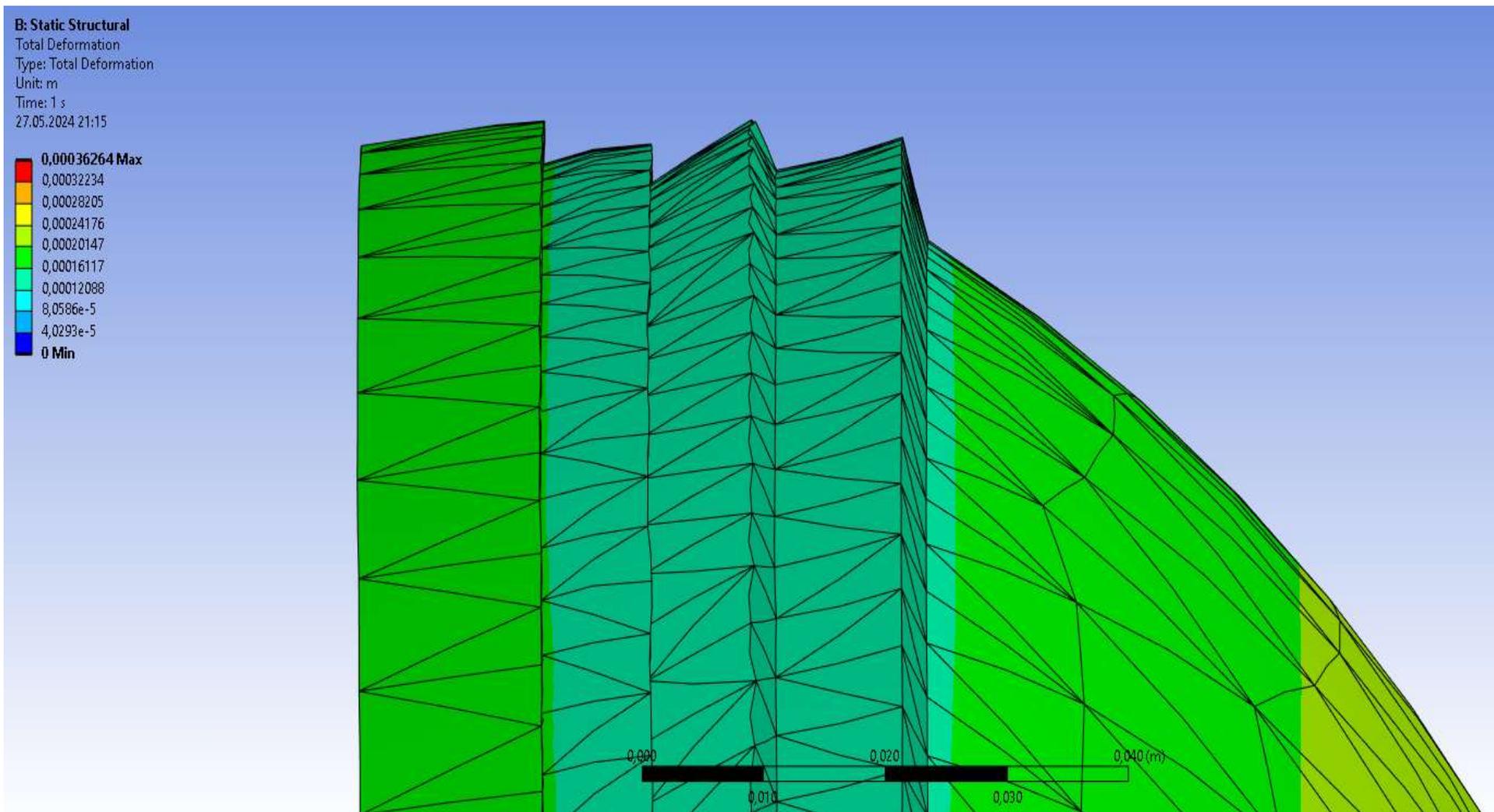


Рисунок 5 – Модель с учетом деформаций

Таким образом, в рамках исследования была представлена модель, направленная на улучшение процесса очистки внутренней поверхности трубопроводов. Данная модель обеспечивает улучшение качества очистки благодаря своевременному удалению отложений из зоны контакта очистных элементов с поверхностью трубопровода. Кроме того, она предлагает более эффективную форму чистящей поверхности манжеты, что делает ее более эффективной по сравнению с другими видами очистных манжет. Этот подход является перспективным для улучшения качества очистки систем трубопроводов.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.
2. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.

УДК 621.6

Применение технологии лазерной сварки при сварочно-монтажных работах на магистральных нефтепроводах

Логинов В. А., Яворская Е. Е.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. Сварка – процесс создания неразъемных соединений, позволяющий выполнять сварочно-монтажные работы при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов. Процесс сложный и трудоемкий, требующий высокотехнологичное оборудование и высококвалифицированные кадры. Развитая система магистральных нефтепроводов служит энергетической и экономической безопасности государства, что в свою очередь требует быстрых и эффективных решений при сооружении и ремонте на линейной части.

Ключевые слова: нефтепровод, сварка, сооружение, ремонт, технология, лазер.

Нефтепроводы - сложные инженерно-технические сооружения, представляющие собой цепочку элементов. На сегодняшний день в нашей стране протяженность нефтепроводов и нефтепродуктопроводов составляет более 67 тыс. км, а объемы перекачки по трубопроводному транспорту за 2023 год составили около 460 млн. тонн и данный показатель растет из года в год, так как спрос на нефтепродукты увеличивается. В связи с ростом спроса на нефть и нефтепродукты рассматриваются новые направления и разрабатываются новые проекты, кроме того, имеющиеся магистрали нуждаются в своевременном обслуживании и ремонте [4].

Согласно РД-153-39.4-056-00, расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановок на ремонт принимается равным 350 дням или 8400 часам в год, соответственно на ремонт отводится 15 суток в году, что требует высокой производительности персонала и ремонтной техники. Согласно РД на ремонт отводится 15 суток в году, что требует высокой производительности персонала и ремонтной техники. Основной операцией при строительстве нефтепроводов является сварка, именно она делает трубопровод трубопроводом, путем создания неразъемного соединения двух и более труб. Помимо этого, сварные швы являются местом концентрации напряжений, что требует качественного исполнения шва для дальнейшей безопасной эксплуатации под высоким давлением.

Большой популярностью при строительстве нефтепроводов и газопроводов пользуется механизированный способ сварки с применением порошковой проволоки, позволяющей получать правильную геометрию сварочного шва в различных пространственных положениях.

Такая технология сварки трубопроводов дает возможность оптимизировать затраты на их строительство. Механизированная сварка способствует повышению производительности процесса, делая возможным выполнять сварочные работы со скоростью 30-60 см/мин, скорость с использованием ручной дуговой сварки составляет 10-20 см/мин. В качестве сварки для труб больших диаметров используется автоматическая сварка под флюсом. Качество шва с использованием автоматической сварки под флюсом значительно выше, как и скорость

выполнения швов, минусом применения является использование сложного и дорогостоящего оборудования. Данный метод применяется при монтаже нефте- и газопроводов, когда требуется гарантированное качество сварки [1].

Для получения качественного сварного шва в первую очередь выдвигаются требования сварочным материалам, но, как и любой строительно-монтажный процесс сварка невозможно без участия человека, а сложность данного процесса требует высококвалифицированные кадры к которым также предъявляются высокие требования. Но даже их использование не может гарантировать качественное исполнение сварочно-монтажных работ на постоянной основе, поэтому предлагается для сварочных работ внедрить лазерную сварку, на базе комплекса САЛС установкой УЛСТ-1, обеспечивающий высокие характеристики сварных швов.

Лазерная сварка представляет собой лазерный луч, который и служит источником теплоты. Сварка может производиться как на воздухе, так и в среде защитных газов. Создание вакуума не требуется, поэтому данный вид сварки позволяет вести данный процесс на крупногабаритных конструкциях и сооружениях [2].

Данный вид сварки позволяет обеспечивать высокие характеристики швов за счет:

- 1) Ведения процесса в режиме глубокого проплавления;
- 2) Малая зона термического влияния;
- 3) Высокая скорость ведения процесса (производительность).

Лазерное излучение обладает особенностью транспортировки на большое расстояние от источника, а сам луч способен перемещаться в различных траекториях.

Главным преимуществом этого вида сварки, с точки зрения качества, является возможность сварки корня в режиме глубокого проплавления.

В результате чего разделка кромок позволяет снизить объем наплавляемого металла более чем в 3 раза по сравнению с традиционными технологиями. Использование волоконного лазера позволяет увеличить скорость процесса, что станет преимуществом над автоматическими видами сварки.

Сварка неповоротных кольцевых стыков труб большого диаметра с использованием такой технологии предполагает два этапа: сварка корня и заполнение разделки с облицовочным слоем. Сварка корня проводится за один проход с применением присадочной проволоки.

После операции подготовки кромок на трубу устанавливается направляющий пояс, затем производится сборка труб на внутреннем центраторе, предварительный подогрев стыка и сварка корня шва. Сварка корня проводится за один проход с применением присадочной проволоки и с высотой притупления 3-8 мм. Заполнение разделки и облицовка осуществляется уже на других сварочных постах

Чтобы сварка имела эффективность в различных пространственных положениях, используется роботизированный комплекс.

Реализация технологии лазерной сварки труб на базе установки УЛСТ-1 в трассовых условиях потребовала разработки самоходного агрегата лазерной сварки – САЛС [3], где в процессе разработки учитывались сложные погодные условия эксплуатации, рельеф местности, заболоченность территорий. Так, например, корпус основного оборудования сконструирован из быстроразъемных боковых сэндвич-панелей, для возможности быстрой замены вышедши из строя механизмов.

Основным оборудованием, расположенным внутри контейнер, служит:

1. Два волоконных иттербиевых лазера серии ЛС, каждый из которых обеспечивает выходную мощность до 10 кВт. Конструкции лазера выполнены в виде отдельных стоек Для транспортировки выходного излучения из стойки выходит волоконно-оптический кабель, оканчивающийся оптическим коннектором;
2. Два чиллера серии LC, которые автономно обеспечивают охлаждение;
3. Блок электропитания и управления;
4. Дизельный генератор мощностью 160 кВт;
5. Промышленный винтовой компрессор Atlas Copco GA22FF;
6. Две кассеты для баллонов с газовой смесью емкостью по четыре баллона в каждой.



Рисунок 1 – Самоходный агрегат лазерной сварки

В палатке сварщика размещено навесное сварочное оборудование в виде сборно-разборной конструкции. Навесное оборудование включает в себя:

1. Две сварочные каретки, оснащенные оптической лазерной головкой FLW, датчиком положения сварочной каретки, датчиком слежения за разделкой кромок, механизмом подачи проволоки;
2. Пульт дистанционного управления.
3. Направляющий пояс.

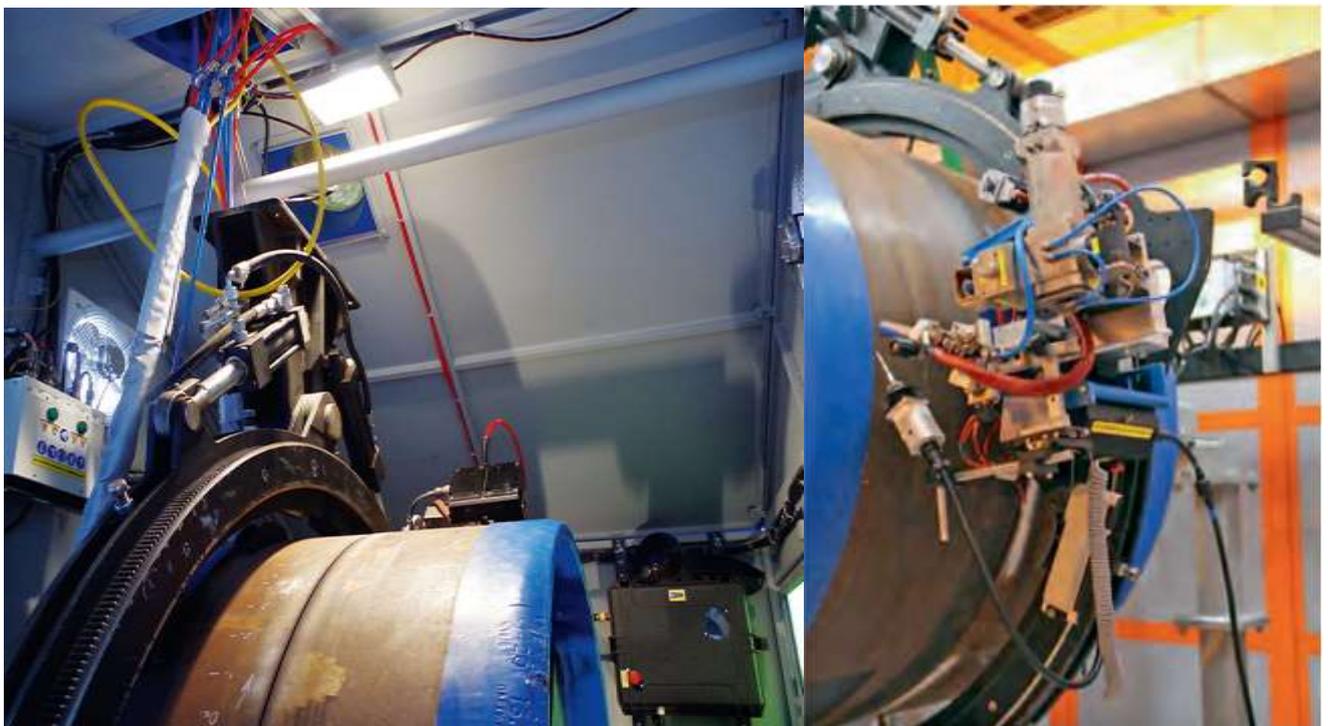


Рисунок 2,3 – Навесное оборудование САЛС

Основные узлы установки, такие как шасси были взяты из под трактора с двигателем ЯМЗ-НДЗ, что касается доработок, то была усилена рама с увеличенным сечением лонжеронов. Грузоподъемность установки составляет 1,7 т, а вылет стрелы 7 м. Установка снабжена автономной системой пожаротушения и отопления.



Рисунок 4 – Самоходное шасси с краном-манипулятором

В стандартной комплектации предусмотрена эксплуатация машины в условия низких температур. Габаритные размеры шасси позволяют производить отгрузку агрегатов железнодорожным транспортом по 2 шт. на платформе. Преимущества лазерной сварки труб комплексом САЛС с применением установки УЛСТ-1 следующие:

1. Высокая производительность сварочно-монтажных работ;
2. Низкий расход сварочных материалов и защитных газов;
3. Высокие механические свойства сварных соединений;
4. Низкое энергопотребление (за счет высокого КПД волоконных лазеров) – 160 кВт;
5. Малое разбрызгивание металла,

Возможность применения данного оборудования в широком спектре номенклатуры труб (диаметром 300-1420 мм, толщиной 8-38 мм, технологий и сварочных материалов).

В рамках исследовательской работы были проведены расчеты по выполнено эффективности применения САЛС с установкой УЛСТ-1 над автоматической сваркой CRC-Evans. Были рассчитаны следующие показатели:

Полное время сварки, ч,

$$T = \frac{t}{k_{\pi}} \quad (1)$$

где k_{π} – коэффициент использования сварочного поста, $k_{\pi}=0,7$;

Расход электродной проволоки на один сварной стык, кг:

$$G_{\text{пр}} = G_{\text{общ,н}}(1 + \psi) \quad (2)$$

где ψ – коэффициент потерь металла на разбрызгивание и угар, $\psi=0,1$;

Расход сварочной проволоки на участок газопровод, кг (участок 100 м):

$$H = N \cdot G_{\text{пр}} \quad (3)$$

где N – длина участка;

Расход электроэнергии, кВт·ч:

$$A = \frac{U \cdot I}{\eta \cdot 1000} \cdot t \cdot W \cdot (T - t) \quad (4)$$

где η – КПД источника питания при постоянном токе, $\eta = 0,7$;

W – мощность источника питания кВт;

U – оптимальное напряжение, В;

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов эффективности применения автоматической и гибридной лазерно-дуговой сварки

Технология сварки	Полное время сварки, ч	Расход электродной проволоки на один сварной стык, кг	Расход сварочной проволоки на участок газопровода, кг	Расход электроэнергии, кВт·ч
Автоматическая сварка CRC-Evans (STT)	0,875	3,98	35,82	10,7
Гибридная лазерно-дуговая сварка	0,38	1,77	15,93	3,3

В заключении можно сказать, что перспективы применения данного комплекса при сооружении и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов остаются высокими.

Расчеты показали, что применение комплекса САЛС с применением установки УЛСТ-1 позволяет:

1. Повысить производительность сварочно-монтажных работ,
2. Снизить расход сварочных материалов и защитных газов,
3. Снизить энергопотребление (за счет высокого КПД, волоконных лазеров, мощность которых составляет 160 кВт)

Кроме того, технология способна обеспечить высокие механические свойства сварных соединений, путем автоматизации процесса. Особенностью применения данного оборудования является малое разбрызгивание металла и возможность его применения в широком спектре труб различных диаметров и толщиной 8-38 мм.

Библиографический список:

1. Новинки резки и сварки: [Электронный ресурс]. URL: <https://ritm-magazine.com/ru/public/novinki-rezki-i-svarki> (Дата обращения: 16.09.2024);
2. Всё о лазерной сварке: преимущества и недостатки, характеристика, виды, дефекты: [Электронный ресурс]. URL: <https://reklab.ru/text-articles/lazernaya-svarka-primenenie-osobennosti> (Дата обращения: 17.09.2024).
3. Продукция УТС “Интеграция”: [Электронный ресурс]. URL: <https://uts-integration.com/> (Дата обращения: 16.09.2024).
4. Кантемиров, И. Ф. Научные основы обеспечения повышенной пропускной способности объектов трубопроводного транспорта : 25.00.19 : дис.... док. техн. наук / Кантемиров Игорь Финсурович. – Уфа, 2012. – 393 с.

Устранение мест недозащиты и обеспечение нормативной защищенности многониточной газотранспортной системы

Давыдов И. А., Яворская Е. Е.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Общая протяженность магистральных газопроводов в Российской Федерации составляет более 170 тыс. км и постоянно увеличивается. Надежность систем трубопроводного транспорта газа является важнейшим фактором стабильности и роста экономического потенциала страны [3].

Основным материалом, из которого изготавливаются магистральные трубопроводы, является сталь, которая в процессе эксплуатации подвергается коррозионному воздействию окружающей трубопровод среды [4].

Необходимо отметить, что на КРН приходится большая часть отказов магистральных газопроводов (Рисунок 1).

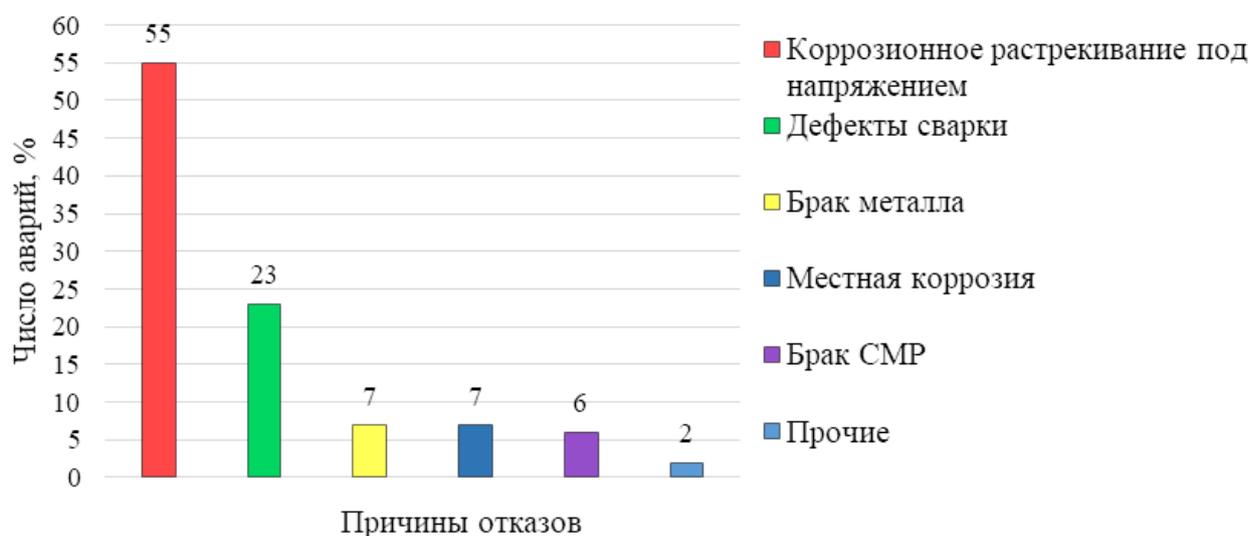


Рисунок 1 – Процентное соотношение причин аварий на линейной части магистральных газопроводов

Основной задачей эксплуатирующих магистральные трубопроводы организаций является обеспечение безаварийной деятельности объектов в течение заявленного срока службы. Решение этой проблемы комплексное и зависит от повышения качества проектирования, строительства и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта [1].

Коррозией называют процесс электрохимического или химического разрушения металла при взаимодействии его с агрессивной средой.

Коррозия вызывает серьезные экологические и экономические последствия, так как затраты, связанные с ремонтом или заменой приборов и коммуникаций, водопроводных труб, во много раз превышают стоимость металла, из которого они изготовлены, а её продукты вызывают загрязнение окружающей природной среды, негативно отражаются на здоровье и жизни людей [4].

Коррозионные процессы классифицируют по:

- механизму взаимодействия металлов с внешней средой;
- по виду коррозионной среды и условиям протекания процесса;
- по характеру коррозионных разрушений;
- по видам дополнительных воздействий, которым подвергается металл одновременно с действием коррозионной среды.

По механизму процесса различают химическую и электрохимическую коррозию металлов.

Классификация коррозии и способов защиты от нее представлена на рисунке 2.

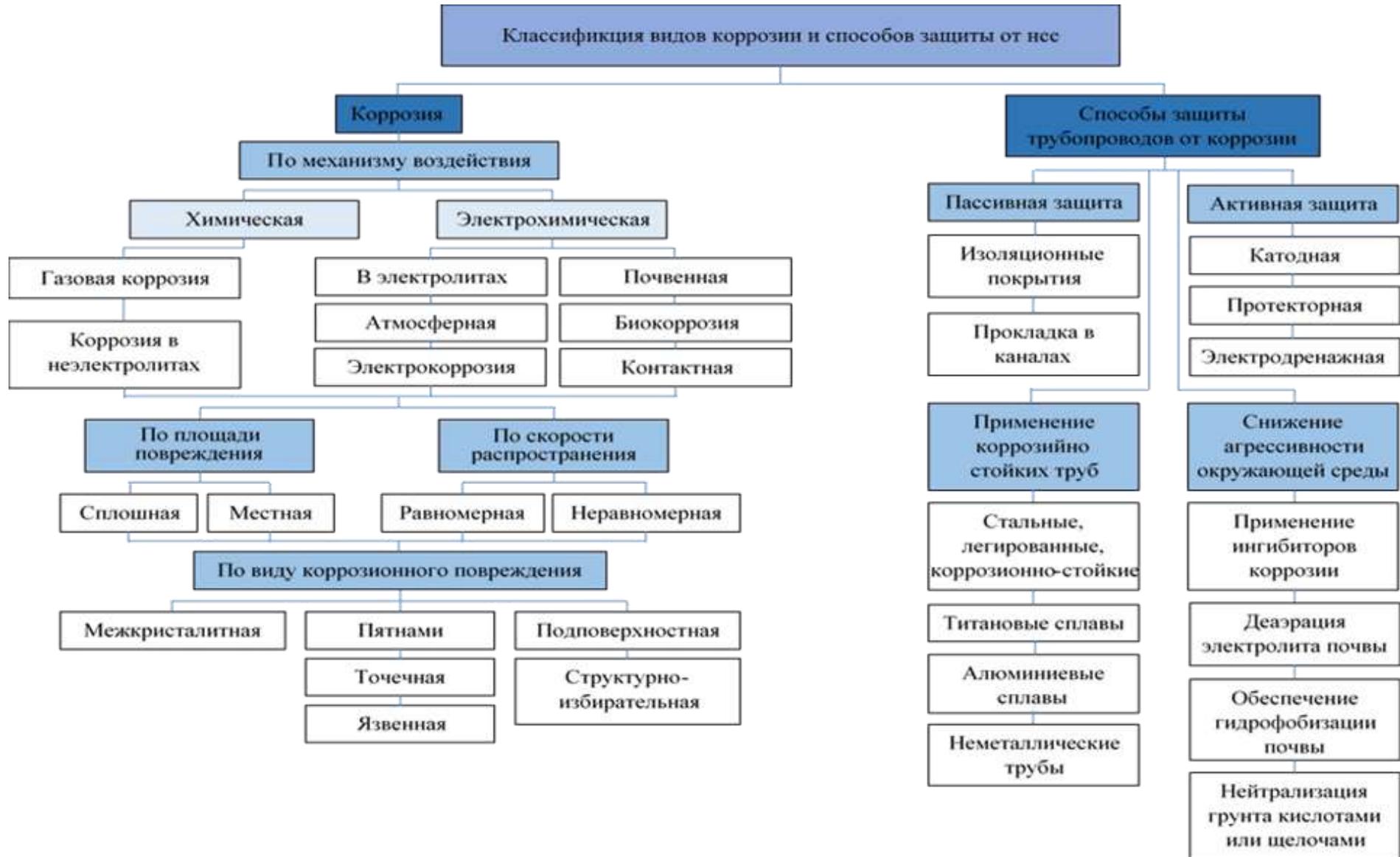


Рисунок 2 – Классификация видов и способов защиты от коррозии

Защита от коррозии подземных газопроводов осуществляется с помощью комплексной защиты, включающей пассивную и активную.

К пассивным методам защиты от коррозии трубопроводов относят применение изоляционных покрытий. В условиях трассового нанесения различают: битумно-мастичные, полимерные ленточные, комбинированные мастично-ленточные и полиуретановые покрытия. Заводская изоляция бывает двухслойного (Рисунок 3) и трехслойного (Рисунок 4) исполнения на основе полиэтилена [2].

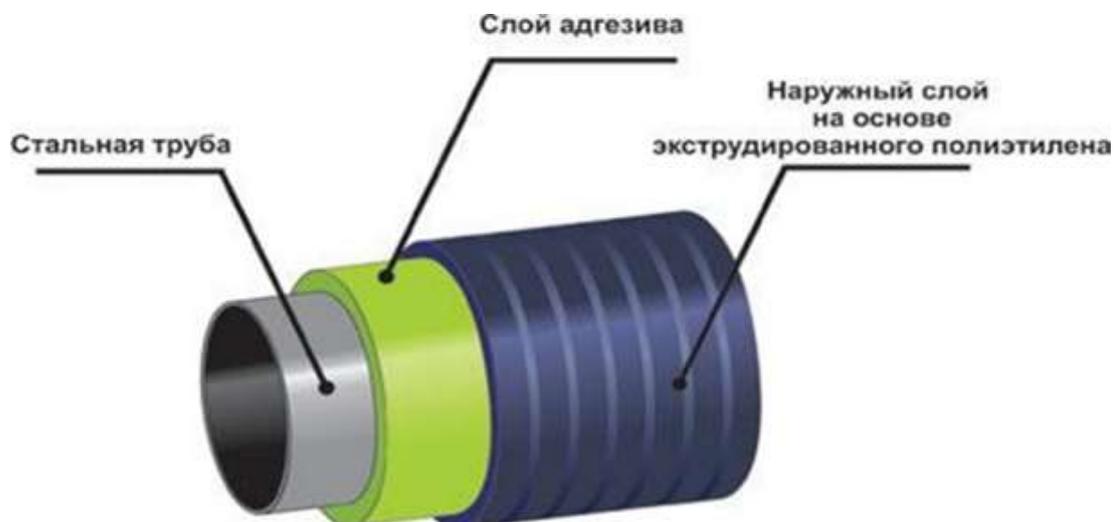


Рисунок 3 – Заводское двухслойное исполнение изоляции на основе полиэтилена

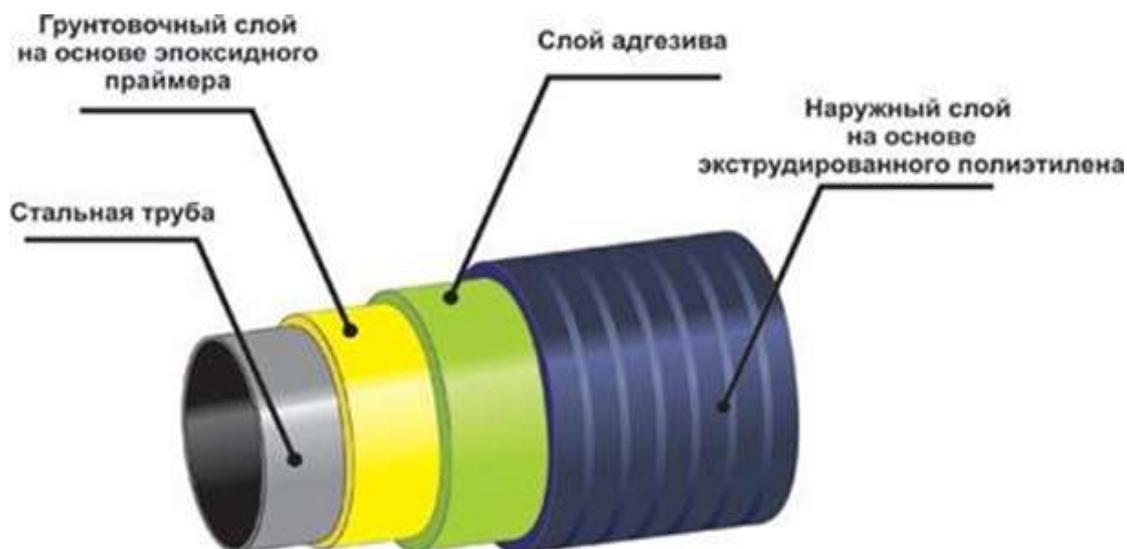


Рисунок 4 – Заводское трехслойное исполнение изоляции на основе полиэтилена

При образовании в изоляционном покрытии дефектов и оголении металла трубы защита от коррозии осуществляется системой электрохимической защиты. Такая защита называется активной, в которую входят катодная, протекторная и электродренажная защиты трубопровода.

Сущность электрохимической защиты заключается в искусственной поляризации трубопровода таким образом, чтобы его потенциал сместился в отрицательную сторону [5].

В процессе эксплуатации газопроводов необходимо выполнять контроль состояния защитного покрытия методом интегральной оценки, который определяется по значениям переходного сопротивления газопровода и переходного сопротивления защитного покрытия.

Для оценки состояния защитного покрытия необходимо выбрать участок газопровода, ограниченный точками дренажа двух соседних установок катодной защиты [6].

На выбранном участке выполняют расчет интегрального наложенного потенциала S , В·м, определяемого по формуле:

$$S = \left| \sum_{i=1}^n \frac{U_i + U_{i+1}}{2} \cdot L_i \right| \quad (1)$$

где i – начальное значение индекса суммирования;
 n – конечное значение индекса суммирования;
 $U_i = (U_{\text{изм}} - U_{\text{ест}})$ – измеренный наложенный потенциал в i -ой точке, В;
 $U_{\text{изм}}$ – измеренный потенциал в i -ой точке, В;
 $U_{\text{ест}}$ – естественный (собственный) потенциал в i -ой точке, В;
 L_i – длина участка между i -ой и $(i+1)$ точками, м.

Расчет значения постоянной распространения тока α , м^{-1} , выполняют решением уравнения по формуле:

$$\alpha = \frac{(I_1 + I_2) \cdot R_{\text{тр}} (1 - e^{-\alpha L})}{2\alpha \cdot S} \quad (2)$$

где I_1 и I_2 – сила тока на выходе УКЗ № 1 и УКЗ № 2 соответственно, А;
 $R_{\text{тр}}$ – продольное сопротивление газопровода, Ом/м;
 L – длина участка газопровода, на котором проведены измерения, м;
 S – интегральный наложенный потенциал S , В·м.

Продольное сопротивление газопровода $R_{\text{тр}}$, Ом/м, определяют по формуле:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\rho_{\text{ст}}}{\pi(D - \delta)\delta} \quad (3)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ – удельное электрическое сопротивление трубной стали, Ом·мм²/м;
 D – диаметр газопровода, мм;
 δ – толщина стенки газопровода, мм.

Переходное сопротивление участка газопровода $R_{\text{пер}}$, Ом·м², вычисляют по формуле:

$$R_{\text{пер}} = \frac{\pi \cdot D \cdot R_{\text{тр}}}{\alpha^2} \quad (4)$$

Расчитанное переходное сопротивление участка газопровода $R_{\text{пер}}$ включает в себя и значение сопротивления растеканию тока этого участка газопровода (переходное сопротивление неизолированного газопровода) [5].

Сопротивление защитного покрытия $R_{\text{и}}$, Ом·м², определяют по формуле:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{пер}} - R_{\text{р}} \quad (5)$$

Значение $R_{\text{р}}$, Ом·м², определяют по формуле:

$$R_{\text{р}} = \frac{\rho_{\text{г ср}} \cdot D}{2} \ln \frac{0,4 \cdot R_{\text{р}}}{D^2 \cdot h \cdot R_{\text{тр}}} \quad (6)$$

где $\rho_{\text{г ср}}$ – среднее удельное сопротивление грунта вдоль участка, Ом·м;
 h – средняя глубина (до оси) залегания газопровода, м;
 D – диаметр газопровода, м.

Начальное значение $R_{\text{р}}$ принимают равным значению, вычисляемому по формуле:

$$R_{\text{р}} = \rho_{\text{г ср}} \cdot \frac{D}{2} \quad (7)$$

При изменении удельного электрического сопротивления грунта вдоль контролируемого участка газопровода среднее значение определяют по формуле:

$$\rho_{\text{г ср}} = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{\sqrt{\rho_{\text{гi}}}} \right)^2} \quad (8)$$

где L – длина участка газопровода, на котором были проведены измерения, м;

L_i – длина i -го участка с удельным электрическим сопротивлением грунта $\rho_{гi}$, м.

Среднее значение переходного сопротивления защитного покрытия всего участка газопровода вычисляется по формуле:

$$R_{иL} = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{\sqrt{R_{иi}}}\right)^2}, \quad (9)$$

где n – число участков между двумя соседними УКЗ;

L_i – длина i -го участка с переходным сопротивлением ЗП $R_{иi}$, м.

Текущее состояние защитное покрытие (или состояние ЗП на момент проведения электрометрических измерений) оценивают, сравнивая вычисленное значение переходного сопротивления $R_{и}$ с критериальным значением для каждого типа ЗП.

Настоящий стандарт позволяет оценивать два типа ЗП: на основе битумных материалов и на основе полимерных лент согласно критериям, представленным в таблице 1.

Таблица 1 – Критерии оценки состояния ЗП по значению переходного электрического сопротивления

Состояние ЗП	Интегральное значение переходного сопротивления ЗП, Ом·м ²	
	ЗП на основе битумных материалов	ЗП на основе полимерных лент
Отличное	Более $6 \cdot 10^4$	Более $2 \cdot 10^5$
Хорошее	От $1,5 \cdot 10^4$ до $6 \cdot 10^4$	От $2,5 \cdot 10^4$ до $2 \cdot 10^5$
Удовлетворительное	От 3000 до $1,5 \cdot 10^4$	От 5000 до $2,5 \cdot 10^4$
Плохое	От 300 до 3000	От 500 до 5000
Разрушенное	От 30 до 300	От 50 до 500
Следы ЗП	Менее 30	Менее 50

Результаты расчета оценки состояния защитного покрытия всего участка газопровода представлены в таблице 2.

По результатам, приведенным в таблице 2 можно сделать вывод о том, что интегральная оценка защитного покрытия характеризует его как покрытие в удовлетворительном состоянии.

Распределение защитных потенциалов, согласно сезонным замерам разности потенциалов «труба-земля» на всех КИП, представлено на рисунке 5.

По графику распределения защитного потенциала можно выявить места недозащиты данного участка газопровода.

Для устранения мест недозащиты необходимо проанализировать существующие мероприятия по предотвращению развития коррозионных процессов и рационально применить их на тех участках, где это требуется для обеспечения нормативной защищенности газопровода.

После выявления мест, где защитный потенциал оказался ниже его минимального значения, по результатам измерений, проведенных в ходе комплексного периодического коррозионного обследования, необходимо разработать мероприятия по устранению таких участков и выбрать наиболее оптимальный путь решения для обеспечения нормативной защищенности газопровода.

Основными способами устранения мест недозащиты являются:

- Ремонт изоляционного покрытия;
- Ремонт неисправных элементов оборудования ЭХЗ;
- Применение электроизолирующих вставок (ВЭИ) на газопроводе;
- Оптимизация режима работы СКЗ;
- Установка временной СКЗ на участках с недозащитой.

Таблица 2 – Результаты оценки и прогнозирование изменения сопротивления защитного покрытия во времени

Начало участка, км	Конец участка, км	Протяженность, м	Продольное сопротивление газопровода, $R_{пр}$, Ом/м	Переходное сопротивление участка газопровода, $R_{пер}$, Ом·м ²	Сопротивление растеканию изолированного газопровода, R_p , Ом·м ²	Сопротивления ЗП газопровода, $R_{из}$, Ом·м ²	Интегральная оценка состояния защитного покрытия	Прогнозирование изменения во времени сопротивления защитного покрытия газопровода, $R_{из}(t)$, Ом·м ²	
								5 лет	10 лет
1,500	3,403	1903	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$1,06 \cdot 10^4$	$2,20 \cdot 10^3$	$8,39 \cdot 10^3$	удовл.	$6,43 \cdot 10^3$ (удовл.)	$4,89 \cdot 10^3$ (удовл.)
3,403	6,354	2951	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$3,22 \cdot 10^4$	$2,30 \cdot 10^3$	$2,98 \cdot 10^4$	хор.	$2,74 \cdot 10^4$ (хор.)	$2,68 \cdot 10^4$ (хор.)
6,354	14,506	8152	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$1,40 \cdot 10^4$	$1,24 \cdot 10^3$	$1,28 \cdot 10^4$	удовл.	$1,07 \cdot 10^4$ (удовл.)	$9,23 \cdot 10^3$ (удовл.)
14,506	18,796	4290	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$8,40 \cdot 10^3$	$1,48 \cdot 10^3$	$6,92 \cdot 10^3$	удовл.	$5,46 \cdot 10^3$ (удовл.)	$4,03 \cdot 10^3$ (удовл.)
18,796	24,925	6129	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$1,20 \cdot 10^4$	$1,79 \cdot 10^3$	$1,02 \cdot 10^4$	удовл.	$8,44 \cdot 10^3$ (удовл.)	$6,95 \cdot 10^3$ (удовл.)
24,925	33,704	8779	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$1,17 \cdot 10^4$	$1,07 \cdot 10^3$	$1,07 \cdot 10^4$	удовл.	$8,58 \cdot 10^3$ (удовл.)	$7,02 \cdot 10^3$ (удовл.)
33,704	39,437	5733	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$1,49 \cdot 10^4$	$1,59 \cdot 10^3$	$1,33 \cdot 10^4$	удовл.	$1,11 \cdot 10^4$ (удовл.)	$9,84 \cdot 10^3$ (удовл.)
39,437	39,996	559	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$1,26 \cdot 10^4$	$9,73 \cdot 10^2$	$1,17 \cdot 10^4$	удовл.	$9,95 \cdot 10^3$ (удовл.)	$8,31 \cdot 10^3$ (удовл.)
39,996	42,245	2249	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$5,63 \cdot 10^3$	$3,93 \cdot 10^2$	$5,24 \cdot 10^3$	удовл.	$3,87 \cdot 10^3$ (удовл.)	$2,65 \cdot 10^3$ (плохое)
42,245	52,906	10661	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$1,39 \cdot 10^4$	$2,28 \cdot 10^3$	$1,16 \cdot 10^4$	удовл.	$9,73 \cdot 10^3$ (удовл.)	$8,21 \cdot 10^3$ (удовл.)
52,906	66,680	13774	$5,138 \cdot 10^{-6}$	$6,41 \cdot 10^3$	$2,74 \cdot 10^3$	$3,68 \cdot 10^3$	удовл.	$2,03 \cdot 10^3$ (плохое)	$1,35 \cdot 10^3$ (плохое)
Среднее значение переходного сопротивления ЗП						$8,21 \cdot 10^3$	удовл.		

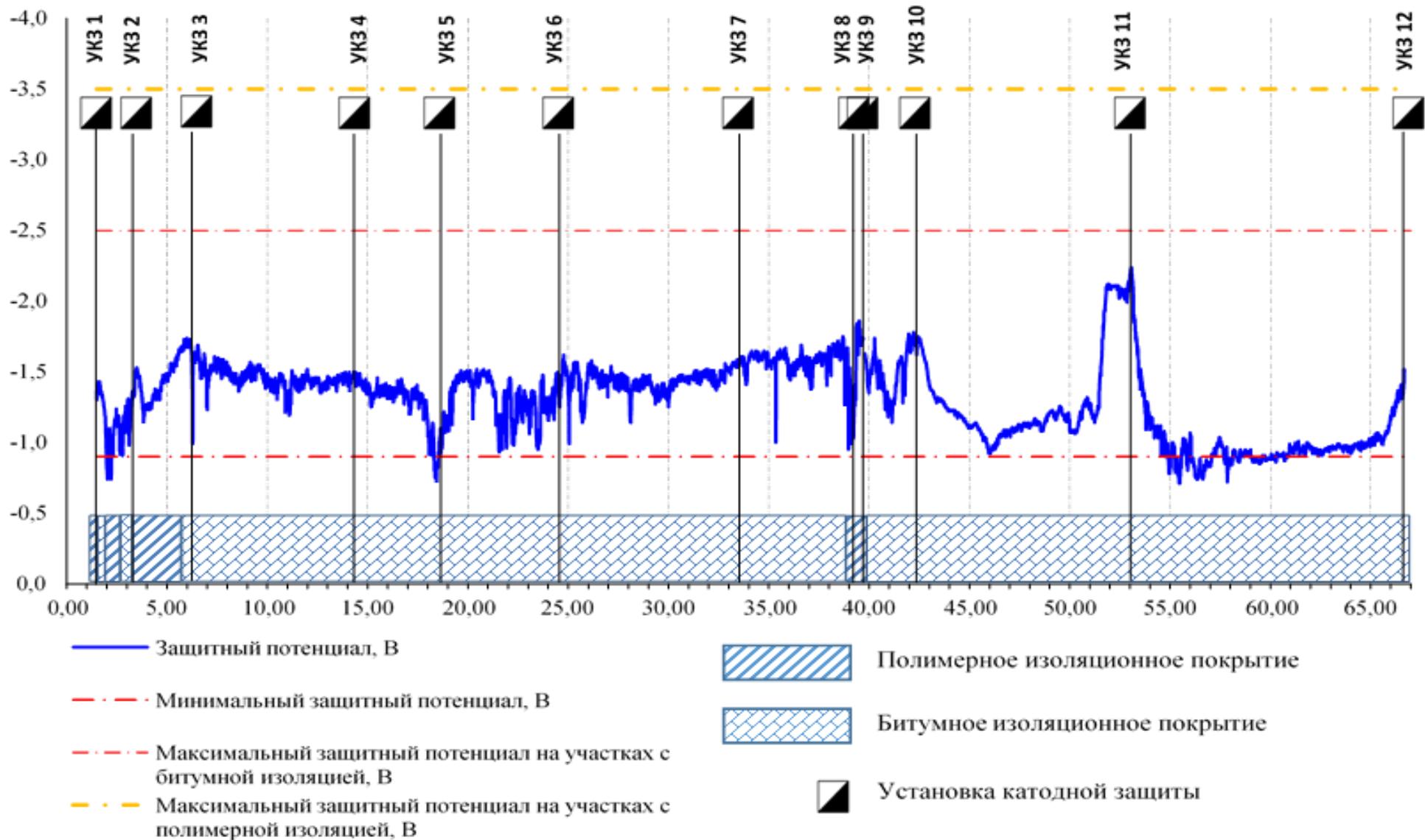


Рисунок 5 – График распределения защитного потенциала по трассе газопровода

Ремонт изоляционного покрытия может проводиться методом сплошной переизоляции, методом замены труб с заводской изоляцией и выборочный ремонт ЗП.

Для поддержания эффективности работы средств ЭХЗ проводятся техническое обслуживание и ремонт оборудования в соответствии с СТО Газпром 2-5.1-632-2012 с периодичностью, представленной в таблице 2.

Таблица 2 – ТОиР установок ЭХЗ, не оборудованных дистанционным контролем

	Техническое обслуживание	Текущий ремонт
Для катодных	1 раз в 6 мес.	1 раз в 12 мес.
Для дренажных	1 раз в 6 мес.	1 раз в 12 мес.
Для протекторных	1 раз в 12 мес.	1 раз в 24 мес.
Для КИП	1 раз в 12 мес.	1 раз в 24 мес.

Вставка электроизолирующая – неразъемное трубопроводное изделие, обеспечивающее электрическое разделение трубопровода (Рисунок 6).

Применение вставок позволяет оптимизировать работу средств ЭХЗ, электрически секционировать трубопровод и сократить расходы на электроэнергию [6].



Рисунок 6 – Установка ВЭИ на газопроводе диаметром 1420 мм

Режимов работы СКЗ может быть четыре:

- без стабилизации выходных значений тока или напряжения;
- стабилизации выходного напряжения;
- стабилизации выходного тока;
- стабилизации защитного потенциала.

В принятом диапазоне изменений всех влияющих факторов полностью обеспечивается выполнение задачи ЭХЗ только при использовании четвертого режима. Что и принято, как стандарт для режима работы СКЗ [5].

Также на магистральных газопроводах используют временные СКЗ (Рисунок 7), которые питаются от ЛЭП через понижающий трансформатор.

Шкаф с выпрямительной установкой устанавливают на деревянной или железобетонной опоре.



Рисунок 7 – Временная станция катодной защиты

Исходя из сравнительно малых экономических и трудоемких затрат, на участке с местами недозащиты 55-61 км необходимо установить временную УКЗ №11А на 59 км трассы МГ. После монтажа временной СКЗ появится возможность перевести работу станции УКЗ №11 на более малый (экономичный) режим.

Это позволит устранить места с недозащитой, находящихся на относительно малом расстоянии друг от друга, и привести защищенность этого участка в нормативное состояние.

Для устранения точечных зон недозащиты на 2 и 18 км участка требуется провести частичный ремонт изоляционного покрытия проблемных участков без замены старых труб на трубы с заводской изоляцией.

Локальный ремонт изоляции небольших по протяженности участков технико-экономически целесообразно проводить в траншее.

Библиографический список:

1. Агинеи, Р. В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газонефтепроводов / Р. В. Агинеи, Ю. В. Александров. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 394 с.
2. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Москва : Стандартинформ, 1998. – 45 с.
3. Кантемиров, И. Ф. Научные основы обеспечения повышенной пропускной способности объектов трубопроводного транспорта : 25.00.19 : дис.... док. техн. наук / Кантемиров Игорь Финсурович. – Уфа, 2012. – 393 с.
4. Рахманкулов, Д.Л. Электрохимическая защита от коррозии в примерах и расчетах : Учебное пособие, Том 2 / Д. Л. Рахманкулов, М. В. Кузнецов, Н. А. Гафаров и др. – Уфа : Реактив, 2003. – 160 с. – ISBN 5-88333-097-5/
5. СТО Газпром 2-3.5-047-2006. Инструкция по расчету и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов. - Москва : ОАО «Газпром» – ООО «ВНИИГАЗ», 2006. – 67 с.
6. СТО Газпром 71.20-00159025-50-012-2020. Методика оценки состояния защитного покрытия протяженных участков газопроводов. – Ухта : ООО «Газпром трансгаз Ухта», 2020. – 21 с.

Анализ осложнений при промышленном транспорте мультифазного потока на месторождениях ПАО "Газпром нефть"

Кунакова А. М., Усманова Ф. Г., Дашкевич Д. А.
ГК «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия

Проблема обеспечения стабильного потока в нефтесборных коллекторах является актуальной технологической задачей и на современном этапе может решаться с использованием различных инструментов и подходов. Для обеспечения стабильного потока и оптимизации режимов эксплуатации промышленного транспорта флюидов и выявления основных причин роста давления в трубопроводах необходимо обеспечить комплексный подход для решения проблемы, включающий в себя лабораторные исследования для определения свойств флюидов, сбор и анализ технических характеристик, режимов работы осложненного объекта, в т.ч. обводненность продукции, газовый фактор, термобарический режим, протяженность и профиль залегания, диаметр, шероховатость, материал, изоляция трубопровода, и другие технологические и инфраструктурные факторы, характерные для исследуемого месторождения. Следующим важным этапом для выявления проблем при промышленном транспорте флюидов, помимо лабораторных исследований, являются гидравлические расчеты с использованием программного обеспечения (например, PIPESIM, OLGA, OIS PIPE, ЭРА.ИСКРА, РН-СИМТЕП). Использование расчетного моделирования потока позволяет оценить влияние таких параметров как диаметр трубопровода, состав и свойства нефти, обводненность и вязкость транспортируемой продукции, температура потока, профиль залегания трубопровода на режим течения, а также определить проблемные участки [1]. Цифровые модели сети сбора добываемой продукции позволяют также производить расчеты для различных условий эксплуатации, проводить узловой анализ, менять значения основных влияющих факторов: давление, температура, вязкость, обводненность флюида), варьировать используемое или предлагаемое к применению оборудование, например, добавление либо исключение сепаратора или насоса и его характеристики. Таким образом можно выбирать наиболее оптимальный способ регулирования потока и соответствующие технические решения.

Как правило, причиной роста давления в системе трубопроводного транспорта зачастую является сочетание следующих факторов: большая протяженность трубопроводов, сложное строение рельефа с перепадами высот по трассе следования трубопровода и образование профильных карманов. Эти особенности геометрии потока способствуют расслоению многофазного потока, выделению свободного газа и как следствие пробкообразованию в трубопроводе.

Осложняющими факторами также являются физико-химические свойства перекачиваемых флюидов, такие как высокая вязкость и склонность к выпадению АСПО. При температуре потока ниже температуры начала кристаллизации парафинов (ТНКП) нефть начинает проявлять свойства неньютоновской жидкости, то есть увеличение скорости сдвига значительно влияет на рост вязкости. Кроме того, при появлении воды в процессе добычи нефти образуются водонефтяные эмульсии (ВНЭ), что также приводит к негативным последствиям для добычи нефти: к повышению давления в трубопроводах из-за высокой вязкости эмульсии, к осложнению подготовки нефти из-за образования стойких эмульсий, к формированию промежуточных слоев, что увеличивает потери нефти.

Причинами образования эмульсий являются смешение нефти и воды при движении в пласте и в скважине, гидродинамическое воздействие рабочих органов электропогружных и штанговых насосов, турбулизация потока и разгазирование нефти в скважинной арматуре, Устойчивость эмульсии придает стабилизатор, в качестве которого могут выступать природные поверхностно-активные вещества (ПАВ), содержащиеся в нефтяной фазе (нафтеновые кислоты, смолы, асфальтены), также эмульсию могут стабилизировать и механические частицы. Как правило, основными стабилизаторами являются асфальтосмолистые вещества (АСВ), высокоплавкие парафины, комплексы порфиринов, минеральные частицы [2].

В данной статье рассматриваются примеры решения проблем, связанных с ростом давления в системах нефтесборных трубопроводов при мультифазном транспорте добываемого флюида на примере месторождений А, Б, В, В1 группы компаний ПАО «Газпром нефть».

На первом месторождении А практически сразу после запуска в эксплуатацию нефтесборных трубопроводов зафиксирован ряд отказов по причине роста давления в них до аварийных значений (проектное максимально возможное давление 40 атм.). Периодически происходил рост давления до критических значений 38-39 атм в нефтесборных трубопроводах, по этой причине для исключения остановок всей системы нефтесборных трубопроводов производилось отключение некоторых скважин.

С целью выявления причины высокого давления в трубопроводах на месторождении А были применен комплексный подход, включающий физико-химические исследования нефти, в том числе определение компонентного состава, SARA-анализ, реологические исследования, результаты которых приведены в таблице 1. Далее были проведены анализ технологического режима работы осложненных участков и расчетное моделирование потока с использованием специализированного программного обеспечения и результатов лабораторных исследований.

Таблица 1 – Физико-химические и реологические свойства нефти месторождения А

Характеристика	Значение	
Содержание воды, %	0,15	
Плотность нефти в поверхностных условиях при 20 °С, кг/м ³	823,4	
Содержание асфальтенов, % _{масс}	2,0	
Содержание смол, % _{масс}	6,0	
Содержание парафинов, % _{масс}	4,4	
Содержание насыщенных углеводородов, % _{масс}	69,6	
Содержание ароматических углеводородов, % _{масс}	22,4	
Температура насыщения нефти парафинами, °С	12	
Динамическая вязкость, мПа*с		
минус 10 °С	33,7	
0°С	18,4	
10°С	14,4	
20°С	8,5	
Реологические исследования эмульсий с нефтью		
Содержание воды, %	10	20
Динамическая вязкость, мПа*с		
минус 10 °С	51,1	95,1
0°С	25,3	40,6
10°С	12,0	18,7
20°С	6,2	10,7
Агрегативная устойчивость, %	100	100

По результатам анализа состава и свойств флюида скважин выявлено, что исследуемая нефть является особо легкой, маловязкой, парафинистой, ТНКП для данной нефти составляет 12 °С. Таким образом, нефть имеет склонность к образованию стойких высоковязких эмульсий и твердых органических отложений в виде АСПО.

По результатам расчетного моделирования было рассмотрено три осложненных участка, по которым сделаны следующие выводы: на восходящих участках трубопровода наблюдается пробковый режим течения, на нисходящих участках расслоенный режим с гладкой поверхностью. В профильных карманах трубопроводов образуются рельефные жидкостные пробки, перед которыми скопившийся газ со временем вызывает рост давления. То есть осложняющим фактором являются особенности рельефа, а именно перепады высотных

отметок, достигающие 80 м, что приводит к формированию газовых пробок на возвышенных участках, и расслоению и скоплению жидкости на заглубленных участках, где образуются профильные карманы глубиной 30 м. Для имеющейся трехфазной системы на данных участках характерны расслоенная и пробковая формы течения.

Таким образом, для эффективного решения проблемы роста давления в нефтесборных трубопроводах исследованных участков месторождения А необходимо использовать комплекс технических решений, обеспечивающих снижение влияния на давление обоих факторов. Следовательно, одновременно должны быть применены и конструктивные технологические решения для обеспечения стабильного потока, и использование химических реагентов для улучшения реологических свойств добываемой транспортируемой жидкости.

В качестве конструктивных технологических решений рекомендовано использование сепарационных установок, мультифазных насосов и проектирование, и строительство запасных линий в виде лупингов.

Кроме того, были подобраны на основании лабораторных испытаний реагенты комплексного действия с деэмульгирующим эффектом для снижения вязкости продукции и предотвращения образования АСПО.

В таблице 2 представлены данные по осложненным объектам месторождения Б.

Таблица 2 – Данные по осложненным объектам месторождения Б

Характеристика	Значение	
	скважина 1	скважина 2
Содержание воды, %	44	73
Плотность нефти в поверхностных условиях при 20 °С, кг/м ³	877	913
Содержание асфальтенов, % _{масс}	2,2	3,9
Содержание смол, % _{масс}	6,1	8,6
Содержание парафинов, % _{масс}	2,5	2,2
Температура плавления парафинов, °С	55	49
Температура насыщения нефти парафинами, °С	17	14,5
Содержание механических примесей в пробах нефти, %	0	0

Исследования влияния обводнённости на реологические свойства ВНЭ проводились при температуре 20 °С и скорости сдвига 112,2 с⁻¹. ВНЭ готовилась в лабораторных условиях из проб пластовой воды и нефтей скважин 1 и 2 при помощи ротационной мешалки. Результаты, представленные на рисунке 1, показывают, что при обводнённости транспортируемой ВНЭ более 45 % наблюдается резкий рост динамической вязкости. Максимальные значения вязкости наблюдаются при обводнённости 65 % для нефти скважины 1, для нефти скважины 2 – при обводнённости 75 %.

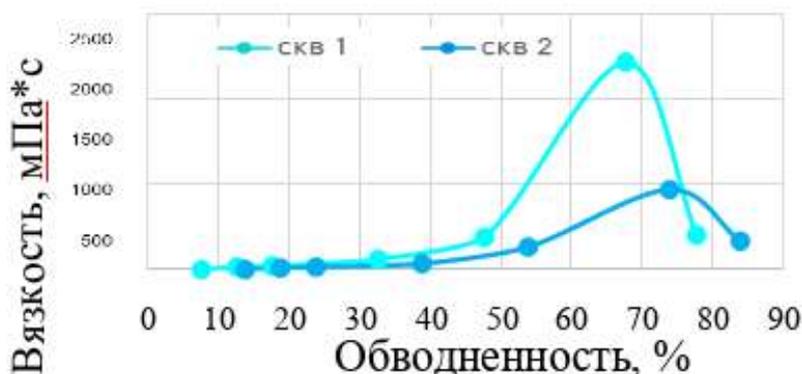


Рисунок 1 – Зависимость эффективной вязкости от обводненности проб нефти

Дополнительно было проведено исследование изменения величины динамической вязкости проб ВНЭ во времени непосредственно на месторождении. Проводились замеры динамической вязкости эмульсии без применения реагентов в процессе хранения, результаты приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Изменение динамической вязкости нефти во времени для жидкости скважины 1 (содержание воды 63%)

Время отстоя, ч	Скорость, об/мин			
	50	60	100	200
1	1710	1400	1150	
7	1880	1550	1190	
31	2030	1800	1530	
43	2020	1920	1600	1280
55	3010	2670	2220	1610
67	3170	2740	2560	1650

Таблица 4 – Изменение динамической вязкости нефти во времени жидкости скважины 2 (содержание воды 63%)

Время отстоя, ч	Скорость, об/мин			
	50	60	100	200
1	590	510	490	440
7	590	500	490	450
31	640	570	510	480
43	650	570	540	490
55	670	590	520	520

С увеличением времени статического покоя увеличивается динамическая вязкость и начальное напряжение сдвига эмульсий. В данном случае наблюдается явление «старения» эмульсии. В связи с этим не рекомендуется допускать остановку и застой транспортируемой продукции.

Следующим этапом работ был гидравлический расчет, в результате реализации которого были выявлены наиболее проблемные участки и определено расчетное значение вязкости, при котором возможно обеспечить стабильный поток жидкости. По проведенным расчетам определено, что для обеспечения потока необходимо снизить фактическое значение вязкости на 70 %. Для снижения вязкости продукции на месторождении Б были подобраны и рекомендованы к использованию реагенты с деэмульгирующими свойствами.

При рассмотрении проблематики на месторождении В на этапе эксплуатации были выявлены следующие риски:

- тяжелая битуминозная нефть с высокой концентрацией АСВ в нефти;
- высокое содержание попутного газа;
- низкая температура пласта, флюида;
- наличие сопутствующих осложнений (коррозия);
- образование стойких высоковязких эмульсий при содержании водной фазы до 70 % в добываемой продукции.

На данном месторождении были выявлены объекты, на которых образуется проблема с высоковязкими эмульсиями, – скважинное оборудование, трубопроводы нефтесборные. Температура низкая, вследствие чего вязкость системы сильно возрастает с уменьшением температуры потока.

В таблице 5 представлены данные по месторождению В.

Таблица 5 – Характеристики месторождения В и свойства нефти

Характеристика	Значение
Пластовая температура, °С	16
Пластовое давление, атм	81
Обводненность, %	от 0 до 70
Газосодержание, м ³ /м ³	28,5
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	963
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа*с	226,4
Содержание смол, % _{масс}	8,5
Содержание асфальтенов, % _{масс}	0,8
Содержание парафинов, % _{масс}	0,9
Температура плавления парафинов, °С	53
Температура застывания, °С	-25

На рисунке 2 представлены реологические исследования проб эмульсий при разной обводненности и температуре.

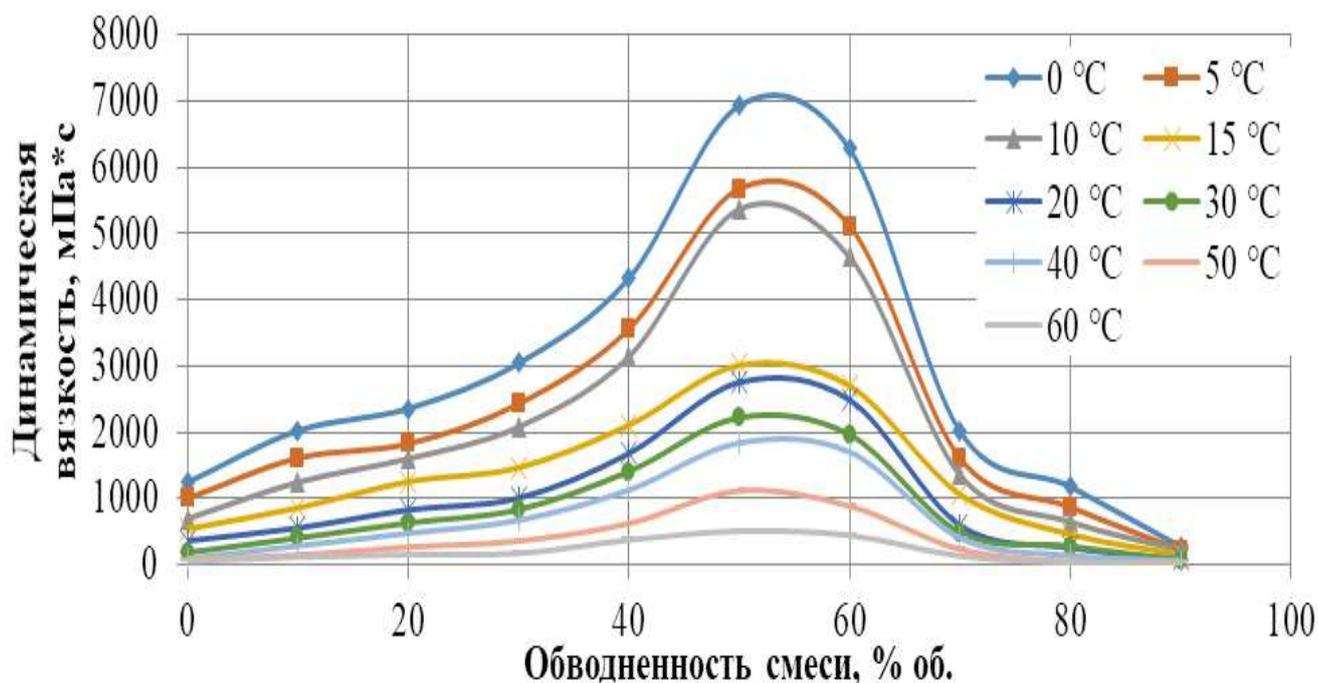


Рисунок 2 – Изменение динамической вязкости эмульсии в зависимости от обводненности и температуры

После разгазирования проб наблюдается снижение вязкости эмульсии в 2-2,5 раза, при этом расслоения не происходит, эмульсия сохраняет устойчивость. Максимальное значение динамической вязкости (6938 мПа*с) наблюдается при 0 °С и при обводненности 50-55 %. На основании выявленных осложняющих факторов на месторождении В были предложены следующие решения: применение реагентов для снижения вязкости транспортируемой эмульсии, технологические решения (сепарация газа на кустовых площадках, строительство лупингов).

Для месторождения В1 был использован комплексный подход для выявления причин осложнений и выбора технологических решений данной проблемы на этапе проектирования. Были анализированы проектные данные и проведены физико-химические исследования нефти и реологические исследования эмульсии. В таблице 6 представлены данные по свойствам нефти месторождения В1.

Таблица 6 – Физико-химические свойства нефти месторождения В1

Характеристика	Значение
Содержание воды, %	4
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	954,7
Плотность пластовой нефти при 20 °С, кг/м ³	947,0
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа*с	262,1
Содержание смол, % _{масс}	16,6
Содержание асфальтенов, % _{масс}	0,1
Содержание парафинов, % _{масс}	0,3
Температура застывания, °С	-18

Отбор проб и замер вязкости добываемой жидкости со скважин 3 и 4 на месторождении В1 проводился в полевых условиях. Время между отбором проб и началом эксперимента составляло не более 5 минут. Такой короткий временной интервал необходим для максимально возможного сохранения растворенных газов в нефти. Определение динамической вязкости проводилось при разных скоростях сдвига для получения данных по реологии жидкости и их использования при дальнейшем проектировании трубопровода. Результаты определения вязкости представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты определения динамической вязкости нефти на месторождении В1

№ п/п	Точка отбора	Обводненность, %	Динамическая вязкость (мПа*с) при скоростях сдвига (об/мин)				
			50	100	150	200	250
1.	скв.3	3,3	104,5	52,3	34,8	33,0	20,9
2.	скв.4	23,0	104,5	52,4	34,9	26,1	20,9

Далее были проведены реологические исследования эмульсии для нефти месторождения В1 в лабораторных условиях при разных температурах и содержании воды в диапазоне 0-60%.

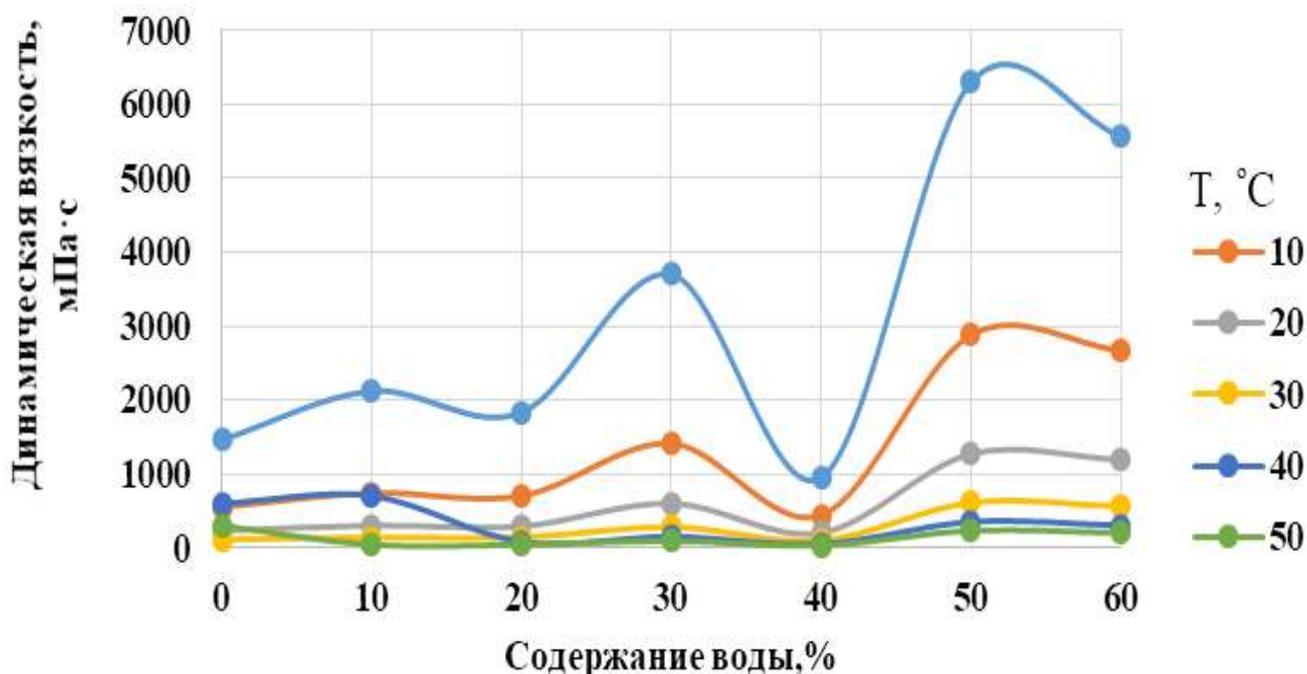


Рисунок 3 – Графики зависимости динамической вязкости эмульсии от содержания воды и температуры

Как видно из рисунка 3, в диапазоне температур от 0 до плюс 10 °С с ростом обводненности добываемой продукции от 40 до 60 % наблюдается резкое повышение значения предела текучести и динамической вязкости. При обводненности 50-55 % наблюдаются максимальные показатели динамической вязкости, далее вязкость эмульсии проявляет тенденцию к снижению, таким образом, можно предположить о наличии точки инверсии фаз при данных значениях обводненности.

После проведения реологических исследований и определения состава нефти, результаты лабораторных исследований переданы для проектирования системы сбора продукции с учетом свойств флюида. Проектной команде даны рекомендации о необходимости подбора технических решений для работы с данным осложнением, предложено применение реагентов для снижения вязкости транспортируемой эмульсии (деэмульгаторы, ингибиторы АСПО, депрессоры вязкости), сепарация газа на кустовых площадках.

Опыт на месторождениях ПАО «Газпром нефть», которые имеют проблемы с ростом давления при эксплуатации трубопроводов, показал следующее:

1. Для решения проблемы высокого давления в трубопроводах, в т.ч. связанных с транспортом высоковязких эмульсий, необходим комплексный подход, который включает не только лабораторные и промысловые исследования добываемой жидкости, но и гидравлические расчеты для определения режима течения с учетом рельефа местности, технических характеристик трубопроводов, оборудования и физико-химических и реологических свойств флюида.

2. Выбор способа решения проблемы роста давления в трубопроводах и борьбы с высоковязкими эмульсиями будет зависеть от выявленных осложняющих факторов, их значимости, технических и инфраструктурных особенностей месторождения.

3. Необходимо проводить замеры вязкости реальных эмульсий на месторождении сразу после отбора проб, так как результаты измерений вязкости у разгазированных проб в лабораторных условиях значительно отличаются и, как правило, их значения намного меньше. Вследствие этого гидравлические расчеты режимов течения в трубопроводах с использованием данных по результатам лабораторных исследований эмульсий могут быть ошибочными. Исследование реальных проб эмульсий также имеет значимость для оценки явления «старения» эмульсий, при котором их устойчивость увеличивается во времени, что в свою очередь будет влиять на оценку возможности остановок трубопроводов, а также действие деэмульгаторов и режим их подачи.

4. После проведения лабораторных исследований свойств и состава флюидов, реологических исследований эмульсий и промысловых замеров динамической вязкости реальных проб эмульсий проводится моделирование потока на основании полученных значений вязкости. С помощью моделирования потока выявляются наиболее проблемные участки и оценивается влияние совокупности всех факторов на режим течения в трубопроводе.

5. Проблема высокого давления в трубопроводах может быть вызвана комплексом осложняющих факторов (свойства флюида и технологические аспекты). Вследствие чего, необходимо проводить мероприятия, направленные на снижение влияния данных факторов (применение реагентов для снижения вязкости продукции и применение конструктивных решений: строительство лупингов, сепарационных установок и т.д.).

Библиографический список:

1. Emarov D. S. et al. Simulate flow and select a pressure reduction method using pipesim software in an oil recovery system //19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2019. – 2019. – P. 73-78.
2. Сахабутдинов Р.З. и др. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – С.324.

Корреляция плотности, вязкости и компонентного состава нефтей, перекачиваемых по МН АО «Транснефть-Север»

Мелентьев В. А., Некучаев В. О.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. В настоящее время продолжается увеличение добычи нефтей с аномальными свойствами, вызванных высоким содержанием парафинов, асфальтенов и смол. Эти виды нефти отличаются высокой температурой застывания (*pour point*), повышенной вязкостью и тиксотропными свойствами.

АО «Транснефть-Север», как важный оператор в сфере транспортировки нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП), играет ключевую роль в обеспечении бесперебойных потоков углеводородного сырья по магистральным нефтепроводам (МН) «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль». Большинство нефтей относится к ряду парафинистых, высокопарафинистых или высоковязких.

Актуальность данной работы выражается в установлении связи между реологическими параметрами высоковязких и высокопарафинистых нефтей, что необходимо для точного прогнозирования вязкости и плотности их смесей при поступлении в систему магистрального нефтепровода. Изменение доли и свойств нефтей в смеси влияет на их физико-химические показатели. Это, в свою очередь, может существенно сказаться на эффективности транспортировки.

В статье использовались экспериментальные данные по измерению плотности, динамической вязкости и концентрации асфальтенов, смол и парафинов, представленные АО «Транснефть-Север» в рамках сотрудничества с УГТУ для выполнения дипломных работ бакалавров и магистров нефтегазовых направлений и специальностей. Часть значений плотности и вязкости для ряда проб нефтей, предоставленных АО «Транснефть-Север», была получена в реологической лаборатории УГТУ.

Корреляция экспериментальных значений плотности и вязкости. Реология – наука о напряжениях и вызываемых ими деформациях и течении материальных систем [1]. Течение является одним из видов деформации, поэтому в транспортировке нефти по трубопроводным системам реология играет важную роль.

Эффективность транспортировки нефти зависит от её реологических свойств, таких как вязкость (кинематическая, динамическая, эффективная), напряжение сдвига (динамическое и статическое), температура застывания и др. Важнейшим физико-химическим свойством нефти является её плотность. Понимание этих параметров позволяет разработать более эффективные технологии транспортировки.

На рисунке 1 представлены результаты исследований реологических свойств нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль», за 2013-2019 гг. Часть данных была предоставлена компанией «Транснефть-Север», другая часть – это результаты, полученные реологической лабораторией УГТУ.

Большое количество точек сформировано за счёт данных с различных НПС. Из рисунка 1 видно, что плотность основной массы нефтей находится в диапазоне от 850 – 920 кг/м³, а вязкости в диапазоне 10 – 320 мПа*с. Можно заметить, что, в основном, точки группируются вблизи некоторой воображаемой вогнутой кривой.

На рисунке 2 приведена зависимость логарифма вязкости от логарифма 1-плотность. Единицы измерения плотности – г/см³. Видно, что значения вязкости в таких координатах хорошо ложатся на прямую.

Сама же вязкость будет аппроксимироваться степенной функцией вида:

$$\mu = K(1 - \rho)^n, \quad (1)$$

Подставив значения n и K , полученные на рис. 2 методом наименьших квадратов, получаем функцию 2, описывающую зависимость вязкости от плотности транспортируемых нефтей для 2013-2019 гг. (рис. 3):

$$\mu = 34 \cdot 10^{-5}(1 - \rho)^{-5,5} \quad (2)$$

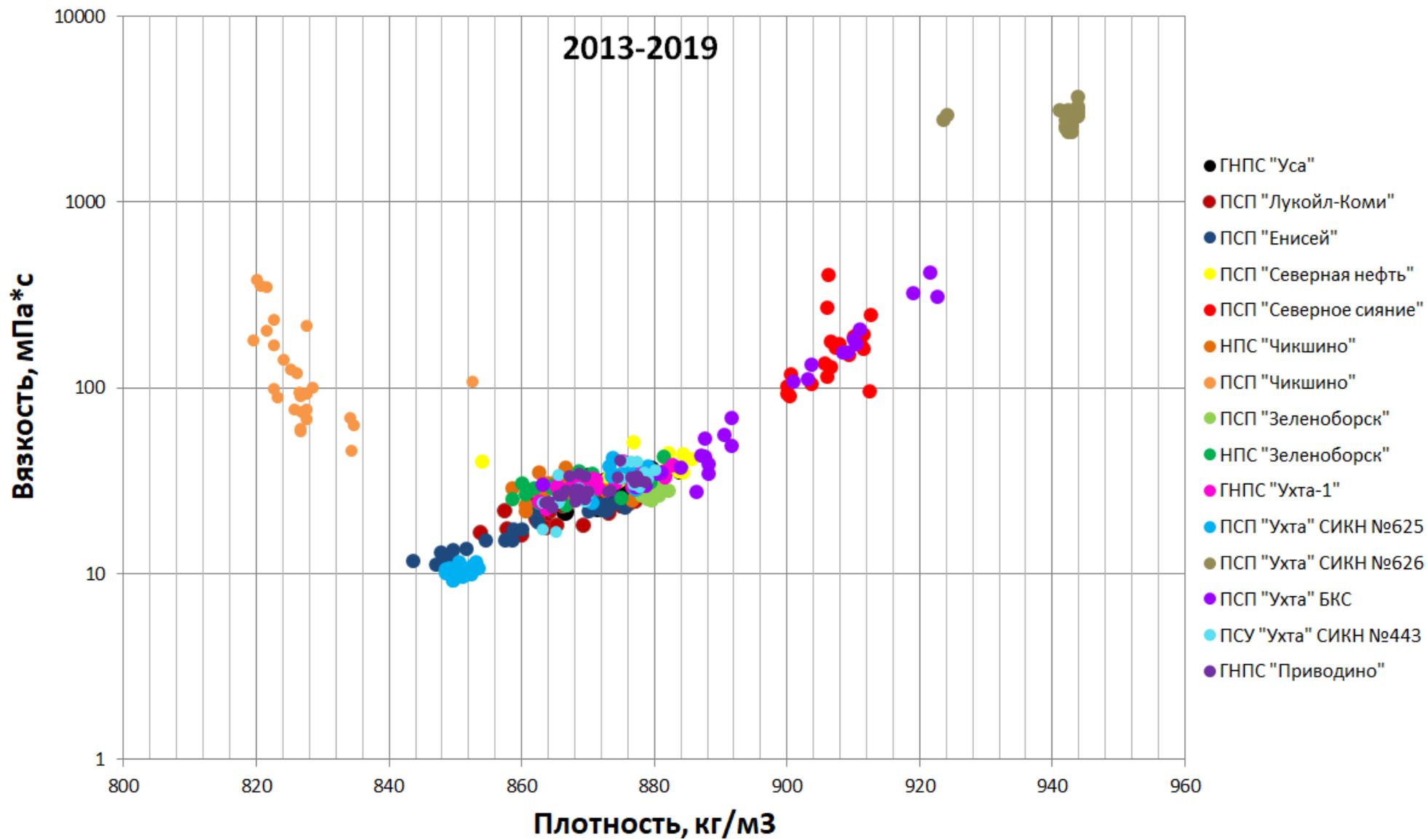


Рисунок 1 – Анализ результатов мониторинга динамической вязкости при 20 °С от плотности нефтей, перекачиваемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

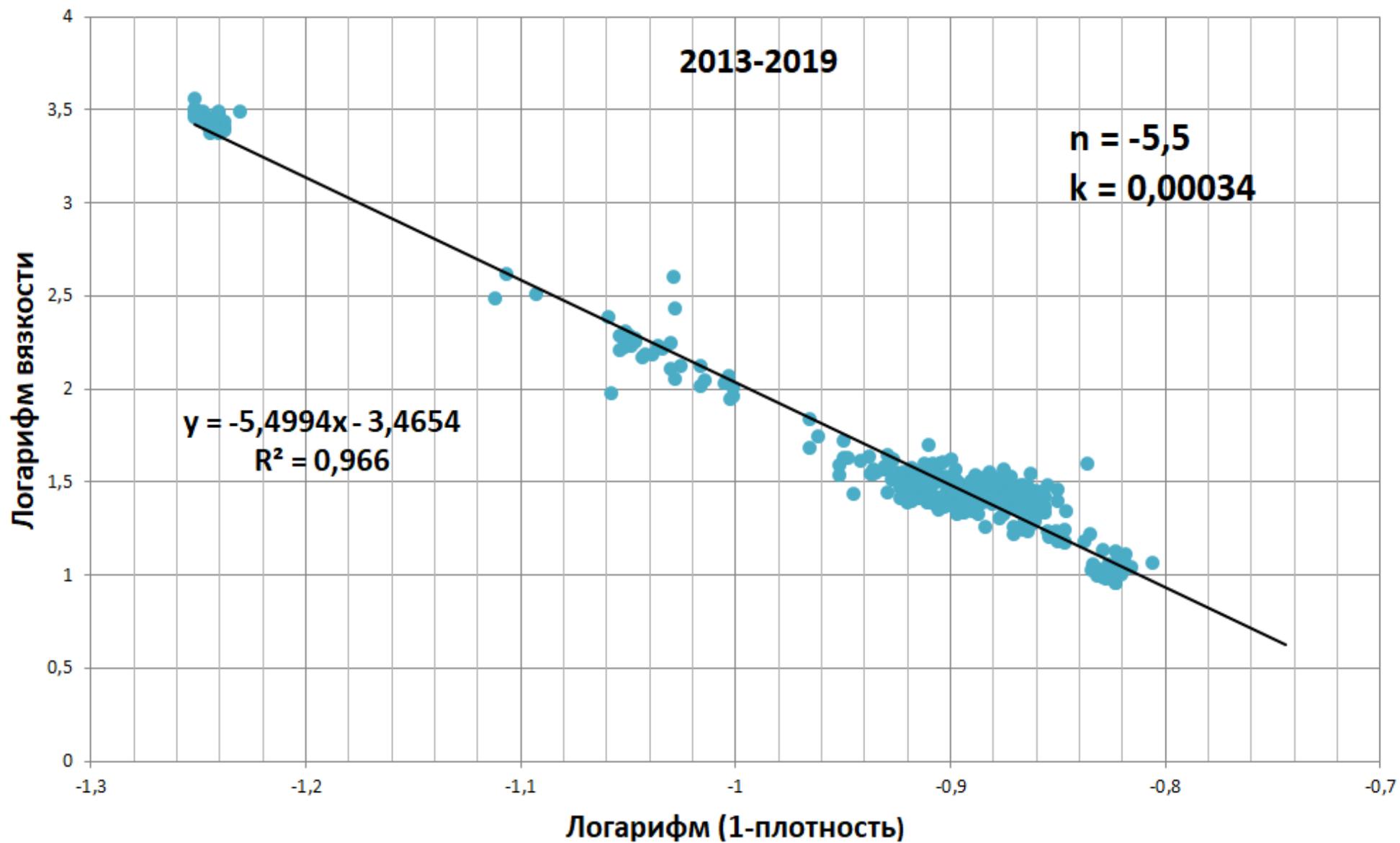


Рисунок 2 – Зависимость логарифма динамической вязкости при 20 °С от логарифма (1-плотность)

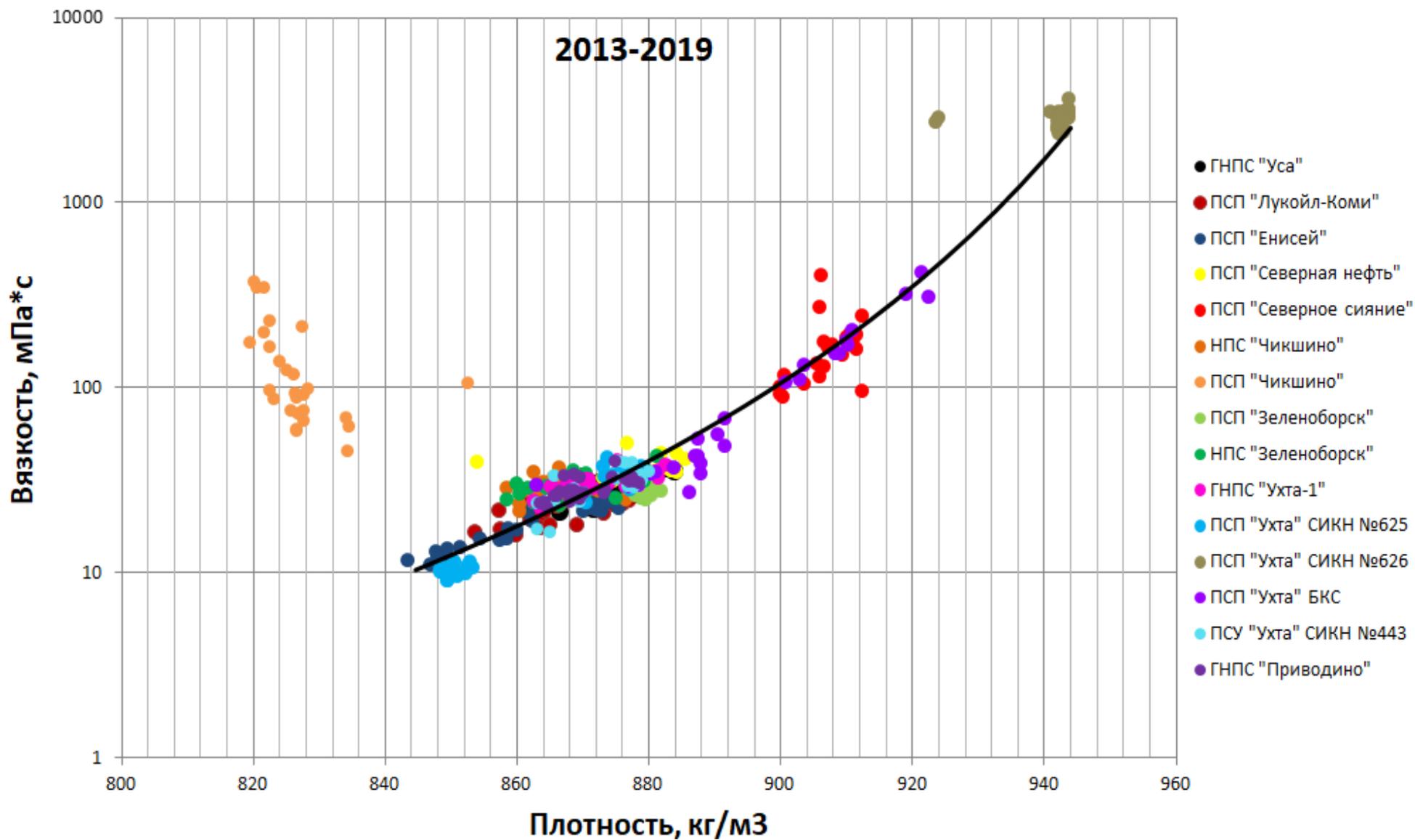


Рисунок 3 – Зависимость динамической вязкости при 20 °С от плотности для нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

Можно заметить, что есть такие группы нефтей, значения вязкости и плотности которых плохо соответствуют данной зависимости. К таким группам относится нефть Кыртаельского месторождения, поступающая на ПСП «Чикшино», точки которой расположены выше основной кривой. Причина тому следующая: данная нефть относится к ряду высокопарафинистых, т.е. содержание смол и асфальтенов в ней мало, поэтому плотность находится в пределах 820-830 кг/м³. Температура застывания нефти Кыртаельского месторождения равняется 25 °С, измерение же вязкости производилось при температуре 20 °С. Поэтому при соответствующих условиях вязкость нефти резко возрастает.

Ко второй группе можно отнести высоковязкие нефти, а именно нефти Ярегского и Пермо-карбоновой залежи Усинского месторождений. Видно, что точки находятся выше и правее других нефтей, при этом вблизи основной кривой. Значения вязкости таких нефтей при 20 °С могут достигать 3500 мПа*с.

В обзорной статье [2], где обсуждаются основные работы в отечественной и зарубежной литературе за последние 5 лет, посвященные реологии легких (парафинистых) и тяжелых нефтей также приводится подобная зависимость для большого массива нефтей, причем значение $n = -4.2$ для температуры 35 °С. Результаты анализа данных по измерению вязкости и плотности нефтей ТПНГП в целом соответствуют данным в мировой литературе, за некоторыми исключениями.

Влияние парафинов, смол и асфальтенов на вязкость транспортируемых нефтей.

Содержание парафинов, смол и асфальтенов оказывает значительное влияние на физико-химические и реологические свойства нефти, в том числе на величину её вязкости.

На рисунке 4 представлена связь вязкости и процентного содержания парафинов в нефтях.

Можно отметить, что большое число нефтей, вязкость которых находится в диапазоне 10 мПа*с – 52 мПа*с, содержат 5-9% парафинов. Самый низкий процент парафинов наблюдается у Ярегской нефти и пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Явной зависимости между вязкостью и содержанием парафинов по графику не видно.

Что касается нахождения возможной корреляции вязкости нефтей и содержанием асфальтенов, то здесь нет явных зависимостей, что видно из рисунка 5.

При одном и том же содержании асфальтенов, например, в диапазоне от 3 до 5 %, вязкость разных нефтей может изменяться от десятков до сотен и даже тысяч мПа*с. Видимо, за счет разного содержания смол и высокомолекулярных УВ.

Наибольший процент смол приходится на высоковязкие нефти, что видно из рисунка. Можно заметить некую зависимость между вязкостью и процентным содержанием смол (рис. 6).

С ростом содержания смол, вязкость в целом повышается. Таким образом, можно заключить, что в реальных нефтях и их смесях имеет место одновременное комбинированное влияние различных компонентов (смол, асфальтенов, жидких и твердых насыщенных УВ и пр.) на вязкость нефти.

Выводы по работе. По данным мониторинга реологических параметров нефтей, транспортируемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» за 2013 – 2019 гг., построена зависимость динамической вязкости исследуемых нефтей от их плотности, получилась степенная зависимость, выражаемая формулой (1). Подобная зависимость имеет существенное практическое значение, поскольку помогает оценить ожидаемую вязкость смеси нефтей, транспортируемых по нефтепроводам «Уса – Ухта» и «Ухта – Ярославль», при вариациях долей нефтей, сдаваемых различными нефтедобывающими компаниями в МН АО «Транснефть – Север».

Построены зависимости вязкости различных нефтей от концентрации в них асфальтенов, смол и парафинов. Подобные эмпирические зависимости показывают, что компоненты, определяющие состав нефти, а именно смолы, асфальтены и парафины, оказывают решающее влияние на ее свойства, в частности на вязкость. Так при увеличении содержания в нефти смол и асфальтенов динамическая вязкость нефти повышается, а при увеличении массовой доли насыщенных углеводородов вязкость уменьшается. При этом нельзя утверждать, что только концентрация отдельных компонентов определяет вязкость нефти, т.к. свойства нефти зависят от содержания этих компонентов и их взаимодействия.

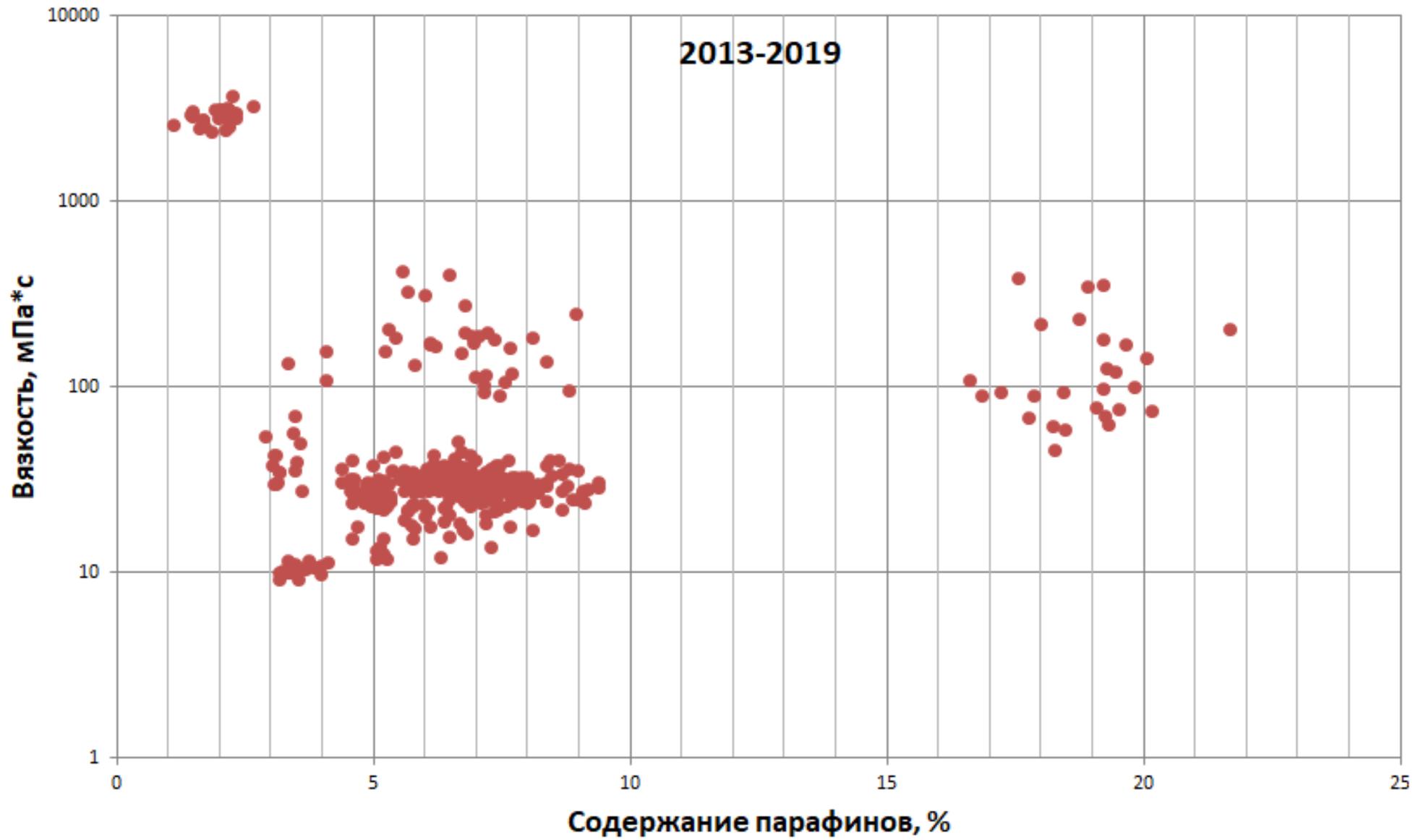


Рисунок 4 – Связь динамической вязкости при 20 °С и процентного содержания парафинов для нефтей, перекачиваемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

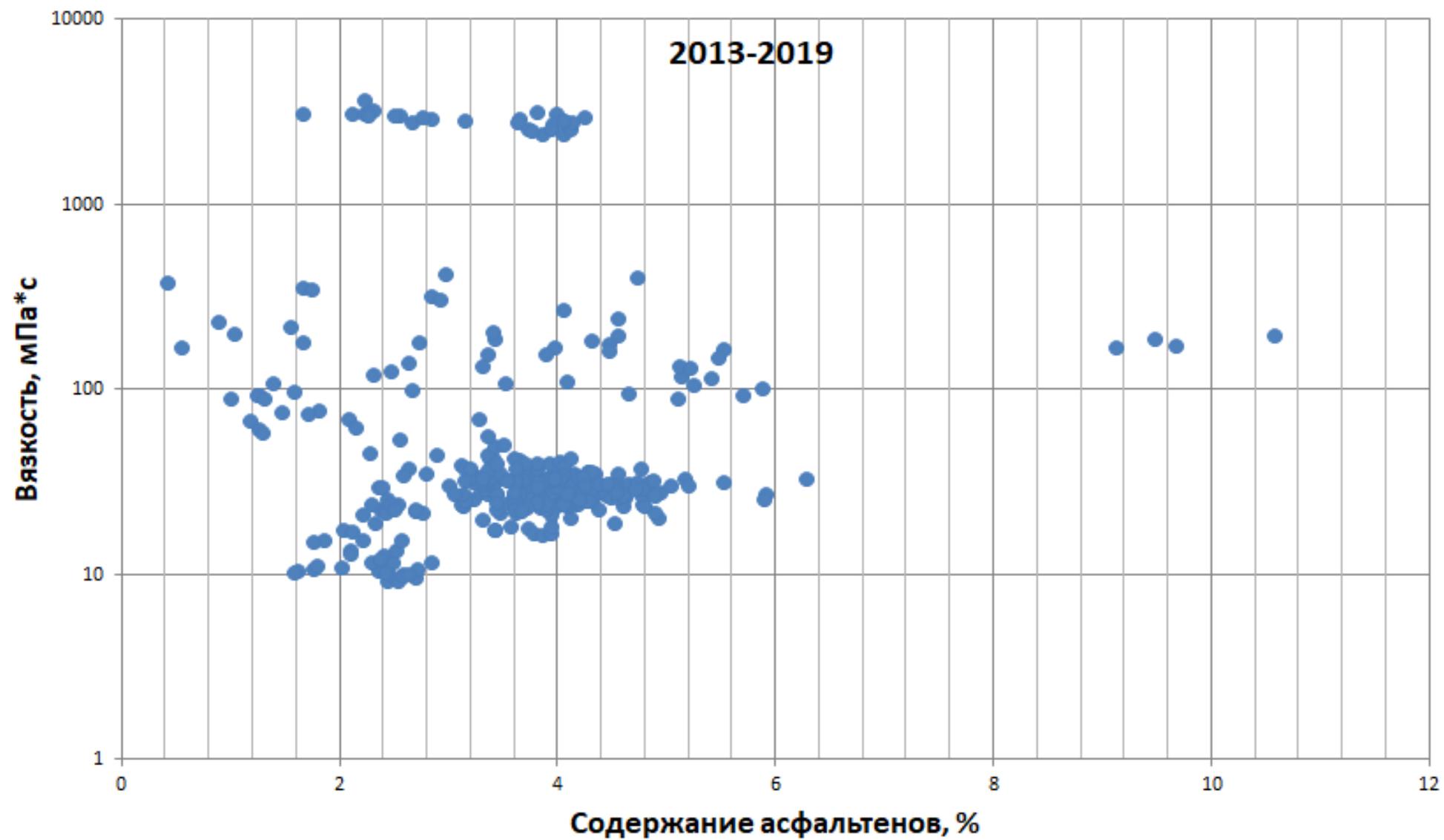


Рисунок 5 – Связь динамической вязкости при 20 °С и процентного содержания асфальтенов для нефтей, перекачиваемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

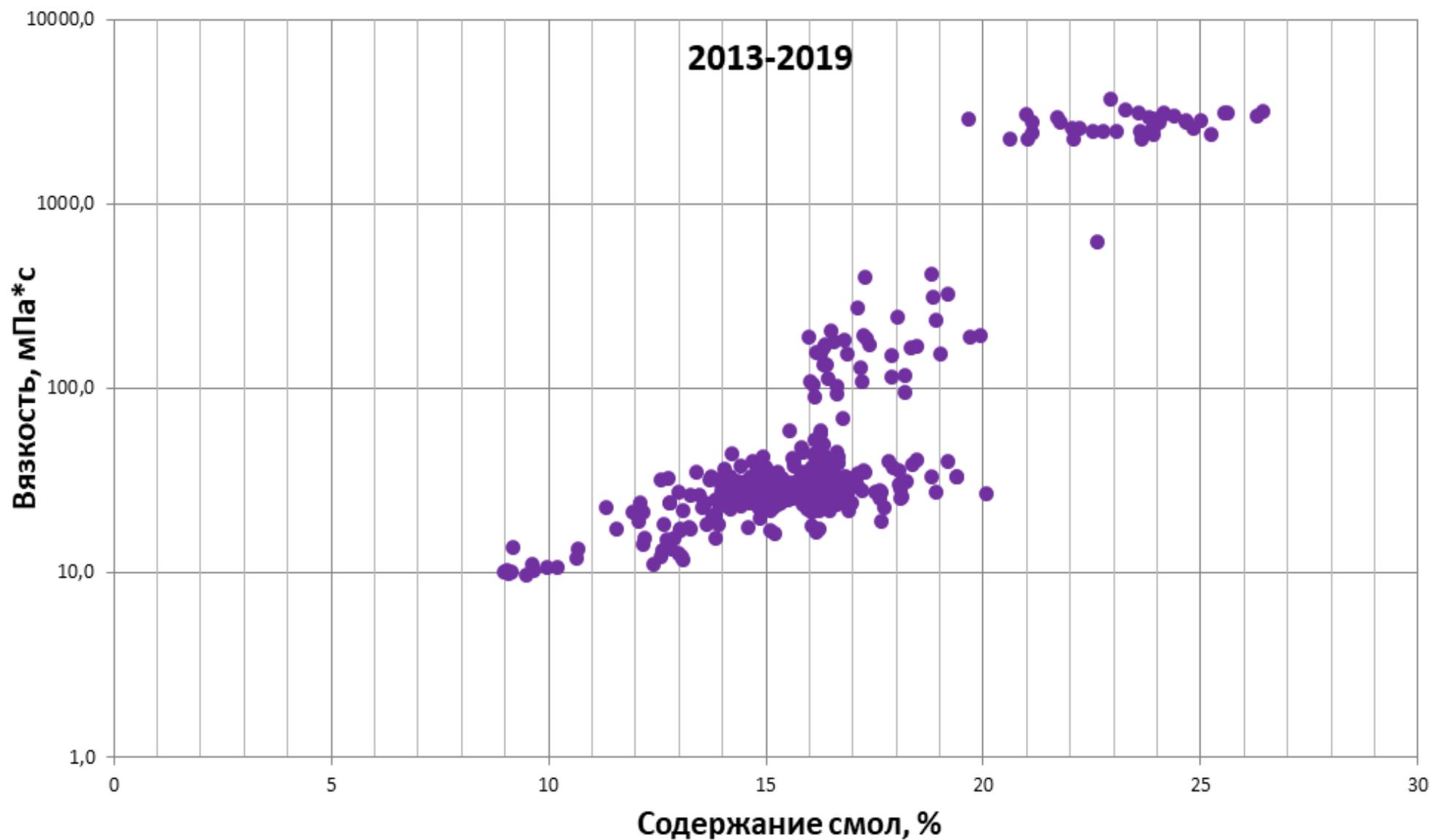


Рисунок 6 - Связь динамической вязкости при 20 °С и процентного содержания смол для нефтей, перекачиваемых по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

Библиографический список:

1. Некучаев В. О. Реология аномальных нефтей и водонефтяных эмульсий: учебное пособие / В. О. Некучаев, А. В. Тарсин. – Ухта : УГТУ, 2024. – 142 с.
2. Malkin A.Y. Oil as an Object of Rheology (Review) // Petroleum Chemistry. - 2019. - Т. 59. - №10. - С. 1092-1107.

УДК 621.791

Сварочные процессы, используемые при строительстве наземного трубопровода API 5L X65 диаметром 26 дюймов в рамках проекта нефтепровода White Oil Pipeline в Пакистане

Хан К.¹, Борисова О. В.²

1 – Пакнефтегаз, г. Исламабад, Пакистан

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. Целью данного исследования является изучение сварочных процессов, применяемых при строительстве трубопровода протяженностью 786 километров под руководством China Petroleum Engineering and Construction Corporation. В статье рассматриваются процесс сварки и метод сварки, применяемые местными пакистанскими сварщиками. Предлагается правильный выбор направления сварки и положения сварки для различных толщин стенок трубопровода диаметром 26 дюймов. Для сварки трубопровода используется стандарт 1104 Американского института нефти (API).

Ключевые слова: кольцевая сварка, виды соединения труб, сварка труб 5G, вертикальная сварка, слой сварного шва.

Трубопровод White Oil играет важную роль в энергетической безопасности Пакистана. Его маршруты начинаются от портового города Карачи и заканчиваются недалеко от принадлежащего корпорации PARCO нефтеперерабатывающего завода Mid-Country в Махмудкоте, округ Музаффаргарх, провинция Пенджаб, Пакистан. Длина телескопического трубопровода API 5L диаметром 26 дюймов составляет 786 километров. Транспортируемым продуктом в трубопроводе является высокоскоростное дизельное топливо (HSD) [1]. Используется линейная труба спецификации API 5L [2]. Автор статьи работал над этим проектом.

В трубопроводе White Oil использовалась автоматическая дуговая сварка металлическим электродом (проволокой) под слоем флюса (SMAW). Он показан на рисунке 1. Дуговая сварка металлическим (плавящимся) электродом (SMAW) представляет собой процесс ручной дуговой сварки, в котором для выполнения сварки используется расходный электрод с флюсовым сердечником. Для образования дуги между электродом и соединяемыми металлами используется источник постоянного тока. Источник тока показан на рисунке 2.

Кольцевой сварной шов трубы API 5L Grade X65 диаметром 26 дюймов выполнялся пакистанскими рабочими под руководством китайской нефтяной инженерно-строительной корпорации.

Тип сварки, который используется для соединения двух труб, называется кольцевым сварным швом. Окружность трубопровода диаметром 26 дюймов показана на рисунке 3. Стрелка на рисунке 4 указывает на кольцевой сварной шов трубопровода диаметром 26 дюймов.

Существуют различные типы сварных соединений. В данном случае применялся тип, известный как стыковое соединение, для соединения трубопровода диаметром 26 дюймов. При стыковой сварке торец трубы диаметром 26 дюймов приваривается к другому в той же плоскости по окружности. Были использованы приведенные далее толщины стенок труб, поскольку трубопровод диаметром 26 дюймов является телескопическим: 6.4 мм, 7.1 мм, 7.9 мм, 8.7 мм, 9.5 мм, 10.3 мм.

Минимальное расстояние между торцами свариваемых труб называется корневым зазором. Зазор оставляется с целью обеспечить полное проплавление на всю глубину кольцевого шва трубы при дуговой сварке металлическим электродом в защитной атмосфере. В проекте трубопровода White Oil корневой зазор был небольшим из-за малой толщины стенок труб. В проекте трубопровода White Oil использовались V-образные кромки для стыковых соединений трубопроводов. J-образная кромка чаще встречается для труб с большой толщиной стенки.



Рисунок 1 – Сварка металлическим электродом в защитной атмосфере



Рисунок 2 – Источник питания для сварки постоянным током



Рисунок 3 – Окружность трубопровода



Рисунок 4 – Кольцевой сварной шов

Соединение металлов под разными углами известно как сварочные позиции. Сварщики чаще всего используют пять сварочных позиций: плоскую, горизонтальную, вертикальную, потолочную и наклонную. Упомянутые ниже четыре сварочные позиции используются в технологических трубопроводах и трубопроводной промышленности: горизонтальная прокатная сварка — 1G, вертикальная сварка труб — 2G, горизонтальная фиксированная сварка — 5G, наклонное положение — 6G. Эти положения сварки труб утверждены Американским обществом по сварке (AWI).

Учитывая параметры и объемы строительства, и большой диаметр трубопровода (26 дюймов), в проекте трубопровода White Oil выбрано положение сварки трубы 5G. Труба не может свободно вращаться в положении 5G, а устанавливается горизонтально, как мы видим на рисунках 1 и 4 выше. Таким образом, пакистанские сварщики перемещались по всей окружности трубы, т. е. через все положения сварки. Все положения сварки были выполнены в положении сварки 5G посредством поддержания длины дуги электрода и скорости перемещения.

При сварке трубы API 5L Grade X65 диаметром 26 дюймов было применено четыре сварочных прохода. Однократный проход дуговой сварки защищенным металлическим электродом вдоль стыкового соединения трубы называется сварочным проходом.

- Корневой сварной проход: первый сварной шов, наложенный на сварное соединение при многопроходной сварке.

- Горячий сварной проход: эта техника помогает восстановить поверхность корневого прохода.

- Заполняющий горячий проход: он следует за горячим проходом и заполняет сварной шов трубы с V-образной кромкой.

- Лицевой проход: это последний проход сварного соединения трубы в трубопроводе. Этот проход обеспечивает защиту от загрязнения и окисления.

Ниже рассматриваются методы сварки металлических труб большей и меньшей толщины:

- (i) Вертикальная сварка на подъем — это метод сварки, при котором сварщик выполняет сварку снизу вверх. Этот метод обычно используется при сварке труб большей толщины.

- (ii) Метод вертикальной сварки на спуск использовался в проекте White Oil Pipeline. Сварка на спуск — это метод сварки, при котором сварка выполняется сверху вниз, позволяя сварочной ванне перемещаться сверху вниз. Этот метод часто используется при сварке более тонких металлов. Помимо прочего, он потребляет меньше энергии и подходит для недавно обученных сварщиков. Материал трубопровода API5L Grade X65 имеет более тонкие стенки труб, поэтому для проекта трубопровода White Oil Pipeline был выбран этот метод.

Сварные соединения трубопровода были испытаны в соответствии со стандартами API 1104. Образцы для испытаний были механически разрезаны, как указано ниже в местах на рисунке 5[3]. Для измерения качества сварного шва и других параметров проводились разрушающие испытания.

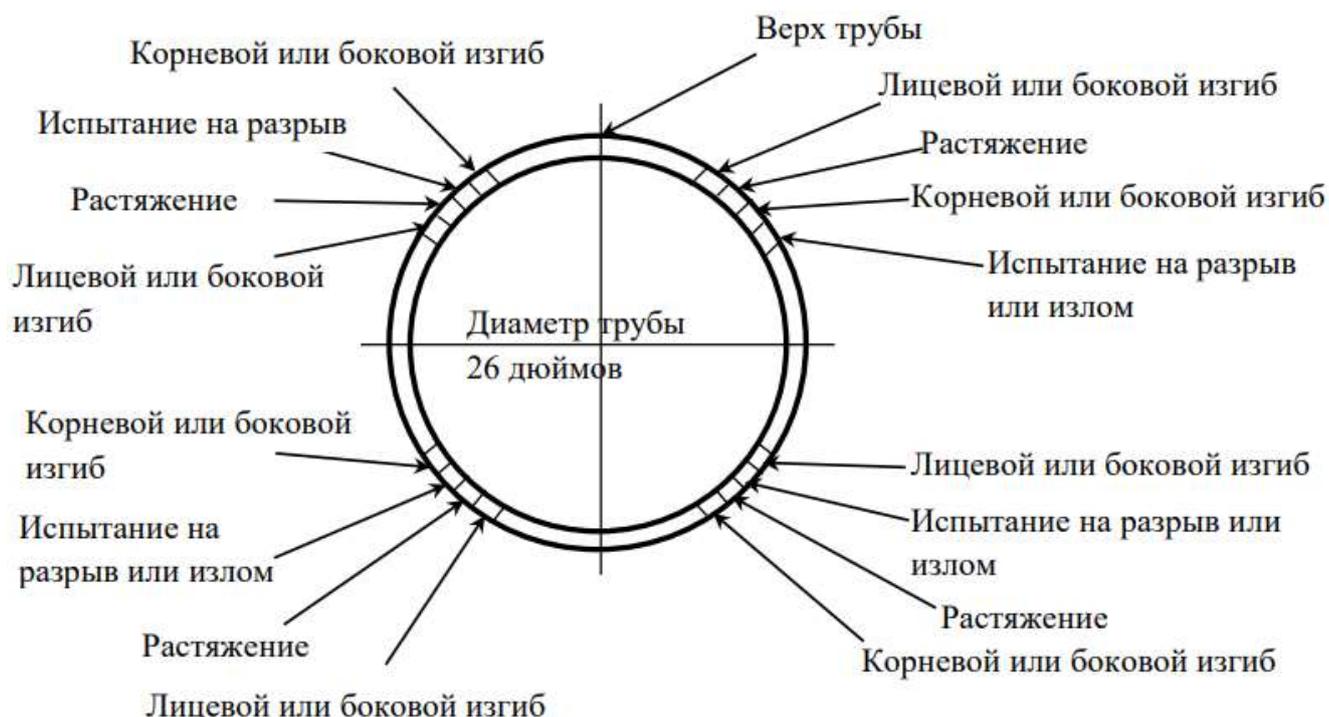


Рисунок 5 – Места разрезов испытательного образца согласно API 1104

Для испытаний сварных соединений трубопровода и обнаружения дефектов сварки была применена полевая радиография. Это неразрушающий метод контроля. Дефекты сварки влияют на целостность сварного соединения. К дефектам сварки относятся брызги, неполное проплавление, отсутствие сплавления, пористость и трещины. Местоположение, размер и тип дефекта сварки являются факторами для отклонения или принятия дефекта сварки.

Услуги, предлагаемые пакистанской и мировой трубопроводной отрасли и будущим специалистам:

Ухтинский государственный технический университет, Российская Федерация, и пакистанская компания «Пакнефтегаз» совместно могли бы оказывать профессиональные услуги в следующих областях:

- (i) Обучение сварке трубопроводов.
- (ii) Предоставление профессиональной рабочей силы для проектов строительства трубопроводов.
- (iii) Обучение методам разрушающего и неразрушающего контроля трубопроводов.
- (iv) Обучение дефектоскопии сварных соединений.
- (v) Разработка спецификаций сварочных процессов.
- (vi) Разработка документации по ремонту сварных швов.
- (vii) Обучение специалистов на кафедре проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов of Ухтинского государственного технического университета.

Библиографический список:

1. Pak-Arab pipeline company limited [Электронный ресурс]. -<https://papco.com.pk/white-oil-pipeline-system/key-project-information/>
2. API specification 5L [Электронный ресурс] . - <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.5l.2004.pdf>
3. API Standard 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities [Электронный ресурс] . - <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.1104.1999.pdf>

УДК 656.96

Альтернативный транспорт для труднопроходимой местности

Григорьев А. Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Одна из повседневных, актуальных проблем для работников из персонала обслуживающего линейную часть трубопровода нефтегазовой промышленности является преодоление различной болотных местностей, протяженной лесополосы, рельефных подъемов и спусков в тайге и тундре в различное время года.

В наше время данный рабочий персонал вынужден из-за таких погодных и топографических особенностей не редко добираться и преодолевать не малое расстояние до нужного пункта на трубопроводе, либо пешком, либо на не самом подходящем и удобном транспорте.

В качестве такого транспорта чаще всего применяется в данный момент на предприятии гусеничный вездеход.

Пример такого вездехода представлен на рисунке 1.

Такой вездеход имеет такие плюсы, как множество видов и выбора производства в России быстро и эффективное прохождение болотной неглубокой местности и сугробов, при этом имея значительный вес в качестве «багажа». Но также имеет ряд минусов таких, как, невозможность преодоления асфальта из-за гусениц, огромный собственный вес, необходимость в частом ремонте и малая вместительность пассажиров.

В данной работе предложен и выполнен анализ и описание альтернативного средства передвижения для подобных труднодоступных мест, подходящих для условия эксплуатации подобных предприятий.



Рисунок 1 – Пример стандартного гусеничного вездехода

В качестве иного варианта транспорта удовлетворяющим природным условиям окружающей местности, предложен следующий тип вездехода – вездеход «Архант».

Данный тип вездехода – это универсальная всесезонная техника, предназначенная для преодоления таких препятствий, как водных преград, болотистой местности, непроходимых мест, выход из воды на лед, также естественно подходит для асфальтированной дороги. Производное название такого транспорта – снегоболотоход.

Стандартная модель «Архант» представлена на рисунке 2 ниже.

Имеет снегоболотоход серии «Архант N» следующие основные характеристики:

- 1) Размер
 - Длина, мм 3984
 - Высота, мм 2816
 - Высота с кондиционером, мм 3014
 - Ширина, мм 2520
 - Клиренс, мм 600
- 2) Ходовые качества
 - Скорость на суше до 40 км/ч
 - Скорость на воде до 6 км/ч
- 3) Проходимость
 - Крутизна преод. подъема, градусов - 35
 - Преодолеваемые грунты - все
 - Высота преод. препятствия, см 100
 - Бортовой поворот
 - Тип ТС - снегоболотоход
- 4) Колеса
 - Колесная формула 4x4
 - Тип шин: бескамерные, сверхнизкое
 - Размер шин: 1800 x 640 x 635
- 5) Трансмиссия
 - Коробка передач:
 - 6-ступенчатая, механическая
- 6) Грузоподъемность
 - Грузоподъемность, кг 1000
 - Буксировка, кг до 2350

7) Вместимость

- Кабина, оборудованная ремнями безопасности - 2 чел.
- Дополнительно до 7 сидений
- Кунг, спальных мест на 2 чел.
- Пассажировместимость - до 9 чел.



Рисунок 2 – Бортоповоротный вездеход «Архант N»

Внутри же он имеет в отличие от гусеничного, наиболее удобный, вместительный, просторный и комфортабельный салон, для перевозки людей по дороге и бездорожью на дальние расстояния. Пример фото такого салона представлено на рисунке 3.



Рисунок 3 – Салон вездехода «Архант»

Такой вариант транспорта получил большое распространение среди сферы МЧС и поисково-спасательных операций, так как они эффективны для быстрой транспортировки людей. Они способны передвигаться по любому рельефу и поверхности. Лед, болото, снежные заносы, пески или полное бездорожье. Уникальные технологические особенности подвески и колес позволяют машине выходить из воды на лед или преодолевать метровые выступы. Также такие вездеходы, являясь амфибией, плывут, и с лёгкостью выходят из воды на лёд с полной загрузкой.

В тоже время его применяют в обеспечения добычи полезных ископаемых, нефтегазодобычи, строительных работ в заболоченных местностях, геологоразведке. В поисково-спасательных операциях, охраны государственной границы, исследовательских экспедициях, доставке грузов, медикаментов, питания в труднодоступные регионы. Для научных, исследовательских экспедиций. И для частных путешествий (охота, рыбалка, экстрим).

Главным и значительным удобным преимуществом перед гусеничным вездеходом архантом, является то, что такие гусеницы нельзя использовать при движении на заасфальтированных дорогах, так как сами гусеницы могут легко «ломать» и пробивать дорогу, оставляя следы, но и в тоже время сбивать и затуплять зубья гусениц, от чего сами они быстро приходят в негодность и требуют замены. Из-за этого в таких ситуациях на производстве, для пересечения дороги таким вездеходом, используют уклад на переезде через дорогу специальный настил, который может быть, как деревянным, так и металлическим. Также для перевозки самого такого перевозке на дорогах на дальние расстояния приходится использовать дополнительный транспорт – трал, который затем также используют его для выгрузки и загрузки вездехода с обочины дорог. Исходя из этого можно сделать вывод, что использование гусеничного вездехода является весьма неудобным и недостаточно эффективным с точки зрения времязатратности, так как требует привлечения для процесса перевозки, дополнительного транспорта, водителя и специальных средств.

На фоне предыдущего вездехода, архант же является наиболее быстрым и удобным вариантом для проворной и моментальной перевозки людей и необходимого оборудования по подходящей ему труднодоступной местности.

Раньше же такого рода вездеходы-амфибии на подобие арханта, выпускала украинская компания-производитель и экспортер ООО «Квадро Интернешнл» вездеходов SHERP или же Шерп, и являлась главным поставщиком «амфибий» распространенных, как в России, так и в странах СНГ. Но с 2022 года на замену им пришла российская компания «Архант», которая получила за столь короткое время большую популярность, среди универсальных техник для преодоления различных природных препятствий.

В плане экономики такой вездеход примерно равен цене стандартного гусеничного вездехода, что с точки зрения дополнительного капиталовложения является весьма целесообразным.

Если рассматривать крупные нефте- и газоперекачивающие компании, то у них в наличии и в избытке со времен СССР вездеходного – транспорта гусеничного типа, который используется для обхода и обслуживания магистрального трубопровода и объектов, располагающихся на линейной части. Но из-за новизны представленного транспортного средства, архант еще не обрел такой огромной популярности на предприятиях подобного рода, а особенно в северных регионах государства, в основном пока используют средней полосе.

В рамках исследований был выполнен и приведен анализ и описания дополнительной вариации транспортного средства – всепогодного вездехода, который является достойным современным решением для быстрой, удобной и мобильной транспортировки бригады рабочих и необходимого оборудования в экстренной ситуации и в плановой эксплуатации. К примеру, в болотных и лесных регионах крайнего севера нашей страны.

Библиографический список:

1. Архант [Электронный ресурс]. - <https://poehaliexpo.ru/tpost/d2n0ctb6d1-arhant> (17.10.2024).
2. Бортоповоротный вездеход «Архант N» [Электронный ресурс]. - <https://vezdehodru.ru/> (17.10.2024).
3. Как гусеничные трактора перебираются через асфальт [Электронный ресурс]. - https://dzen.ru/a/Xd_tQJUV7gCsnj14 (17.10.2024).

Изучение влияния ультразвуковых волн на реологические свойства нефти

Журба Е. Д., Шаммазов И. А.

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

Прокладка нефтепроводов в настоящее время ведется почти по всей территории России. Открываются новые запасы углеводородов, а вместе с ними требуется разработка новых технологий прокладки трубопроводов и транспорта нефти.

Одной из таких территорий является Крайний Север страны, где строительство в условиях вечномерзлых грунтов считается одним из сложнейших процессов, требующих знаний, точных расчетов, особых методов строительства, также следует четко соблюдать все этапы строительства с учетом климатических и геологических условий.

На сегодняшний день большая часть запасов углеводородов находится на территории Западной Сибири. Именно поэтому прокладка трубопроводов в этой части страны является наиболее востребованной задачей.

Но при этом существует ряд проблем, осложняющих не только процесс проектирования и последующего строительства трубопроводов, но и дальнейшего транспорта нефти, которые требуют скорейшего решения.

По прогнозам к 2030 году доля добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России может увеличиться до 80 – 85% от общего числа запасов. В связи с этим также вырастет и уровень затрат на добычу и последующий транспорт нефти с данных месторождений.

В настоящее время перед многими учеными стоит задача разработки научно обоснованного подхода к улучшению способов транспортировки нефти от промысла к существующим магистралям. Таким образом, задача повышения эффективности трубопроводного транспорта высоковязкой нефти напрямую зависит от решения задач в области гидравлического и теплового расчета, а также поиска новых способов снижения вязкости нефти.

Чаще всего для транспорта высоковязких нефтей используют такие методы, как ввод в транспортируемую нефть присадок и подогрев транспортирующего трубопровода, что эффективно помогает снизить уровень кристаллизации парафинов в транспортируемой нефти. Но данные методы имеют ряд существенных недостатков в виде их дороговизны и снижению качества нефти, а также невозможности использования в определенных условиях.

Одним из доказанных методов снижения вязкости является воздействие ультразвуковых волн на пробы нефти взятых с различных месторождений. Было доказано, что ультразвук действительно способен снижать вязкость нефти и повышать ее текучесть. Но в ходе многих лабораторных исследований возникла проблема определения точного диапазона, при котором воздействующие на нефть УЗ волны не только снижают вязкость, но и не начинают битумизировать экспериментальные образцы нефти.

В рамках данной статьи приводится обзор научных работ, патентов и статей, связанных с воздействием ультразвука на нефтяные системы.

Ультразвуковым излучением принято считать волны с частотой выше 20 кГц. Ранее учеными был выявлен факт их воздействия на реологические свойства нефти и нефтепродуктов. Такое явление можно объяснить тем, что ультразвуковые волны способны разрушать эмульсионные структуры (например, нефть-вода). При воздействии на нефть капли жидкости способны разрушаться это приводит к тому, что находящиеся в эмульсии жидкости разделяются, что облегчает их отделение друг от друга.

Однако, ультразвуковое излучение способно не только разрушать эмульсионные структуры, но и снижать вязкость нефти. Ультразвуковые волны при воздействии на нефть способны изменять внутреннее трение между ее молекулами, что и является причиной снижения вязкости нефти.

Проблема определения оптимального диапазона УЗ волн на снижения вязкости нефти стоит перед учеными уже не один десяток лет. К примеру, авторы патента [1] проведя эксперимент в целях изучения воздействия УЗ волн на вязкостные свойства нефти, полагают, что при погружении в нефть возбужденного монокристалла ниобата калия, наиболее эффективным диапазоном акустических частот для снижения вязкости нефти будет являться диапазон от 0 до 100 кГц.

В патенте [2] описан способ погружения в пробу нефти возбужденной пластины, состоящей из магнитомягкого материала. Диапазон действующего излучения был определен, как от 500 до 5000 Гц, что в несколько раз меньше, чем диапазон, предложенный в патенте [1]. Также в патенте [2] искомое значение вязкости нефти авторы предлагают определять по предложенному ими соотношению, выведенным опытным путем. Согласно представленными авторами результатами эксперимента, ультразвуковое воздействие на образец нефти посредством пластины из магнитомягкого материала действительно способно снизить вязкость.

При сравнении этих двух патентов можно заметить, что применение фоторефрактивных материалов в отличие от пластин, изготовленных из магнитомягких материалов, позволяет расширить диапазон действующего на нефть УЗ излучения. Таким образом, можно предположить, что использование фоторефрактивных материалов для воздействия УЗ волн при достижении снижения вязкости нефти является наиболее действенным.

В таблице 1 и таблице 2 для сравнения представлены диэлектрические сопротивления данных материалов.

Таблица 1 – Диэлектрическое сопротивление основных магнитомягких материалов

Материал	Основной состав	Диэлектрическое сопротивление
Техническое железо	Не более 0,2% примесей	~1,0·10 ⁻⁷
Чистое железо	Не более 0,05% примесей	
Кремнистое железо	96% Fe 4% Si	
Текстурированное кремнистое железо	96,7% Fe 3,3% Si	

Таблица 2 – Диэлектрическое сопротивление основных фоторефрактивных материалов

Материал	Основной состав	Диэлектрическое сопротивление
Ниобат калия	KNbO ₃	~10 ⁴
Ниобат лития	LiNbO ₃	
Титанат бария	BaTiO ₃	

К настоящему времени было проведено множество экспериментов, позволяющих оценить влияние на реологические свойства нефти, исключительно УЗ излучения. Так, например, в статье [8] авторами был проведен эксперимент, доказывающий факт снижения вязкостей жидкостей под влиянием на них ультразвукового воздействия. Авторами статьи был проведен и сравнительный анализ влияния на вязкость нефти термической и ультразвуковой обработки. В результате было проведено сравнение кривых изменения вязкости в зависимости от каждого из видов обработки.

Авторами статьи [11] также был проведен эксперимент по изучению воздействия ультразвукового излучения на реологические свойства нефтепродуктов. Для проведения эксперимента были выбраны такие продукты нефтепереработки, как керосин моторное масло. Третьим экспериментальным образцом являлась проба тяжелой нефти. Эксперимент проводился при различных температурах нагрева всех трех экспериментальных образцов в диапазоне от 27°С до 55°С.

Результат эксперимента показал, что вязкость каждого нефтепродукта, а также пробы высоковязкой нефти снижаются. Как было обозначено ранее, авторы статьи [11] определили, что ультразвуковое излучение способно снижать вязкость жидкости в комбинации с воздействием высоких температур гораздо эффективнее, чем по отдельности.

В работе [12] авторами проводилась УЗ обработка нефти с высоким содержанием асфальтенов и парафинов. В ходе эксперимента было выявлено, что вязкость нефти при обработке ее ультразвуком снижается, но при воздействии на нее волновым излучением в течение менее 30 минут не является результативным.

Также авторы статьи предполагают, что в данном случае снижение вязкостной характеристики нефти происходит в результате разрушения межмолекулярных связей.

Авторы статьи [10] провели эксперимент с целью определения вязкостно-температурных характеристик высокопарафинистой нефти. В ходе эксперимента проводилась обработка пробы нефти УЗ излучением с частотой в 24кГц и интенсивностью излучения 10 Вт/см². В результате было выявлено, что при обработке нефти УЗ излучением происходит изменение ее вязкости и напряжения сдвига, а также температуры застывания.

УЗ обработка нефти в данном случае привела к видимому снижению вязкости, но при этом авторами статьи было выявлено, что УЗ обработка может иметь, как положительный, так и отрицательный эффект. Время, при котором достигается наибольший положительный эффект равняется 30 секундам.

В статье [7] авторами был проведен эксперимент по определению эффективности УЗ излучения на высоковязкие нефти с семи месторождений (Верхне-Салатское, Фестивальное, Ацисай, Северо-Покурское, Крапивинское, Усинское, Альметьевское). Результаты эксперимента показали, что эффективность воздействия на нефть УЗ излучения зависит от состава нефти.

Также немногими авторами было изучено воздействие на нефть ультразвука совместно с некоторыми растворителями. В статье [3] для проведения эксперимента были отобраны три пробы тяжелой нефти. Тяжелая нефть, тяжелая нефть с C₁₀H₁₂, смешанная в массовом соотношении 3:1, и тяжелая нефть с C₁₀H₁₂ и (СН₂ОН)₂, смешанные в массовом соотношении 6:1:1. Производились замеры, объем каждого образца нефти составил 60 мл, также была измерена исходная вязкость образцов.

Далее каждый из образцов выдерживали при комнатной температуре (около 28 градусов), нагревали на водяной бане при 90 градусах.

После каждый из образцов облучали ультразвуком, частота и электрическая мощность преобразователя составляли примерно 18 кГц и 250 Вт соответственно. Ультразвуковой рупор был вставлен в центр каждого стакана и удерживался примерно на половину глубины образцов нефти. Образцы нефти были подвержены облучению в течении одной минуты с интервалом на охлаждение до 90 градусов. Подобное воздействие на образцы нефти продолжалось в течение шести и двенадцати минут.

После окончания воздействия на образцы нефти, была вновь измерена вязкость каждого образца. Результат показал, что вязкость образцов нефти после ультразвукового облучения снижалась при разных воздействующих на них температурах.

В представленных авторами статьи графических результатах эксперимента при воздействии на нагретый образец нефти без растворителя УЗ излучением вязкость экспериментального образца уменьшилась примерно на 20% (при воздействии УЗ излучением длиной в 6 минут)

Но при этом авторы статьи столкнулись и с обратным эффектом УЗ излучения. При воздействии на образцы в течение 12 минут наблюдался абсолютно противоположный эффект. Вязкость нефти достигла исходной, а в какой-то момент даже превысила исходную вязкость экспериментальных образцов нефти.

Эксперимент с образцами нефти, в которые были добавлены растворители C₁₀H₁₂ и (СН₂ОН)₂, также показал, что вязкость обоих образцов нефти уменьшалась независимо от того, подвергались ли они облучению в течение 6 или 12 минут. Образец нефти с добавлением в него того или иного растворителя, облученный ультразвуком в течение 6 минут, демонстрировал более быстрое снижение вязкости. При облучении этих же образцов в течении 12 минут наблюдалось увеличение вязкости, как и при облучении образца нефти без добавления в нее растворителей.

Также, исходя из представленных авторами результатов опыта, можно отметить, что время воздействия может привести к улетучиванию легких компонентов или закоксовыванию проб нефти, что неизбежно приведет к увеличению вязкости.

В статье [4] методика эксперимента заключалась в нагреве образцов нефти до определенных температур, с последующим добавлением химического реагента (растворителя) и УЗ облучением. В качестве химических реагентов (присадок) были использованы ксилол, гексан, газовый конденсат, бутилацетат и толуол.

Для эксперимента были отобраны образцы нефти с трех месторождений: Восточный Жетыбай, Ащисай, Кырыкмылтык. При мощности ультразвука 12 Вт/см^2 и временем облучения образцов нефти, в которые был введен растворитель, в 1 минуту результат оказался наиболее действенным. Вязкость образца нефти с месторождения Восточный Жетыбай снизилась на 44%, вязкость образца нефти с месторождения Ащисай снизилась на 42%, вязкость образца нефти с месторождения Кырыкмылтык не изменилась.

Опыт показал, что наибольшее снижение вязкости нефти можно достичь посредством комплексного влияния ультразвукового излучения и ксилола или бутилацетата.

Известен опыт изучения влияния на реологические свойства нефти комбинированного воздействия на него акриловых разбавителей и акустического воздействия. Данный опыт подобного применения акриловых присадок был описан в статье [5] и показал весьма впечатляющие результаты. Таким образом, авторы доказали, что совместное применение акустического воздействия и акриловых присадок может существенно снижать вязкость нефтей.

Авторы статьи [6] проводили исследование комплексного влияния УЗ волн и нефтяных смол на реологические свойства 6% раствора нефтяного парафина в декане. Для данного исследования были выбраны нефтяные смолы в связи с тем, что они являются природными регуляторами вязкости. В процессе исследования на образец нефтяного парафина с введенным в него определенным количеством смол производилось воздействие УЗ излучением с частотой $22 \pm 1,65 \text{ кГц}$.

После проведенного эксперимента было определено, что при подобном воздействии вязкость снижается при температуре, не превышающей 16°C , происходит снижение энергетических параметров системы.

Результаты проведенного авторами статьи опыта показали, что подобное воздействие на реологические свойства жидкости приводит к их изменению. Совместное воздействие нефтяных смол и ультразвукового излучения способно снижать вязкость нефти и нефтепродуктов.

Несмотря на существующие проблемы при обработке нефти УЗ излучением, ультразвук активно используется, как при добыче нефти, так и при ее транспортировке. Например, в статье [9] предложен метод разработки УЗ оборудования и технологии для интенсификации добычи нефти. Испытания данного оборудования проводились на Самотлорском месторождении в Западной Сибири. Результат испытания предложенного оборудования доказал его эффективность.

В настоящее время применение ультразвука при обработке высоковязких нефтей является перспективным, а также экономически выгодным, экологически безопасным методом. Технологии, содержащие в себе различные волновые методы, могут применяться, как самостоятельно, так и в комбинации с другими методами.

Обзор научной литературы, представленный в данной статье, показал, что в большинстве случаев интенсивность воздействия на нефть ультразвуковым излучением будет зависеть от ее состава и свойств (ее начальных реологических свойств).

Также эффективность воздействия УЗ излучения зависит от многих факторов. Например, эффективность воздействия на нефть УЗ излучения и нагрева или добавления присадок (нефтяных смол) будет гораздо выше, чем при воздействии на нефть исключительно УЗ волн.

Однако проблема определения оптимального диапазона УЗ воздействия на реологические свойства нефти и нефтепродуктов остается нерешенным. Как показал проведенный анализ научной литературы, диапазон воздействия ультразвуковых волн зависит от начальных реологических свойств нефти или нефтепродукта. Поэтому, существует вероятность того, что в дальнейшем для нефти с каждого месторождения будет определен оптимальный диапазон воздействия УЗ излучения в зависимости от ее свойств.

Библиографический список:

1. В.Н. Гаврилов, А.А. Демин. Способ понижения вязкости промодулированным ультразвуком в условиях резонансных частот жидкости. Патент. 2017.
2. А.Г. Гумеров, Ф.А. Мамонов, В.Н. Чепурский и др. Способ определения вязкости нефти и нефтепродуктов при температуре застывания. Патент. 1997.

3. Shahla Alizadeh, Souvik Ta, Ajay K. Ray, Lakshminarayanan S. (2022). Determination of Density and Viscosity of Crude Oil Samples from FTIR Data using Multivariate Regression, Variable Selection and Classification / ScienceDirect. – 2022. – №55. – С. 845-850.
4. М.А. Ершов, М.С. Муллакаев, Д.А. Баранов. Снижение вязкости нефти с применением ультразвуковой обработки и химических реагентов // Институт общей и неорганической химии им. Н.С. Курнакова РАН. – 2011. – №4. – С.22-26.
5. М.С. Муллакаев, В.О. Абрамов, Д.Ф. Асылбаев, В.Г. Прачкин. Исследование комбинированного воздействия ультразвука и химических реагентов на реологические свойства нефти Боровского месторождения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ" 2013. – № 5. – С. 34-36.
6. А.В. Петухова, Т.В. Калинина, Г.И. Волкова. Влияние нефтяных смол и ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина в декане // Вестник Томского государственного университета. Химия. – 2012. – №1(64). – С. 250-253.
7. В.О. Абрамов, Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова, М.С. Муллакаев, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина. Ультразвуковая обработка нефтей для улучшения их вязкостно-температурных характеристик // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. – № 2. – С. 3-6.
8. М.В. Мехдизаде, В.О. Богопольски. Методы ультразвукового и теплового воздействия на высоковязкие нефти // Мировая наука. – 2022. – №12(69).
9. В.О. Абрамов, М.С. Муллакаев, В.М. Баязитов и др. Опыт применения ультразвукового воздействия для восстановления продуктивности нефтяных скважин Западной Сибири и Самарской области. Нефтепромысловое дело. – 2013. – №6. С. 26-31.
10. Р.В. Ануфриев, Г.И. Волкова. Влияние ультразвука на структурномеханические свойства нефтей и процесс осадкообразования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – №10. – С. 50-58.
11. Dollah, A., Rashid, Z.Z., Othman, N.H., et al. (2018). Effects of ultrasonic waves during waterflooding for enhanced oil recovery. International Journal of Engineering & Technology. – 2018. – №7. – С. 232-236.
12. Волкова, Г.И., Ануфриев, Р.В., Юдина, Н.В. (2016). Влияние ультразвуковой обработки на состав и свойства парафинистой высокосмолистой нефти // Нефтехимия. – 2016. – №56.

УДК 621.643.053

Оценка изгибных напряжений трубы на лабораторном стенде методом измерения углов наклона

Игнатик А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение

Совокупность действующих на трубопровод нагрузок формирует его напряжённо-деформированное состояние. Например, при воздействии поперечных сил в стенке трубы возникают изгибные напряжения. При эксплуатации магистральных трубопроводов следует отслеживать уровень напряжений для обоснованной оценки их прочности.

Определять напряжения конструкций позволяет тензометрия. Однако по большей части трубопроводы не оснащены тензометрическим оборудованием. Поэтому оценка напряжений от действующих нагрузок выполняется по известным математическим моделям (формулам) без непосредственного измерения напряжений или деформаций. Например, расчёт напряжений от действия внутреннего давления выполняется согласно формулам теории тонкостенной (или толстостенной) цилиндрической оболочки. Расчёт изгибных напряжений производят по формуле, приведённой в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Согласно этой формуле следует знать величину радиуса изгиба трубопровода, которая может быть найдена с помощью метода определения пространственного положения трубопровода в ходе геодезической съёмки. Вторая производная от функции положения трубопровода даёт функцию кривизны, а радиус изгиба – это величина, обратная кривизне.

В данной работе рассмотрим метод оценки изгибных напряжений трубопровода путём измерения углов наклона (метод инклинометрии). Описание инклинометрической технологии применительно к трубопроводному транспорту углеводородов можно найти в источниках [1–3].

Методы

Экспериментальная работа проведена на лабораторном стенде в лаборатории 4 «А» УГТУ (рисунок 1).



Рисунок 1 – Внешний вид лабораторного стенда

Стенд включает в себя трубу (наружный диаметр 325 мм, толщина стенки 8,5 мм, длина 2,5 м), расположенную в двух опорах. Для создания изгибающей (поперечной) нагрузки в вертикальной плоскости служит гидравлический домкрат. Для измерения уклона γ трубы при изгибе используется портативный цифровой прибор – инклинометр (рисунок 2). В экспериментах использовалось два таких прибора. Инклинометр имеет магнитные поверхности для надёжного крепления к объекту контроля. Для удобства выбрана техническая единица измерения уклона трубы – мм / м. Иными словами, измерялась величина тангенса угла наклона, умноженная на 1000.



Рисунок 2 – Два инклинометра, установленные на верхнюю и боковую образующие трубы

Для определения положения точки на трубе введём две координаты: 1) x – продольная координата; в середине трубы $x = 0$, влево от середины откладываются отрицательные значения x , вправо – положительные; 2) φ – угловая координата; верхняя образующая трубы имеет координату $\varphi = 0^\circ$, боковые $\varphi = 90^\circ$ и 270° , нижняя $\varphi = 180^\circ$. Этим двух координат x и φ достаточно для описания точного местоположения точки, находящейся на наружной поверхности трубы.

В данной работе исследуем напряжения на образующих трубопровода с угловыми координатами $\varphi = 0^\circ; 45^\circ; 90^\circ; 135^\circ; 180^\circ$. Инклинометры устанавливались на этих образующих трубы в зонах с продольными координатами $x = \pm 1,15; \pm 1,05; \pm 0,90; \pm 0,75; \pm 0,60; \pm 0,45; \pm 0,30; \pm 0,15; 0$ м (всего 17 зон на одной образующей). На трубу задавалась посредством домкрата изгибающая нагрузка, равная 92,2 кН. В каждой точке трубы с координатами ($x; \varphi$) выполнялось три серии измерений для дальнейшего определения среднего значения уклона Y трубы (в мм / м). Если поделить измеренную величину уклона Y на 1000, то получится величина тангенса угла наклона $\operatorname{tg}\alpha$, где α – угол наклона образующей трубы.

Для каждой исследуемой образующей трубы получили функцию вида « $\operatorname{tg}\alpha - x$ ». Представим её в виде полинома пятой степени

$$\operatorname{tg}\alpha = Ax^5 + Bx^4 + Cx^3 + Dx^2 + Ex + F, \quad (1)$$

где A, B, C, D, E, F – числовые коэффициенты.

Уравнение (1) и значения числовых коэффициентов можно получить в программе MS Excel.

Если проинтегрировать выражение (1), то получим функцию перемещения w точек образующей трубы в вертикальной плоскости

$$w = \frac{A}{6}x^6 + \frac{B}{5}x^5 + \frac{C}{4}x^4 + \frac{D}{3}x^3 + \frac{E}{2}x^2 + Fx + G, \quad (2)$$

где G – постоянная интегрирования.

Постоянная интегрирования G находится исходя из следующего граничного условия: перемещение в области неподвижной левой опоры ($x = -1,25$ м) равно нулю $w = 0$.

Взяв производную выражения (1), получим функцию кривизны K образующей трубы

$$K = 5Ax^4 + 4Bx^3 + 3Cx^2 + 2Dx + E. \quad (3)$$

Для расчёта изгибных продольных напряжений применяется формула

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{EDK}{2} = \frac{ED}{2R_{\text{изг}}}, \quad (4)$$

где E – модуль Юнга стали; D – наружный диаметр трубы; $R_{\text{изг}}$ – радиус изгиба трубы.

Формула (4) выводится в соответствии с теорией изгиба стержня. Согласно этой теории, напряжённое состояние конструкции является одноосным. По численным данным изгибных продольных напряжений можно судить об уровне напряжённого состояния трубы и её прочности.

Результаты

На рисунке 3 представлены экспериментально полученные графики зависимости тангенса угла наклона $\operatorname{tg}\alpha$ трубы от продольной координаты x . Угол наклона положительный, когда образующая трубы поворачивается против хода часовой стрелки; угол наклона отрицательный, когда она поворачивается по ходу движения часовой стрелки.

Графики перемещений образующих трубы изображены на рисунке 4. Они построены согласно выражению (2). Наименьшие перемещения точек трубы наблюдаются на верхней образующей ($\varphi = 0^\circ$), наибольшие – на нижней ($\varphi = 180^\circ$). Максимум перемещений принадлежит области действия нагрузки от домкрата и составляет $w = 6,0$ мм.

Теперь представим эпюры изгибных напряжений, полученные при помощи выражений (3) и (4), – см. рисунок 5.

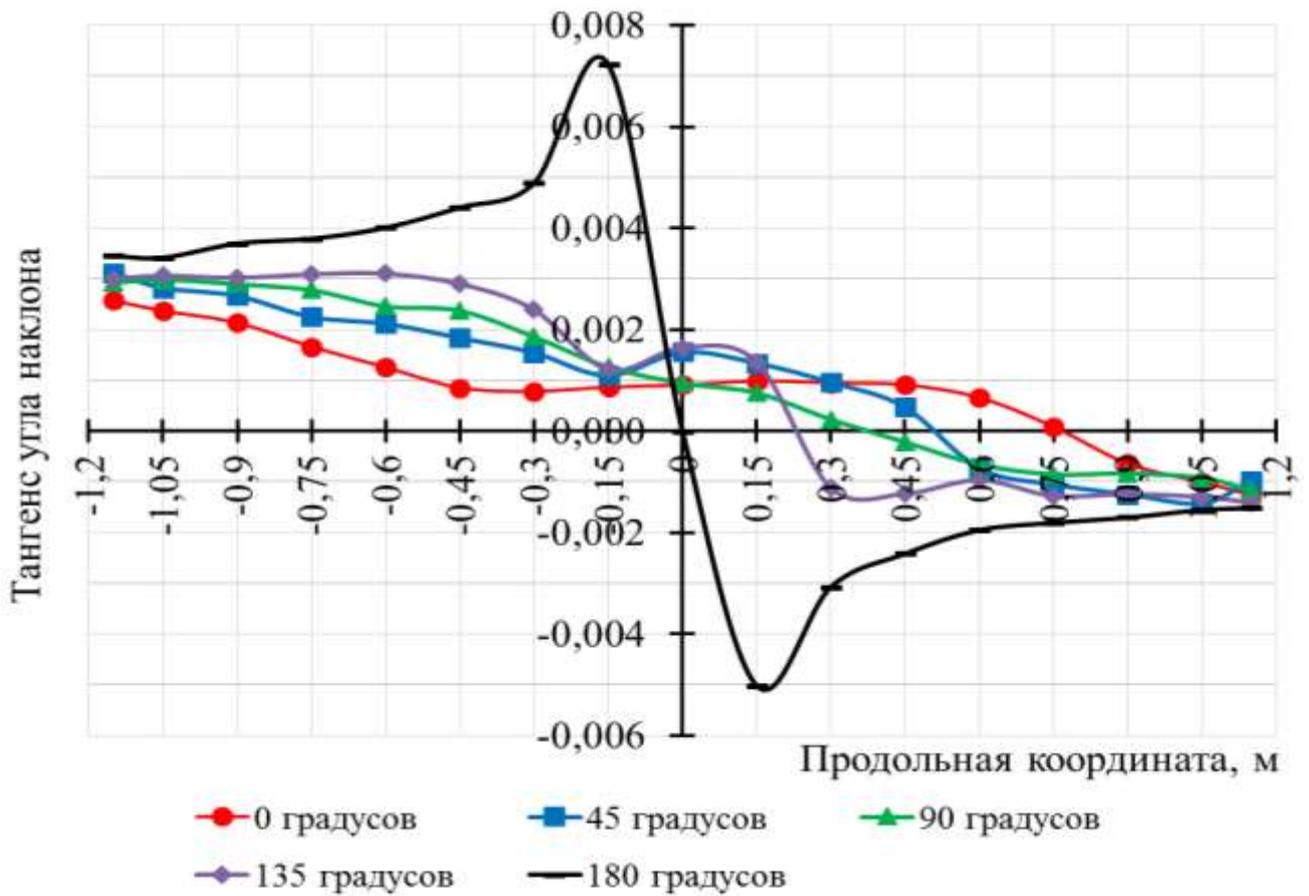


Рисунок 3 – Экспериментальные графики зависимости тангенса угла наклона tga образующих трубы ($\varphi = 0^\circ; 45^\circ; 90^\circ; 135^\circ; 180^\circ$) от продольной координаты x

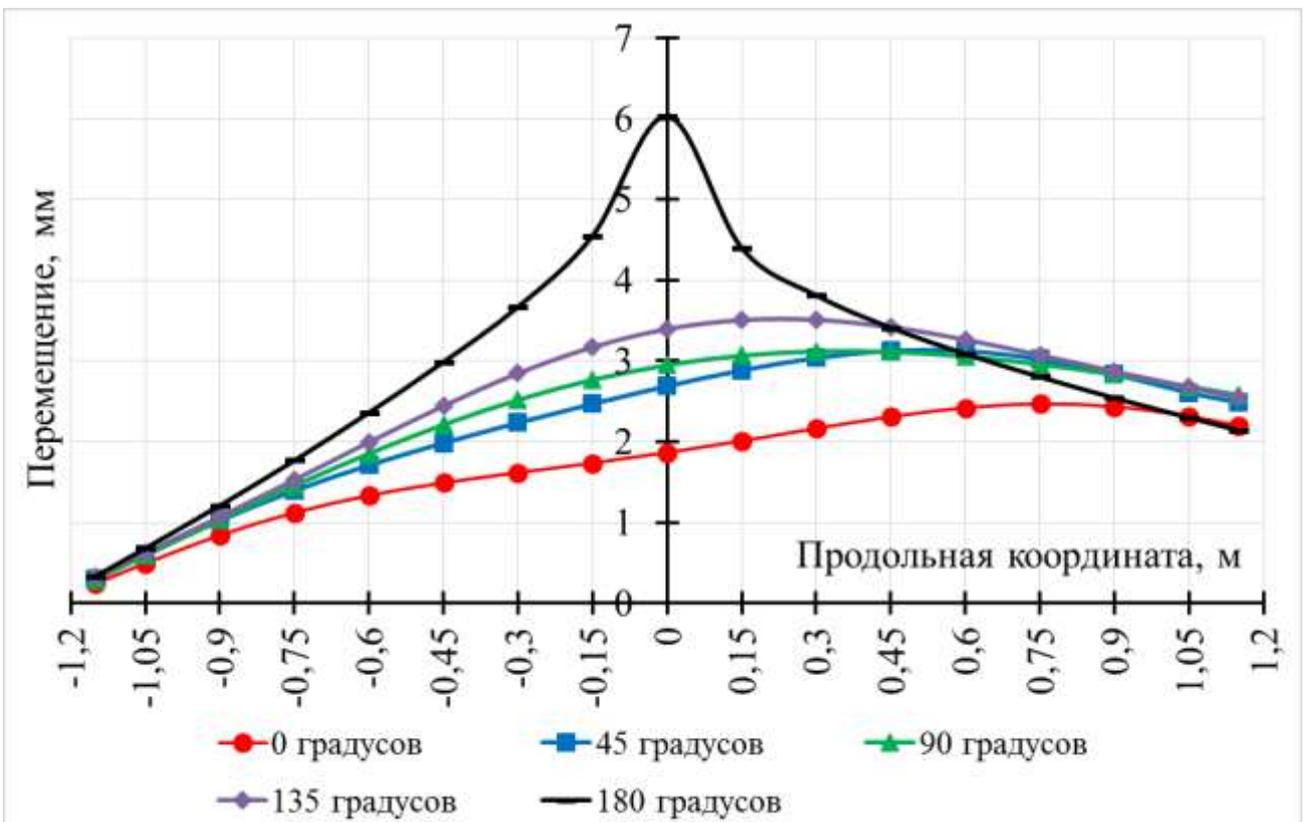


Рисунок 4 – Графики зависимости перемещения w образующих трубы ($\varphi = 0^\circ; 45^\circ; 90^\circ; 135^\circ; 180^\circ$) от продольной координаты x

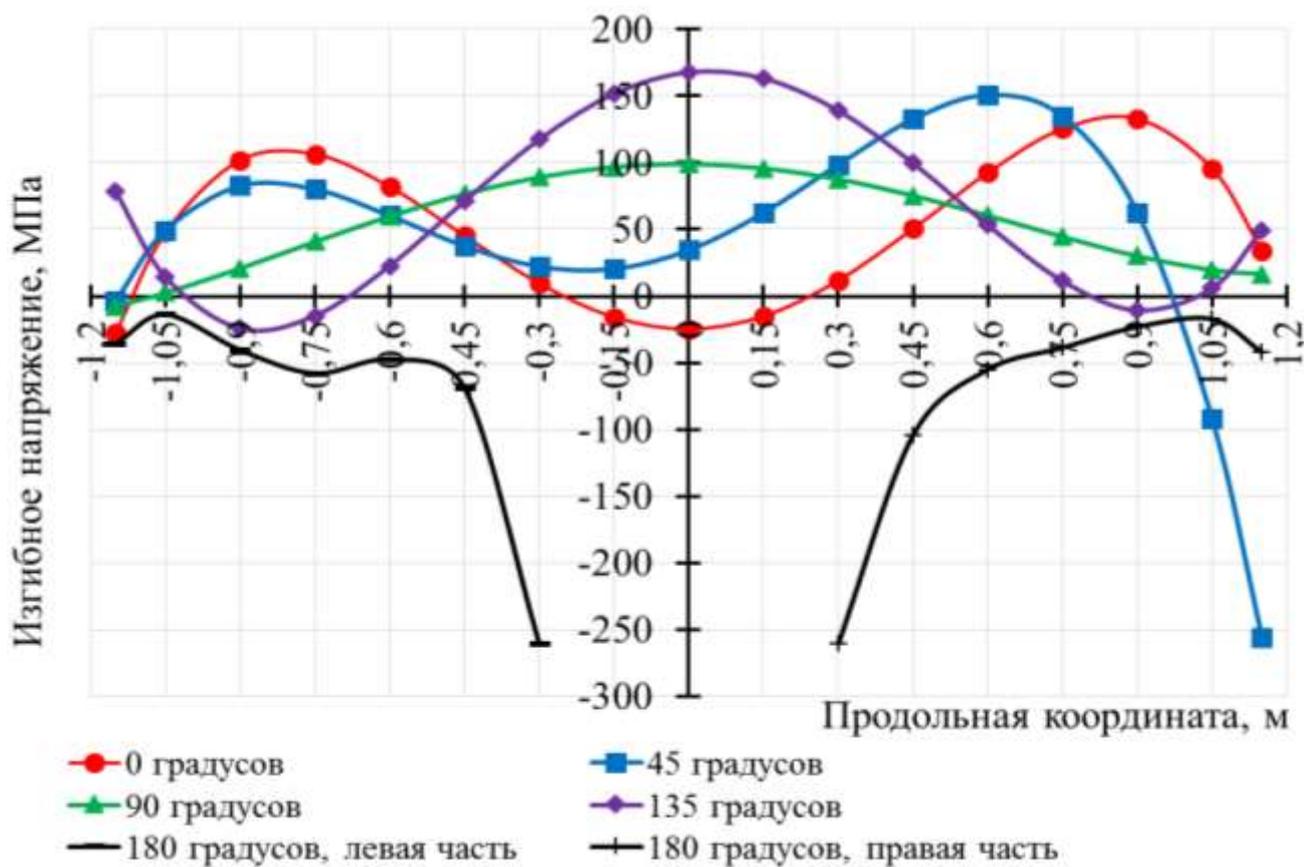


Рисунок 5 – Эпюры изгибных напряжений трубы

Из рисунка 5 делаем вывод, что максимальный уровень напряжений наблюдается на нижней образующей трубы в области действия нагрузки. Как показали вычисления, в зонах нижней образующей с продольными координатами $x = 0; \pm 0,15$ м материал трубы деформируется упругопластически (на рисунке 5 эти зоны не показаны). Во всех остальных областях трубы деформации упругие, поскольку изгибные напряжения не превышают предел текучести трубной стали, равный 327 МПа.

Максимум напряжений для образующих $\varphi = 90^\circ$ и 135° приходится на середину трубы; значения максимумов соответственно 98,99 МПа и 167,84 МПа. Для образующей $\varphi = 0^\circ$ наблюдается два максимума: в точках $x = -0,75$ м ($\sigma = 106,51$ МПа) и $x = +0,90$ м ($\sigma = 133,03$ МПа). Для образующей $\varphi = 45^\circ$ тоже два максимума напряжений: в точке $x = -0,90$ м ($\sigma = 82,65$ МПа) и $x = +0,60$ м ($\sigma = 150,87$ МПа).

Отрицательные значения напряжений указывают на зону сжатия. Положительные значения напряжений – на зону растяжения.

Выводы

1. Разработана методика оценки изгибных напряжений трубы посредством измерения углов наклона её образующих. Методика реализована на лабораторном стенде, включающем в себя трубу диаметра 325, длиной 2,5 м.

2. При помощи разработанной методики получены графики тангенса угла наклона, перемещений, изгибных напряжений образующих трубопровода. В области действия нагрузки на трубу деформации упругопластические, в остальных зонах – упругие. Максимальный уровень напряжений наблюдается на нижней образующей трубы, здесь же находится зона сжатия. Именно в данной зоне наиболее вероятно образование дефекта с разрушением.

Библиографический список:

1. Агиней Р. В., Шкутов И. В. Применение инклинометрии для оценки напряженно-деформированного состояния стенок труб нефтегазопроводов внутритрубными инспекционными приборами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 1. С. 161–176.

2. Шарафутдинов З. З., Урманчиев С. Ф., Капаев Р. А. Оценка готовности скважины к протаскиванию трубопровода при строительстве подводного перехода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 5. С. 470–478.
3. Игнатик А. А. Инклинометрические измерения в лабораторных условиях на трубопроводе для оценки его напряженно-деформированного состояния // Нефтяное хозяйство. 2022. № 4. С. 78–82.

УДК 621.644:004.032.26

Интерактивный тренажер для подготовки сотрудников к действиям в аварийных ситуациях

Низамов Н. И.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Анализ аварийных событий на промышленных объектах за последние 5 лет выявил, что более 30% инцидентов обусловлены ошибками персонала. В настоящее время обучение проводится с использованием схем и плакатов в учебных классах, что не развивает моторные и визуальные навыки для оперативного реагирования в аварийных ситуациях. В результате, в условиях реальной аварии неподготовленность персонала приводит к ошибочным действиям, усугубляющим последствия инцидентов. Основной задачей данной работы является повышение безопасности на промышленных объектах за счёт снижения количества аварий, вызванных ошибками персонала, и улучшения их готовности к действиям в нештатных ситуациях.

Применение VR-симуляторов имеет ключевые преимущества, включая отсутствие необходимости остановки технологического объекта и создание реалистичных сценариев аварийных ситуаций, что помогает персоналу лучше понять действия в экстренных ситуациях. VR-технологии позволяют экономично создавать новые модели и сценарии, многократно повторять тренировки, что повышает компетентность и уверенность сотрудников.

Результатом проведенной работы является прототип VR-симулятора, разработанный в программном обеспечении Unigine SDK, предназначенном для разработки симуляторов и тренажеров, интерактивных 3D-приложений [1]. В основе VR-симулятора лежит сценарий противоаварийной тренировки «Утечка природного газа из циклонного пылеуловителя узла очистки газа» на компрессорной станции. В качестве базовой газодинамической модели пылеуловителя принята трехмерная диаграмма зависимости расхода газа от входного давления и перепада давления [2].



Рисунок 1 – Прототип VR-симулятора «Утечка природного газа из циклонного пылеуловителя узла очистки газа»

Разработанный прототип VR-симулятора включает два режима: обучающий и экзаменационный. В обучающем режиме осуществляется последовательное прохождение тренажера по заранее заданному сценарию с предоставлением необходимых подсказок. Экзаменационный режим, в свою очередь, предоставляет пользователю полную свободу действий, что позволяет анализировать результаты поведения персонала и выявлять несоответствия в их действиях.

Успешная разработка VR-симулятора для одного сценарного плана откроет возможности для создания остальных сценариев в нефтегазовой отрасли. Дальнейшее объединение сценариев в единый тренировочный комплекс позволит осуществлять обучение и оценку знаний персонала по всем производственным процессам и потенциальным нештатным ситуациям в данной сфере.

Библиографический список:

1. UNIGINE. О компании | UNIGINE. – Режим доступа: <https://unigine.com/ru/company/about/>.
2. Иванов Э.С., Гольянов А.И. Совершенствование процессов эксплуатации пылеуловителей на компрессорных станциях. – Уфа: ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «НИИ ТНН», 2024. – 30 с.

УДК 533.6.011.6

Использование трубы Леонтьева для повышения эффективности теплообмена в системах трубопроводного транспорта

Рудник Р. С., Матвеев А. Ф., Ковальногов В. Н.

Ульяновский государственный технический университет, г. Ульяновск, Россия

Аннотация. В статье рассматривается использование трубы Леонтьева для повышения теплообмена в системах трубопроводного транспорта газа. Труба, представляющая собой конструкцию с дозвуковыми и сверхзвуковыми каналами, обеспечивает температурную стратификацию, что способствует улучшению теплопередачи и снижению риска образования гидратов. Моделирование процессов основано на решении уравнений Навье-Стокса и теплопроводности, что позволяет оценить распределение температуры и давления в потоке газа. Результаты демонстрируют повышение энергоэффективности и снижение эксплуатационных затрат благодаря уменьшению необходимости в дополнительных системах обогрева и предотвращению гидратообразования.

Введение

Трубопроводный транспорт газа является ключевым элементом современной энергетической инфраструктуры, обеспечивающим доставку природного газа и других углеводородов на большие расстояния с минимальными потерями. Однако одним из существенных ограничений традиционных газопроводных систем является образование газовых гидратов — твёрдых кристаллических соединений, которые возникают при взаимодействии газа с водой при низких температурах и высоких давлениях [1]. Гидраты создают серьёзные эксплуатационные проблемы, такие как блокировка трубопроводов, что приводит к снижению эффективности транспортировки и аварийным ситуациям. Для предотвращения гидратообразования обычно применяются системы подогрева и химические ингибиторы, что увеличивает энергозатраты и сложность эксплуатации [2].

Одним из перспективных решений этой проблемы является использование трубы Леонтьева — конструкции, способной обеспечить стабильную температурную стратификацию газа и снизить вероятность образования гидратов за счёт повышения температуры потока в процессе его транспортировки. Труба Леонтьева представляет собой двухканальную систему, в которой газ движется с дозвуковой скоростью в наружном канале и с сверхзвуковой скоростью во внутреннем канале, что создаёт температурный градиент, повышающий теплообмен [3]. Разница в температурах торможения и восстановления на стенке трубы создаёт условия для эффективного теплового взаимодействия между потоками. Такой подход имеет значительный потенциал для повышения энергоэффективности и надёжности трубопроводных систем, особенно при транспортировке газа в условиях низких температур, характерных для арктических регионов и глубоководных трубопроводов [4].

Несмотря на высокую теоретическую эффективность, применение трубы Леонтьева в промышленных условиях требует более глубокого анализа процессов тепломассопереноса и газодинамики в таких системах. Традиционные модели теплообмена, используемые для оценки производительности трубопроводов, не всегда учитывают сложные эффекты, связанные с температурной стратификацией и сверхзвуковым течением газа [5]. В этой связи необходимо использовать аналитические методы решения уравнений Навье-Стокса и теплопроводности, которые позволяют более точно описать процессы теплообмена в газопроводах с применением трубы Леонтьева. Моделирование таких процессов представляет собой важный шаг в понимании и оптимизации данной технологии, что позволит снизить эксплуатационные затраты и повысить надёжность систем трубопроводного транспорта газа [6].

Таким образом, целью настоящего исследования является проведение аналитического моделирования процессов теплообмена в трубе Леонтьева для оценки её эффективности в условиях промышленной эксплуатации, а также выявление ключевых параметров, влияющих на температурную стратификацию и предотвращение гидратообразования в газопроводах.

Моделирование теплообмена в трубе Леонтьева с использованием аналитических решений

Моделирование процессов тепломассопереноса в трубе Леонтьева основано на аналитических решениях уравнений газодинамики и теплопередачи. Для описания динамики потока газа и его температурных изменений используются уравнения Навье-Стокса и теплопроводности. Эти уравнения позволяют учесть влияние различных параметров газа, таких как скорость и давление, на распределение температуры и процессы теплообмена внутри трубы.

Движение вязкого сжимаемого газа в трубе описывается системой уравнений Навье-Стокса. В одномерном стационарном случае для потока вдоль оси x уравнения принимают вид:

$$\frac{d}{dx}(\rho v) = 0, \quad (1)$$

$$\rho v \frac{dv}{dx} = -\frac{dp}{dx} + \mu \frac{d^2v}{dx^2}, \quad (2)$$

$$v \frac{dT}{dx} = \frac{k}{\rho c_p} \frac{d^2T}{dx^2} + \frac{\mu}{\rho c_p} \left(\frac{dv}{dx}\right)^2, \quad (3)$$

где ρ — плотность газа,

v — скорость,

p — давление,

T — температура,

μ — динамическая вязкость,

k — коэффициент теплопроводности,

ρc_p — удельная теплоёмкость при постоянном давлении.

Уравнение непрерывности $\frac{d}{dx}(\rho m) = 0$ отражает сохранение массы в потоке. Из этого следует, что массовый расход ρv постоянен вдоль трубы. Уравнение движения учитывает баланс сил, действующих на элемент газа: градиент давления и вязкие силы. Уравнение энергии описывает изменение температуры газа с учётом конвекции, теплопроводности и вязкого теплообразования.

Для упрощения анализа делаются следующие допущения:

1. Стационарный режим: все параметры потока не зависят от времени.
2. Одномерный поток: все величины зависят только от координаты x вдоль оси трубы.
3. Постоянные свойства газа: μ , k , c_p считаются неизменными вдоль трубы.
4. Пренебрежение диссипативными членами: вклад вязкого теплообразования в уравнении энергии мал и может быть опущен.

С учётом этих допущений, уравнение энергии упрощается до:

$$v \frac{dT}{dx} = \frac{k}{\rho c_p} \frac{d^2T}{dx^2}, \quad (4)$$

Это уравнение описывает баланс между конвективным и проводниковым переносом тепла. Для анализа введём число Пекле:

$$Pe = \frac{vL}{\alpha}, \quad (5)$$

где L — характерный размер (длина трубы), $\alpha = \frac{k}{\rho c_p}$ — температуропроводность газа. Число Пекле характеризует отношение конвективного переноса тепла к проводниковому. При больших Pe конвекция доминирует, при малых — теплопроводность.

Рассмотрим влияние скорости газа на распределение температуры. Увеличение скорости v приводит к росту числа Пекле, усиливая конвективный перенос тепла и уменьшая толщину теплового пограничного слоя. Это приводит к более равномерному распределению температуры по сечению трубы, но увеличивает градиент температуры вдоль трубы.

Давление газа влияет на плотность ρ через уравнение состояния идеального газа:

$$p = \rho RT, \quad (6)$$

где R — газовая постоянная. При увеличении давления при постоянной температуре плотность газа растёт, что влияет на конвективные и проводниковые свойства потока.

Особое внимание уделяется переходу между суб- и сверхзвуковыми потоками. В трубе Леонтьева возможно создание условий, при которых газ ускоряется до сверхзвуковых скоростей. Число Маха M характеризует отношение скорости газа к скорости звука a :

$$M = \frac{v}{a}, \quad (7)$$

$$a = \sqrt{\gamma RT}, \quad (8)$$

где γ — показатель адиабаты. Для анализа используется уравнение для изменения числа Маха вдоль трубы:

$$(1 - M^2) \frac{dv}{v} = \frac{dA}{A} + \frac{1}{\rho v} \frac{dp}{dx}, \quad (9)$$

где A — площадь поперечного сечения трубы. Это уравнение показывает, что для ускорения газа до сверхзвуковых скоростей необходимо сужение трубы (сопло Лавалья), и при этом градиенты давления и площади сечения влияют на динамику потока.

Геометрия трубы Леонтьева позволяет управлять распределением скорости и давления газа. Изменение площади сечения $A(x)$ влияет на скорость $v(x)$ и давление $p(x)$, что в свою очередь влияет на распределение температуры $T(x)$. При расширении трубы скорость газа уменьшается, давление и температура растут, что может способствовать стратификации температуры и предотвращению гидратообразования. При сужении трубы происходит обратный процесс.

Рисунок 1 демонстрирует различия в изменении температуры газа вдоль трубы Леонтьева при течении в дозвуковом и сверхзвуковом каналах. Как видно, в сверхзвуковом канале температура газа снижается быстрее по сравнению с дозвуковым каналом. Это связано с более интенсивным конвективным переносом тепла при высоких скоростях газа в сверхзвуковом канале.

Аналитические решения для распределения температуры могут быть получены при заданных граничных условиях. Например, для трубы с постоянной температурой стенки T_w и постоянной скоростью газа решение уравнения энергии имеет вид:

$$T(x) = T_w + (T_0 - T_w) e^{-\frac{vx}{a}}, \quad (10)$$

где T_0 — начальная температура газа при $x = 0$.

Это экспоненциальное распределение показывает, как температура газа стремится к температуре стенки по мере продвижения вдоль трубы.

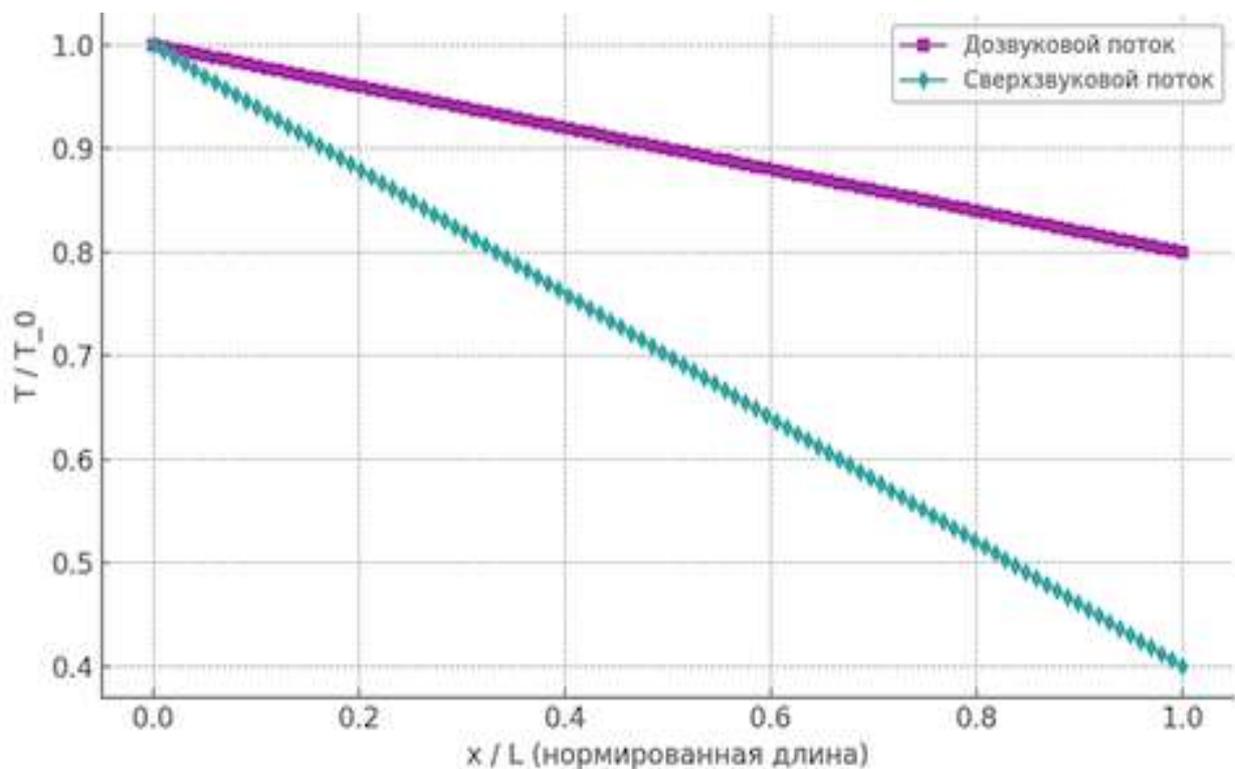


Рисунок 1 – Сравнение изменения температуры газа вдоль трубы Леонтьева

На рисунке 2 представлена зависимость коэффициента восстановления температуры вдоль нормированной длины трубы. Данный коэффициент отражает восстановление температуры газа в различных режимах течения. Видно, что в случае отрывного течения происходит значительное колебание коэффициента, что указывает на более интенсивные процессы конвекции и турбулентности вблизи стенок трубы, по сравнению с безотрывным течением. Эти данные позволяют сделать вывод, что использование отрывных режимов течения может способствовать улучшению теплообмена.

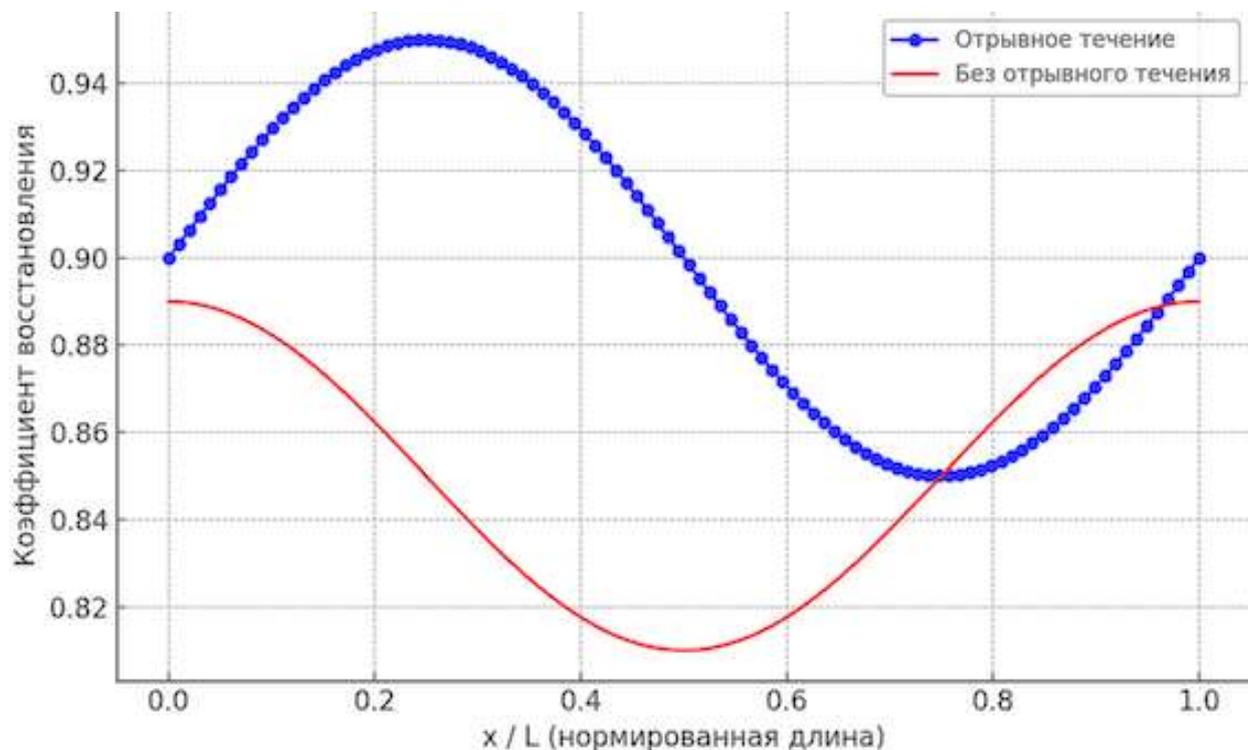


Рисунок 2 – Коэффициент восстановления температуры вдоль трубы Леонтьева

Таким образом, моделирование теплообмена в трубе Леонтьева с использованием аналитических решений предоставляет ценные инструменты для понимания и оптимизации процессов теплопередачи в системах трубопроводного транспорта. Учитывая влияние скорости, давления и геометрии трубы, можно разработать конструкции, обеспечивающие эффективный теплообмен и предотвращение нежелательных явлений, таких как гидратообразование.

Заключение

Проведённое исследование продемонстрировало эффективность использования трубы Леонтьева для повышения теплообмена в системах трубопроводного транспорта газа. На основе аналитических решений уравнений Навье-Стокса и теплопроводности были получены зависимости, описывающие влияние скорости газа, давления и геометрии трубы на распределение температуры и процессы теплопередачи внутри трубы.

Моделирование показало, что увеличение скорости газа приводит к росту числа Пекле, усиливая конвективный перенос тепла и способствуя более быстрому выравниванию температуры газа с температурой стенки трубы. Это существенно снижает риск образования газовых гидратов, поскольку предотвращает охлаждение газа до температур, при которых гидраты могут образовываться.

Анализ перехода между суб- и сверхзвуковыми потоками подтвердил, что геометрия трубы играет ключевую роль в управлении динамикой потока и распределением температуры. Использование сужающихся и расширяющихся участков трубы позволяет эффективно контролировать скорость газа и создавать благоприятные условия для теплообмена.

Практическое применение трубы Леонтьева в промышленных условиях может привести к значительному повышению энергоэффективности трубопроводных систем. Это достигается за счёт уменьшения необходимости в дополнительных системах обогрева и использования химических ингибиторов для предотвращения гидратообразования, что в свою очередь снижает эксплуатационные затраты и повышает надёжность транспортировки газа.

Результаты данного исследования могут быть использованы при проектировании и модернизации систем трубопроводного транспорта газа, особенно в условиях низких температур. Дальнейшие исследования в этой области рекомендуются направить на экспериментальную верификацию полученных аналитических моделей и изучение влияния турбулентности, фазовых переходов и других факторов, не учтённых в рамках сделанных допущений.

Таким образом, труба Леонтьева представляет собой перспективное техническое решение, способствующее улучшению процессов теплообмена в газопроводах и повышению их эксплуатационной эффективности.

Библиографический список:

1. Рудник Р.С., Матвеев А.Ф., Цветова Е.В. Повышение эффективности магистрального транспорта газа с помощью трубы Леонтьева // Транспорт и хранение углеводородов - 2023. – С. 50-54.
2. Ковальногов Н.Н. Выбор оптимальных параметров процесса газодинамической температурной егра-тификации в сверхзвуковом газовом потоке // Изв. вузов. Авиационная техника. 2010. № 3. С. 28-31.
3. Леонтьев А.И. Способ температурной стратификации газа и устройство для его осуществления (Труба Леонтьева). Патент на изобретение РФ № 2106581. Кл. МПК6: F25B9/02.10.03.1998.
4. Бурцев С.А. Исследование путей повышения эффективности газодинамического энергоразделения // Теплофизика высоких температур. — 2014. — Т. 52, № 1. — С. 14–21.
5. Попович С.С., Виноградов Ю.А., Стронгин М.М. Экспериментальное исследование возможности интенсификации теплообмена в устройстве безмашинного энергоразделения потоков // Вестник СГАУ. 2015. Т. 14. № 2. С. 159-169.
6. Цветова Е.В. Моделирование и исследование процесса газодинамической температурной стратификации для повышения эффективности редуцирования природного газа / Е.В. Цветова, В.Н. Ковальногов, Ю.А. Хахалев // Информатика, вычислительная техника и управление – 2021. – № 2. – С. 54-58.

К вопросу совершенствования подходов оценки эффективности работы магистральных нефтепроводов

Федоров П. В.

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

С момента возникновения системы магистрального трубопроводного транспорта нефти (далее-ТТН) - повышение эффективности работы МН было неотъемлемой целью ее развития. Начиная с простых показателей - уровня аварийности и объемов перекачки нефти, до перехода к более сложным - коэффициенту полезного действия МН, удельным затратам энергии, удельным стоимостным затратам, в отрасли ТТН ведется разработка способа оценки эффективности по одному или нескольким параметрам одновременно.

До определенного момента в системе ТТН незыблемым правилом оценки эффективности работы МН было удельное потребление электрической энергии, затрачиваемой на обеспечение единицы грузооборота - 1 тонну, перекачанную на 1 км. Данный подход был понятным и логичным до момента начала периода технического совершенствования технологии перекачки.

$$S_{эл} = (\sum_{i=1}^n c_э^i \cdot w_э^i) / G \rightarrow \min, \quad (1)$$

где $S_{эл}$ – затраты на электрическую энергию по двухставочному тарифу, руб.;

$c_э^i$ – стоимость электрической энергии на i -й НПС, руб./кВт·ч;

$w_э^i$ – потребляемая электрическая энергия на i -й НПС, кВт·ч;

G – грузооборот ТУ в час, т·км/ч; n – количество НПС, шт.

До 1966 года в отрасли ТТН единственным типом энергии, использовавшимся для перекачки нефти по МН, была электрическая энергия, однако после ввода в эксплуатацию нефтепровода «Узень-Шевченко» (Казахстан), на котором впервые в СССР были использованы пункты подогрева нефти (далее – ППН), электричество перестало быть «уникальным».

Уже на стадии проектирования возникал вопрос рациональности затрат на строительство ППН и дальнейшую их эксплуатацию. Поскольку в качестве топлива использовалась нефть, затраты на сжигание относительно недорогого для своего времени топлива не были принципиальным вопросом в оценке эффективности работы МН.

С 1990-х с развитием технологий перекачки с применением химических реагентов в виде дорогостоящих противотурбулентных присадок (далее - ПТП) эффективность существовавшего подхода оценки снижалась и могла приводить к завышению финансовых затрат, позволяя снижать количество потребляемой электрической энергии за счет увеличения концентраций ПТП.

Следует отметить работы, направленные на решения данного вопроса В. Г. Шухова, Л. С. Лейбензона, В. И. Черникина, В. С. Яблонского, Л. С. Абрамзона, И. А. Чарного, В. Е. Губина, В. Н. Степанюгина, Ю. В. Скрипникова, А. Г. Гумерова.

На сегодняшний день разработано множество подходов к оптимизации ТТН, используемые в них критерии оптимальности относятся к трем группам:

- гидродинамические - связанные с минимумом потерь на трение и максимальной производительностью трубопровода,

- технико-экономические- критерии минимальных энергетических и/или финансовыми затратами на перекачку нефти или с максимальной выгодой, получаемой от ее транспортировки;

- критерии надежности и безопасности, направленные на увеличение межремонтного периода и остаточного ресурса линейной части и оборудования, сокращение эксплуатационных затрат, обеспечение безопасности запуска нефтепровода после его продолжительной остановки.

Критерии второй группы являются производными от критериев первой группы и условно со направлены с ними, при этом, условия достижения оптимальности технологических режимов по критериям третьей группы чаще всего уводят целевые функции второй группы от экстремальных значений, то есть эти группы противопоставлены в явном виде.

Например, минимизация количества аварий и инцидентов – целевой критерий третьей группы, требует повышения качества и частоты выполнения диагностических работ на МТ, повышения температуры нагрева нефти на ППН для обеспечения более продолжительного времени безопасной остановки. Как результат рассмотренных действий удельные стоимостные затраты на перекачку будут расти, тем самым критерии второй группы останутся недостижимыми.

Кроме того, нужно учитывать немаловажный фактор- непостоянство загрузки системы ТТН. Оценивая необходимость мероприятий, направленных на повышение эффективности перекачки, таких как замена насосных агрегатов, роторов, электродвигателей, следует учитывать временной фактов, поскольку среднесрочная загрузка по трубопроводам (до 5 лет) может изменяться значительно (до 20-30%).

Примером такого рода изменения является перераспределение объемов перекачки по направлениям, а результатом - консервация параллельного МН. Таким образом, как не парадоксально, но на практике для достижения эффективности системы ТТН по технико-экономическим критериям, некоторые ее элементы могут работать и в неоптимальных условиях. Например, требование работы насосных агрегатов в зоне оптимальных $(0,8-1,1Q_{н})$, где КПД МНА максимально, не должно являться обязательным, поскольку вызовет рост затрат из-за увеличения потерь энергии на трение при росте производительности, а также рост цикличности работы МТ.

На сегодняшний день для определения оптимальных технологических режимов ТУ МТ все режимы должны анализироваться по критерию удельных стоимостных затрат на транспортировку нефти/нефтепродуктов на технологических режимах $C_{yд}$, руб./тыс. т·км:

$$C_{yд} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot F_i + \sum_{i=1}^n q_i \cdot F_{ПТП} + \sum_{i=1}^n q_{Ti} \cdot F_{Ti}}{G} \cdot 10^3 \rightarrow \min \quad (2)$$

где N_i – мощность работающих МНА на i -ой НПС, кВт;
 F_i – тариф на электроэнергию, приведенный к одноставочному, руб./кВт·ч;
 q_i – расход ПТП на i -ой НПС, кг/ч;
 $F_{ПТП}$ – стоимость ПТП, руб./кг;
 q_{Ti} – расход топлива на i -ом ППН, т/ч;
 F_{Ti} – стоимость топлива, используемого на ППН, руб./т;

За последнее время развитие методик расчета циклической загруженности ЛЧ позволило перейти к более дифференцированному методу ее определения – расчету посекционной приведенной циклической нагруженности. Определяя число циклов нагружения внутренним давлением за год с размахом 2,0 МПа, можно оценивать ресурс, рассчитанный для каждой секции трубопровода.

Под циклом нагружения понимается последовательность изменения нагрузки, которая заканчивается первоначальным состоянием и затем повторяется.

Возможность оптимизации работы МН по данному критерию требует выполнения отдельного исследования влияния переходных процессов на циклическое нагружение трубных секций и поиск методов его снижения. Для этого необходимо выполнение следующих этапов:

- идентификация алгоритмов запуска/остановки ПНА/МНА на ТУ МН [1], допустимая последовательность запуска/остановки МНА, требования к выдержке по времени между процессами остановки, требования к программам запуска ПНА /МНА по программам П1 и П2 (П1- на открытую агрегатную задвижку и П2- на открывающуюся), а также, применение рамповой функции) [2];

- идентификация алгоритмов и функциональных зависимостей изменения частоты электродвигателя (далее - ЭД) от времени наличия условий, реализованных в микропроцессорных средствах автоматики (далее - МПСА) НПС для запуска ЭД (использование: устройства плавного пуска -УПП, устройства безударного пуска высоковольтного двигателя – УБПВД, ЧРП);

- сбор технологических ограничений на работу насосного оборудования НПС;

- математическое моделирование переходного режима в ПК, расчёт циклического нагружения секций ЛЧ МТ и оптимизация циклического нагружения согласно выбранного критерия.

Сложность выполнения оптимизации специалистом, с учетом указанных процессов, требует автоматизации, т.е. разработки отдельного программного средства для расчетов циклического нагружения согласно выбранных параметров перехода.

В общем случае задачу по оптимизации цикличности работы ТУ МН можно сформулировать так:

- планирование работы ТУ МН на месяц с минимальным количеством переходом между режимами для обеспечения выполнения плана перекачки и ремонтных работ;
- осуществление перехода между технологическими режимами с минимальным приростом цикличности нагружения.

Несмотря на то, что в регламенте [1] есть требование о том, что технолог при формировании сводного плана вывода в ремонт основного оборудования НПС и ремонтных работ на ЛЧ МТ руководствуется возможностью совмещения ремонтных работ с целью оптимизации технологического процесса транспортировки нефти/нефтепродукта, но в части снижения цикличности МТ и количества пусков ПНА/МНА, оно ограничивает кол-во переходов и не определяет их «качество». Данное требование базируется на гипотезе, что исключение нецелесообразного перехода даёт многократно больший эффект снижения фактической цикличности (далее - ФЦ) даже по сравнению с оптимизированным переходом.

Под «качеством» перехода подразумевается его вклад в прирост цикличности относительно других возможных переходов. Поскольку единственным документом, обеспечивающим единообразие выполнения диспетчером перехода, является карта переходных режимов (далее - КНР) работы ТУ МТ, для оптимизации переходом – минимизации ФЦ потребуется внести в нее уточняющие параметры (тип программы запуска П1/П2, применение рамповой функции». Действующие КНР включают в себя порядок включения/отключения НА с указанием номеров, пускаемых/останавливаемых НА, технологических переключений, значений давления и времени запуска, в течение которого достигается указанное давление.

Выводы:

1. Повышение эффективности работы МН и рост уровня безопасности произошло благодаря развитию системы автоматизации и телемеханизации процессов перекачки, а также повышению сложности алгоритмов защиты МН.

2. Разнообразие подходов к оценке эффективности работы МН усложняет выбор критериев оптимизации и процесс оптимального планирования.

3. Введение, в качестве дополнительного критерия, минимизации циклического нагружения потребует дополнительных исследований для разработки классификатора переходных режимов, устанавливающего связь между алгоритмами перехода (типом программы запуска, времени между запусками/остановками НА и пр.) и фактической цикличности нагружений, а также доработки нормативных документов и регламентных форм карт переходных режимов.

Библиографический список:

1, 2 Нормативные документы ПАО «Транснефть»

УДК 621.791

Исследование технологии лазерной сварки кольцевых соединений узлов технологической обвязки НПС

Лебедь А. Д., Терентьева М. В., Шакирзянов П. Г.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В данной работе представлены современные подходы к автоматической сварке технологических трубопроводов, с акцентом на возможность применения лазерной сварки в качестве альтернативы традиционной электродуговой сварке под слоем флюса.

Annotation. This paper presents modern approaches to automatic welding of technological pipelines, with an emphasis on the possibility of using laser welding as an alternative to traditional electric arc welding under a layer of flux.

Ключевые слова: лазерная сварка, электродуговая сварка, технологические трубопроводы.

Keywords: laser welding, electric arc welding, technological pipelines.

Как показывает опыт эксплуатации, традиционные технологии сварки не обеспечивают высокое качество сварных стыков, чему свидетельствует высокая распространенность дефектов трубопровода. Поэтому усовершенствование процесса сварки, улучшение качества сварного стыка, увеличение скорости сварочных работ и подбор доступного оборудования для проведения оперативного выполнения процесса сварки является актуальной задачей при ремонте технологического трубопровода. Целью данной работы является оценка возможности применения лазерной сварки технологических трубопроводов в качестве альтернативы автоматической электродуговой.

Актуальность выбранной темы сводится к выполнению требований Федеральных органов исполнительной власти по обеспечению высокого качества сварных швов на технологических трубопроводах опасных производственных объектов, что в свою очередь ведет к необходимости разработки новых технологий сварки и сварочного оборудования.

В анализе рассмотрим два вида автоматической сварки: электродуговую под флюсом, а также лазерную сварку.

Сварка под флюсом представляет собой процесс, при котором плавление и соединение металлов происходит под действием тепла дуги, горящей между концом подаваемой электродной проволоки и изделием под слоем флюса. Электродная проволока с катушки подается в зону дуги автоматом. Впереди автомата из бункера на изделие подается флюс, не использованный при сварке остаток которого пневматически отсасывается обратно. Расплавленная и затвердевшая часть флюса образует на шве толстую шлаковую корку.

Флюс насыпается слоем толщиной 50-60 мм, дуга утоплена в массе флюса и горит в жидкой среде расплавленного флюса, в газовом пузыре, образуемом газами и парами, непрерывно создаваемыми дугой.

Мощная закрытая флюсом дуга глубоко расплавляет основной металл, позволяет уменьшить разделку кромок под сварку. Снижается доля участия электродного металла в образовании шва, в среднем наплавленный металл образуется на 2/3 за счет расплавления основного металла и лишь на 1/3 за счет электродного металла.

Главное преимущество сварки под флюсом составляет возможность существенного увеличения силы сварочного тока. Заключение дуги в газовый пузырь со стенками из жидкого флюса практически сводит к нулю потери металла на угар и разбрызгивание, суммарная величина которых, не превышает 2% от веса расплавленного электродного металла. Автоматическая сварка под флюсом применяется преимущественно для получения продольных швов на толстостенных трубах.

Лазерная сварка является современным и эффективным способом соединения металлических материалов. Специфику лазерной сварки составляют чрезвычайно высокие скорости нагрева и охлаждения в узкой зоне локального взаимодействия лазерного луча и свариваемого металла.

Принцип действия лазерной сварки сводится к тому, что лазерное излучение направляют в фокус, где из него создается пучок, который и попадает на свариваемые детали. Пучок попадает внутрь металла, поглощается им, нагревает металл, вследствие чего происходит плавка и возникает сварочный шов. Лазерно-дуговая сварка решает многие проблемы соединения толстостенных труб среднего и большого диаметра, обеспечивает высокие механические свойства и получение благоприятных структур, как в шве, так и в переходной зоне, а также обеспечивает снижение вероятности образования горячих и холодных трещин.

Лазерным способом можно сварить соединения тех же типов, что и дуговой сваркой: стыковые, нахлесточные, по отбортованным кромкам, а также соединения принципиально новых видов, например, соединения элементов конструкций, расположенных на разной высоте прорезными швами.

С помощью ЛС можно производить сварку в труднодоступных местах и в узких разделках – щелях, можно также выполнять соединение обечаяек внедренным лучом через ребро жесткости.

На сегодняшний день существует ряд отечественных производителей, выпускающих продукцию с использованием лазерных технологий, способных осуществить полный комплекс работ: создать необходимую технологию, решающую поставленную производственную задачу, спроектировать и изготовить оборудование. Компании осуществляют работы по монтажу, шефмонтажу оборудования, гарантийному, пост гарантийному и сервисному обслуживанию оборудования. Так же компании осуществляют обучение и подготовку персонала заказчика.

Рассмотрим преимущества и недостатки рассматриваемых методов автоматической сварки.

Электродуговая сварка под флюсом:

Преимущества:

- 1) Простая и надежная технология.
- 2) Флюс намного дешевле инертного газа.
- 3) При сварке под слоем флюса можно повысить сварочный ток в 4-8 раз по сравнению со сваркой открытой дугой, сохранив при этом хорошее качество сварки при высокой производительности.

- 4) Заключение дуги в газовый пузырь со стенками из жидкого флюса практически сводит к нулю потери металла на угар и разбрызгивание, суммарная величина которых, не превышает 2% от веса расплавленного электродного металла.

Недостаток:

- 1) Флюс нужно ровно разложить, что требует высокой квалификации оператора сварочного поста.

Таблица 1 – Результаты расчетов режимов электродуговой и лазерной сварки

Шов	Скорость подачи проволоки, м/мин	Пиковый ток, А	Базовый ток, А	Скорость сварки, м/мин	Средняя величина сварочного тока, А	Оптимальное напряжение дуги, В
Автоматическая электродуговая сварка						
Корневой	1,33	220	25	0,108	140	26,4
Заполняющий	2,51	220	50	0,102	200	29,1
Облицовочной	1,64	220	50	0,084	160	27,3
Автоматическая лазерная сварка						
Корневой	3,16	270	25	0,287	190	29,13
Заполняющий	3,54	270	50	0,265	210	30,1
Облицовочной	3,32	270	50	0,113	200	29,61

Перейдем к лазерной сварке и рассмотрим её преимущества:

- 1) Технология ЛС позволяет увеличить производительность сварки в 5-8 раз по сравнению с электродуговой.

- 2) Снижаются остаточные напряжения в зоне сварного шва.

- 3) Снижается зона термического влияния на околошовную зону, что благоприятно влияет на сварку труб с внутренним покрытием.

- 4) При использовании гибридной лазерно-дуговой сварки благодаря подбору соответствующего состава порошковой проволоки можно значительно улучшить микроструктуру сварных швов на трубной стали. Процесс сварки при этом становится управляемым.

- 5) Возможность сварки встык без разделки кромок, минимальный расход электроэнергии, присадочной проволоки и защитных газов.

Недостаток:

- 1) Высокая стоимость оборудования

Во второй задаче исследования выполнены расчеты режимов работы электродуговой и лазерной сварки. По результатам расчетов сформирована таблица, из расчетов видно, что скорость сварки по лазерной технологии практически в 3 раза выше, чем по электродуговой.

Для решения задачи по моделированию напряженно-деформированного состояния участка технологического трубопровода построена модель в программе AutoCad, а после модель экспортирована в AnsysStudent. В исходных данных принята труба 530x16 мм с внутренним давлением 2,5 МПа. Для сравнения технологий сварки приняты электродуговая сварка CRC-Evans и лазерная сварка УПЛСТ. В модели построена сетка тела трубы с заданным размером единичной ячейки, а также дополнительная уточняющая сетка для тела сварного шва с более мелким размером ячейки. В модель приложены нагрузки от внутреннего давления, действия вышележащего слоя грунта для подземного исполнения и нагрузка от фиксированной опоры надземного исполнения трубы.

По результатам выполненного компьютерного моделирования видно, что значения напряжений в сварных соединениях, полученных лазерной сваркой больше, чем в электродуговой. Это может быть связано с тем, что размер сварного шва электродуговой сварки больше, чем лазерной. Однако отклонения небольшие и при обычных режимах работы не скажутся на надежности трубопровода.

Значения напряжений и деформаций в сечении сварного шва, выполненных 2 разными видами сварочных технологий, сведены в общую таблицу.

Таблица 2 – Распределение напряжений в поперечном сечении сварных соединений

Виды сварочных технологий	Величина напряжений и деформаций в сечении сварного шва по часовой ориентации											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Внутреннее давление												
Напряжения												
CRC-Evans	43,21	41,43	38,40	37,09	35,38	32,37	32,92	32,45	34,25	36,47	41,21	39,15
УПЛСТ	41,54	44,34	40,27	38,63	33,49	31,70	34,02	31,44	33,38	38,85	45,62	42,28
Деформации												
CRC-Evans	0,10	0,08	0,07	0,11	0,07	0,05	0,06	0,07	0,12	0,16	0,17	0,13
УПЛСТ	0,10	0,09	0,08	0,11	0,08	0,06	0,06	0,07	0,11	0,16	0,17	0,13

Трубопровод под землёй

Напряжения												
CRC-Evans	48,31	45,56	37,94	34,73	35,05	32,5	32,68	33,05	33,83	35,27	39,43	39,16
УПЛСТ	44,29	43,13	40,24	37,77	34,60	34,75	32,16	33,17	33,60	38,37	42,00	40,70
Деформации												
CRC-Evans	0,07	0,05	0,06	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,10	0,14	0,15	0,11
УПЛСТ	0,07	0,05	0,07	0,10	0,07	0,05	0,05	0,07	0,11	0,15	0,15	0,11

Трубопровод над землёй

Напряжения												
CRC-Evans	37,04	42,20	36,24	34,29	33,36	31,75	34,93	31,26	31,73	34,53	38,89	38,37
УПЛСТ	51,35	47,61	38,61	37,17	32,41	32,54	33,14	32,94	32,30	36,89	41,96	39,35
Деформации												
CRC-Evans	0,07	0,06	0,06	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,10	0,14	0,15	0,12
УПЛСТ	0,07	0,05	0,06	0,09	0,07	0,05	0,05	0,06	0,10	0,14	0,15	0,12

Подведем итоги: автоматическая лазерная сварка представляет собой перспективный и эффективный метод соединения технологических трубопроводов. Она обладает рядом значительных преимуществ, таких как высокая скорость сварки, небольшая зона термического влияния, что снижает риск деформации и улучшает механические свойства соединений. Кроме того, лазерная сварка обеспечивает высокую точность и качество шва, что критически важно для надежности технологических трубопроводов.

Несмотря на некоторые недостатки, такие как высокая стоимость оборудования и необходимость квалифицированного персонала, преимущества лазерной сварки делают её хорошим вариантом для современных технологий в области сварки трубопроводов. Таким образом, внедрение автоматической лазерной сварки может существенно повысить эффективность и долговечность технологических трубопроводов.

Библиографический список:

1. Гарашук В.П. Технологические характеристики лазерного пучка для резки и сварки // Автоматическая сварка. 2006, №11. С.38-40.
2. Григорьянц А.Г., Шиганов И.Н., Чирков А.М. Гибридные технологии лазерной сварки. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004. 52 с.
3. Лазерная сварка толстостенных сталей в потолочном положении / Е.М. Шамов [и др.] // Сварочное производство. 2018. № 9. С.23-28.
4. Патент №2548842 РФ Модуль лазерно-дуговой для орбитальной сварки неповоротных кольцевых стыков труб/ О.В. Величко, Г.А. Туричин, Я.Б. Певзнер, О.И. Гринин, А.В. Кузнецов, В.В. Осипов; заявл. 05.12.2013; опубл. 20.04.2015. Бюлл. №11.
5. Патент №2704874 Способ гибридной лазерной сварки с ультразвуковым воздействием и устройство для его осуществления /А.Н. Иванов, А.В. Воронцов, К.Н. Калашников, А.В. Дмитриев, В.Е. Рубцов, В.А. Бакшаев; заявл. 13.12.2018; опубл. 31.10.2019. Бюлл. №31.

УДК 622.692.482

Нечеткий решающий алгоритм в системах обнаружения утечек

Шмаков К. И.

«Газпромбанк» (Акционерное общество), г. Москва, Россия

Введение.

Трубопроводный транспорт является эффективным и наиболее безопасным способом транспортировки углеводородов. В РФ свыше 90% добываемых нефти и газа перекачиваются по трубопроводам. К сожалению, здесь, как и на других опасных производственных объектах, случаются аварии и утечки. Основные причины – износ и коррозия, брак строительно-монтажных работ, дефекты материала труб, ошибки персонала при производстве работ, а также внешние механические воздействия, в том числе несанкционированные врезки.

В РФ по оценкам Ростехнадзора за последние 10 лет ущерб от аварий на объектах магистрального транспорта нефти и газа составил около 2,7 млрд руб. В среднем ущерб от аварии составляет около 30 млн руб., а по крупным утечкам – сотни миллионов рублей [1]. Особняком стоит авария в мае 2020 г. в Норильске, когда произошла утечка из резервуара 21 тыс. тонн дизельного топлива, ущерб экологии был оценен в 146 млрд руб.

В США по данным управления по вопросам безопасности трубопроводного транспорта и опасных материалов (PHMSA – Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) с 2014 по 2023 гг. зафиксировано 2 941 значимых инцидента на объектах трубопроводного транспорта с общим ущербом более 6 млрд долл. Средний ущерб 2 млн долл., самая крупная авария в 2018 г. стоила 1;8 млрд долл. [2].

Системы обнаружения утечек (далее СОУ) призваны помочь диспетчерам, контролирующим работу трубопровода, в оперативном обнаружении утечки. Существуют различные методы обнаружения утечки, ни один из которых не является универсальным [1], [3], [4]. Реальные условия контроля всегда обусловлены спецификой объекта, наличием помех, условиями и режимом перекачки, чувствительностью средств измерений, характером утечки. Чем больше таких факторов оказывают влияние в моменте принятия решения об утечке, тем больше неопределенность и нечеткость, выше роль диспетчера, значение его опыта.

Исследование PHMSA, проведенное за период с 01.01.2010 по 30.06.2012 гг. [5], показало, что возможности СОУ ограничены. Были проанализированы данные 197 утечек нефти и нефтепродуктов на магистральных за указанный период. СОУ показали утечку лишь в

20% из 86 случаев, когда СОУ функционировали на объектах контроля. Системы SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) показали утечку в 28% из 152 случаев на объектах, где работала SCADA. Диспетчеры обнаружили утечку в 17% из 197 случаев. При исключении из выборки малых утечек менее 100 тонн результативность автоматики для больших утечек оказалась лучше: 61% для СОУ и 68% для SCADA, диспетчеры обнаружили утечку в 46% из 28 крупных утечек. Также анализ PHMSA показал, что в случаях, когда трубопровод был оборудован СОУ время реакции на утечку в среднем было в 2 раза меньше, чем без нее. Кроме того, автоматические системы обнаруживают утечку быстрее оператора: число событий, где СОУ/SCADA реагировали первыми, в 2,4 раза больше числа событий, когда первым реагировал диспетчер, а для крупных утечек соотношение составило уже 5,5 раз.

Таким образом, СОУ помогает реагировать быстрее на внештатное событие. Но, как видно, есть простор для их улучшения. Поскольку при принятии решения о наличии утечки часто возникает неопределенность, иногда противоречивость данных, целесообразно рассмотреть применение в СОУ нечетких логико-лингвистических алгоритмов, на базе экспертных оценок и правил, накопленном опыте [6]. При этом должен реализовываться принцип принятия решения на основании независимых алгоритмов, работающих на разных физических принципах, а также принцип их взаимного подтверждения и дополнения. Ниже рассмотрена одна из таких возможных реализаций.

Модель участка трубопровода.

Рассмотрим два алгоритма обнаружения утечки: алгоритм гидролокации [7] [8] и алгоритм материального баланса [9] на участке трубопровода (рисунок 1).

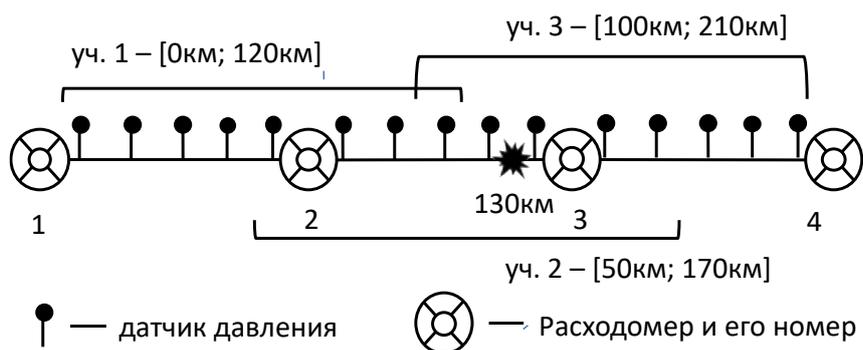


Рисунок 1 - Упрощенная схема участка трубопровода

Примем допущение, что утечка на рассматриваемом участке трубы может быть только одна, и пусть утечка располагается на участке между расходомерами «2» и «3». Из условия расположения утечки на участке «2-3» следует, что на парах расходомеров «2-3», «1-3», «2-4» и «1-4» будет наблюдаться дебаланс. Из условия единственности утечки следует, что на участках «1-2» и «3-4» дебаланс наблюдаться не должен.

По такому же принципу поступим и с алгоритмом гидролокации. В установившемся потоке напор с хорошей точностью представляет собой прямую линию [7]. Участки для контроля линии напора должны быть не слишком короткие, чтобы число датчиков давления позволяло достоверно оценить, имеет ли линия напора излом, и не слишком длинные, чтобы нестационарный процесс от возникновения утечки успел установиться. Учитывая особенность метода гидролокации хуже видеть утечки на концах, возьмем участки контроля как показано выше (рисунок 1).

Формирование базы правил алгоритма.

Введем правила нечеткого вывода для модели: материального баланса и гидролокаций.

Участок трубопровода – направленный граф. Ребра графа – это трубопроводы. Узлы графа определяют связи. Графом баланса G_{ij} будем называть односвязный подграф, все входы и выходы которого ограничены расходомерами, i, j – номера расходомеров. Минимальным графом баланса будем называть такой граф, который нельзя разбить. В рассматриваемом примере (рисунок 1) это графы G_{12} , G_{23} и G_{34} .

Можно сформулировать 4 правила балансов:

П¹: все графы баланса, содержащие ребро с утечкой, должны формировать положительный дебаланс, выходящий за пределы порога срабатывания;

П²: все графы баланса, не содержащие ребро с утечкой, должны формировать дебаланс в пределах порога срабатывания;

П³: отрицательный дебаланс, выходящий за пределы порога срабатывания, свидетельствует либо о наличии подкачки, либо об ошибке расходомеров;

П⁴: общий результат на каждом ребре должен учитывать результаты всех графов баланса на рассматриваемом участке.

Аналогично правила можно сформулировать и для метода гидролокации. Граф, у которого последовательность узлов (вершин) соединяется одним ребром, назовем графом пути. При этом в методе гидролокации примем, что:

П⁵: утечка должна подтверждаться по критерию расхода и критерию координаты.

Общий вывод П⁶: должен учитывать результаты методов балансов и гидролокации.

Решающее дерево и взвешенное голосование в методе материального баланса.

Введем лингвистическую переменную (**ЛП**) вероятность утечки с двумя значениями: высокая и низкая, которые обозначим как $P=1$ и $P=0$. Будем рассматривать z-образные функции принадлежности (**ФП**) высокой и низкой вероятности утечки. Обозначим **ФП** значению **ЛП** высокая вероятность как $\mu^{(P=1)}(\xi)$, где $\xi = \frac{\Delta Q}{\sigma_{\Delta Q}}$ - отношение дебаланса к его среднеквадратичному отклонению. Аналогично обозначим **ФП** для значения низкая вероятность как $\mu^{(P=0)}(\xi)$.

В работе [9] предлагается использовать правило трех сигм для определения порога срабатывания. В рамках нечеткого рассмотрения будем считать, что при $\xi \geq 3$ вероятность утечки высокая, при $\xi \leq 1$ вероятность утечки низкая, а если $1 < \xi < 3$, что-то среднее между ними. Рассмотрим в качестве функции принадлежности z-образные функции (рисунок 2).

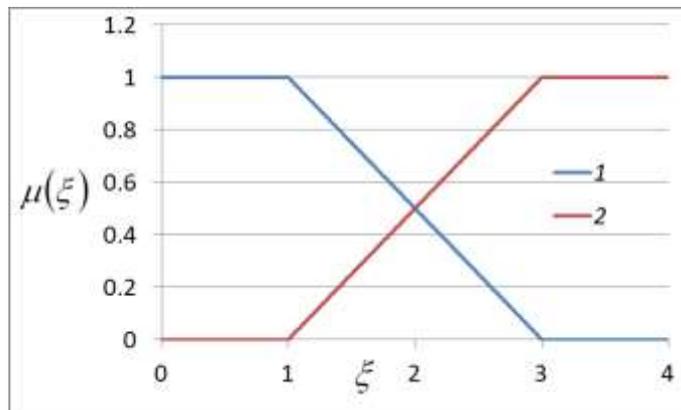


Рисунок 2 - Функции принадлежности: 1 - **ФП** $\mu^{(P=0)}(\xi)$, 2 - **ФП** $\mu^{(P=1)}(\xi)$.

Для отрицательных значений дебаланса, в соответствии с правилом 3, принимается что $\mu^{(P=1)}(\xi < 0) = 0$, $\mu^{(P=0)}(-\xi) = \mu^{(P=0)}(\xi)$.

Рассмотрим два алгоритма: нечеткое решающее дерево и взвешенное голосование. Алгоритм взвешенного голосования повторяет нечеткий логический вывод Сугено 10. Результат задается в виде суммы по всем подграфам:

$$W_{ij} = \sum_{i \neq j, G_{ij} \in G} \alpha_{ij} \mu^{(P=1)}(\xi_{ij}) + \sum_{i \neq j, G_{ij} \notin G} \alpha_{ij} \mu^{(P=0)}(\xi_{ij}) \quad (1)$$

Первая сумма в (1) реализует правило П¹ и берется по всем подграфам, содержащим G_{ij} . Вторая сумма реализует правило П² и берется по всем подграфам, не содержащим G_{ij} . Итоговый результат записывается методом центра масс:

$$P_{ij} = \frac{W_{ij}}{\sum_{i \neq j} \alpha_{ij}}. \quad (2)$$

Веса α_{ij} задаются экспертно. При этом $P_{ij}^{\max} = 1$, а минимальное, когда утечки нет:

$$P_{ij}^{\min} = \frac{\sum_{i \neq j, G_{ij} \notin G} \alpha_{ij}}{\sum_{i \neq j} \alpha_{ij}}. \quad (3)$$

Нечеткое решающее дерево также реализует правила Π^1 - Π^4 , но иным образом. Выполняется логическое «И» последовательности условий: если на минимальном графе G_{ij} утечка, то подтверждаем ее на покрывающих подграфах (правило Π^1). Если утечка подтверждена, то проверяем отсутствие утечек на подграфах, не содержащих G_{ij} (правило Π^2). Тогда результат нечеткого вывода можно записать в виде:

$$W_{ij} = \mu^{(P=1)}(\xi_{ij}) \cdot \left[\frac{\sum_{G_{ij} \in G, G \neq G_{ij}} \alpha_{ij} \mu^{(P=1)}(\xi_{ij})}{\sum_{G_{ij} \in G, G \neq G_{ij}} \alpha_{ij}} \right] \cdot \left[\frac{\sum_{G_{ij} \notin G} \beta_{ij} \mu^{(P=0)}(\xi_{ij})}{\sum_{G_{ij} \notin G} \beta_{ij}} \right], \quad (4)$$

Аналогично, каждое подусловие на пути следует отнормировать методом центра масс:

$$P_{ij} = \mu^{(P=1)}(\xi_{ij}) \cdot \left[\frac{\sum_{G_{ij} \in G, G \neq G_{ij}} \alpha_{ij} \mu^{(P=1)}(\xi_{ij})}{\sum_{G_{ij} \in G, G \neq G_{ij}} \alpha_{ij}} \right] \cdot \left[\frac{\sum_{G_{ij} \notin G} \beta_{ij} \mu^{(P=0)}(\xi_{ij})}{\sum_{G_{ij} \notin G} \beta_{ij}} \right]. \quad (5)$$

Заметим, что минимальное значение $P_{ij}^{\min} = 0$, максимальное $P_{ij}^{\max} = 1$.

Обобщенный алгоритм, добавление метода гидролокации.

Базой для алгоритма гидролокации является граф пути (участок контроля напора), который обозначим Tr . В результате анализа средних давлений на графе пути формируется четверка чисел: $\{x, \sigma_x, q_0, \sigma_{q_0}\}$ - координата и расход утечки, их СКО [7].

Введем Π вероятность утечки с двумя значениями: высокая и низкая. В работе [8] рассмотрен критерий достоверности $\eta = \frac{q_0}{\sigma_{q_0}}$, учитывающий качество калибровки, взаимное расположение графа G_{ij} и координаты. Аналогично примем z-образные Φ высокой и низкой вероятности утечки $\mu^{P=1}(\eta)$ и $\mu^{P=0}(\eta)$ (рисунок 2).

Координата в методе гидролокации вычисляется с доверительным интервалом [7]. Примем за допущение, что истинное значение лежит в интервале $(x - \sigma_x, x + \sigma_x)$, за пределами интервала $(x - 3\sigma_x, x + 3\sigma_x)$ истинная координата не находится, а в интервале от σ_x до $3\sigma_x$ возникает неопределенность. Принадлежность координаты x графу G_{ij} будет нечеткой.

Тогда для графа G_{ij} запишем Φ в виде произведения $\mu^{P=1}(\eta)$ и степени принадлежности координаты x к графу G_{ij} :

$$Z_{ij} = \mu^{P=1}(\eta) \left[\frac{1}{2} \operatorname{erf} \left(\frac{b-x}{\sigma_x \sqrt{2}} \right) - \frac{1}{2} \operatorname{erf} \left(\frac{a-x}{\sigma_x \sqrt{2}} \right) \right], \quad (6)$$

где a и b границы графа G_{ij} , $\operatorname{erf}(x)$ функция ошибок. Если граф G_{ij} частично покрывают несколько путей, то Z_{ij} запишем как максимум из всех, попавших на граф G_{ij} :

$$Z_{ij} = \max \left(\mu^{P-1}(\eta) \left[\frac{1}{2} \operatorname{erf} \left(\frac{b-x}{\sigma_x \sqrt{2}} \right) - \frac{1}{2} \operatorname{erf} \left(\frac{a-x}{\sigma_x \sqrt{2}} \right) \right] \right). \quad (7)$$

В методе взвешенного голосования результат на графе G_{ij} запишем как:

$$Y_{ij} = \frac{\gamma_1 P_{ij} + \gamma_2 Z_{ij}}{\gamma_1 + \gamma_2}. \quad (8)$$

Здесь $\gamma_{1,2}$ - весовые коэффициенты, Z_{ij} находим по формуле [7], P_{ij} – по формуле [2]. Поскольку $Z_{ij}^{\min} = 0$, $Z_{ij}^{\max} = 1$, P_{ij}^{\min} определяется формулой [3] для Y_{ij}^{\min} и Y_{ij}^{\max} запишем

$$Y_{ij}^{\min} = \frac{\gamma_1 P_{ij}^{\min}}{\gamma_1 + \gamma_2}. \quad (9)$$

$$Y_{ij}^{\max} = 1$$

Для добавления алгоритма гидролокации в решающее дерево необходимо еще одно логическое «и»: утечка подтверждается одновременно методом баланса и методом гидролокации. Суммарный результат от метода гидролокации запишем как:

$$Y_{ij} = P_{ij} \cdot Z_{ij}, \quad (10)$$

где Z_{ij} рассчитывается по формуле [7], P_{ij} рассчитывается по формуле [5]. Для решающего дерева максимальное и минимальное значение Y_{ij} остаются $Y_{ij}^{\min} = 0$, $Y_{ij}^{\max} = 1$.

Вычислительный эксперимент и метрики эффективности. Метод баланса.

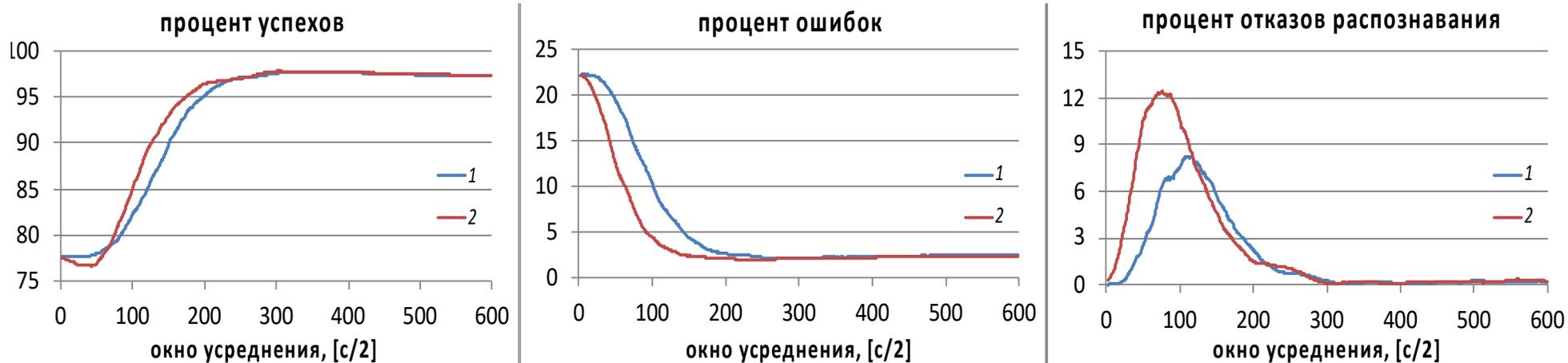
Для участка трубопровода (рисунок 1), построена гидродинамическая модель и смоделирована утечка 2% от расхода. Протяженность 210 км. Точки измерения давления расположены равномерно через 10 км. Графы пути выбраны следующим образом: первый участок от 0 до 120км, второй участок от 50 до 170км и третий участок от 100 до 210км. Местоположение утечки 130км. Для имитации процесса измерения на полезный сигнал наложены шумы (нормально распределенный случайный процесс с равномерным спектром). Частота измерений 2Гц. Время возникновения утечки – 20 минут от начала отсчета.

На первом этапе опробован алгоритм по методу баланса. Для принятия решения об утечке интервал $[P_{ij}^{\min}, P_{ij}^{\max}]$ разделен на три равные части: первая треть соответствует низкой вероятности $R(P_{ij})=0$, вторая треть – это отказ от распознавания $R(P_{ij})=1/2$, последняя треть – высокая вероятность $R(P_{ij})=1$. Весовые коэффициенты условно приняты равными единице.

Проведен анализ результатов работы алгоритма на исходных данных. При этом сделан подбор окна усреднения сигнала Δt с целью исключить влияние шума, а также параметра σ относительно калибровочного значения для снижения числа ложных срабатываний.

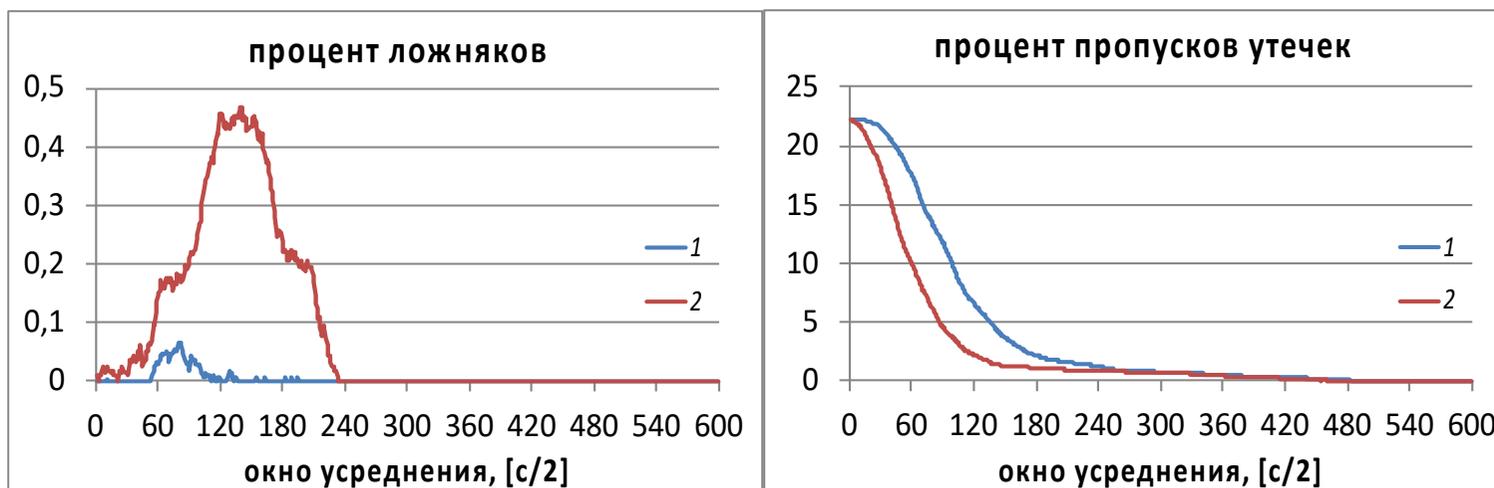
Посчитаны метрики качества: процент успехов, процент ошибок (решение алгоритма и фактическое состояние системы различны), процент отказа от распознавания. Ошибки алгоритма проанализированы также на специальных метриках: процент ложных срабатываний (ложняков) и процент пропусков утечки. При этом введено дополнительное правило: если окно усреднения содержит момент возникновения утечки, то срабатывание алгоритма на этом окне не считается ложным, а отсутствие срабатывания не будет считаться пропуском утечки. Это необходимо, поскольку если момент утечки попадает на интервал усреднения, то складывается ситуация, когда половина интервала приходится на время утечки, а другая – на время до ее возникновения, и система обладает признаками двух состояний одновременно.

Результаты нечеткого алгоритма по методу балансов:



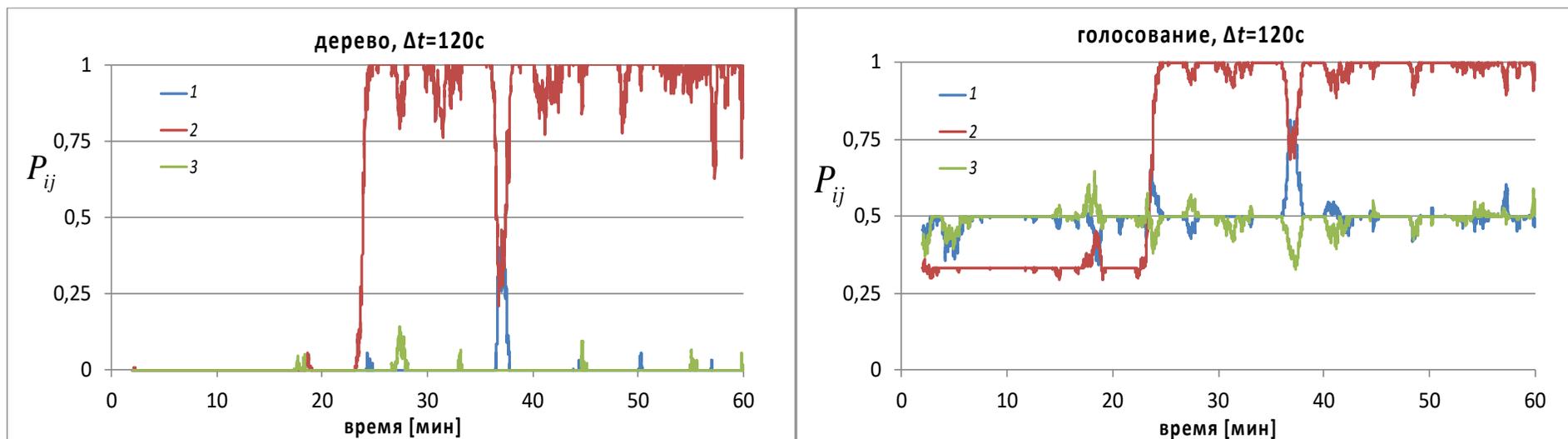
1 - решающее дерево, 2 - взвешенное голосование

Рисунок3 - Процент успехов, процент ошибок и процент отказов распознавания



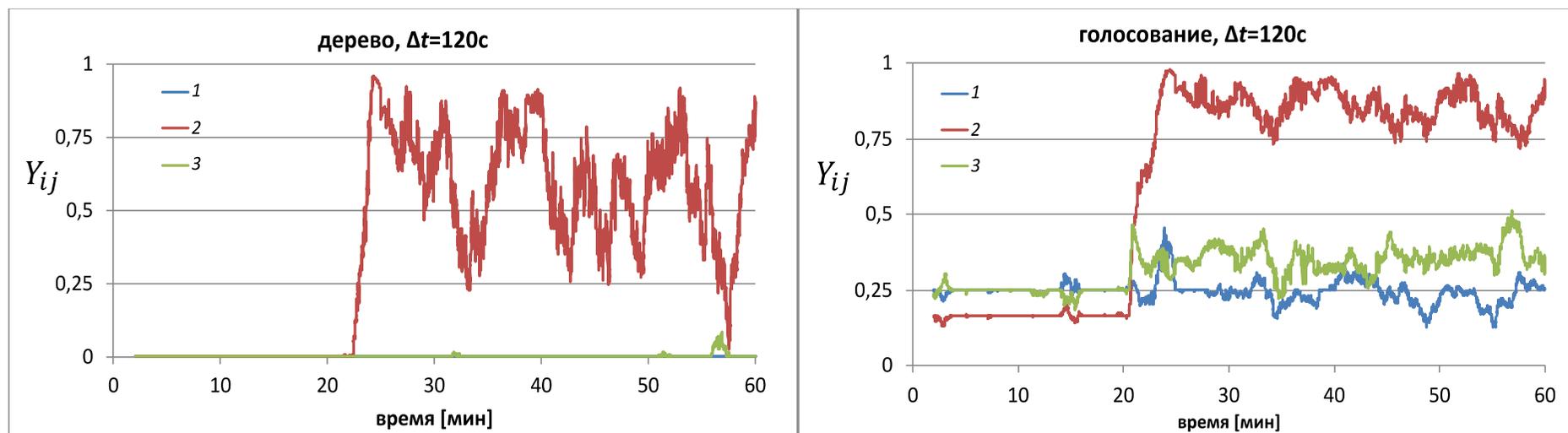
1 – решающее дерево, 2 – взвешенное голосование

Рисунок 4 - Процент ложных срабатываний и процент пропусков утечки



1 – подграф G_{12} , 2 – подграф G_{23} , 3 – подграф G_{34}

Рисунок 5 - Результат расчета P_{ij} методами решающего дерева и взвешенного голосования



1 – подграф G_{12} , 2 – подграф G_{23} , 3 – подграф G_{34}

Рисунок 6 - Результат расчета Y_{ij} методами решающего дерева и взвешенного голосования

Расчеты показали, что при использовании интервала скольжения $\Delta t = 120c$ (240 измерений с частотой $1/2c$), и увеличенного в 1,5 раза параметра σ алгоритм достигает хорошей результативности в виде решающего дерева и в виде взвешенного голосования.

На рисунках (рисунок 3, рисунок 4, рисунок 5) представлены результаты алгоритма по методу балансов. Рисунок 4 показывает, что ложные срабатывания при $\Delta t > 120c$ отсутствуют. Так как число пропусков на всем 40 минутном интервале существования утечки составило менее 2% (1,2% для решающего дерева и 0,8% для голосования), что в сумме менее 1 минуты, то, можно ожидать, что в течение 300 секунд после начала утечка будет обнаружена.

Вычислительные эксперименты. Обобщенный алгоритм.

Рассмотрим работу обобщенного алгоритма на том же примере. Двигаясь окном Δt в $120c$ (240 измерений), посчитаны координаты утечки, СКО и ФП $\{x, \sigma_x, \mu^{p=1}(\eta), \mu^{p=0}(\eta)\}$.

Аналогично посчитаны зависимости метрик качества от величины окна усреднения. При этом весовые коэффициенты α_{ij} , β_i , γ_i как и ранее, приняты за единицу. Для принятия решения об утечке область допустимых значений Y_{ij} , изначально поделена на три равных интервала: низкая вероятность, отказ от распознавания, высокая вероятность.

Как косвенным образом видно на рисунке (рисунок 6), на первом графе пути Tr_1 утечка методом гидролокации не обнаруживается. На графах пути Tr_2 и Tr_3 утечка обнаруживается. Как известно, чем ближе утечка к краю графа пути, тем труднее ее увидеть. При этом на участке G_{34} между расходомерами 3 и 4 алгоритм не подтверждает наличие утечки, вероятность оценивается как низкая (находится в нижнем диапазоне возможных значений).

Результаты нечеткого алгоритма в обобщенном методе: (Рисунок 6)

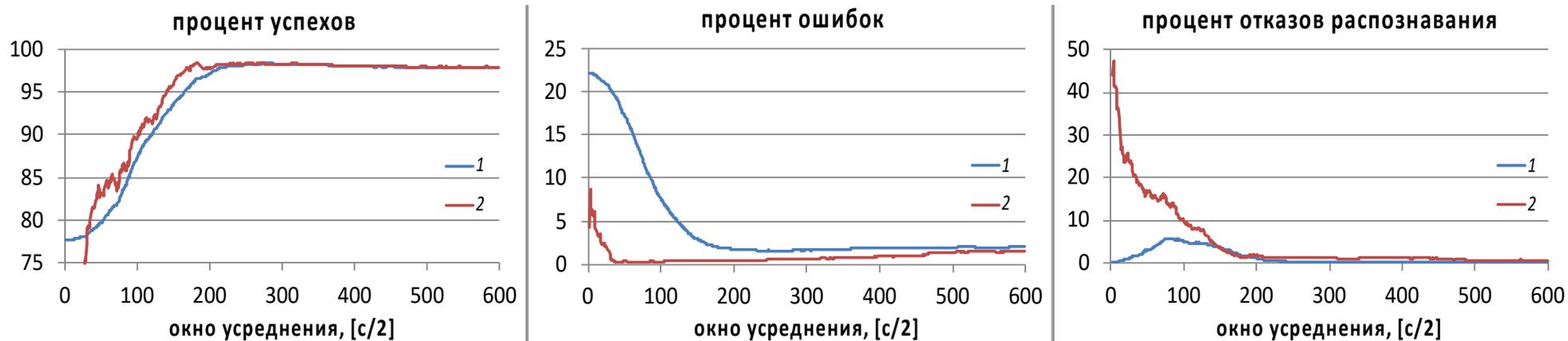
Результаты оказались недостаточно хорошими для решающего дерева. Из-за разного вида решающих правил метод взвешенного голосования настроен более чувствительно, что повышает ложные срабатывания и снижает пропуски утечек. Для окна усреднения $\Delta t = 120c$ процент успехов голосованием составил 98%, решающего дерева – только 86%. Процент ошибок – 0,48% и 3,9%, соответственно.

Из графика (рисунок 6) также видно, что область $1/4 \leq Y_{ij} \leq 1$ для алгоритма решающего дерева хорошо соответствует терму ЛП вероятность утечки – высокая. Скорректированные с учетом последнего замечания метрики даны на рисунках (рисунок 7 и рисунок 8). Это несколько улучшает результативность метода решающего дерева.

Заключение.

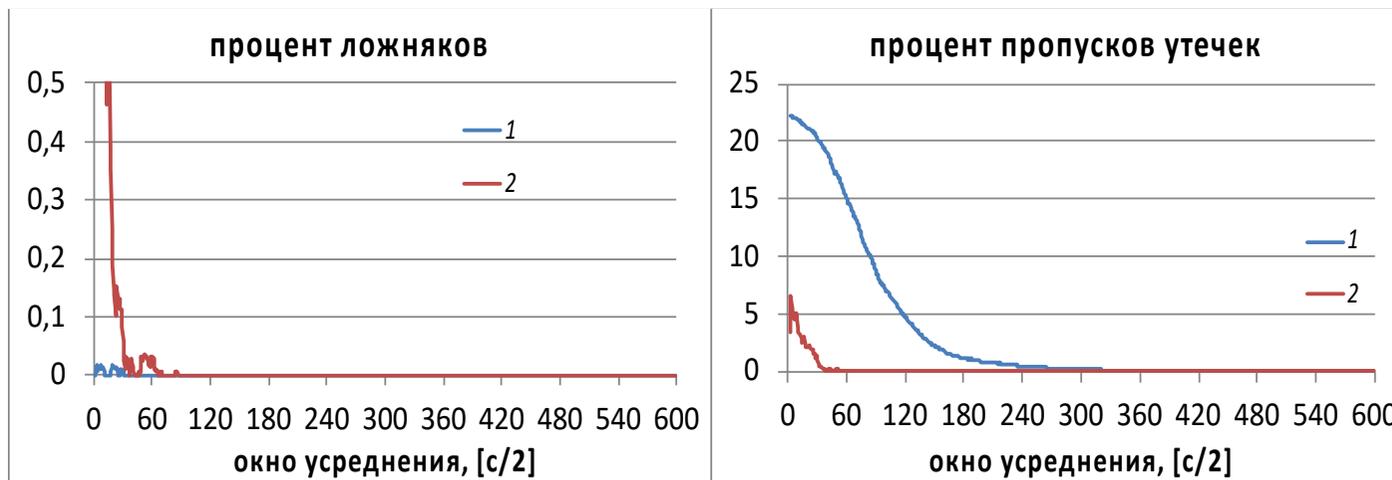
Выше показана одна из возможных реализаций аппарата нечеткой логики для обнаружения утечек на трубопроводном транспорте, исследовано два подхода к построению надежного алгоритма обнаружения утечек: взвешенное голосование и дерево решений. Оба подхода дают сопоставимые результаты. Более перспективным видится алгоритм взвешенного голосования. В том числе и потому, что в ситуациях, когда один из методов неспособен увидеть утечку, логика решающего дерева не обнаружит утечку.

Основные рассмотренные выше параметры настройки алгоритмов обнаружения утечек – величина окна усреднения Δt и СКО показателей расхода $\sigma_{\Delta Q}$ и давления. Кроме них, в алгоритме фигурируют настроечные весовые коэффициенты, критерии распознавания. Для подбора оптимальных настроек алгоритма возможно в дальнейшем использовать аппарат нейронных сетей, нейронечеткого моделирования, генетических алгоритмов [10], [11], [12].



1 - решающее дерево, 2 - взвешенное голосование

Рисунок 7 - Процент успехов, процент ошибок и процент отказов распознавания



1 – решающее дерево, 2 – взвешенное голосование

Рисунок 8 - Процент ложных срабатываний и процент пропусков утечки

Библиографический список:

1. Шмаков К.И. О методах и вопросах совершенствования систем обнаружения утечек в магистральном трубопроводном транспорте углеводородов // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2024. – № 7(612). – С. 26–35.
2. U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration: Сайт. – U.S., 2024. – URL: <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/pipeline-incident-20-year-trends> (дата обращения 15.09.2024г.).
3. Гумеров А.Г., Султанов Р.Г., Зайнуллин Р.С., Файзулин Р.Н. Диагностика и ремонт трубопроводов. Методы, совершенствование, применение / Под общей редакцией академика АНРБ А.Г. Гумерова. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 148 с.: ил. ISBN 978-5-8365-0422-9.
4. Мамонова Т. Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. 2012. №5. С. 103–112.
5. Leak Detection Study – DT PH56-11-D-000001 // Washington: U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Final report №12-173. 281 p.
6. Агинея Р. В., Шмаков К. И., Казак А. С. Разработка подходов применения аппарата нечетких множеств в задаче обнаружения утечки в трубопроводе // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 11(604). – С. 5–13.
7. Оценка достоверности определения координаты утечки в нефтепроводе / А. М. Чионов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 4. С. 378–386.
8. Шмаков К.И., Казак А.С., Агинея Р.В. Нечеткая событийная модель поиска утечек в трубопроводах // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2024. – № 5(610). – С. 5-12.
9. Чионов А. М., Амерханов А. А., Кудрицкий А. В. Стохастическая модель материального баланса для обнаружения утечек в нефтепроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 6. С. 633–639.
10. Демидова Л. А. Алгоритмы и системы нечеткого вывода при решении задач диагностики городских инженерных коммуникаций в среде MATLAB / Л. А. Демидова, В. В. Кираковский, А. Н. Пылькин. — М.: Радио и связь, Горячая линия — Телеком, 2005. — 365 с.: ил. ISBN 5-256-01762-4.
11. Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский. - Москва : Горячая Линия–Телеком, 2013. - 384 с. - ISBN 978-5-9912-0320-3.
12. Handbook of applied optimization / Edited by Panos M. Pardalos and Mauricio G. C. Resende. — Oxford University Press, 2002. — 1 116 p. — ISBN 0-19-512594-0.

УДК 621.642.39

Оценка прочности уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров под действием эксплуатационных нагрузок

Скорняков А. А.¹, Кантемиров И. Ф.²

1 - НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Россия

2 - Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В вертикальных цилиндрических резервуарах одним из наиболее нагруженных узлов на сегодняшний день остается уторный узел. Уторный узел – узел сопряжения стенки резервуара с днищем. Основными причинами сложившейся ситуации являются конструктивные особенности уторного узла, обуславливающие наличие непровара в его центральной части и, как следствие, низкую контролепригодность, а также самого резервуара, из-за чего в зоне уторного шва возникает сложное напряженно-деформированное состояние с максимальным уровнем напряжений. [1]

В настоящей статье выполнена оценка прочности уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров под действием эксплуатационных нагрузок для следующих конструкций:

- существующая конструкция уторного узла (с технологическим непроваром);
- перспективная конструкция уторного узла без технологического непровара (с полным проплавлением);
- перспективная конструкция уторного узла с тавром в основе.

Для сравнения трех, указанных выше, конструкций уторных узлов вертикальных стальных цилиндрических резервуаров (далее – РВС) выполнено моделирование напряженно-деформированного состояния (далее – НДС), возникающего в них от действия эксплуатационных нагрузок.

Примеры результатов моделирования приведены на рисунке 1. Сводные результаты моделирования приведены в таблице 1. [2]

Таблица 1 – Результаты моделирования НДС различных конструкций уторных узлов РВС

№ п/п	Конструкция уторного узла	Максимальные напряжения при объеме резервуара, МПа				
		5 000 м ³	10 000 м ³	20 000 м ³	30 000 м ³	50 000 м ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Конструкция уторного узла с технологическим непроваром	272	356	411	545	617
2	Конструкция уторного узла без технологического непровара	237	309	409	551	616
3	Конструкция уторного узла с тавром в основе	229	297	381	512	563

Анализируя результаты расчётов (таблица 1) можно сделать вывод, что напряжения в конструкции уторного узла без технологического непровара имеют с существующей конструкцией практически одинаковый уровень для резервуаров объемом от 20 000 до 50 000 м³. Вместе с тем для резервуаров объёмом 5 000 и 10 000 м³ наблюдается снижение уровня напряжений на 13% в обоих случаях.

Напряжения в конструкции уторного узла с тавром в основе имеют минимальные значения для всех рассмотренных резервуаров. Снижение напряжений в сравнении с напряжениями в конструкции без технологического непровара, колеблется в диапазоне 5-10%.

Важно отметить, что максимальные напряжения в конструкции уторного узла с тавром в основе зафиксированы также в зоне перехода от стенки резервуара к окрайке, которая в данном случае имеет заводское изготовление. В зоне монтажных сварных соединений данной конструкции уторного узла возникающие напряжения в разы меньше максимальных.

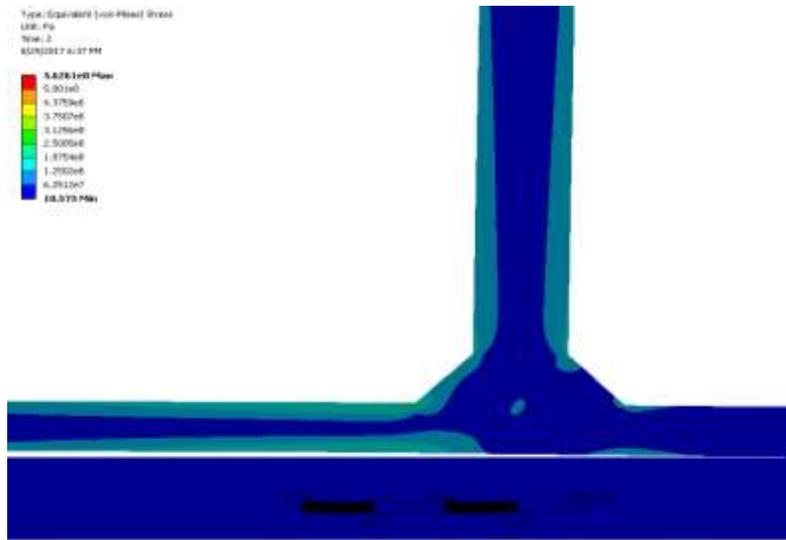
На следующем этапе выполнялось моделирование НДС рассматриваемых конструкций уторных узлов с дефектами.

Самыми опасными из технологических и эксплуатационных дефектов, способными возникнуть в уторных узлах различных конструкций, как с точки зрения уровня вызываемой концентрации напряжений, так и с точки зрения места расположения, являются:

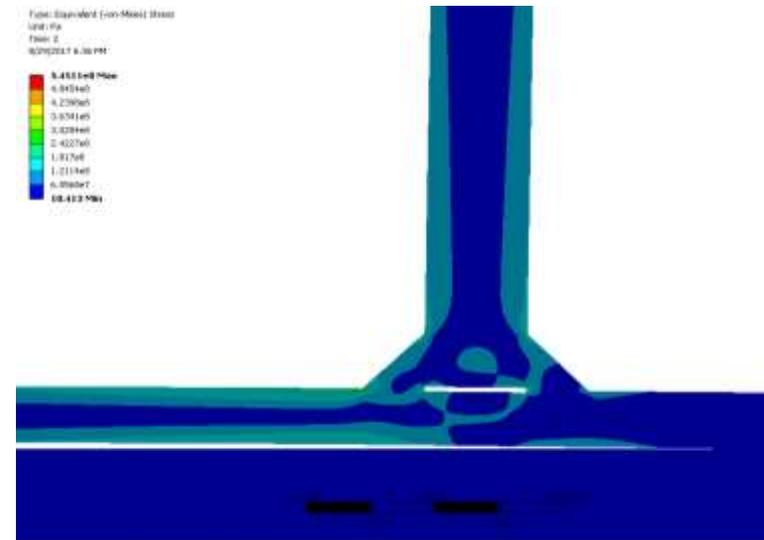
- для конструкций уторного узла с технологическим непроваром и без него: трещины в зоне перехода от катета шва к окрайке и стенке;
- для конструкции уторного узла с тавром в основе: трещины в зоне перехода от стенки к скруглению.

С целью оценки влияния указанных дефектов на уровень НДС различных конструкций уторного узла РВС объемом 5 000 м³ выполнено моделирование их нагружения эксплуатационной нагрузкой с внесением в соответствующие зоны конструкции полуэллиптических трещин длиной 50 мм и глубиной 1 мм (рисунок 2).

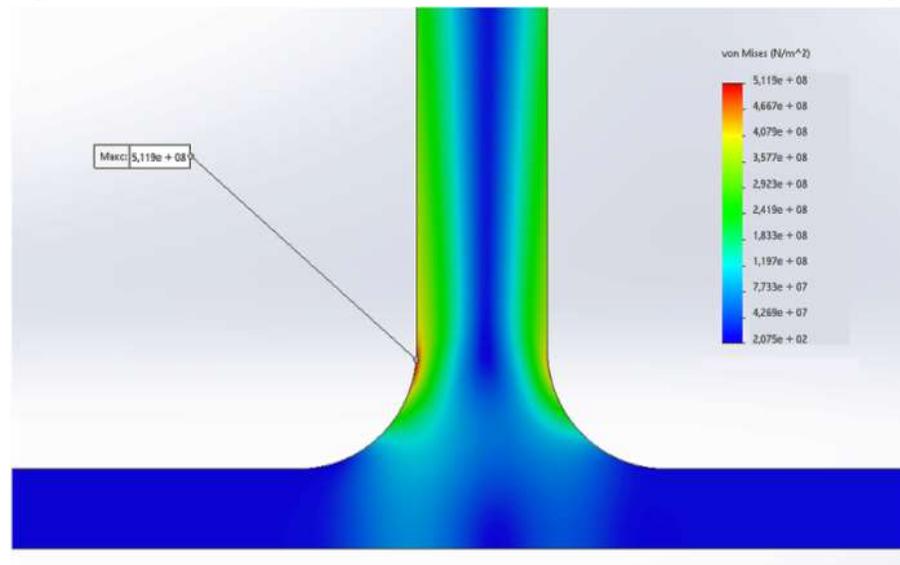
Результаты моделирования приведены на рисунке 3 и в таблице 2.



а



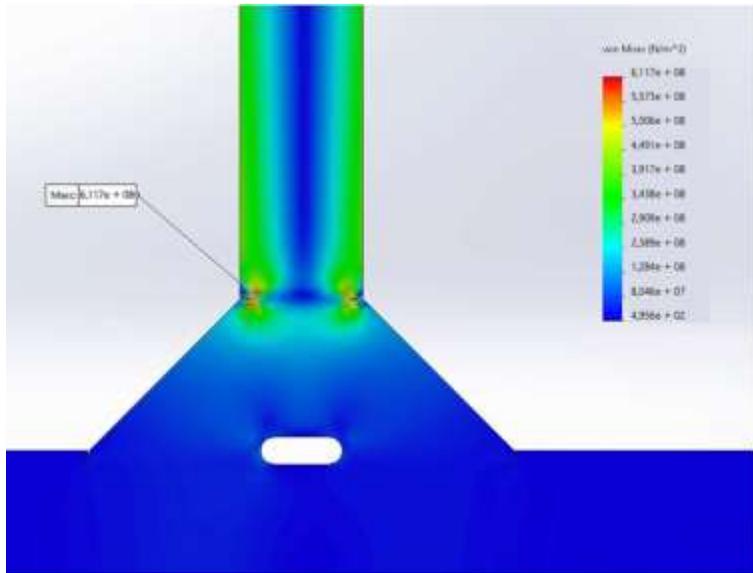
б



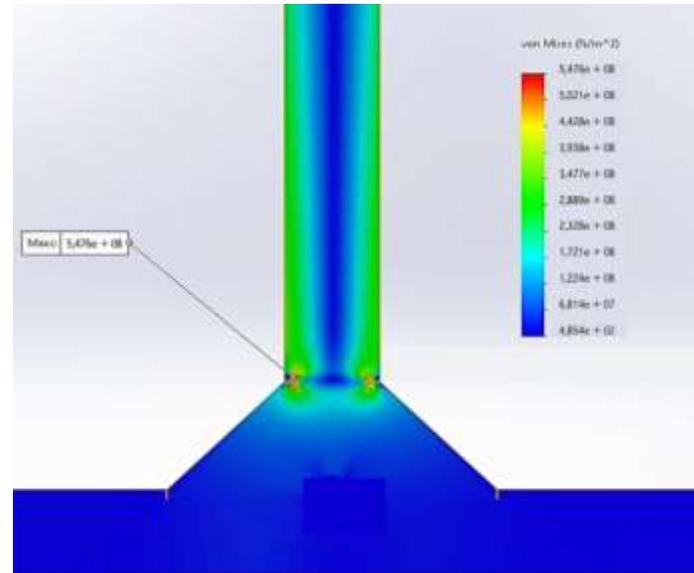
в

а – существующая конструкция уторного узла (с технологическим непроваром);
 б – конструкция уторного узла без технологического непровара; в – конструкция уторного узла с тавром в основе

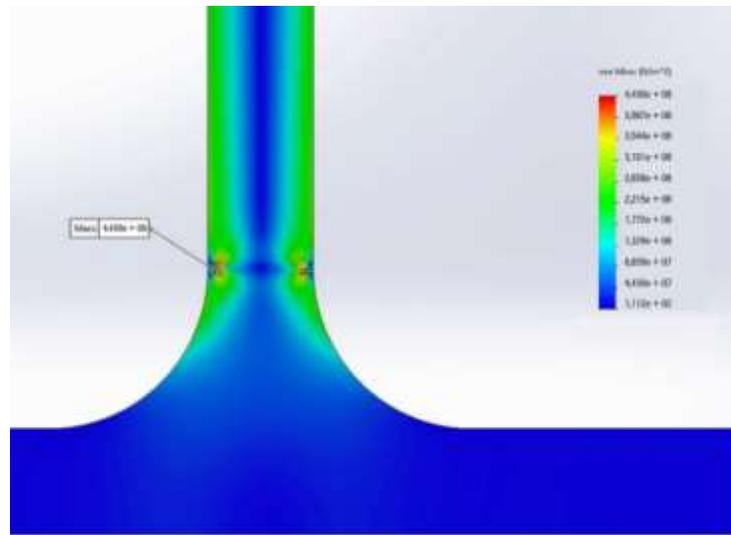
Рисунок 1 – Результаты моделирования НДС уторного узла резервуара объемом 30 000 м³



а



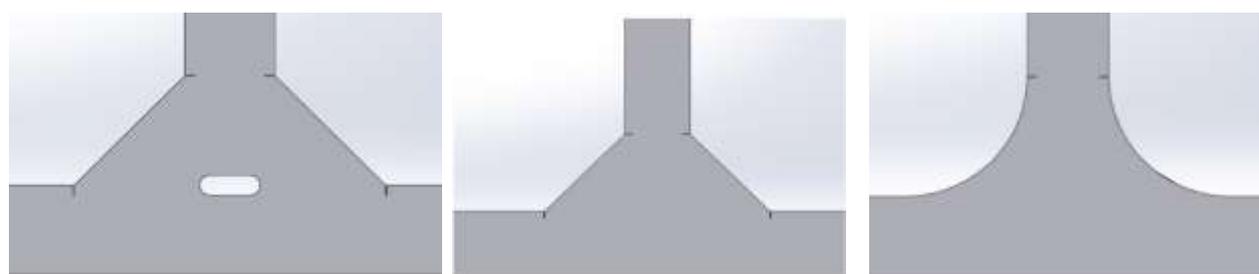
б



в

а – конструкция уторного узла с технологическим непроваром;
 б – конструкция уторного узла без технологического непровара; в – конструкция уторного узла с тавром в основе

Рисунок 3 – Результаты моделирования НДС уторного узла резервуара объемом 5 000 м³ с трещинами



а – конструкция уторного узла с технологическим непроваром;
 б – конструкция уторного узла без технологического непровара;
 в – конструкция уторного узла с тавром в основе

Рисунок 2 – Расположение трещин в уторном узле резервуара при моделировании

Анализируя полученные результаты, можно увидеть, что появление дефектов не меняет выполненное ранее ранжирование анализируемых конструкций уторных узлов резервуара по уровню концентрации напряжений: наибольшие напряжения возникают в существующей конструкции с технологическим непроваром, а наименьшие – в конструкции с тавром в основе. Объяснением полученных результатов, очевидно, является наличие в данной конструкции плавного скругления при переходе от стенки резервуара к окрайке, в отличие от резких переходов к катету шва в других конструкциях.

Таблица 2 – Результаты моделирования НДС уторного узла резервуара объемом 5 000 м³ с трещинами

№ п/п	Конструкция уторного узла	Максимальные напряжения при объеме резервуара 5 000 м ³ , МПа
1	Существующая конструкция уторного узла (с технологическим непроваром)	612
2	Конструкция уторного узла без технологического непровара	548
3	Конструкция уторного узла с тавром в основе	443

Выводы:

1. Определены параметры разделки кромок под сварку и катетов уторного шва в разработанной конструкции уторного узла без технологического непровара, позволяющие гарантировать прочность и устойчивость соединения стенки и днища при монтаже, а также обеспечить минимальный уровень возникающих напряжений при эксплуатации резервуара.

2. Анализ эксплуатационных напряжений, возникающих в рассматриваемых конструкциях уторных узлов резервуаров от 5 000 м³ до 50 000 м³, показал, что наибольший уровень напряжений во всех случаях возникает в существующей конструкции уторного узла с технологическим непроваром. Конструкция без технологического непровара позволяет снизить уровень напряжений до 13% (для резервуаров объемом 5 000 м³ – 10 000 м³), а конструкция уторного узла с тавром в основе позволяет снизить уровень напряжений еще на 5–10%.

3. Для конструкции уторного узла с тавром в основе максимальные эксплуатационные напряжения возникают не в зоне монтажных сварных соединений, а в зоне перехода от стенки резервуара к окрайке, что минимизирует опасность сварочных дефектов, которые могут быть пропущены при неразрушающем контроле.

4. Возникновение трещин в зонах максимальной концентрации эксплуатационных напряжений не меняет ранжирования анализируемых конструкций уторных узлов по уровню концентрации напряжений из п.2: наибольшие напряжения фиксируются в конструкции уторного узла с технологическим непроваром, а наименьшие – в конструкции уторного узла с тавром в основе.

Библиографический список:

1. Скорняков, А. А. Экспериментальная оценка сопротивляемости разрушению уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров различного конструктивного исполнения / А. А. Скорняков // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 1. – С. 112-121. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-1-112-121. – EDN GBHYAZ.
2. Расчетная оценка сопротивляемости разрушению различных конструкций уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров / А.А. Скорняков, Т.И. Безымянников, А.Е. Зорин, Н.К. Габдуллин // Сварка и контроль - 2023 : Сборник статей. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023.

УДК 665.613.22: 532.135

Особенности нестационарных процессов в летний и зимний периоды в магистральных нефтепроводах, транспортирующих высоковязкие нефти

Федоров П. В.

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

Аннотация. Работа посвящена исследованию изменений переходных режимов на технологическом участке (ТУ) "Приводино-Ярославль" магистрального нефтепровода (МН) "Ухта- Ярославль" в летний и зимний периоды. Условия работы исследуемого ТУ МН предусматривают нелинейное остывание нефти по длине и попадание рабочего диапазона температур в зону проявления неньютоновских свойств у перекачиваемой смеси нефтей. Показано, что из-за существенного увеличения вязкости перекачиваемой смеси нефтей и роста потерь напора на трение в зимний период, время достижения минимального давления на приеме НПС требующегося для запуска дополнительного насоса растёт, что вызывает необходимость постоянного изменения карт переходных режимов (КПР) - основного документа для исполнения диспетчером изменения технологического режима работы ТУ МН. Многофакторность влияния на динамику прохождения волны давлений не позволяет выполнить расчет параметров в КПР ни на одном из существующих программных комплексов.

Ключевые слова: нестационарные процессы в работе нефтепровода, минимальное давление запуска насосов, технологические режимы, карта переходных режимов.

Abstracts: The work is devoted to the study of changes of transition modes at the technological site (TU) "Privodino-Yaroslavl" of the main oil pipeline (MP) "Ukhta-Yaroslavl" in summer and winter. The operating conditions of the investigated TU MP provide for nonlinear cooling of the oil along the length and the fall of the operating range of temperatures into the zone of manifestation of non-Newtonian properties at the recirculated oil mixture. It is shown that due to the substantial increase in the viscosity of the recirculating mixture of oils and the growth of the friction pressure loss during the winter period, the time to reach the minimum pressure at the intake of the NPS required for the starting inlet is not supplemented by the pump continuous change of transition mode cards (TMC) - the main document for the execution of the technological change mode of operation of the TU MP. The multifactorial nature of the influence on the passage dynamics of the pressure wave makes it impossible to perform parameter calculation in TMC on any of the existing software.

Key words: oil pipeline unsteady operational processes, pump startup pressure, technological modes, transient modes map.

Процессы, происходящие в работе магистрального нефтепровода, условно можно разделить на стационарные и нестационарные. Стационарным или установившимся режимом работы технологического участка магистрального трубопровода (далее - ТУ МН) называют состояние, при котором завершены все необходимые технологические переключения, а давление среды и расход во всех точках не изменяются во времени (ГОСТ Р 57512.) Из практики эксплуатации нефтепроводов, транспортирующих высоковязкие нефти, такого рода режимы отсутствуют в виду наличия технологических причин (прохождение партий нефти с

отличающимися реологическими свойствами, наличием асфальтосмолопарафиновых отложений (далее-АСПО), изменением эффективного диаметра МН и т.д.), поэтому в МН возможно наблюдать только квазистационарные режимы. При рационально спланированном графике работы ТУ МН 90-98% времени режимы квазистационарные, а 2-10% времени наблюдаются нестационарные режимы работы ТУ МН, обусловленные переходами между условно стационарными режимами. Для обеспечения безопасности во время выполнения переходных режимов разрабатываются карты переходных режимов, в которых указываются время, последовательность включения/отключения насосных агрегатов и минимальное давление на прием насосной станции.

Минимальное давление на приеме промежуточной НПС P_{Π} , МПа (кгс/см²), при котором возможно осуществить пуск МНА в работу, определяют по формуле

$$P_{\Pi} = \frac{1}{2}P_{\text{Д}} + P_{\text{М}}, \quad (1)$$

где: $P_{\text{Д}}$ – номинальный развиваемый напор запускаемого МНА, МПа (кгс/см²);
 $P_{\text{М}}$ – минимальное рабочее давление на входе МНС, МПа (кгс/см²).

При разработке перехода с технологического режима на режим специалисты руководствуются принципом поэтапного последовательного нагружения/разгрузки ЛЧ МН.

В общем случае при необходимости перейти на режим большей производительности, переход реализуется поэтапно включением одного дополнительно МНА на всех требуемых НПС, далее, после выполнения первого этапа, осуществляются запуски последующих МНА на НПС по ходу движения нефти.

Исключения в порядке формирования последовательности запуска ПНА/МНА составляют выходы на технологические режимы после остановок МН, где последовательность определяется объемом вытесненной нефти, дистанцией места выполнения ремонтных работ на профиле МН, степенью снижения давления ЛЧ при выполнении остановки МН, а в условиях перекачки высоковязких нефтей - продолжительностью остановки.

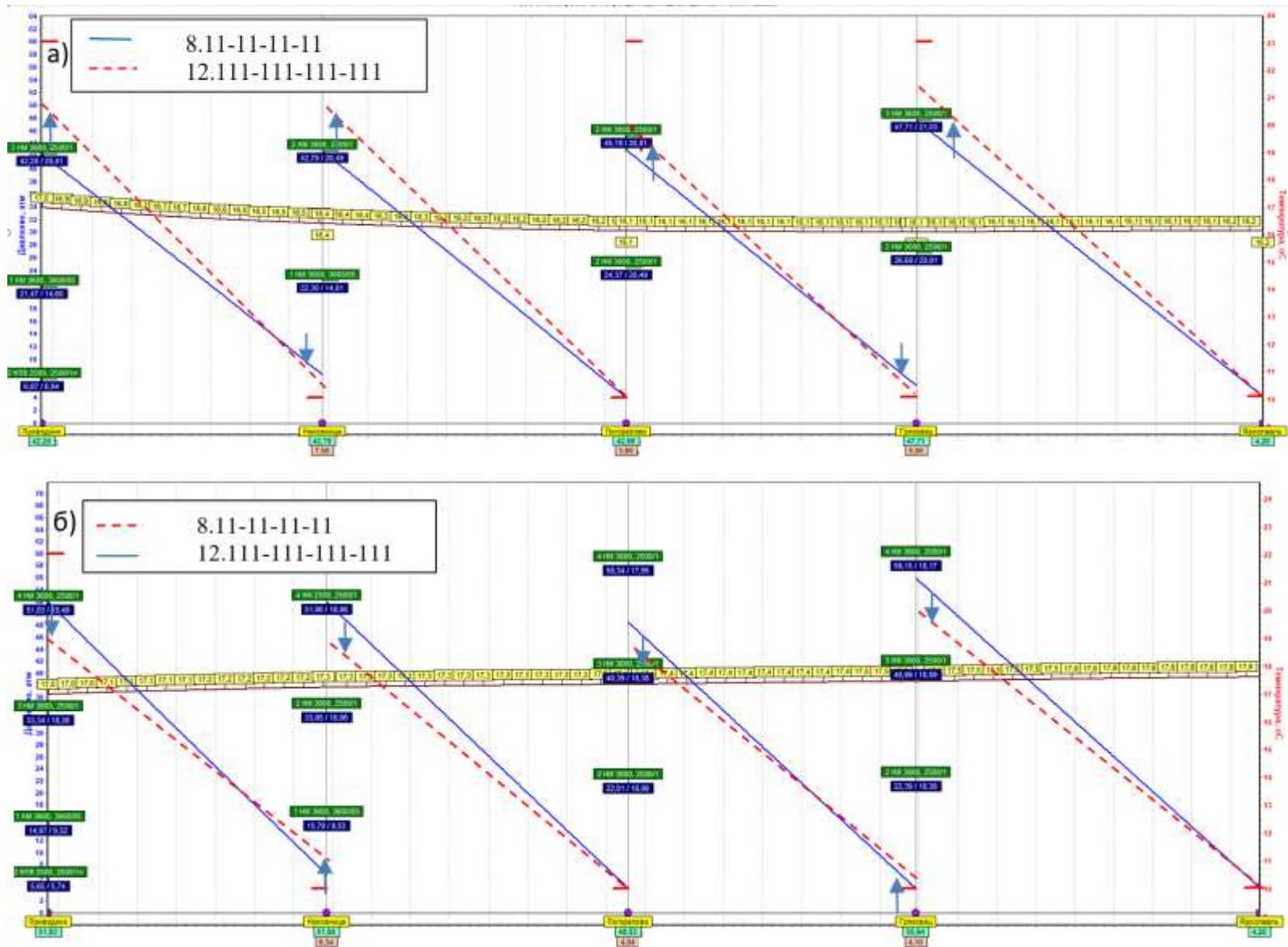
При кажущейся простоте осуществления переходного процесса на ТУ, его реальные параметры: протяженность линейной части (далее-ЛЧ), наличие условий срабатывания алгоритмов автоматизированных систем управления, изменяющиеся свойства нефти (плотности и вязкости) делают переходные режимы – одними из наиболее сложных для расчета процессов.

В процессе перехода на технологический режим с большим количеством насосных агрегатов происходит увеличение давления на выходе станций с одновременным снижением давления на входе. Как результат расход будет постепенно увеличиваться, увеличивая потери на трение, а линии гидроуклона будут иметь более крутой нисходящий тренд. На рисунке 1.а представлены параметры режима ТУ «Приводино-Ярославль» МН «Ухта-Ярославль» при работающих 2-х магистральных насосных агрегатах (далее – НА) на каждой из 4-х НПС (8.11-11-11-11), после запуска по одному дополнительному МНА осуществится переход на режим максимальной производительности с 12 работающими НА (12.111-111-111-111). При возврате на режим 8.11-11-11-11 будет происходить обратные процессы (рис.1,б).

Для большинства МН, транспортирующих легкую ньютоновскую нефть, карты переходных режимов позволяют эксплуатировать ТУ на протяжении нескольких лет без каких-либо корректировок в последовательности и времени включения/отключения насосов.

Анализ выполнения переходов по ТУ «Приводино-Ярославль» МН «Ухта-Ярославль» свидетельствуют о необходимости систематической корректировки карт переходных режимов, как по величине давлений, так и по интервалам времени между запусками/остановками НА.

Это обуславливается условиями работы ТУ МН: нелинейное остывание нефти по длине трубопровода, наличие пунктов подогрева нефти и самое важное – неньютоновский характер ее течения. Нефть, а точнее, ее высоковязкие смеси, транспортируемые с месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции имеют в своем составе до 8% парафина в начале своего движения на головной НПС «Уса», а далее в поток добавляется высокопарафинистая нефть на НПС «Чикшино» с содержанием парафина до 18% и сверхвязкая нефть Ярегского месторождения где высокая вязкость (1800-2500сСт) обусловлена высоким содержанием смол до 24%.



а) при переходе с 8.11-11-11-11 на 12.111-111-111-111; б) при переходе с 12.111-111-111-111 на 8.11-11-11-11.

Рисунок 1 - Изменение гидроуклонов на технологических режимов.

В зимний период степень проявления неньютоновских свойств максимальна [1] - вязкость на участке достигает 160-180сСт (рис.2), при этом потери напора на трение по сравнению с летним периодом растут на 10-30% в зависимости от участка между НПС.

Учитывая, что производительность режимов в зимний период снижается, а, следовательно, развиваемый напор МНА на НПС увеличивается, запуск дополнительного 3-го НА, при работе 2-х НА, повышает давление на выходе НПС до момента пока система автоматического регулирования (далее - САР) не приступит к исполнению алгоритма защиты-прикрытию заслонки в камере регулирования давления (далее-КРД). В свою очередь, давление в КРД (до заслонки) будет повышаться, пока не поступит волна понижения давления от запуска 3-го насоса на последующей НПС и именно по этой причине время запуска МНА в течении года должно корректироваться, обеспечивая допустимый уровень давления на выходе НПС и в ее коллекторе. Если своевременно не запустить НА на последующей НПС, отработает система защиты МН, что приведет к отключению 1-го по ходу НА, а далее НПС.

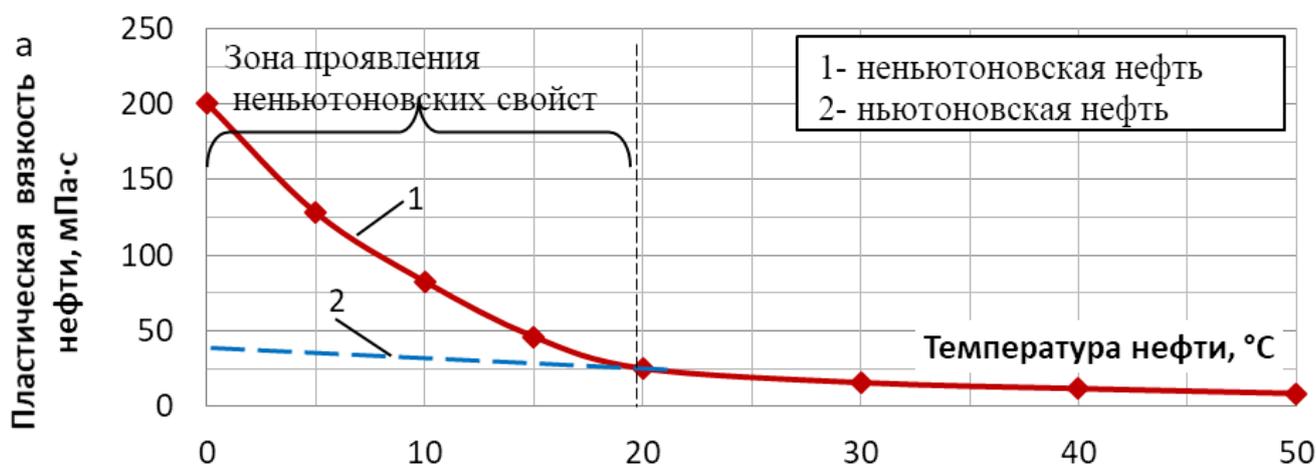


Рисунок 2 - Изменение вязкости нефти, транспортируемой по МН «Уса – Ухта», «Ухта – Ярославль»

В нефти, имеющей в своем составе до 8% парафина при наличии ярко выраженного неизотермического характера работы МН неизбежно образуются объемные структуры, проявляющие тиксотропные свойства у смеси нефтей [2,3], а трубопровод, накапливая АСПО, уменьшает эффективный диаметр до 2% мене чем за неделю. Наиболее ярко выражен данный эффект на участках, где периодичность между очистками трубопровода составляет 10-12 дней.

Поскольку количество факторов различных по своему физическому процессу и оказывающих взаимное влияние велико, их идентификация и математическое описание не представляется возможным. Существующие комплексы по расчету стационарных и нестационарных режимов (Кассандра, Nipal, Synergi Pipeline Simulator) не позволяют обеспечивать точность расчетов, требующуюся для разработки карт переходных режимов работы МН, транспортирующих высоковязкие нефти.

Выводы:

1. В исследуемых МН присутствуют только переходные процессы перекачки, с разной степенью нестационарности, даже при условии отсутствия технологических переключений.
2. Изучение переходных процессов показывает, что могут создаваться условия, при которых требуется запуск МНА не дожидаясь достижения пускового давления из условия (1).
3. Особенности работы МН обуславливают необходимость постоянной корректировки карт переходных режимов.

Библиографический список:

1. Семин С. Л., Федоров П. В. Оптимизация технологических режимов магистрального трубопровода в условиях работы пунктов подогрева нефти и применения противотурбулентных присадок // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8. – № 6. – С. 650-655.

2. Федоров В.Т., Казаков В.В., Челинцев С.Н. Совершенствование технологии применением депрессорной присадки при транспортировке высоkozастывающей смеси нефтей Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. № 2. 2013, с. 1-5.
3. Некучаев В.О., Тарсин А.В. Экспериментальное изучение неравновесных реологических эффектов при течении парафинистых нефтей Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции. Тиксотропия, «сверханомалия» вязкости, колебания напряжения сдвига// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып.2 (148). С.135-151.



**СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ
НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.
ПОДСЕКЦИЯ: «БУРЕНИЕ»**

УДК 622.02`112

**Моделирование адсорбции твердой фазы при фильтрации суспензии из скважины
в пористую горную породу**

Логачев Ю. Л.¹, Штоль И. Р.¹, Логачев А. Ю.²

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

2 – Филиал Лукойл – Инжиниринг г. Ухта, г. Ухта, Россия

Процессы коагуляции призабойной зоны скважины протекают под влиянием большого числа факторов (перепад давления, градиенты давления в пласте, ФЕС характеристики пласта, состав и свойства промывочной жидкости и пластового флюида и др.) В такой сложной постановке моделировать адсорбцию из суспензии твердой фазы в пористой среде в пристенной зоне скважины, даже приближенными методами, весьма сложно и математически громоздко.

Ближайшим аналогом закупорки фильтрационных каналов пласта адсорбирующей (осаждающей) из промывочной жидкости твердой фазой является диффузия.

Диффузионные (массообменные) процессы связаны с переносом вещества в различных агрегатных состояниях из одной фазы в другую (адсорбция, десорбция, растворение, кристаллизация, увлажнение, ионный обмен и др.). Скорость диффузионных процессов определяется законами массопереноса. Математическое описание переноса вещества [1,2] (закон А. О. Фика¹) выглядит следующим образом:

$$m = -D \frac{dl}{dx} \quad (1)$$

где $\frac{dl}{dx}$ – градиент концентрации вещества;

D – коэффициент диффузии (адсорбции);

m – плотность потока вещества.

Знак «-» показывает, что при диффузии (адсорбции) в направлении перемещения вещества концентрация убывает. Ближайшим аналогом адсорбции твердой фазы в пласте можно считать основной закон конвективной диффузии (закон А. Н. Шукарева²).

Конвективная диффузия – это перенос вещества макрочастицами среды, который определяется турбулентностью потока, его гидродинамическим состоянием. Закон устанавливает, что количество вещества, перенесенное от поверхности раздела фаз в воспринимающую фазу, пропорционально разности концентраций у поверхности раздела фаз и в ядре потока воспринимающей фазы, поверхности фазового контакта и времени:

$$dM = \beta \cdot (C_s - C_f) \cdot dF \cdot dt \quad (2)$$

где β – коэффициент массопередачи;

C_s – концентрация в воспринимающей фазе у поверхности раздела фаз;

C_f – концентрация в ядре потока воспринимающей фазы;

dM – количество продиффундировавшего вещества.

Ориентировочное определение количества примеси a , механически (адгезионно) удерживаемое пористым скелетом можно вычислить по формуле:

$$a = e^{D \cdot C} - e^D \quad (3)$$

Величина D зависит от свойств промывочной жидкости, её обработки, вещественного физико-химического состава пористого скелета породы и др.

В частности, по результатам теоретических и стендовых исследований, проведенных на кафедре бурения и защищенных положений диссертации М.А. Михеева [1] коэффициент диффузии ориентировочно можно принять равным 0,015.

¹ – Закон Адольфа Ойгена Фика описывает диффузию и может быть использован для нахождения коэффициента диффузии D . Есть два закона Фика, которые были получены немецким физиком в 1855 году.

² – Закон массоотдачи (закон Щукарева Александра Николаевича - русского физикохимика, изобретателя, конструктора и педагога) гласит, что количество вещества, перенесённого от поверхности раздела фаз в воспринимающую фазу, пропорционально разности концентраций у поверхности раздела фаз и в ядре потока воспринимающей фазы, поверхности фазового контакта и времени.

Рассмотрим пласт мощностью h с коэффициентом пористости m вскрытый скважиной радиусом r_c . При этом в пористый пласт проникает суспензия бурового раствора в котором параметр C_o – исходное содержание твердой фазы.

Суспензия заполняет поровое пространство на расстоянии R_k – радиус зоны проникновения (аналог контур питания). Оставим вопросы определения расхода суспензии в пласт (можно применить уравнение Дарси) и времени продвижения фронта загрязнения. Похожие задачи рассматриваются, когда идет речь о притоке флюида к скважине. Рассмотрим только механизм кольматации пустотного пространства твердой фазой промывочной жидкости и его зависимость от основных влияющих факторов. На самом деле кроме твердой фазы современные буровые раствора содержат полимерные реагенты, которые также адсорбируются в пористой среде горной породы.

Определяем толщины кольцевых зон $\Delta r_1, \Delta r_2, \Delta r_3 \dots \Delta r_n$ при условии, что объемы их порового пространства $\Delta V_1 = \Delta V_2 = \Delta V_3 \dots = \Delta V$ (рисунок 1).

$$\Delta V_i = \pi \cdot h \cdot m \cdot \left(r_c + \sum_{i=1}^n \Delta r_i \right)^2 - r_c^2, \quad (4)$$

где $i = 1, 2, 3 \dots n$

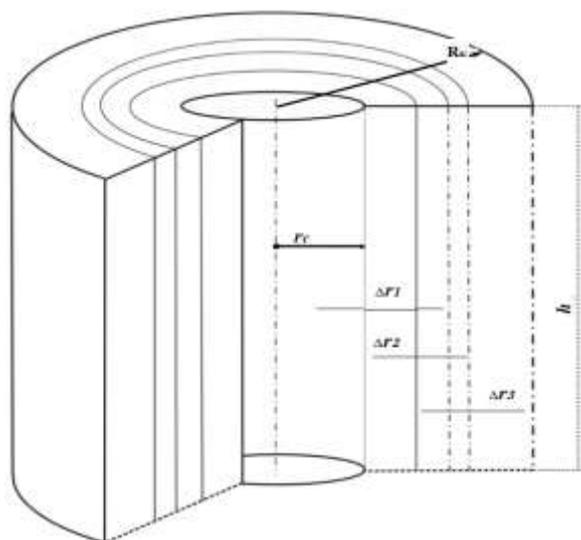


Рисунок 1 – Схема модели кольматации пласта

Порядок определения Δr_1 :

$$\begin{aligned} \Delta V_1 &= \pi \cdot h \cdot m \cdot \left((r_c + \Delta r_1)^2 - r_c^2 \right) = 2\pi \cdot h \cdot m \cdot r_c \Delta r_1 + \pi \cdot h \cdot m \cdot \Delta r_1^2 \\ \pi \cdot h \cdot m \cdot \Delta r_1^2 + 2\pi \cdot h \cdot m \cdot r_c \Delta r_1 - \Delta V_1 &= 0 \end{aligned}$$

Определяем корни квадратного уравнения:

$$D = (2\pi \cdot h \cdot m \cdot r_c)^2 - 4\pi \cdot h \cdot m \cdot \Delta V_1 = 4\pi \cdot h \cdot m \cdot (\pi \cdot h \cdot m \cdot r_c^2 - \Delta V_1)$$

$$x_{1,2} = \frac{-2\pi h m r_c \pm \sqrt{D}}{2\pi h m} \quad (5)$$

Если $(+\sqrt{D})$, то $x_1 > 0$, и $\Delta r_1 = x_1$, если $(-\sqrt{D})$, то $x_2 < 0$ и решение не имеет физического смысла.

Таким образом, процесс фильтрации суспензии в пласт можно разделить на дискретные объемы ΔV и определить зоны с толщинами Δr_i через, которые последовательно проходят эти объемы. Из каждого дискретного объема суспензии часть твердой фазы (3) адсорбируется (осаждается) в поровом пространстве $a_i = e^{D \cdot C_i} - e^D$, причем в объеме суспензии ΔV изменяется объемная концентрация твердой фазы (уменьшается) $C_1 = C_0$, $C_i = C_{i-1} - a_i$, где $i = 2, 3, 4 \dots n$.

При продвижении ΔV_1 в каждой кольцевой зоне пласта $\Delta r_1, \Delta r_2, \dots, \Delta r_n$ адсорбируется соответственно $a_1, a_2 \dots a_n$ количество твердой фазы. При этом $\Delta V_2 \approx \Delta V_1$ (объем ΔV_2 меньше на объем адсорбированной в 1-й кольцевой зоне твердой фазы) перемещается от зоны Δr_1 в зону Δr_2 и так далее процесс продолжается пока этот объем займет кольцевой объем Δr_n на n -м шаге дискретизации¹.

Суммарное количество твердой фазы, адсорбируемое в поровом пространстве, зависит от расстояния от стенки скважины до рассматриваемого сечения (зона кольматации)

$R = \sum_{i=1}^n \Delta r_i$ в пласте и от количества k объемов суспензии ΔV проходящих через это сечение.

Для i -го сечения накопленное объемное содержание твердой фазы $C_{Xi} = \sum_1^k a_i$.

Первоначальный объем открытого пористого пространства пласта $m \Delta V$. В результате адсорбции объем твердой фазы в пустотах возрастает на $m \Delta V \cdot C_{Xi}$.

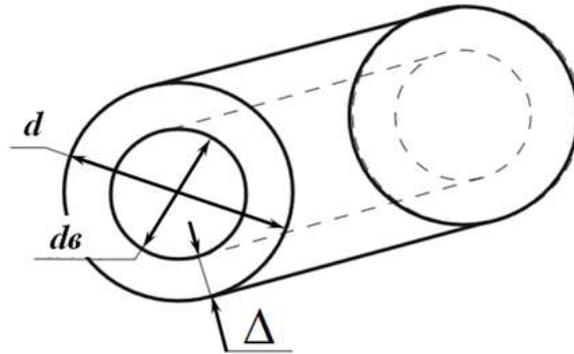


Рисунок 2 – Модель кольматации капиллярной трубки

Если фильтрационные каналы представить в виде трубочек диаметром d длиной $l = R_k - r_c$, а процесс адсорбирования твердой фазы – равномерным накоплением на стенках капиллярной трубки на длине Δr_i (рисунок 2), то уменьшенный диаметр капилляра d_6 определяется как:

$$\begin{aligned} V_k &= \frac{\pi}{4} d^2 l; & V_\Delta &= \frac{\pi}{4} (d^2 - d_6^2) l; \\ V_\Delta &= V_k \cdot C_X; \\ \frac{\pi}{4} d^2 l \cdot C_X &= \frac{\pi}{4} (d^2 - d_6^2) l; & d^2 \cdot C_X &= d^2 - d_6^2 \\ d_6 &= d \cdot \sqrt{1 - C_X} \end{aligned} \quad (6)$$

Относительное изменение диаметра фильтрационных каналов $\bar{d} = \frac{d_6}{d}$. Если движение жидкости в пласте ламинарное (Стоксово), то расход через трубочку обратно пропорционален

четвертой степени диаметра: $q \sim \frac{1}{d^4}$, тогда $\bar{q} = \left(\frac{d_g}{d}\right)^4$ – соотношение расходов (относительный расход) через закольматированный и исходный каналы трубчатой геометрии.

¹ – Дискретизация (от лат. discretio – «различать», «распознавать») – в общем случае – представление непрерывной функции дискретной совокупностью её значений при разных наборах аргументов. Для функции переменной $f(x)$ – представление множеством n её значений $f(x_0), f(x_1), \dots, f(x_{n-1})$ на заданном дискретном множестве значений аргумента x_0, x_1, x_{n-1}

Для приведенной модели кольматации был составлен алгоритм и компьютерная программа для расчета. На рисунке 3 представлены изменения C_{X_i} – накопленного содержания твердой фазы в пласте в % и измененной пористости $m' = m \cdot (1 - C_X)$ для следующих исходных данных: коэффициент адсорбции $D=0,015$, пористость $m=0,3$, радиус зоны кольматации $R_k=5$ м, мощности пласта $h=1$ м.

Видно, что изменения пористости носит сложный характер. Так у стенки скважины пористость $m' = 0,256$ на расстоянии 2,5 м темп снижения m' замедляется и при радиусе 4,7 м - m' практически равна исходной m .

С использованием разработанной модели и ее программы можно, по-видимому, прогнозировать R_k (глубину зоны кольматации). Это такой радиус, где пористость первоначальная (неизменная).

По-видимому, на интенсивность кольматации кроме рассмотренных факторов существенное влияние оказывает ориентация фильтрационных каналов в скелете горной породы.

Для проверки этого довода рассмотрим адсорбцию твердой фазы, когда в трещиноватом пласте трещины ориентированы вертикально (рисунок 4) и в случае их горизонтального расположения (рисунок 5).

Для первого и второго случая в пласте адсорбируется объем твердой фазы равный $\Delta V = V_n \cdot m \cdot C_X$.

При равномерном распределении твердой фазы по площади раскрытой трещины, толщина адсорбированного слоя Δx определяется как:

$$\text{Для вертикальной трещины: } \Delta x_{\parallel} = \frac{\Delta V}{2h \cdot (R_k - r_c)} \quad (7)$$

$$\text{Для горизонтальной трещины: } \Delta x_{=} = \frac{\Delta V}{2\pi \cdot (R_k^2 - r_c^2)} \quad (8)$$

тогда:

$$\frac{\Delta x_{\parallel}}{\Delta x_{=}} = \frac{2\pi(R_k^2 - r_c^2)}{2h(R_k - r_c)} = \frac{\pi(R_k + r_c)}{h} \quad (9)$$

Анализ полученного выражения показывает, что:

1. При $\pi(R_k + r_c) > h$ толщина адсорбированного слоя Δx_{\parallel} вертикальной трещины больше чем у горизонтальной $\Delta x_{\parallel} > \Delta x_{=}$
2. При $\pi(R_k + r_c) = h$ кольматация проходит одинаково в обоих случаях.
3. При $\pi(R_k + r_c) < h$, $\Delta x_{\parallel} > \Delta x_{=}$ при прочих равных условиях.

На практике R_k точно определить не представляется возможным. Аналитически он оценивается из уравнения Дарси:

$$R_k = \exp\left(\frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_c - P_k}{Q}\right) \cdot r_c \quad (10)$$

Видно, что экспоненциальный характер зависимости R_k от фильтрации Q жидкости в пласт делает эту формулу очень чувствительной к изменению расхода. Изменение расхода всего на 10÷30% десятикратно изменяет R_k . При небольших репрессиях $P_c - P_k$ (1,5÷3,5 МПа) по-видимому R_k и h одного порядка, поэтому все три ситуации возможны в практике бурения.

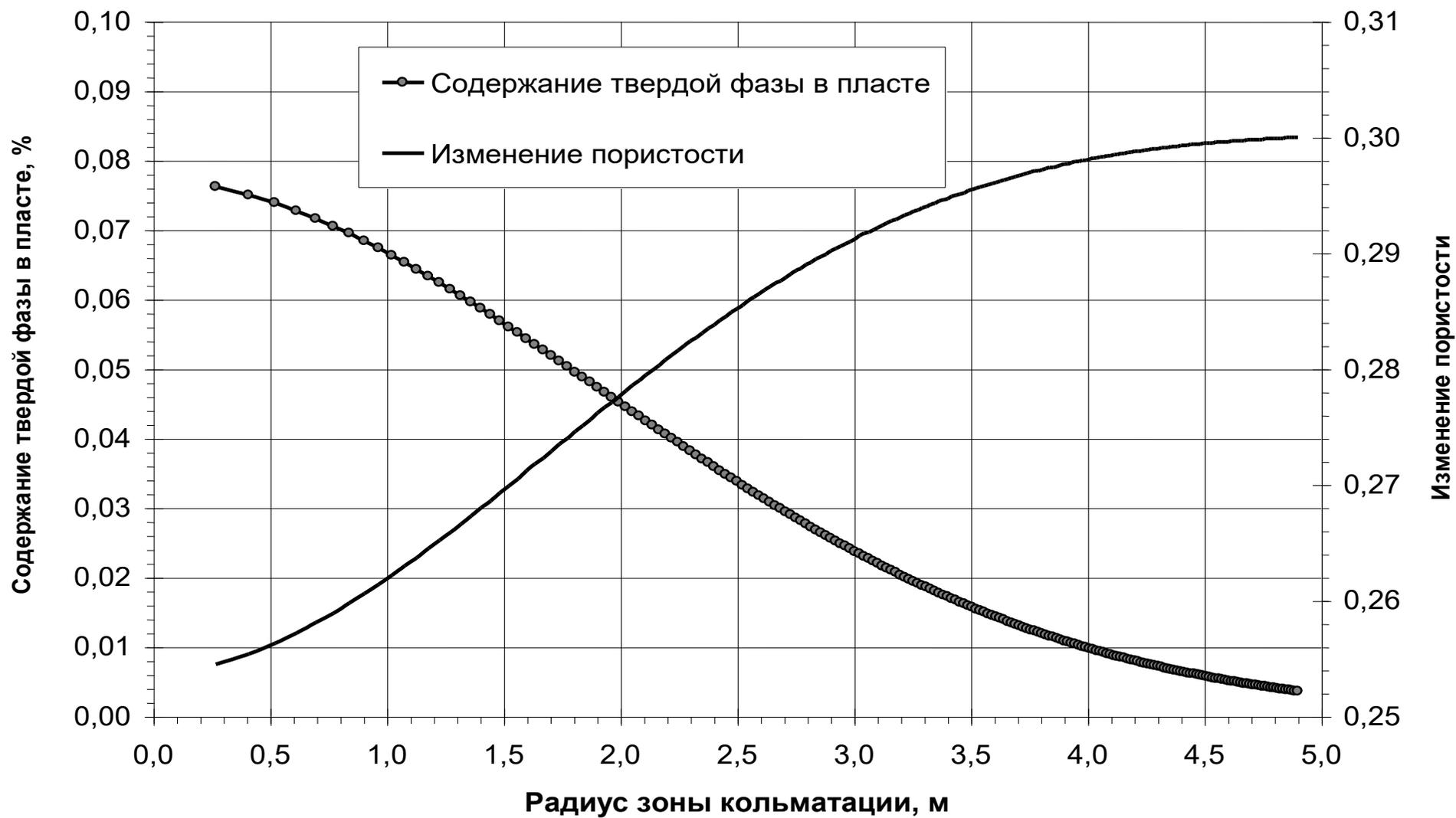


Рисунок 3 – Содержание твердой фазы адгезионно удерживаемой в пласте и измененная пористость.

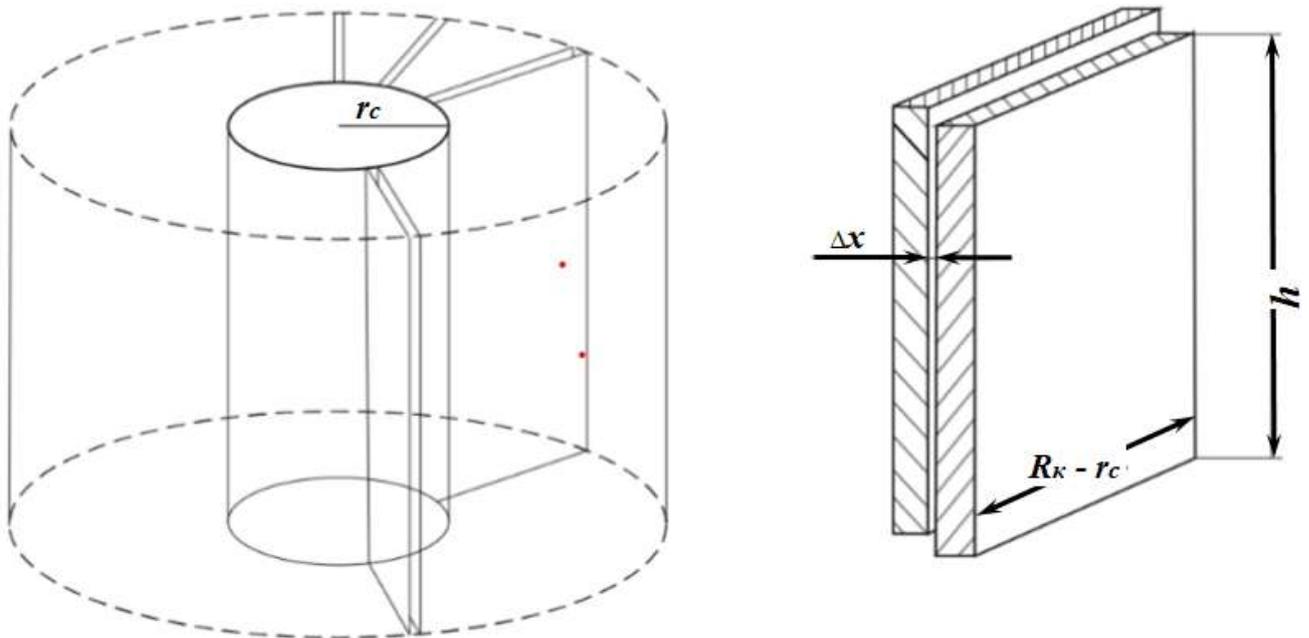


Рисунок 4 – Модель коьматации вертикальной трещины

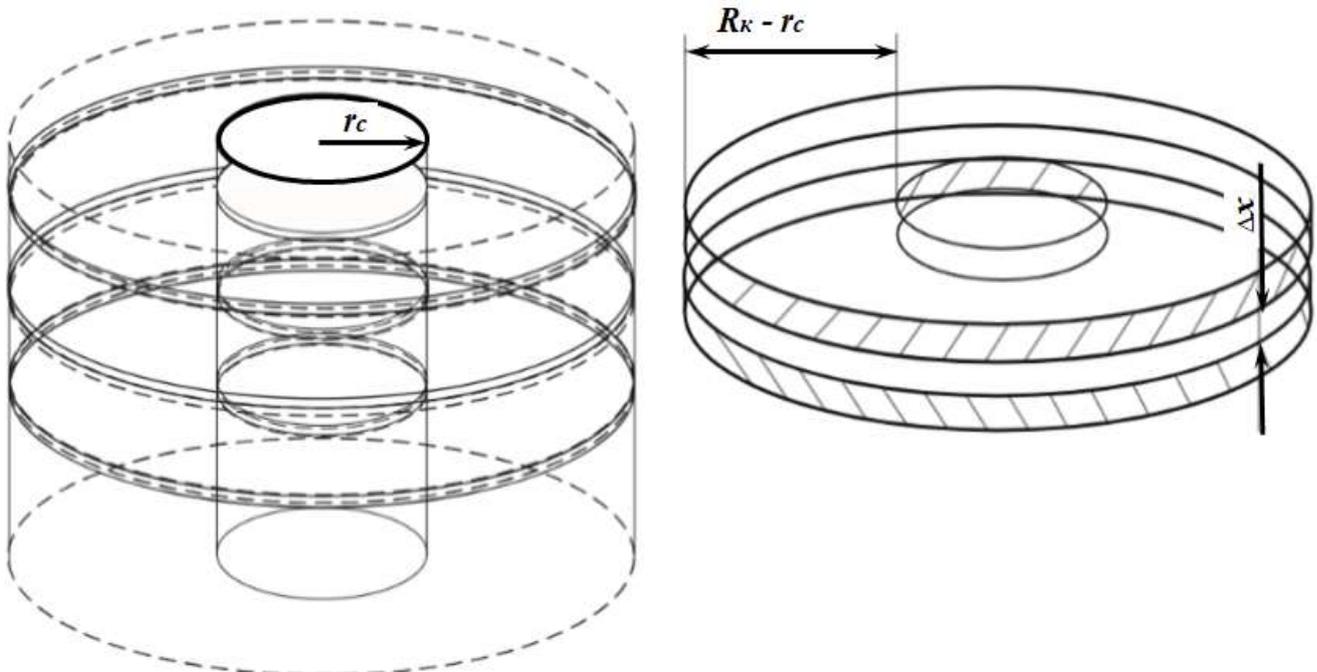


Рисунок 5 – Модель коьматации горизонтальной трещины.

Библиографический список:

1. Попов, П.В. Диффузия. : учебно-методическое пособие по курсу Общая физика / П.В. Попов. — М.: МФТИ, 2016. — 94 с.
2. Зарипов Ш.Х., Марданов Р.Ф., Гильфанов А.К., Шарафутдинов В.Ф., Никоненкова Т.В. Математические модели переноса загрязнений в окружающей среде. : учебное пособие / Ш.Х. Зарипов, Р.Ф. Марданов, А.К. Гильфанов, В.Ф. Шарафутдинов, Т.В. Никоненкова – Казань: Казан. ун-т, 2018. – 47с.
3. Михеев М.А. Разработка технологии и исследование составов буровых жидкостей, обеспечивающих конденсационное сцепление цементного камня с породой в интервале продуктивного пласта.: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук / Михеев М.А. – Ухта, 1999. – 25 с.

Некоторые вопросы технологии приготовления соленасыщенных буровых растворов

Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В настоящее время, в связи с истощением значительного количества нефтяных и газовых месторождений, залегающих на малой глубине при относительно простых для бурения горно-геологических условиях, возникает необходимость строительства скважин в районах, ранее считавшихся малоперспективными, в том числе, вследствие специфики геологического разреза. В частности, активно ведутся работы по бурению в условиях катастрофических поглощений, неустойчивости стенок скважин, наличия в разрезе большого количества кислых газов и ряде других проблем. Отмечается тенденция к облегчению/упрощению конструкции скважины, что приводит к спуску меньшего количества обсадных колонн и требует совместного вскрытия интервалов, ранее характеризующимися как интервалы с несовместимыми условиями бурения. Помимо этого, на длительное время находящихся в эксплуатации месторождениях часто возникают ранее не наблюдавшиеся проблемы, связанные с падением пластового давления, обводненностью пластов и изменением свойств горных пород вследствие насыщения их фильтратом бурового раствора из ранее пробуренных скважин.

Отдельную проблему при этом представляют хемогенные породы. Как показывает практика, основными типами солей, встречающихся в виде массивов, являются хлористый натрий (галит), хлористый магний (бишофит), хлористый калий (сильвинит) и сульфат кальция (гипс/ангидрит). Несмотря на различный химический состав, результат их попадания в раствор, в целом, схожий. Это коагуляция содержащейся в растворе глинистых материалов, разрушение химических реагентов и, как следствие, нарушение структурных и реологических свойств бурового раствора и интенсивный рост водоотдачи. Различие, как правило, в деталях и зависит, в основном, от количества попавших в раствор загрязнителей.

При этом необходимо отметить, что соли можно разделить на две категории – высокой и низкой растворимости. Хлориды щелочных металлов и магния имеют сравнимую растворимость, и насыщение раствора происходит при концентрации соли, превышающей 200 кг/м³. В отличие от безводного хлорида магния растворимость бишофита в атмосферных условиях составляет 1670 кг/м³.

В отличие от них, соли кальция, за исключением хлорида кальция, имеют малую растворимость. Например, растворимость гипса при 20°C составляет 2,55 кг/м³, максимальное значение – 2,65 кг/м³ при 40 °C. Соответственно, различаются методы предотвращения деградации буровых растворов при попадании в них хемогенного загрязнителя.

При угрозе загрязнения сульфатом кальция возможны три подхода:

1. Предотвращение загрязнения за счет снижения растворимости сульфата кальция.
2. Осаждение ионов кальция.
3. Замена бурового раствора после вскрытия интервала.

Первый подход предполагает значительное повышение уровня рН раствора перед вскрытием хемогенных отложений. Метод эффективен в случае незначительной мощности хемогенных отложений, требует хорошего знания разреза и, желательно, низкого содержания коллоидной фазы. Помимо этого, необходима качественная и правильно настроенная система очистки, позволяющая своевременно вывести хемогенный шлам из состава раствора. При наличии в разрезе массивных залежей ангидритов (гипсов) использование описанного приема бесполезно вследствие невозможности удержания высокого уровня рН.

Второй подход основан на добавке в буровой раствор реагентов-нейтрализаторов, при реакции с которыми происходит образование нерастворимых солей и их осаждение. В отечественной практике наиболее распространена обработка кальцинированной содой, что приводит к образованию карбоната кальция, хотя в мировой практике имеются и иные варианты. Недостатком метода является значительный расход нейтрализаторов с образованием

побочных продуктов реакции, которые, в свою очередь, способны негативно влиять на раствор. Вследствие этого затруднена работа при вскрытии массивных залежей из-за чрезмерного накопления в растворе мелкодисперсного сульфата кальция, что может привести к невозможности поддержания требуемых параметров. В качестве примера можно привести результат бурения разведочной скважины на побережье Ледовитого океана, где наличие в разрезе не обнаруженной заблаговременно геологической службой залежи ангидрита мощностью около трехсот метров привело, несмотря на все усилия, к полной деградации раствора (фильтрация 96 см³/30 мин) и необходимости его замены.

Третий подход отличается большим расходом реагентов и материалов, но не имеет технологических ограничений. При этом свежеприготовленный раствор не подвержен деградации вследствие низкой растворимости ранее вскрытого ангидрита.

Вышеописанные подходы могут применяться как по отдельности, так и совместно, причем чаще всего применяется сочетание первого и второго варианта, заключающееся в повышении уровня pH с заблаговременной обработкой раствора кальцинированной содой.

При наличии в разрезе хемогенных отложений, сформированных высокорастворимыми солями, помимо возникающих проблем с буровым раствором возможен побочный эффект - интенсивное кавернообразование. При этом объем каверн зависит, в первую очередь, от мощности вскрываемых отложений и объема используемого бурового раствора. О масштабах проблемы можно судить на примере Воргамусюрской площади, где вскрытие отложений галита привело к образованию каверны объемом около двухсот кубических метров. Вследствие вышеописанного единственным подходом, обеспечивающим качественное вскрытие подобных интервалов, является использование буровых растворов, предотвращающих растворение солей. К последним относятся растворы на неводной основе и соленасыщенные буровые растворы на водной основе.

Учитывая высокую стоимость растворов на неводной основе, их применение оправдано только в специфических условиях. Как следствие, основными типами растворов для вскрытия хемогенных отложений являются соленасыщенные растворы. Их основные преимущества – высокая стабильность, возможность использования в интервалах залегания хемогенных отложений, хорошая ингибирующая способность. Однако по сравнению с пресными растворами увеличивается расход материалов и реагентов-стабилизаторов, повышаются стоимость, трудоемкость приготовления, экологическая опасность, коррозия оборудования. В ряде случаев возможно высушивание и осыпание глинистых пород. Особенностью таких растворов является высокая начальная плотность системы, зависящая от типа соли и ее количества в растворе, которая может быть, как их достоинством, так и недостатком.

Необходимо учитывать также, что данный тип растворов имеет определенную специфику приготовления, которой не владеют многие специалисты. В связи с этим необходимо иметь четкое представление о том, с чем предстоит работать, и понимать нюансы, отличающие данный тип растворов от прочих систем на водной основе.

Приготовление буровых растворов можно условно разделить на две группы:

1. Приготовление буровых растворов до начала бурения.
2. Дообработка буровых растворов в процессе бурения.

Дообработка буровых растворов, в свою очередь, имеет различные варианты. При этом базовыми являются:

- Обработка бурового раствора премиксом (свежеприготовленным раствором) с заданными свойствами;
- Ввод химических реагентов и материалов непосредственно в активную систему.

Каждый из вариантов имеет как свои преимущества, так и недостатки, и выбирается исходя из конкретных условий. При этом для приготовления и дообработки буровых растворов рекомендуются следующие принципы:

1. В первую очередь в буровой раствор вводятся глиноматериалы;
2. Обработка полимерными реагентами проводится в разной последовательности, однако оптимальным является введение от низкомолекулярных реагентов к более

высокомолекулярным. При этом структурообразователи добавляют в последнюю очередь. Пример:

1. Крахмал;
2. Полианионная целлюлоза низковязкая (Рас-L, ПАЦ-Н и др.);
3. Полианионная целлюлоза высоковязкая (Рас-R, ПАЦ-В и др.);
4. Биополимер.

3. Обработка регуляторами рН производится в растворенном виде с малой скоростью (например, раствор каустика «через бочку»);

4. Утяжелители/кольматанты вводятся на последнем этапе, после достижения раствором требуемых характеристик. Рекомендуется ввод утяжелителей в активную систему по циклу;

5. Смазочные добавки предпочтительно вводить по циклу в разогретый раствор.

При приготовлении соленасыщенных растворов необходимо учитывать следующее:

1. Растворимость соли зависит от температуры бурового раствора и может изменяться в процессе бурения и промывки;

2. Скорость растворения соли уменьшается с повышением концентрации растворенной соли;

3. Для растворения соли необходима свободная вода;

4. Растворы имеют повышенную начальную плотность;

5. Растворы склонны к вспениванию.

Для примера рассмотрим приготовление базового раствора:

- Вода;

- Минерализатор (соль, наиболее часто NaCl);

- Глинопорошок (если предусмотрен рецептурой);

- Полимерные реагенты;

- Вспомогательные реагенты (кальцинированная сода, каустик, бактерицид и т.д.);

- Утяжелители/кольматанты.

Приготовление соленасыщенных растворов может иметь разные варианты, зависящие, в первую очередь, от оборудования, емкостного парка наличия свободных объемов и т.д. Наиболее простым вариантом является следующий.

В работе используются две емкости: основная, объемом 40-60 м³, и вспомогательная. В качестве вспомогательной емкости может использоваться БПР. В случае, если не предполагается использование глины на этапе приготовления раствора, вспомогательная емкость не требуется. При этом выдерживается определенная последовательность действий.

1. В основную емкость набирается вода. При этом необходимо учитывать, что в емкости должно оставаться:

- в случае последующего ввода глинопорошка не менее 10 м³ свободного объема;

- в случае, когда ввод глины на этапе приготовления не предусматривается, не менее 5 м³ свободного объема.

2. В БПР с водой вводится расчетное количество глинопорошка. После гидратации производится обработка (стабилизация) полимерными реагентами для предотвращения последующей коагуляции в количестве, не создающем опасность потери подвижности раствора. В случае, если имеется глинистая суспензия, либо полимер-глинистый раствор, оставшиеся с предыдущего интервала, его можно использовать вместо свежеприготовленной суспензии в качестве источника коллоидной фазы.

3. Раствор в основной емкости обрабатывается пеногасителем и бактерицидом. Необходимо помнить, что хотя минерализованные растворы считаются малочувствительными к воздействию бактерий, некоторые штаммы могут эффективно развиваться в соленасыщенных растворах. Также могут быть введены каустическая и кальцинированная сода, но они также могут быть введены и на других этапах приготовления.

4. В основной емкости растворяется расчетное количество соли. Необходимо помнить, что попытка минерализации раствора «до насыщения» может привести к негативным последствиям. В частности, из-за замедленного растворения, грубодисперсная

соль выпадает на дно емкости, после чего на ее поверхности оседают глина, реагенты, а в процессе бурения шлам. Таким образом, частицы соли блокируются и дальнейшее растворение прекращается. Оптимальным является расход соли в пределах 160-200 кг/м³ (для NaCl), что обеспечивает достаточную минерализацию для предотвращения интенсивного растворения пластовой соли.

5. В основную емкость вводится ранее приготовленная глинистая суспензия из БПР.

6. Производится дообработка раствора полимерными реагентами до проектных параметров.

7. Стабилизированный раствор доутяжеляется до расчетной плотности (при необходимости).

В случае, если по каким-либо причинам невозможно приготовление глинистой суспензии в отдельной емкости, возможен иной вариант.

1. Набирается вода и вводится расчетное количество глинопорошка, пеногаситель, бактерицид, кальцинированная и каустическая сода. В случае, если имеется глинистая суспензия, либо полимер-глинистый раствор, оставшиеся с предыдущего интервала, его можно использовать вместо свежеприготовленной суспензии в качестве источника коллоидной фазы.

3. Раствор в емкости обрабатывается минимальным количеством полимеров (желательно низкомолекулярных, т. е. крахмал, лигносульфанаты и т.д.) для предотвращения коагуляции.

4. Производится ввод расчетного количества соли. Необходимо учитывать, что скорость растворения ее будет крайне замедленная, что требует медленного ввода.

5. Производится дообработка раствора полимерными реагентами до проектных параметров.

6. Производится доутяжеление раствора (при необходимости).

В случае, если не предусмотрен ввод глины при приготовлении, то в основной емкости в воду добавляют пеногаситель, бактерицид, кальцинированную и каустическую соды (могут вводиться на любом этапе). После чего растворяется расчетное количество соли, производится дообработка раствора полимерными реагентами до проектных параметров. После полной стабилизации раствора в него добавляют утяжеляющие и коагулирующие материалы (при необходимости).

Необходимо учитывать, что в этом варианте раствор будет иметь относительно низкие реологические характеристики, что может привести к выпадению утяжелителей/коагулянтов. Кроме того, в последнем варианте вспенивание раствора происходит значительно интенсивнее, и пеногаситель не всегда позволяет его подавить. Для предотвращения этого возможно введение незначительного количества глинопорошка из расчета 1 т на 50-100 м³ раствора. Глинопорошок способствует снижению пенообразования в минерализованных растворах. Может вводиться как в виде суспензии, так и в сухом виде через гидроворонку.

Вспенивание значительно усиливается при вводе в раствор кальцинированной соды, особенно в сухом виде по циклу. Рекомендуется производить обработку с вводом кальцинированной соды в премикс либо ступенчатую обработку малыми порциями соды.

Библиографический список:

1. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.
2. Уляшева, Н. М. Управление технологическими и физико-химическими свойствами буровых растворов при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие/ Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, В. В. Дуркин. – Ухта: УГТУ, 2023. – 112 с.

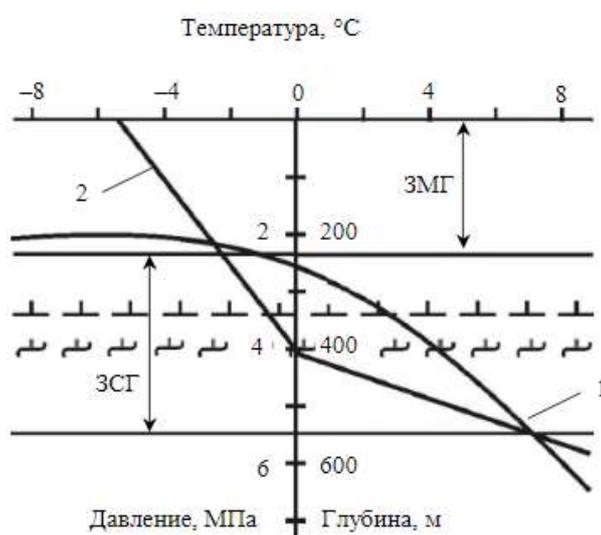
Исследование проблем при отборе керна с газовыми гидратами

Никишин В. В., Блинов П. А., Кузнецов М. А., Стрелец Ю. А., Мануйлович Д. С.
Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург, Россия

С ростом мировой промышленности и высокими темпами развития технологий возникает значительная потребность в энергетических ресурсах. В связи с этим в рамках разведки и добычи полезных ископаемых применяются различные технологические решения, связанные с интенсификацией добычи горючих полезных ископаемых. В то же время всё большее значение в сфере энергетики имеют нетрадиционные источники энергии. Данная тенденция даёт возможность рассматривать альтернативные виды полезных ископаемых в качестве источников энергии, а именно – газовые гидраты.

Газовые гидраты (ГГ) — относительно новый и потенциально обширный источник природного газа. Они представляют собой молекулярные соединения воды и природного газа, существующие при определённых термобарических условиях. Ещё недавно ГГ являлись осложнениями, возникающими на всех этапах бурения, эксплуатации и транспортировки, но с постепенным истощением традиционных запасов газа встает вопрос об изучении свойств пород криолитозоны, содержащих природный газ в гидратной форме. Точной оценки запасов газовых гидратов на данный момент нет [1], а большая часть их часть представляют собой донные отложения.

В рамках разведки и добычи полезных ископаемых газовые гидраты представляют особый интерес, однако их изученность на данный момент находится на ранней стадии. Это связано, прежде всего, с особенностями образования газовых гидратов в земной коре – процесс гидратообразования требует определённых пластовых условий. В частности, данный процесс предполагает диапазон температур и давлений, в пределах которых может происходить образование ГГ. Это определяет проблематику исследования и анализа месторождений газовых гидратов, поскольку при непосредственном отборе керна гидратосодержащих пород имеющимися технологическими решениями представительность кернового материала будет неудовлетворительной в связи с растеплением скважинного пространства в процессе бурения скважины и сопутствующей диссоциации газового гидрата. Об этом свидетельствует диаграмма условий зон стабильности (ЗСГ) и метастабильности (ЗМГ) газовых гидратов, представленная на рисунке 1 [3,4].



- 1 – кривая равновесных условий гидратообразования метана;
 2 – распределение температур по разрезу;
 ⊥ – подошва многолетнемерзлых пород; ⊥ – подошва криолитозоны

Рисунок 1 – Диаграмма условий стабильности газовых гидратов

Исследователями было доказано, что при определённых температурах и давлениях скорость диссоциации газовых гидратов замедляется, что практически полностью прекращает выход газа. Такое явление обуславливает эффект самоконсервации газовых гидратов, заключающийся в образовании тонкой корки льда на поверхности гидратосодержащих пород в процессе разложения ГГ. Данный процесс даёт значительное преимущество при разведочном бурении с отбором керна и является возможным решением проблемы отбора керна, содержащего газы гидраты.

На основании специфики данного эффекта учёными были предложены различные конструкции буровых снарядов, позволяющие минимизировать последствия диссоциации ГГ и повысить представительность кернового материала. В частности, на кафедре бурения скважин в СПГУ была разработана схема термогидратоотборника, конструктивно схожая с уже имеющимися снарядами со съёмными керноприёмниками типа ССК. Главным отличием является включение в конструкцию системы охлаждения сжиженным газом, которая через теплообменник обеспечивает сохранение низких температур в керноприёмнике. Однако данный снаряд не позволяет сохранить статические условия давлений, в которых находились гидратосодержащие породы, что в значительной степени влияет на сохранность и представительность кернового материала.

В зарубежной же практике в рамках программы HYACINTH, направленной на разработку керноотборников, способных отбирать керовый материал с сохранением давления до 250 бар, были созданы два керноотборника: Fugro pressure corer (FPC) и HYACE rotary corer (HRC, FRPC). Они были применены в рамках экспедиций UBGN02, UBGN2-10D и UBGN-2-2B Международной программы исследования океана для отбора проб газовых гидратов, где показали положительный результат при отборе керна в условиях шельфа. По результатам применения данных снарядов был получен керовый материал, процент выхода которого варьировался от 66,7% до 97,3% [5]. Такой разброс процента выхода керна обусловлен различными конструктивными особенностями и материалами, из которых данные системы были изготовлены, что ограничивает применимость данных снарядов в различных условиях бурения.

Помимо применения специальных буровых снарядов для отбора проб газовых гидратов, следует обратить внимание на температурный режим скважины в процессе непосредственного бурения. Известно, что в процессе циркуляции бурового раствора в скважине температура нисходящего потока жидкости уменьшается в связи с теплообменом с мёрзлыми породами, а затем увеличивается с ростом пластовой температуры. Температура восходящего потока следует той же зависимости, поскольку его скорость движения падает. Такое изменение будет происходить до стабилизации температур нисходящего и восходящего потоков. Из этого следует, что наиболее чувствительной к растеплению мёрзлых пород, а соответственно, и диссоциации газовых гидратов является призабойная зона скважины. Растеплению также способствует непосредственная механическая работа породоразрушающего инструмента за счёт теплообмена с окружающей средой. В связи с этим контроль температурного режима скважины является перспективным направлением в рамках разработки методов сохранения керна гидратосодержащих пород.

С этой целью на основании программы по моделированию температурного режима скважины при бурении [2], разработанной на кафедре бурения скважин СПГУ, была создана математическая модель, позволяющая численными методами и методами графической визуализации определить температурный режим по всей длине скважины с учётом наличия в разрезе газовых гидратов. По результатам расчётов и построения графиков было обнаружено, что при использовании одних и тех же технических устройств и сохранении режимных параметров бурения температура нисходящего и восходящего потоков промывочной жидкости значительно отличается в зависимости от того, присутствуют ли в разрезе горные породы, содержащие газовые гидраты. Так, при отсутствии в разрезе ГГ и отрицательной температуре на устье скважины температура потоков промывочной жидкости на забое положительна, что объясняется процессами теплообмена с породоразрушающим инструментом и горными

породами, пластовые температуры которых увеличиваются. Последнее объясняется наличием параметра геотермического градиента, который представляет собой физическую величину, описывающую прирост температуры горных пород в градусах Цельсия (°C) на определённом участке земной толщи, и является немаловажным при расчёте температурного режима скважины. Для России данный параметр составляет 2-3 °C на 100 метров за исключением областей аномальных показателей. Однако данный параметр имеет минимальный эффект при наличии в разрезе газовых гидратов – исходя из полученных посредством расчётов данных, температура нисходящего и восходящего потоков на забое значительно уменьшается и принимает отрицательные значения при вскрытии пластов гидратосодержащих пород.

Таким образом, имеет место значительное изменение температурного режима скважины за счёт присутствия в разрезе гидратосодержащих пород, но несмотря на это, при вскрытии данных пород будет наблюдаться диссоциация газовых гидратов и сопутствующее ему выделение газа, которые будут в значительной степени изменять представительность кернового материала. Для предотвращения данного явления можно предложить использовать растворы, имеющие малую теплоёмкость, с целью обеспечения нерастепления скважинного пространства и мёрзлых пород. Наиболее распространёнными примерами таких растворов являются соляные очистные агенты: хлориды натрия (NaCl), калия (KCl), кальция (CaCl₂) и т.д. Важным преимуществом таких растворов, по сравнению с часто применяемыми глинистыми растворами, является их меньшее влияние на растепление скважины и пород, что позволяет обеспечить эффект консервации керна гидратосодержащих пород. Однако стоит учитывать концентрацию соли в растворе, поскольку она должна быть ниже той, при которой будет наблюдаться повышение скорости разрушения ледяной корки, т.е. следует избегать излишнего засоления промывочной жидкости. Также в качестве альтернативы можно использовать полимерглинистые растворы с противоморозными добавками.

Помимо этого, в случае значительных низких температур, можно предложить буровой раствор с заданной водоотдачей. Сохранение кернового материала в данном случае будет основываться на эффекте принудительной консервации: за счёт выделения свободной воды из раствора и наличия низких температур в призабойном пространстве на поверхности кернового материала будет образовываться ледяная корка, тем самым обеспечивая его сохранность, представительность и достаточный для последующего лабораторного анализа процент выхода.

Библиографический список:

1. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И.Менделеева). 2003. Т. 47. № 3. С. 70-79.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021666233. DrillTemp v1.0 / Блинов П.А., Двойников М.В., Верецагин И.И. – Заявка № 2021665426. Дата поступления 6 октября 2021 г. Зарегистрировано в реестре программ 11 октября 2021 г.
3. Чистяков В.К. Проблемы повышения качества отбора керновых проб при поисках и разведке месторождений природных газовых гидратов // Записки Горного института. 2009. Т. 183. С. 311-317.
4. Якушев В.С. Газовые гидраты в отложениях материков и островов / Якушев В.С., Перлова Е.В., Махонина Н.А. и др.// Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И.Менделеева). 2003. Т. 47. № 3. С. 80-90.
5. Khizar Abid. Review of pressure coring systems for offshore gas hydrates research / Khizar Abid, Giovanni Spagnoli, Catalin Teodoriu, Gioia Falcone // The International Journal of the Society for Underwater Technology. – 2015. – Vol.33, No.1. – P. 19-33. - DOI:10.3723/ut.33.01

Проблемы строительства и заканчивания скважин для добычи высоковязких углеводородов

Овчинников В. П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Строительство скважин связано с решением многих проблем, технологического и технического характера, размещением и заканчиванием скважин и т.д., которые зависят от производственного процесса или последовательности технологических операций, используемых для извлечения пластового флюида:

- некоторые коллекторы тяжелой нефти расположены в неглубоких и рыхлых пластах. В этой среде проблемой является поддержание устойчивости ствола скважины после того, как ствол скважины пробурен, до установки обсадной колонны;
- управление выносом песка, поскольку последний перемещается к стволу скважины;
- планирование и поддержание постоянного расстояния между горизонтальными стволами скважины;
- высокие температуры, требуемые для воздействия на пластовый флюид, представляют собой особую проблему для поддержания целостности ствола скважины и эластомеров, используемых в забойном оборудовании;
- способ и оборудование для транспортировки добываемых углеводородов с забоя на устье скважины и далее по внутрипромысловым и магистральным трубопроводам.

Для обеспечения добычи, транспортировки и переработки тяжелой нефти необходимо знать, что о себе представляет сам флюид. Как и в случае с добычей традиционной нефти, инженерам и ученым необходим определенный уровень знаний о её фазовом составе и свойствах, в том числе и о том, как они будут меняться в зависимости от условий эксплуатации. Технология разработки месторождения также будет зависеть от свойств флюида на протяжении всего производственного процесса. Инженеры по добыче (буровики, операторы) принимают решения о технологии заканчивания и соответствующем способе подъема нефти и газа, увязывая с временем освоения и изменением свойств флюида в зависимости от температуры и пластового давления. Инженеры механики проектируют материально-технические средства для обработки и разделения на основе сведений об объемах добываемого газа и жидкости, а также ожидаемой стабильности получаемых эмульсий.

Весь процесс принятия решений высоко интегрирован, рассматриваются в совокупности использование газа, растворителя или пара для закачивания в пласт, поскольку свойства жидкости и фазовое поведение как в пласте, так и на поверхности меняются. Хотя поведение флюидов является сложным и трудным для понимания об этих интегрированных процессах, важно помнить, что тяжелые нефти состоят из тех же углеводородных соединений, что и традиционные, хотя их относительные концентрации будут смещаться от меньших, для жидкостей с преобладанием парафина к более крупным и ароматичным. Те же принципы измерения и моделирования, которые применимы к обычным нефтям, обычно применимы и к тяжелым нефтям, хотя процедура их практического применения может отличаться.

На рисунке 1 показано изменение вязкости тяжелой нефти с увеличением плотности, где плотность выражается в единицах плотности API [1]. На графике показано, что тяжелая нефть – это лишь конечный спектр нефтяных жидкостей. По мере того, как нефть переходит из средней (средней плотности в градусах API) нефти в тяжелую (низкая плотность в градусах API), вязкость увеличивается на несколько порядков. При этом, диапазон возможных значений вязкости при заданной плотности начинает расширяться. Это явление указывает на изменение углеводородного состава нефтяного флюида, которое имеет ряд последствий для поведения тяжелой нефтяной фазы и свойств флюида.

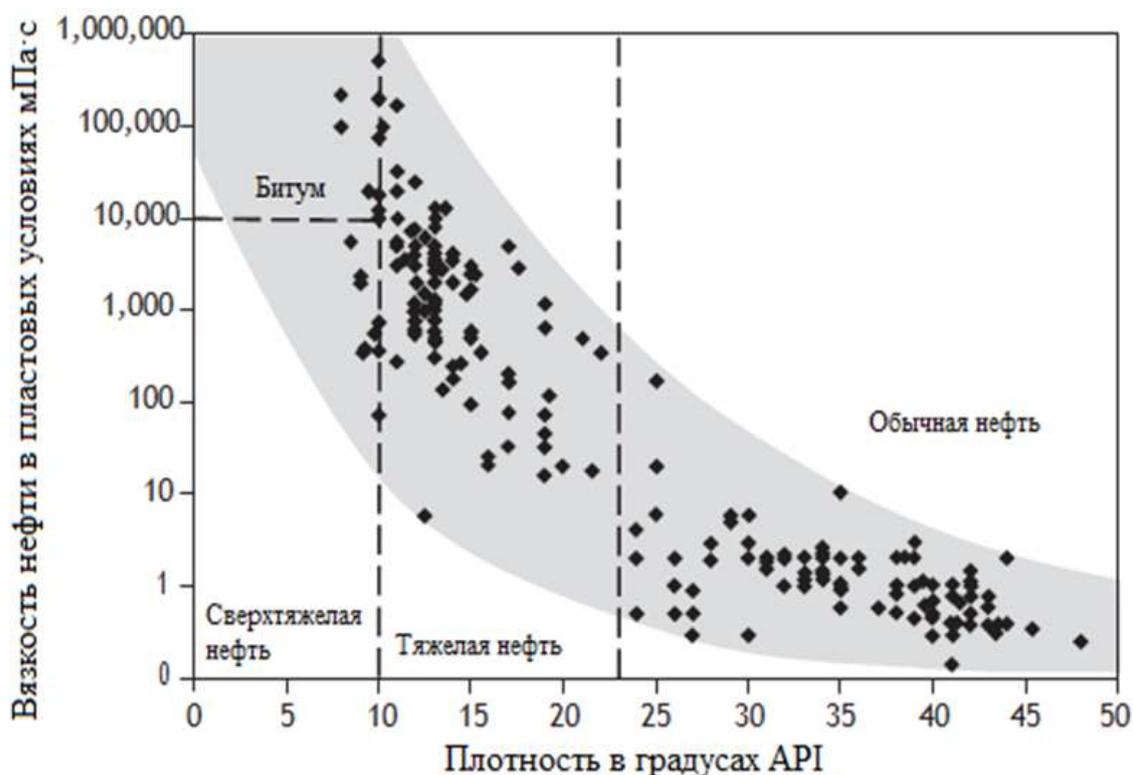


Рисунок 1 – Изменение вязкости сырой нефти в диапазоне плотности по API от легкой до средней и тяжелой нефти

Самыми простыми и легкими соединениями являются углеводородные газы или легколетучие углеводороды: метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8) и бутан (C_4H_{10}). Сырая нефть может также содержать небольшие количества неуглеводородных газов, таких как азот (N_2), диоксид углерода (CO_2) и сероводород (H_2S). Тяжелая нефть обычно содержит низкие их концентрации, что приводит к очень низким отношениям газ / нефть, соответствующим низкой температурой кипения. При таком небольшом количестве растворенного газа в текучей среде тяжелой нефти углеводородные соединения находятся в жидком состоянии, особенно более крупные или более тяжелые молекулы.

Ограничения геологических условий диктует требования строительства скважин с горизонтальным окончанием, так как сооружение вертикальных скважин для добычи тяжелой нефти во многих аспектах аналогичен процессам, используемым при строительстве вертикальных скважин для разработки традиционных нефтяных пластов и не учитывает особенности. Различия возникают в соблюдении процесса мобилизации тяжелой нефти способом теплового воздействия – нагревания. Например, в случае SAGD, два параллельных горизонтальных ствола скважин бурятся друг над другом, обычно на расстоянии 5 – 6 м друг от друга. Верхний ствол моделирует нагнетательную скважину, а нижний – добывающую.

В прошлом, когда методы измерения бурения в реальном времени были менее развиты, размещение двух параллельных стволов скважин создавало значительные сложности. Однако с развитием современных инструментов и теоретических изысканий, структуры продуктивной зоны тяжелой нефти данная проблема более-менее решена. Уменьшено количество корректировок углов бурения, сокращено непродуктивное время (NPT) во время бурения. Предложены и применены следующие рекомендации по сооружению скважин с горизонтальным окончанием [2]:

Организационные:

1. использование передовых технологий бурения – наклонно-направленное бурение, измерение во время бурения (MWD), каротаж во время бурения (LWD) и так далее;
2. разработка технологий, которые позволяют получить и передавать данные в реальном времени, а также программные технологии по преобразованию данных для регулирования режимов бурения;

3. обеспечение тесного взаимодействия и координацию членов команды геологов, инженеров по бурению и буровых операторов по принятию корректных и своевременных коллективных решений.

Технико-технологические:

1. предварительное выявление целевой зоны нефтеносности и ожидаемую траекторию скважины;
2. получение и коллективный мониторинг информации о коллекторе по мере продвижения буровых работ;
3. сравнение данных бурения в реальном времени с проектной траекторией скважины и немедленное внесение изменений в план бурения.

Горизонтальный ствол должен располагаться в продуктивной зоне, траектория которого проектируется перед началом буровых работ с использованием исходной геологической модели геологической среды, которая обычно является ориентировочной из-за неопределенностей, связанных с интерпретацией сейсмических и геологических сведений.

Отклонение в процессе бурения в продуктивной зоне (изменение расстояния до перекрывающих или подстилающих пород) усложняют операцию бурения из-за необходимости проведения корректировок. Отклонение от плана бурения вызывает также задержки, добавив стоимость NPT к общей стоимости бурения. Первоначальный ствол скважины иногда ликвидируют из-за сложности бурения, и пробуривают новый ствол. Если под продуктивной зоной находится активный водоносный горизонт, возникает вероятность проникновения подошвенной воды. Во избежание этого, используют геологическую информацию в режиме реального времени, собранную во время буровых работ.

Под понятием «геонавигация» считают управление сооружением горизонтального участка ствола скважин [3]. Данный процесс включает информацию, полученную с помощью технологии LWD, с последующим внесением необходимых поправок в реальном времени в процессе бурения.

Рисунок 2 иллюстрирует пример процесса геонавигации с использованием отклика удельного сопротивления от технологии LWD [4]. Как видно, изменение направления траектории скважины определяется через каждые 500 футов, и основная коррекция в направлении скважины также выполняется через 500 футов.

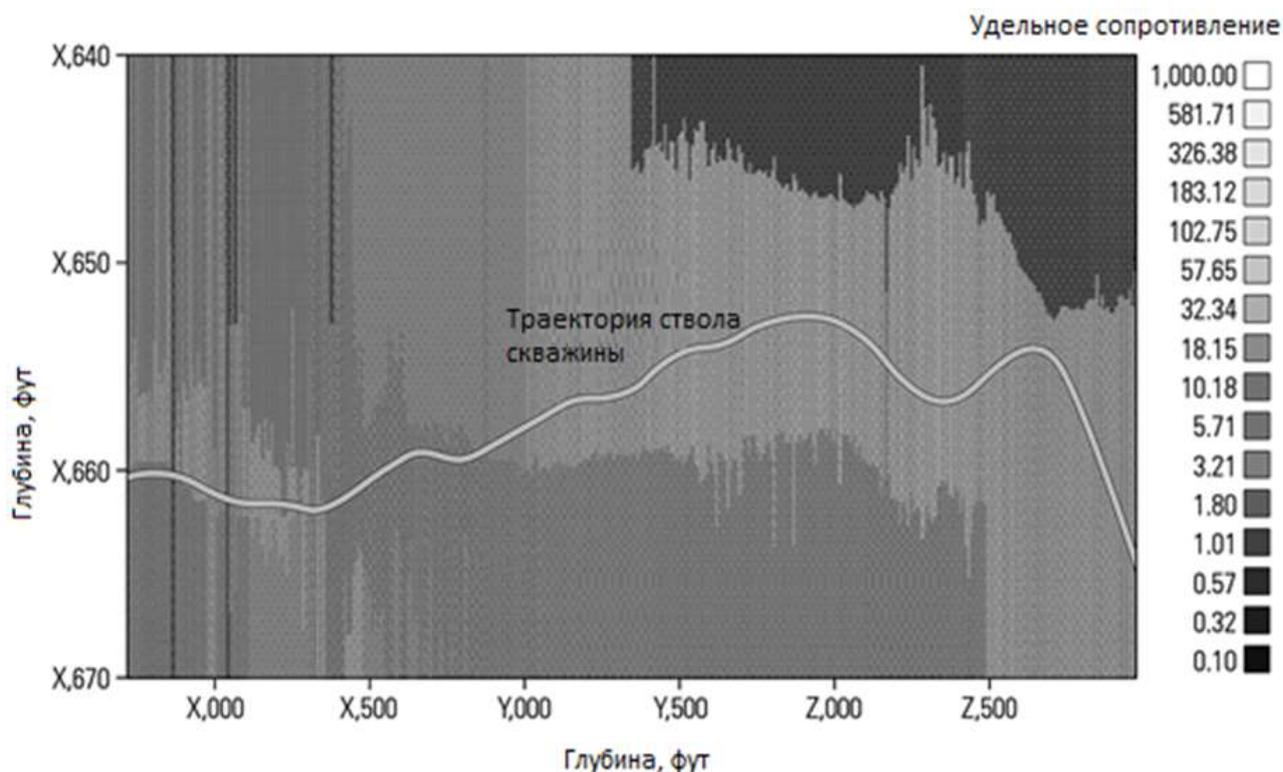


Рисунок 2 – Процесса геонавигации с использованием отклика удельного сопротивления от технологии LWD

Термин «упреждающая геонавигация» – это раннее распознавание приближающихся кровли и подошвы коллектора, а также областей контакта нефти и воды и с последующим внесением поправок в углы бурения в реальном времени. Раннее распознавание стало возможным благодаря доступности информации LWD. Возможность раннего распознавания необходимости незначительных корректировок критична для поддержания скважины в продуктивной зоне и, следовательно, для предотвращения значительного отклонения угла бурения.

Залежи тяжелой нефти обычно находятся в низкопроницаемых, высокопористых и четко очерченных продуктивных разрезах. После того, как метод парогравитационного дренажа (SAGD) будет выбран в объект залегания тяжелой нефти, необходимо бурение множества пар скважин с горизонтальным окончанием в одном и том же горизонте длиной 800 – 1200 м (2600 – 3900 футов). При отсутствии подошвенного слоя воды, добывающая скважина размещается ближе к подстилающему слою, нагнетательная примерно на 5 – 6 м над добывающей скважиной. Расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами влияет на коэффициент извлечения и эффективность процесса SAGD. Если скважины будут пробурены слишком близко друг к другу, произойдет преждевременный прорыв пара вокруг «пятки», что снижает эффективность процесса. Точно так же, если расстояние между двумя скважинами слишком велико, то потребуются много времени, иногда несколько месяцев, для установления контакта между нагнетательными и добывающими скважинами, что означает – тяжелая нефть между парой скважин и вокруг нее достаточно нагрелась, ее вязкость снизилась до точки, при которой она становится подвижной и может быть добыта.

Обычно при бурении пары скважин SAGD сначала бурится эксплуатационная скважина, ее ствол обсаживается и цементируется. Затем для бурения параллельной нагнетательной скважины используется технология «магнитной локации» [5], основанная на применении магнитных элементов, установленных в уже пробуренной добывающей скважине. Магнитный источник обычно размещается в добывающей скважине с помощью гибкой трубы. Затем инструментом MWD, используя отклики магнита-источника, регулирует направление бурения.

Предлагается и альтернативный способ, в котором используется предварительно намагниченная обсадная колонна. Основное преимущество этого метода состоит в том, что параллельная нагнетательная скважина бурится без доступа к добывающей скважине.

На рисунке 3 показано графическое сравнение «идеального» и реального (нерегулярного) роста паровой камеры. Идеальная паровая камера далека от реальности из-за различных факторов (таких как неоднородность коллектора и неравномерность траектории ствола скважины), которые в совокупности приводят к снижению эффективности процесса SAGD и коэффициента извлечения.

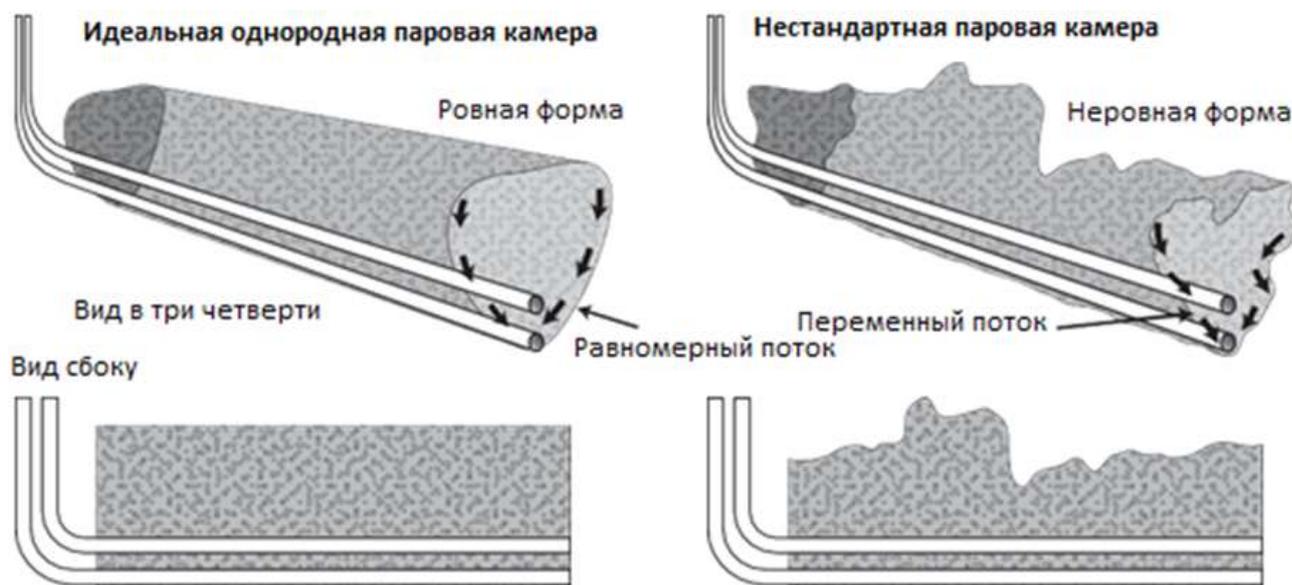


Рисунок 3 – Графическое сравнение «идеального» и реального (нерегулярного) роста паровой камеры

Паровые процессы не только влияют на целостность ствола скважины из-за условий повышенной температуры и давления, но также увеличивают поровое давление в пласте [103], которое снижает эффективное напряжение на покрывающие породы. Повышенная температура способствует паровой камере расширяться. Поскольку область, окружающая паровую камеру, более холодная, то расширение вызывает деформации в покрывающем слое – создаются трещины сдвига над нагнетательной скважиной, что вызывает утечку пара.

На протяжении многих лет инженеры изучали и разрабатывали геомеханические рабочие процессы для упреждающего понимания изменений свойств горных пород, вызванных повышенными пластовыми температурами, связанными с закачиванием пара. На основе пластовых давлений, акустических характеристик и лабораторных анализов образцов горных пород создавались геомеханические модели. Используя их, оценивались различные сценарии закачивания пара и прогнозирования изменения температуры и давления, что позволяло производить оценку возможности разрушения покрывающей породы, включая место потенциального разрушения.

Библиографический список:

1. Вязкости восьми бинарных жидких n-алкановых систем при 293,15 К и 298,15 К / Ву Цзяньин, Х. Нхаеси Абдулгани, А. Асфур Абдул-Фаттах // Журнал химических и инженерных данных. – 1999. – Т 44, – № 5
2. Pearch, LA., Corder, LM. and Hewitt, CM.: "Horizontal Drilling in the Northern Reef Trend of the Michigan Basin: Horizontal Wells: Focus on the Reservoirs," p. 193, AAPG Methods in Exploration Series, November 14, 2003, Tulsa, OK.
3. Колесов В.А., Скляр К.С. Результаты применения буровой механики при геонавигации скважин с горизонтальным окончанием // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 2. – С. 62–67
4. Моор Н. А., Попов И. П. Применение азимутальных методов LWD при бурении горизонтальных скважин // Нефть и газ. – 2012. – №1. –С.50-55
5. Гомес Антониу Шикуну Суами, Машкареньяш Да Силва Грасиаш Алсиду, Щерба В.А., Воробьев К.А. Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти // Вестник Евразийской науки, – 2021. – №3, <https://esj.today/PDF/42SAVN321.pdf>

УДК 622.2

Моделирование относительной глубины проникновения промывочной жидкости для условий Кыргаетьского месторождения

Логачев Ю. Л., Паршичев Н. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Одним из часто возникающих при строительстве скважин осложнений является поглощение промывочной жидкости. Иногда это явление приобретает катастрофический характер, например, в тех случаях, когда бурение происходит без выхода циркуляции бурового раствора. В результате это приводит к высоким затратам материальных и капитальных средств.

Зависимость (1) определяет динамическую составляющую общей репрессии [1] при циркуляции промывочной жидкости для структурного и режима течения. Турбулентный режим на практике встречается редко.

В результате чего сумма давлений (гидростатического и гидродинамического) возрастает и приводит к увеличению объема уходящего в пласт раствора.

$$P_{\kappa} = \frac{128 \cdot Q \cdot \eta \cdot \varepsilon}{\pi \cdot (D - d_n)^3 \cdot (D + d_n)} + \frac{16 \cdot \tau_0 \cdot \varepsilon}{3 \cdot (D - d_n)}, \quad (1)$$

где Q – расход промывочной жидкости, м³/с,

η – пластическая вязкость, Па•с,

ε – длина участка, на котором вычисляются потери, м,

D – диаметр скважины, м,
 d_n – наружный диаметр труб, м,
 τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па,

Тиксотропная жидкость попадая проницаемый пласт, упрочняясь оказывает сопротивление дальнейшему поглощению. Если принять, что вызывает поглощение дифференциальное давление $P_{диф}$, то его парирует остаточное P_o при движении (пусковое в статике) давление [2].

Формула (2) по определению конечной глубины проникновения раствора в пласт, когда устанавливается равенство $P_{диф} = P_o$ [3]:

$$\bar{l} = \frac{P_{диф}}{4 \cdot \tau_0} = \frac{A \cdot \eta + B \cdot \tau_0 + \Delta P_{см}}{4 \cdot \tau_0} = \frac{B}{4} + \frac{P'}{4 \cdot \tau_0}, \quad (2)$$

A и B – это константы для вида уравнения (1) $P_k = A \cdot \eta + B \cdot \tau_0$;

$\Delta P_{см}$ – статическая репрессия, Па.

Как видно, увеличение динамического напряжения сдвига приводит к снижению глубины проникновения.

На этапе выполнения ВКР нами проведены лабораторные исследования по определению глубины проникновения тиксотропной жидкости в пласт, для конкретной скважины при изменении динамического напряжения сдвига (ДНС), плотности промывочной жидкости, пластической вязкости (ПВ), глубины (длины) скважины.

Для этого рассматривались два участка скважины: вертикальный (под техническую колонну) и горизонтальный (под хвостовик).

Для интервала под техническую колонну оценивалась минимальная и максимальная плотности, согласно правил безопасности. Пластическая вязкость принималась по проектным значениям (15 сПз) икратно превышающая проектную (30 сПз). Результаты моделирования относительной глубины проникновения бурового раствора в пласт показано на рисунок 1, а для нарастающей глубины (длины) скважины в процессе бурения на рисунке 2. Под стандартными условиями оценивался раствор с плотностью 1100 кг/м³ и пластической вязкостью 15 сПз.

Как видно из графика пластическая вязкость очень мало влияет, поэтому дальше рассматривать ее не стоит. Плотность оказывает предсказуемое влияние, связанное с ростом или падением гидростатического давления.

Большое влияние на глубину проникновения оказывает глубина скважины. Т.е. по мере углубления расстояние от стенки скважины, на которое проникнет раствор в пласт, увеличивается. Объяснить это можно тем, что в данном случае происходит рост гидродинамического и гидростатического давлений одновременно.

Также проведён анализ относительной глубины проникновения жидкости для скважины с горизонтальным участком. Верхний предел плотности, оценивался исходя из давления гидроразрыва. Повышенные плотности при бурении горизонтальных скважин связаны с необходимостью стабилизации стенок скважины в горизонтальном участке. По фактическим данным о градиентах пластового и давления гидроразрыва, было вычислено максимальное значение плотности с учетом десяти процентного запаса и с учетом динамической репрессии от P_k определенного при ДНС = 20 Па рисунок 3.

Для этого была использована выведенная формула:

$$\rho = 0,9 \cdot \rho_{воды} \cdot K_{зр} - \frac{P_k}{gH}, \quad (3)$$

$K_{зр}$ – градиент гидроразрыва пласта, Па/м

P_k – давление в затрубном пространстве, Па,

g - ускорение свободного падения м²/с,

H – глубина по вертикали, м.

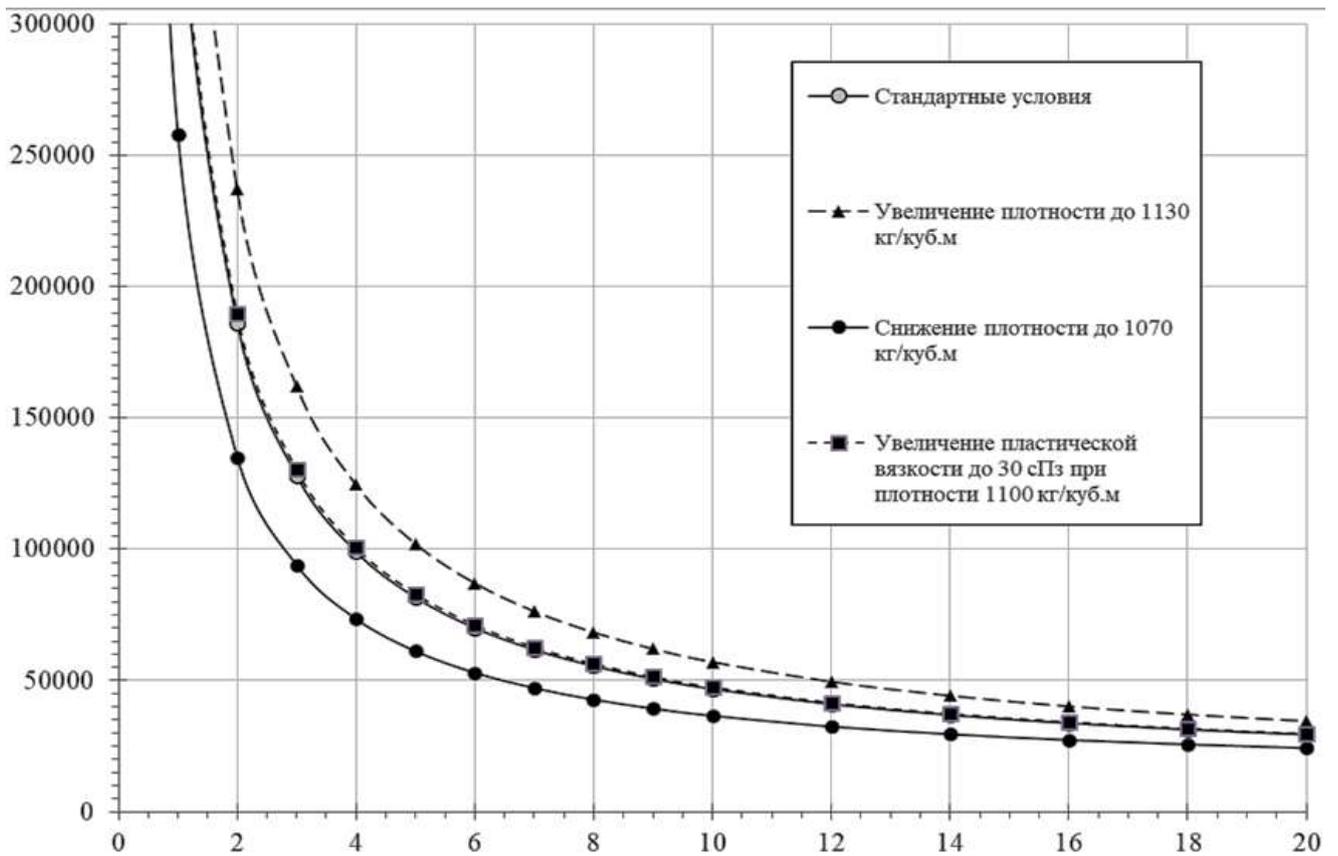


Рисунок 1 – Влияние на относительную глубину проникновения плотности и пластической вязкости

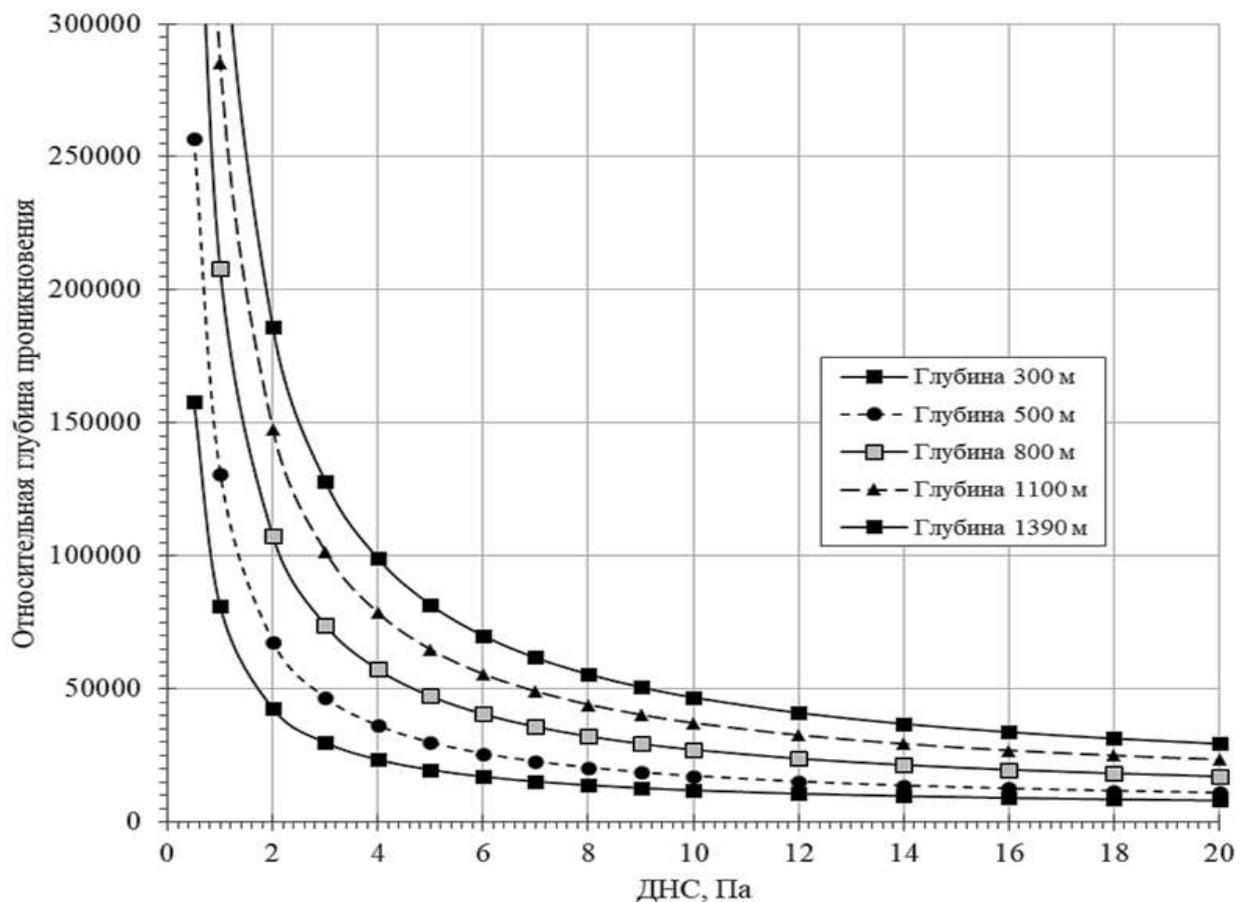


Рисунок 2 – Изменение относительной глубины проникновения в зависимости от глубины скважины

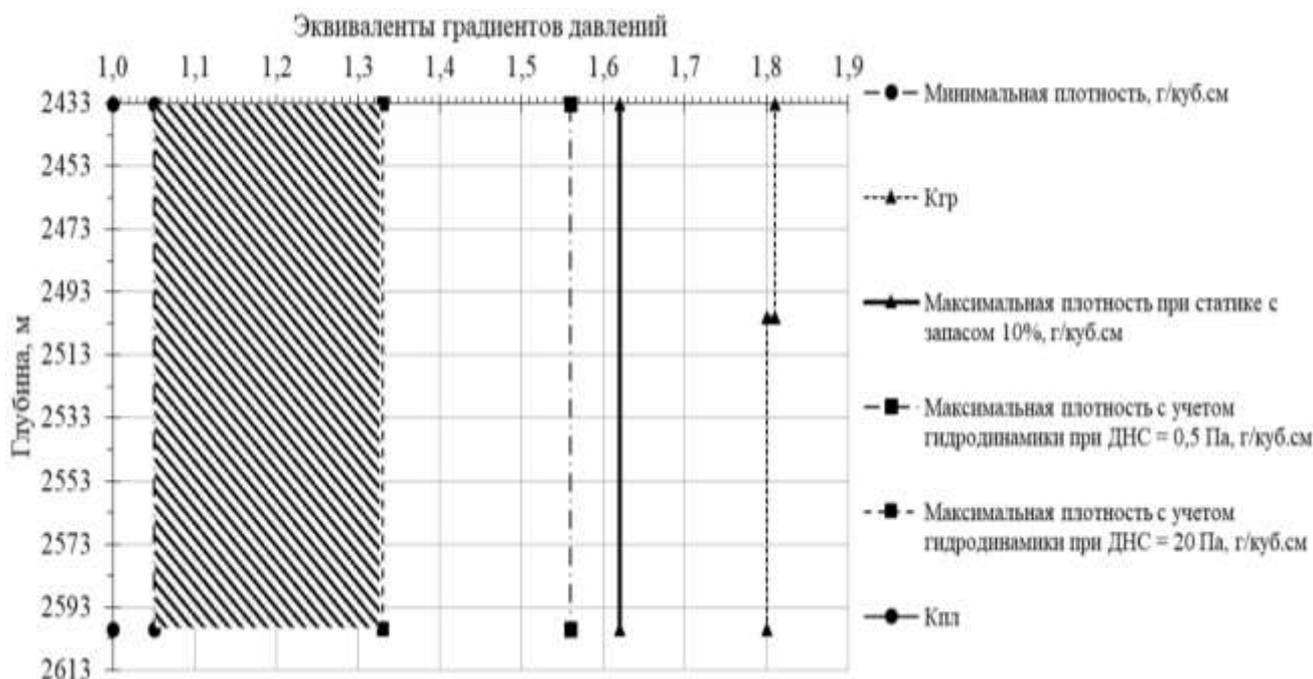


Рисунок 3 – Расчет области допустимых плотностей

Расчеты выполнены для глубины скважины 2600 с длиной по стволу 3200 м для диапазона плотностей от 1050 до 1330 кг/м³ рисунок 4.

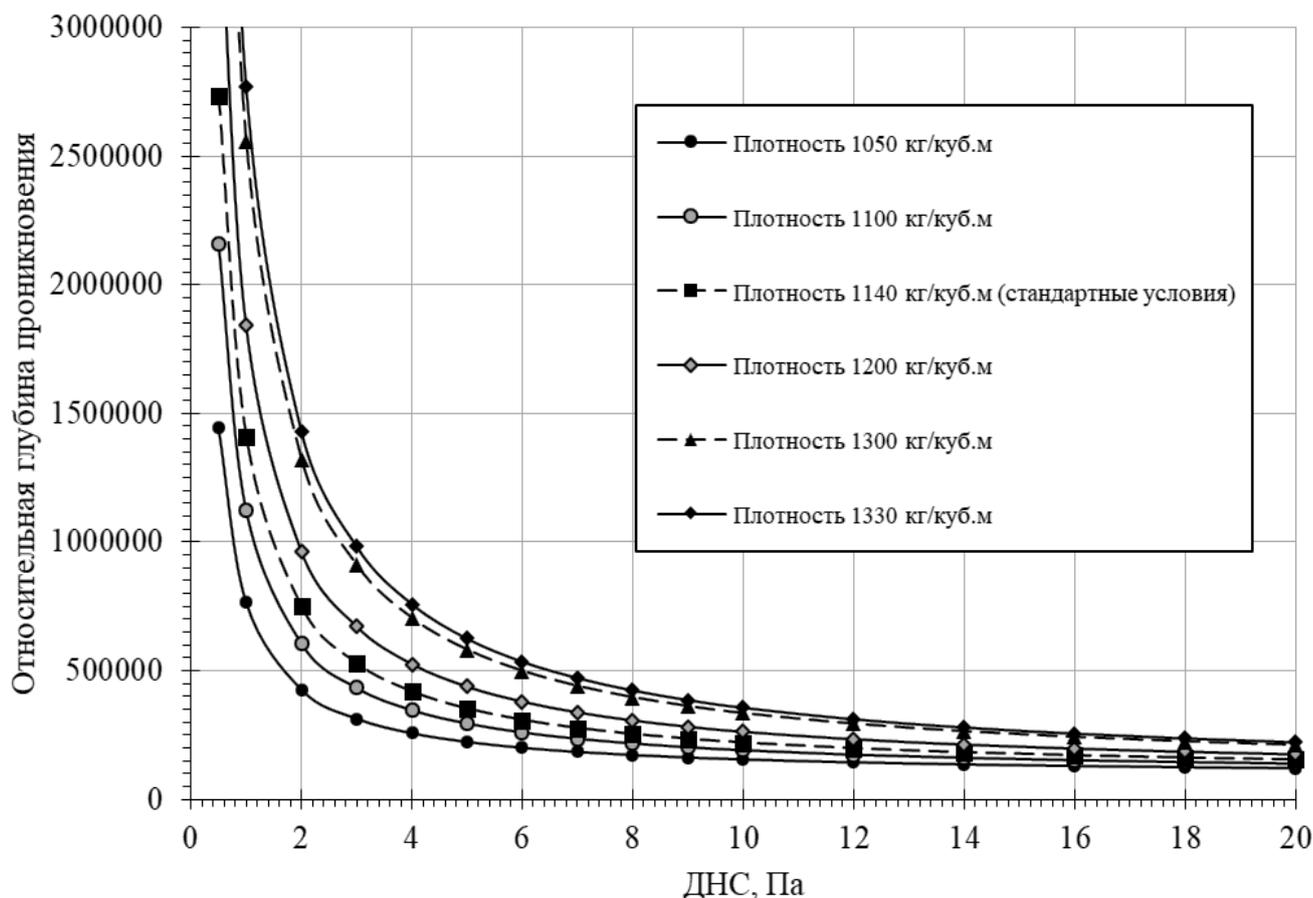


Рисунок 4 – Изменение относительной глубины проникновения в зависимости от плотности

Опять, как и в предыдущем случае заметим, что высокое значение плотности приводит к увеличению глубины проникновения, что связано с ростом гидростатического давления.

Также рассматривалось влияние длины скважины за счет горизонтального участка (интервал горизонтального участка принимался от 2920 до 4100 м) рисунок 5.

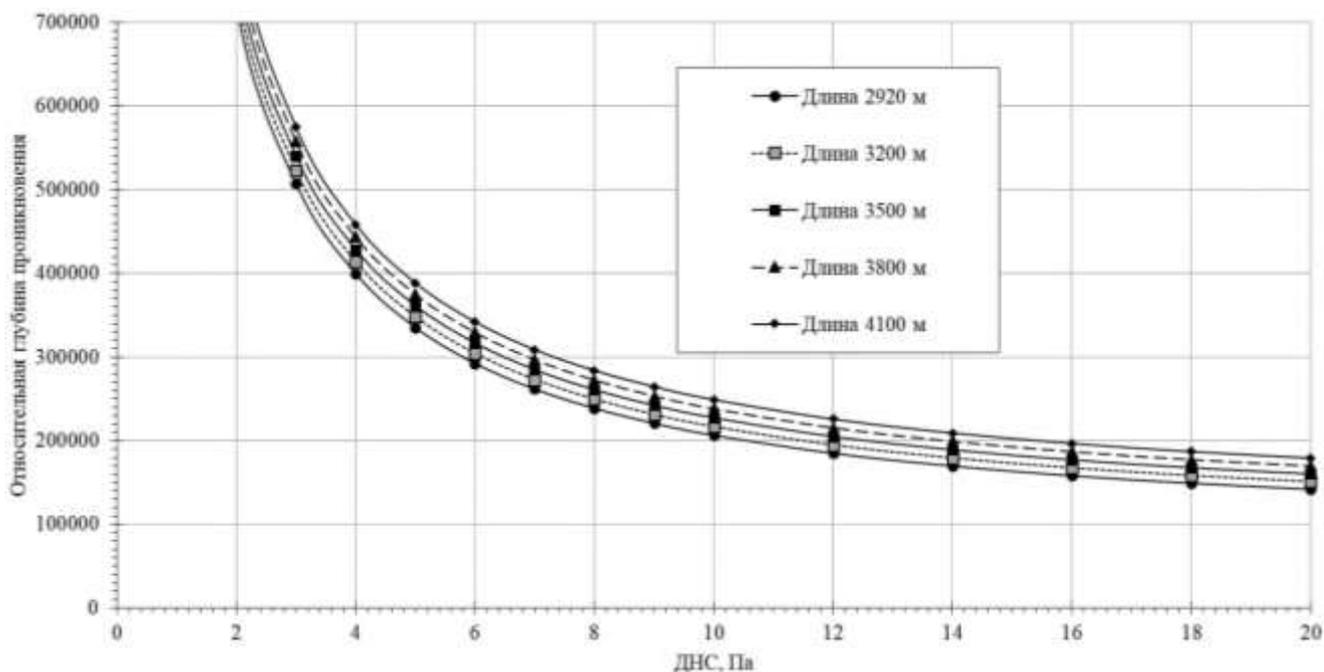


Рисунок 5 – Влияние длины скважины на относительную глубину проникновения

Этот случай отличается от предыдущего, где менялась глубина скважины, тем, что изменение происходило только в гидродинамическом давлении, следовательно, влияние на глубину проникновения не было столь высоким.

Стоит также отметить, что во всех рассмотренных случаях, влияние плотности, глубины и длины скважины, снижается с ростом ДНС. Из этого следует вывод, ДНС что необходимо определять для высокопроницаемых пластов в том числе по оценке относительной глубины проникновения. Верхнее значение ДНС определяется по условию что темп снижения относительной глубины становится ниже 5% (см. рис. 2, 4 и 5).

Библиографический список:

1. Маковей Н. Гидравлика бурения. - М.: Недра, 1986.
2. Мирзаджанзаде А.Х. Гидравлика глинистых и цементных растворов. - М.: Недра, 1996.
3. Михарев В.В., Буслаев В.Ф., Уляшева Н.М., Логачев Ю.Л. Строительство кустовых направленных скважин. - Ухта: Региональный дом печати, 2004.

УДК 622.24.06.2

Исследование влияния сложных смазочных композиций на адгезионно-смазочные свойства буровых растворов

Пьянков Е. Д., Уляшева Н. М.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Одним из самых перспективных направлений по повышению нефтеотдачи пластов является интенсификация добычи путем увеличения площади контакта скважина-пласт.

В современном бурении широко применяются технологии строительства скважин со сложным пространственным профилем (наклонно-направленных, с продолжительным горизонтальным участком), что позволяет значительно увеличивать темпы разработки.

При строительстве скважин со сложным пространственным профилем приходится сталкиваться со следующими осложнениями:

1. «Недоход» нагрузки до забоя;
2. Рост коэффициента трения и момента на роторе;
3. Прихваты бурильной колонны;
4. Затяжки дифференциального характера.

Данные осложнения тесно связаны со смазывающей способностью бурового раствора и так или иначе влияют на скорость бурения, что отражается на сроках строительства скважин и их стоимость.

Большое значение имеет снижение сил сопротивления движению бурильного инструмента в наклонно направленном стволе, поскольку на наклонных участках бурильные трубы прилегают к стенкам скважины. В этом случае возрастают силы трения, как по фильтрационной корке, так и по породе. Особенно велики фрикционные и адгезионные сопротивления при значительных отклонениях ствола скважины от вертикали, превышающих в ряде случаев 2000 м и более.

Основными причинами прихватов и затяжек бурильного инструмента являются адгезионные процессы, связанные с физико-химическими процессами при повышенных контактных нагрузках (адсорбция, электростатические силы и т.д.).

Адгезия - возникновение связи между поверхностными слоями двух разнородных (твердых или жидких) тел, приведенных в соприкосновение.

Адсорбция - поверхностное явление, демонстрируемое твердым телом (адсорбентом), удерживающим газы, жидкости или растворенные вещества на поверхности, свойство, обусловленное адгезией.

Высокий показатель адгезии у буровых растворов может привести к ряду осложнений и аварий, таких как прихват бурильного инструмента в результате прилипания колонны к стенке скважины или образование сальников на бурильном инструменте.

Адсорбционные процессы, являющиеся причиной формирования граничных слоев, обуславливают повышение концентрации смазочных добавок на границе раздела фаз (например, металл – буровой раствор) [1].

Смазочные материалы в очень тонких слоях под двусторонним влиянием трущихся поверхностей обеспечивают антифрикционные свойства. При этом формируются граничные слои, которые характеризуются достаточно высокой прочностью на сжатие и легкостью сдвигов контактирующих тел в горизонтальном направлении. Этим и объясняются небольшие коэффициенты трения при скольжении смазанных поверхностей [2].

Одним из примеров реального использования ориентированных граничных слоев органических жидкостей являются смазывающие процессы, которые и будут рассмотрены подробно. Исследования в этой области показали, что силовое поле твердого тела не экранируется первым слоем молекул жидкости. Но ориентация молекул полярной жидкости в первом приграничном к твердой поверхности слое играет роль “затравки”, организующей ориентацию последующих слоев. Механизмом, реализующим этот эффект, может являться взаимодействие молекулярных диполей с образованием в целом нейтральных “цепочек”, перпендикулярных к поверхности контакта. Подобные соображения стали основой эмпирической поляризационной теории де Бура и Цвиккера, показавшей как локальное короткодействующее, распространяясь в жидкости путем индуцирования дипольных моментов в соседних слоях, порождает дальнедействующие силы, упорядочивающие большие объемы вещества [3]. Поэтому в граничных слоях структура жидкостей изменяется по сравнению с объемной, и тем сильнее, чем выше ее полярность и размер молекул растворенного в ней вещества. В то же время, граничные слои переходят по мере удаления от твердой подложки в объемную жидкость. При этом удаленные слои по своим свойствам приближаются к свойствам базовой жидкости.

Таким образом, на основе анализа результатов исследований, проведенных различными авторами и учитывая молекулярно-механические представления о трении, можно сделать вывод, что действие смазывающего материала заключается в образовании на поверхностях трения адсорбированных или хемосорбированных пленок, в результате чего между поверхностями уменьшаются сила трения и (или) интенсивность изнашивания.

Таким образом, исследования, связанные с оптимизацией смазочных композиций в буровых растворах с целью повышения смазочной способности, являются актуальными.

В буровой технологии снижением адгезионных процессов занимались практически с момента начала бурения глубоких скважин и продолжают проводить исследовательские работы в настоящее время [4]. Разработаны смазочные добавки различной природы, в том числе

сложные композитные материалы. Однако отсутствует единый подход к выбору смазочных добавок в зависимости от величины контактных нагрузок, состава и свойств буровых растворов, наличия твердой фазы различной природы.

Таблица 1 – Результаты лабораторных исследований

X ₁	ln X ₁	X ₂	ln X ₂	X ₃	ln X ₃	X ₄	ln X ₄	K _{тр}	ln(K _{тр})
1	0,000	5	1,609	5	1,609	0,3	-1,204	2,33	0,846
1	0,000	5	1,609	10	2,303	0,5	-0,693	1,75	0,560
1	0,000	5	1,609	15	2,708	0,7	-0,357	1,57	0,451
1	0,000	10	2,303	5	1,609	0,3	-1,204	2,2	0,788
1	0,000	10	2,303	10	2,303	0,5	-0,693	1,71	0,536
1	0,000	10	2,303	15	2,708	0,7	-0,357	1,5	0,405
1	0,000	15	2,708	5	1,609	0,3	-1,204	2,04	0,713
1	0,000	15	2,708	10	2,303	0,5	-0,693	1,71	0,536
1	0,000	15	2,708	15	2,708	0,7	-0,357	1,52	0,419
3	1,099	5	1,609	5	1,609	0,3	-1,204	2	0,693
3	1,099	5	1,609	10	2,303	0,5	-0,693	1,72	0,542
3	1,099	5	1,609	15	2,708	0,7	-0,357	1,58	0,457
3	1,099	10	2,303	5	1,609	0,3	-1,204	1,85	0,615
3	1,099	10	2,303	10	2,303	0,5	-0,693	1,7	0,531
3	1,099	10	2,303	15	2,708	0,7	-0,357	1,32	0,278
3	1,099	15	2,708	5	1,609	0,3	-1,204	1,91	0,647
3	1,099	15	2,708	10	2,303	0,5	-0,693	1,63	0,489
3	1,099	15	2,708	15	2,708	0,7	-0,357	1,38	0,322
5	1,609	5	1,609	5	1,609	0,3	-1,204	1,45	0,372
5	1,609	5	1,609	10	2,303	0,5	-0,693	1,36	0,307
5	1,609	5	1,609	15	2,708	0,7	-0,357	1,32	0,278
5	1,609	10	2,303	5	1,609	0,3	-1,204	1,55	0,438
5	1,609	10	2,303	10	2,303	0,5	-0,693	1,47	0,385
5	1,609	10	2,303	15	2,708	0,7	-0,357	1,3	0,262
5	1,609	15	2,708	5	1,609	0,3	-1,204	1,75	0,560
5	1,609	15	2,708	10	2,303	0,5	-0,693	1,25	0,223
5	1,609	15	2,708	15	2,708	0,7	-0,357	1,1	0,095

В данной работе приведены результаты предварительных исследований по изучению влияния комплексной обработки смазочными добавками минерализованного безглинистого бурового раствора.

В качестве тестируемого в данном исследовании использовался КС1-биополимерный буровой раствор следующего состава:

1. NaOH – 1,5 кг/м³;
2. Калий хлористый - 80 кг/м³;
3. Крахмальный реагент - 25 кг/м³;
4. Ксантановая камедь - 4 кг/м³;
5. Мрамор молотый МК-50 - 40 кг/м³;
6. Мрамор молотый МК-200 - 40 кг/м³.

В исследованиях применялись твердые и жидкие смазочные добавки: X-Lube, Микан-40, Графит, Глитал.

Для проведения исследований использовано рациональное планирование эксперимента (латинский куб) с последующей статистической обработкой результатов исследований.

Измерение коэффициента трения проводилось на Тестере предельного давления и смазывающей способности фирмы OFITE. В таблице 1 представлены результаты экспериментальной работы, где X_1 – содержание X-Lube в % об, X_2 – содержание Микан-40 в кг/м³, X_3 – содержание Графит в кг/м³ и X_4 – содержание Глитал в % об.

Для получения линейной зависимости использованы логарифмические функции. После проведения лабораторных исследований с использованием математический аппарата получено уравнения регрессии следующего вида:

$$\ln(Y) = a_0 + a_1 \ln X_1 + a_2 \ln X_2 + \dots + a_n \ln X_n,$$

где a_0 , a_1 , a_n - коэффициенты уравнения, для определения которых определялись математическое ожидание, дисперсия, коэффициенты корреляции.

В результате проведенных расчетов и проверки математической модели на адекватность уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$\ln(K_{тр}) = -0,05 + 0,12 \ln X_1 + 0,03 \ln X_2 + 0,25 \ln X_3 + 0,3 \ln X_4.$$

В результате анализа полученного уравнения, можно сделать вывод, что из всех применявшихся смазочных добавок наибольшее влияние на снижение коэффициента трения оказывают X-Lube и Графит. Именно эти реагенты позволяют при данных условиях эксперимента значительно снижать трение между твердыми поверхностями.

Библиографический список:

1. Уляшева, Н.М. Физико-химические основы регулирования свойств буровых растворов [Текст]: метод. указания по выполнению лабораторных работ по направлению 130500 – Нефтегазовое дело / Н.М. Уляшева, М.А. Михеев, В.В. Дуркин. – Ухта: УГТУ, 2011. – 42 с.
2. Измайлова, В.Н. Поверхностные явления в белковых системах [Текст] / В.Н. Измайлова, Г.П. Ямпольская, Б.Д. Сумм. – М., Химия, 1988. - 56с.
3. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества [Текст] / А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Чаевой и др. — М.: Химия, 1979. — 376 с.
4. Яров, А.Н. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами [Текст] / А.Н. Яров, Н.А. Жидовцев, К.М. Гильман и др. — М.: Недра, 1985. - С. 15.

УДК 622.24.06.2

Последствия отсутствия учета эффекта Бойкотта в наклонно-направленных скважинах

Уляшева Н. М., Михеев М. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин в настоящее время является одним из основных элементов разработки месторождений. Связано это как с технологическими условиями разработки, так и с экономической составляющей. В частности, это позволяет увеличить интервал вскрытия пласта, обеспечить сокращение объемов подготовительных работ за счет широкого применения кустового бурения, и обеспечить иные преимущества.

В то же время, необходимо отметить, что строительство наклонно-направленных скважин повышает сложность ведения работ по их бурению и креплению. Наиболее распространенные вопросы, которые приходится решать при этом и, соответственно прорабатывать для них научную и техническую базу, следующие:

1. Сохранение устойчивости стенок скважины. Значительно повышается при наклонно-направленном бурении интервал вскрытия. Кроме того, при бурении в неустойчивых породах под углом резко повышается риск обвалообразования. Наиболее опасными считаются углы, близкие к 60 градусам. Кроме того, возрастает риск образования желобов.

2. Проблемы с хождением инструмента. Изменение траектории скважины, как зенитных, так и азимутальных углов, особенно при наличии перегибов, приводит к посадкам и затяжкам при спуско-подъемных операциях, а также к росту момента при вращении инструмента.

3. Ухудшение условий очистки ствола скважины вследствие изменения структуры потока и накопления шлама на нижней части ствола, а также его оседание под действием силы тяжести при недостаточной величине статического напряжения сдвига (СНС) бурового раствора.

4. Проблемы со спуском обсадных колонн вследствие увеличения площади контакта между ними и стенками скважины, а также локальных сопротивлений в местах перегибов.

5. Некачественное цементирование вследствие недостаточного центрирования колонн и образования развитых «мертвых зон» на нижней части ствола скважин.

Помимо вышеописанного, существует ряд других проблем, менее распространенных и, как правило, не приводящих к критическим последствиям. Соответственно, их изучению и контролю уделяется заметно меньше времени и средств. Тем не менее, в ряде случаев отсутствие учета возможности нестандартных осложнений может привести к значительным проблемам.

В качестве примера можно привести ситуацию, наблюдавшуюся на скважине Краснотенинского месторождения в процессе проведения стандартных мероприятий по разбурированию цементного стакана с последующим переводом скважины на свежеприготовленный раствор. По окончании перевода промывка была остановлена на 2 часа с целью промывки ЦСГО. По окончании работ была предпринята попытка восстановления циркуляции. В результате отмечен скачкообразный рост давления. Циркуляция не восстановилась. При подъеме инструмента обнаружено, что КНБК забита спрессованным микрорамором разных фракций, что привело к закупорке внутритрубного пространства и частичному выходу из строя оборудования.

Первоначально предполагалось, что основной причиной случившегося является недостаточная седиментационная устойчивость бурового раствора. За нее отвечают статическое напряжение сдвига, вязкость, как мера внутреннего трения, а также способность раствора к агрегатированию частиц. Последнее наблюдается, в основном, в глинистых растворах с высоким показателем фильтрации или полимерных системах при несоблюдении технологии управления свойствами, в том числе содержанием коллоидной фазы и концентрацией полимерного флокулянта. При соблюдении условий приготовления полимерных малоглинистых и безглинистых растворов агрегатирование частиц, как правило, не наблюдается. Учитывая, что применялся полимерный безглинистый раствор с низкой фильтрацией, а также анализа состояния микрорамора, был сделан вывод о том, что агрегатирование не происходило.

Вязкостные характеристики раствора, оцениваемые в общем случае комплексным параметром условной вязкости, близки по значениям к верхним программным и, как показывает практика, достаточны. В связи с этим, первоначально причиной инцидента были названы низкие значения СНС раствора.

Для предупреждения седиментации частиц выбуренной породы необходима определенная прочность структуры. При этом расчет минимально необходимого статического напряжения сдвига, согласно исследованиям Р. И. Шищенко [1], определяется по следующей формуле:

$$\theta = \frac{d_{\text{ч}} \cdot (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{р}}) \cdot 9,81}{6 \cdot m}$$

где:

$d_{\text{ч}}$ – диаметр частиц, м

$\rho_{\text{ч}}$ – плотность частиц, кг/м³

$\rho_{\text{р}}$ – плотность раствора, кг/м³

m – коэффициент формы (1,6-2,5)

Принимая коэффициент формы 2, что соответствует мелу, и диаметр частиц 100 мкм (согласно программе и отчету по буровым растворам), в результате расчетов получаем 5 фунт/100фут², что соответствовало реальным значениям.

Таким образом, параметры раствора сами по себе не могли привести к выпадению твердой фазы. Тем не менее, оно произошло.

Второй рассматриваемой причиной могло стать время простоя без циркуляции. Как известно, оседание частиц при относительно низких СНС раствора продолжается, хотя и заметно медленнее. Тем не менее, сравнение с аналогичными скважинами показало: в подобных условиях за 2-3 часа выпадение твердой фазы в количестве, угрожающем дальнейшему ведению работ, не наблюдалось.

Третьей причиной могла стать нестабильность структуры раствора при введении в него достаточно грубодисперсного кольматанта. В растворе использовались карбонатные кольматанты размерами 50 и 100 мкм, которые желательно вводить в циркулирующий раствор до образования в нем стабильной структуры. Выпадение кольматанта в этом случае наблюдается достаточно часто, однако на момент инцидента раствор находился в емкостях в течение трех суток. При работающих перемешивателях, как правило, выпадение части кольматанта под действием центробежной силы происходит в течение первых 20-40 часов. Твердая фаза, оставшаяся к концу этого периода в растворе, как правило, отличается достаточно высокой стабильностью и не склонна к выпадению.

В целях определения причины возникновения проблемы, был проведен анализ соответствия состояния скважины проектным решениям. На этом этапе было выявлено следующее несоответствие: по технологическим причинам был изменен зенитный угол скважины. Если первоначально он предусматривался близким к 90 градусам в призабойной зоне, то на момент окончания работ по бурению интервала оказался около 60 градусов. Таким образом, на момент инцидента КНБК находилось под углом 60 градусов в нижней части и близким к 50 градусам в верхней.

Необходимо отметить, что именно при таких углах весьма ярко проявляется так называемый эффект Бойкотта – снижение седиментационной устойчивости в условиях наклонного ствола. Этот процесс присутствует во всех наклонно-направленных скважинах с углами 30-60 градусов, наиболее интенсивно проявляется при углах 40-50 градусов [2]. Проявление не связано со значениями статического напряжения сдвига, испытывает влияние вязкости раствора. Интенсивность трудно прогнозируема и зависит, помимо собственно угла скважины, от сочетания большого количества факторов. Из них наиболее действенными в данном случае представляются следующие:

- Равномерность распределения твердой фазы различной дисперсности. При переводе скважины на свежий раствор он брался последовательно из двух емкостей. При этом в случае, если в емкости, на которой завершался перевод, при утяжелении оказалось большее количество грубодисперсного (100 мкм) карбонатного кольматанта, чем в первой, где основу утяжеляющего материала составляли кольматанты размерами 5-50 мкм, при формально равной плотности он оказался менее устойчивым, что, в комплексе с эффектом Бойкотта, могло привести к выпадению твердой фазы.

- Равномерность распределения полимеров. В случае, если концентрация полимеров в емкостях различна, их свойства, включая удерживающую способность, также могут отличаться. При этом, состояние полимеров могло измениться вследствие контакта с жидкостью, использовавшейся при разбуривании цемента.

- Вязкость бурового раствора. Чем выше вязкость, тем медленнее проявляется рассматриваемый эффект.

Очевидно, что эффект Бойкотта наблюдается во всех скважинах, имеющих участки с соответствующим углом, причем, как показывает практика, интенсивность его при использовании растворов на неводной основе заметно выше. Тем не менее, чаще всего заметных проблем не наблюдается. Восстановление циркуляции производят ступенчато, что позволяет относительно медленно размыть образовавшийся осадок, проход которого через КНБК вызывает лишь незначительные колебания давления. Предположительно, в данном случае свою роль сыграл тот факт, что КНБК находилась в зоне риска, и оседание твердой фазы произошло непосредственно в ее элементах – обратном клапане, телесистеме и т.д.

Таким образом, исходя из рассмотренной ситуации, можно сделать следующие выводы:

1. Недопустимо не учитывать возможность проявления эффекта Бойкотта в процессе строительства скважин;
2. Исходя из возможности его проявления, необходимо оптимизировать траекторию ствола скважины;
3. Буровой раствор на момент работ, связанных с простоем, должен по возможности не содержать твердую фазу, в первую очередь грубодисперсную.
4. Вязкость раствора должна быть максимально возможной для рассматриваемых условий.
5. Недопустимы длительные простои без циркуляции с нахождением КНБК в интервалах, где возможно проявление эффекта Бойкотта, даже в случае, если остановка производится в обсаженном интервале.
6. В случае, если остановка обусловлена технологическими причинами и не может быть предотвращена, необходим подъем инструмента в интервал, характеризующийся низкими зенитными углами и вследствие этого безопасный с точки зрения проявления эффекта Бойкотта.

Библиографический список:

1. Рябченко, В. И. Управление свойствами буровых растворов/ В. И. Рябченко. – М.: Недра, 1990. – 230 с.
2. Пушмин, П. С. Проблемы промывки наклонно-направленных скважин/ П. С. Пушмин, Г. Р. Романов. – Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. – 2014, №3 (46). – С. 56-60.

УДК 622.24.06

Использование в проектной сопроводительной документации на строительство скважин технологии “Дерево технологических решений”

Цуканова А. Н., Уляшева Н. М., Штоль И. Р.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Несмотря на постоянное совершенствование технологии бурового оборудования и технико-технологических решений при строительстве скважин, отрицательная динамика, выражаемая через критерий непроизводительного времени, практически неизменна. Задержки, связанные с организационными и логистическими моментами, поломкой инструмента, временные затраты на внеплановые ремонтные работы и ликвидацию аварий, низкий уровень квалификации буровых бригад, отсутствие четкого и слаженного взаимодействия между сервисными подрядчиками, способны значительным образом корректировать сроки по строительству скважин. А следовательно, оказывать влияние на, так называемую, операционную эффективность предприятия.

Операционная эффективность буровых предприятий, формируемая из таких показателей, как стоимость одного метра проходки, коэффициент задействования бурового оборудования и буровых бригад и общая продолжительность строительства скважины, обеспечивает высокую конкурентоспособность предприятия и устойчивую позицию в нефтегазодобывающем промышленном секторе. Общее время строительства скважины состоит из суммированных затрат производительного времени, связанного с проходкой (в среднем, 20-30%) и вспомогательных работ по бурению (от 55 до 70%) и непроизводительного времени, затраты на которое могут составлять от нуля до тридцати процентов. На сегодняшний день непроизводительное время (НПВ) фиксируется, как правило, по фактической информации, отражаемой в суточных сводках супервайзеров, которая может отражать не все данные. При детальном анализе суточных материалов от разных подрядчиков можно найти скрытое НПВ, процентное соотношение которого также варьируется от 5 до 30%, при этом такие данные нигде не отображены (рисунок 1).

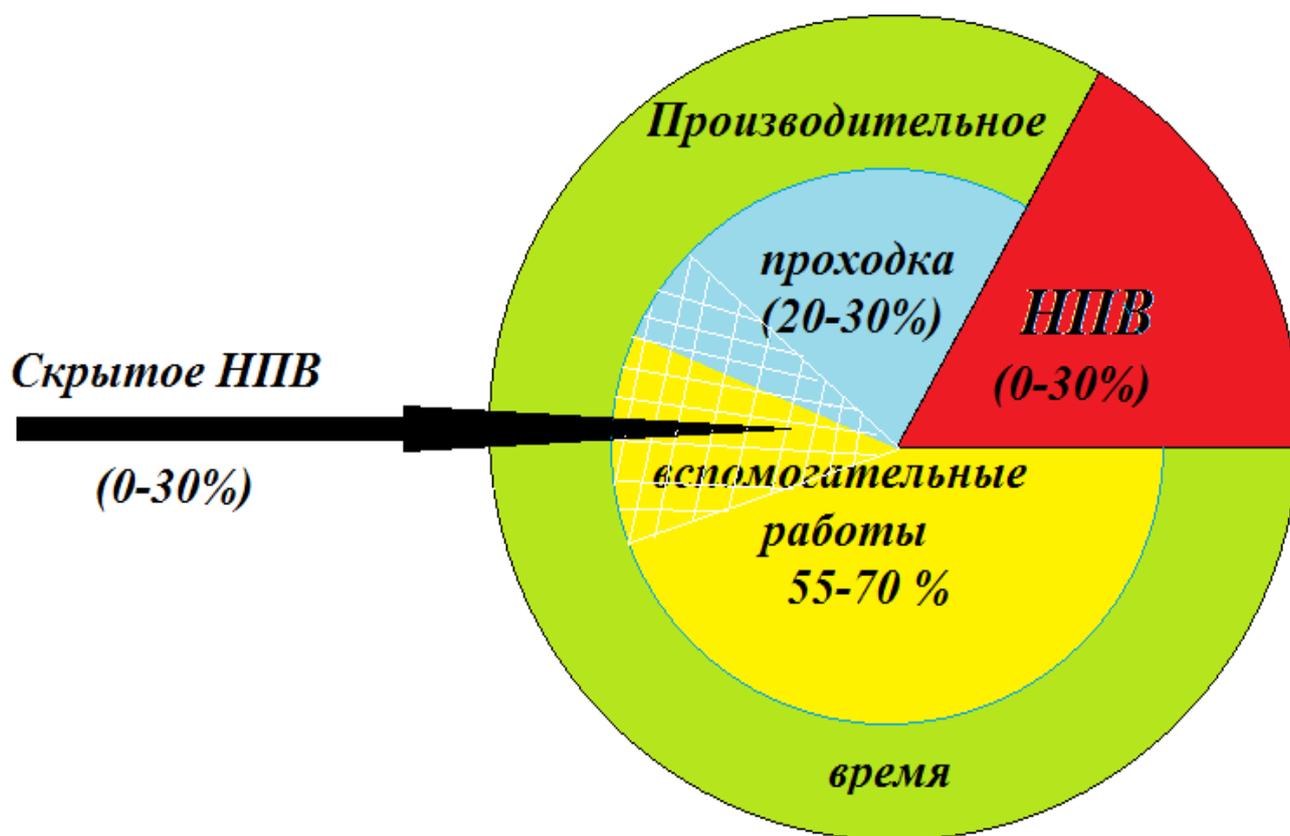


Рисунок 1 – Общее время строительства скважины

Показатели непроизводительного времени всегда учитываются в общем балансе времени и составляют около двадцати процентов. При этом практически никогда не выполняется анализ производительного и непроизводительного времени, с целью грамотной оценки операционной эффективности выполнения буровых работ, что позволило бы обеспечить сокращение финансовых и временных затрат. Скрытое непроизводительное время может быть замаскировано в увеличенных временных затратах на основные технологические операции, таких как: время на механическое разбуривание, время на спускоподъемные операции, промывки и проработки, временные затраты на геофизические исследования.

Для сокращения скрытого непроизводительного времени при строительстве скважин используют автоматизированные системы измерения и анализа эффективности бурения и разрабатывают новые методы оптимизации оперативного реагирования при возникновении осложнений и аварийных ситуаций. Одним из методов оптимизации данной проблемы является внедрение в проектную сопроводительную документацию так называемых “деревьев технологических решений”. Дерево технологических решений одна из разновидностей схем с отражением возможных последствий, возникающих в результате принятия ряда взаимосвязанных между собой решений. Такая схема подразумевает возможность как для инженерного состава, так и для подрядчика взвесить разные варианты решений, с учетом финансовых и временных затрат, оценить преимущества и уровень вероятности.

Представленные в виде схематически расположенных блоков решения, направлены на оперативное реагирование инженерного персонала, работающего на месторождении. Блок-схемы могут использоваться при планировании работ различных сервисных подразделений, например растворного сервиса или сервиса наклонно-направленного бурения. В зависимости от текущей ситуации определяется алгоритм технологических операций, в случае отсутствия положительной динамики предлагаются дополнительные мероприятия, обеспечивающие необходимый результат. Применение подобных блок-схем считается эффективным: сокращает время принятия решений, не требует привлечения более высококвалифицированного персонала. Дерево технологических решений, обычно,

формируется с начального блока, с возможными вариантами развития событий, в виде ответвляющихся блоков [1]. Каждая точка ответвления формирует отдельные узлы, подразделяемые на последующие ответвления. В результате построения подобной схемы формируется упорядоченная структура в форме дерева (рисунок 2).

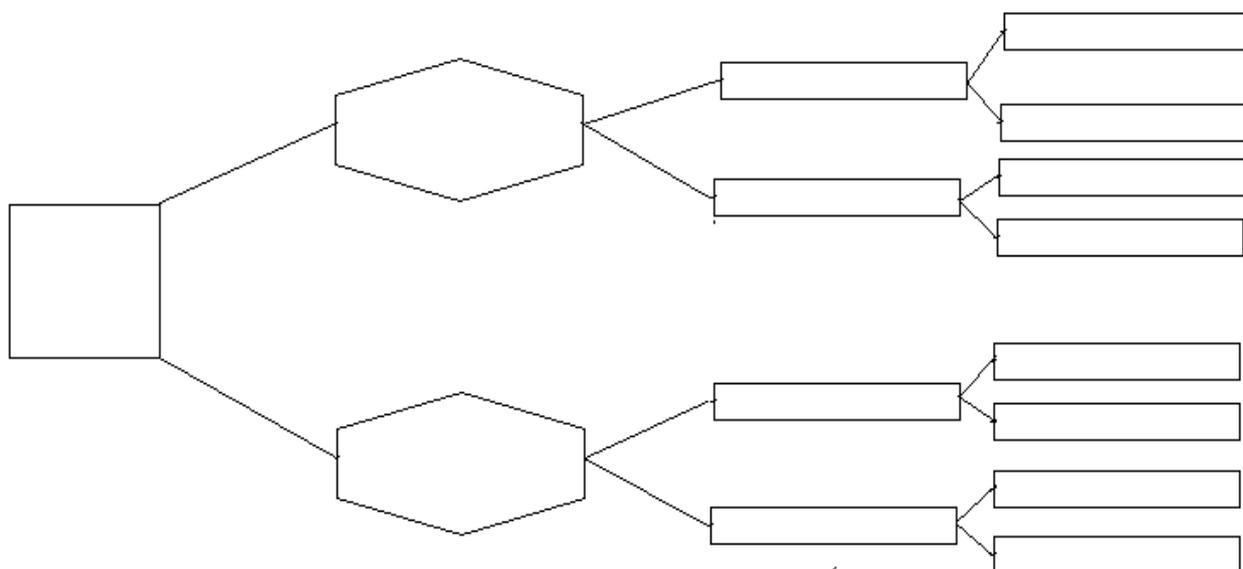


Рисунок 2 – Дерево решений

Каждая точка ответвления обозначает одно из трех ожидаемых условий: вероятность развития следующей точки, решение ситуации или финальный результат. Анализ технологического дерева решений позволяет просчитать предполагаемую эффективность каждого варианта оперативных решений (действий) персонала, минимизируя риски и максимально повышая шансы положительного решения для сложившейся проблемы.

Для определения эффективности принимаемых решений, необходимо учесть все факторы, способные оказывать влияние на развитие проблемы как в положительном ключе, обеспечивающем решение ситуации и финальный результат, так и в отрицательном – усугубление проблемы (например, осложнения), приводящей к развитию отрицательной динамики (например, осложнение, повлекшее развитие аварии, что приведет к росту непроизводительного времени). Ниже приведен вариант блок-схем, используемых в проектной строительной документации (рисунок 3), в случае необходимости очистки ствола скважины от шлама в процессе бурения с детализированным разбором каждого этапа принятия технологических решений, для исключения ошибки в виде принятия неверного решения инженерным персоналом.

Исходя из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Некорректный учет непроизводительного времени не позволяет эффективно обеспечивать оптимизацию деятельности предприятия;
2. Используемые в настоящее время методики оптимизации при условии предоставления корректной информации способны повысить качество ведения работ;
3. Эффективность принимаемых решений тем выше, чем большее число факторов удастся учесть, однако повышает риски неправильной оценки величины воздействия факторов на конечный результат;
4. Предложенный алгоритм может служить примером оптимизированного подхода к получению удовлетворительного результата анализа. Аналогичные блок-схемы могут применяться на всех этапах ведения работ для любого процесса;
5. Для принятия оперативных решений согласно представленным алгоритмам не требуется высокая квалификация персонала.

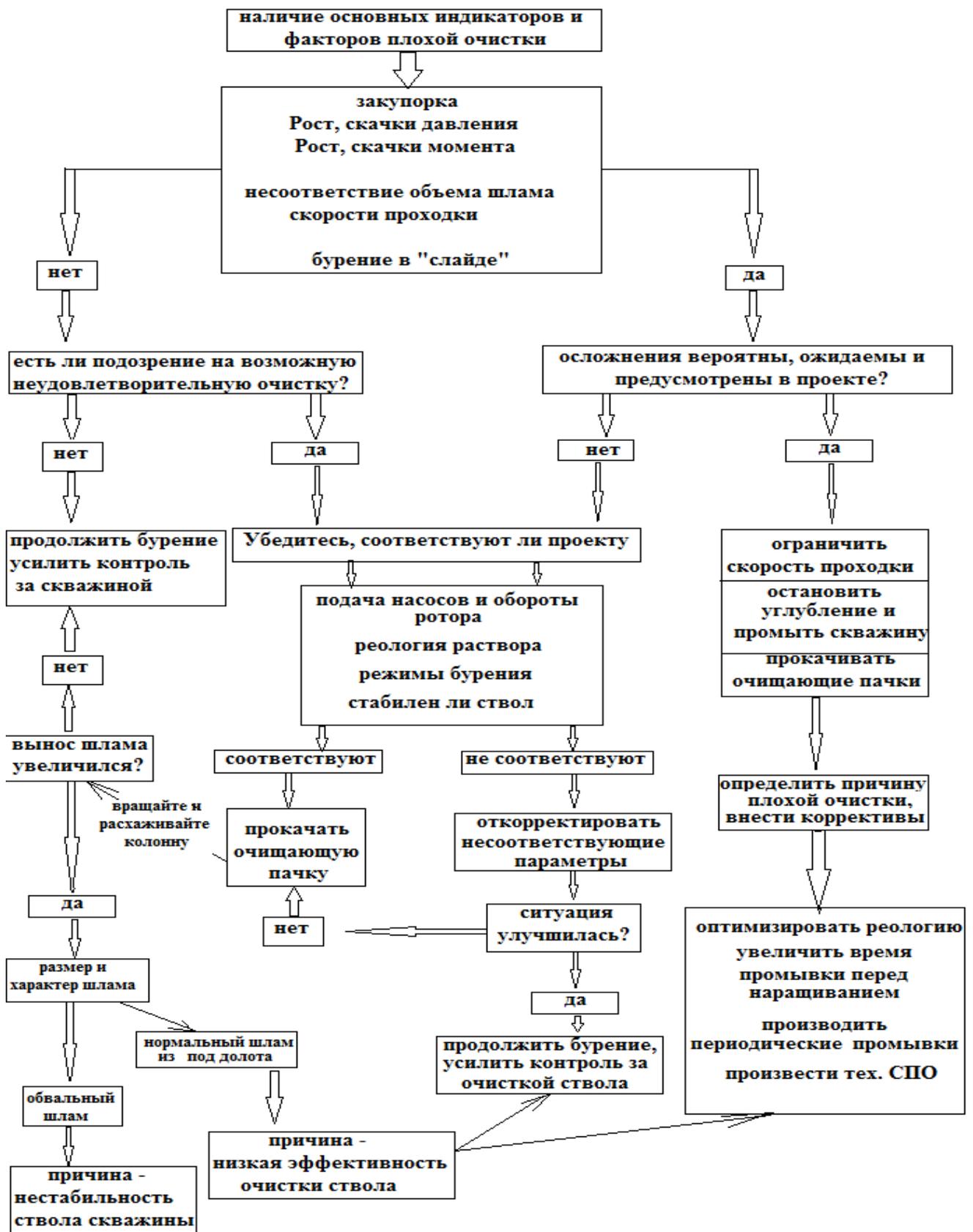


Рисунок 3 - Алгоритм действий по очистке ствола скважины от шлама в процессе бурения

Библиографический список:

1. Что такое дерево решений и как его создать? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://clck.ru/3FJX2a> (дата обращения: 07.10.2024)

Сравнительная характеристика осложнений при бурении на площадях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Красноярского края

Мяндин И. В., Михеев М. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В настоящее время практически на всей территории России ведется интенсивная добыча углеводородного сырья. При этом, вследствие истощения «старых» месторождений существует необходимость как в разведке, так и в последующем разбуривании новых участков нефтегазодобычи. Вследствие значительной удаленности месторождений друг от друга как в географическом, так и в горно-геологическом плане возникает широкая вариативность их строения, а также сопутствующих осложнений.

При смене географии ведения работ, возникает необходимость адаптации ранее применявшихся технологий к новым условиям в целях снижения издержек при строительстве скважин. Разработка принципиально новых технологических решений при этом целесообразна исключительно в случае, если используемые ранее средства не обеспечивают безаварийную проводку скважин, либо их адаптация чрезмерно удорожает ведение работ.

В качестве примера такой адаптации можно рассмотреть месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Восточной Сибири, в частности, Юрубченско-Тохомской зоны Красноярского края, представляющих собой важные регионы добычи углеводородов в России. Каждый из этих регионов имеет свои уникальные особенности геологического строения, что обуславливает различия в подходах к бурению и разработке месторождений. При этом необходимо учитывать, что работы на месторождениях Восточной Сибири начаты значительно позже, чем на Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В докладе рассматриваются основные характеристики разрезов в этих областях, типичные осложнения при бурении и различия в подходах к ликвидации осложнений.

1. Основные характеристики разрезов

- Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция формировалась в уникальных условиях, что привело к большому разнообразию как глубин залегания и строения продуктивных пластов, так и сопутствующих осложнений. Вследствие этого, накоплен большой опыт проводки скважин в различных условиях. Тем не менее, можно выделить ряд общих характеристик для большинства участков:

Стратиграфия:

Разрезы содержат осадки от нижнего палеозоя до четвертичного периода. Основные продуктивные горизонты приурочены к девонским, карбонатным и каменноугольным отложениям.

Девонские отложения включают известняки и доломиты, которые характеризуются высокой трещиноватостью и кавернозностью, что способствует высокой пористости и проницаемости, но вызывает сложности при бурении.

Типы коллекторов:

Основные коллекторы — это трещиноватые карбонатные породы (известняки и доломиты) и пористые песчаники.

Разрезы часто включают породы с высоким содержанием органического вещества, что приводит к хорошей нефтенасыщенности в девонских и каменноугольных коллекторах.

Особенности пористости и проницаемости:

Пористость коллектора обычно варьируется от 5 до 20%, с высокой проницаемостью в трещиноватых зонах.

Однако высокое содержание глинистых и аргиллитовых прослоев может снижать эффективность фильтрации и затруднять дренаж коллекторов.

Гидродинамические условия:

Пласты характеризуются широким спектром пластовых давлений. Это требует, в зависимости от конкретного района, как дополнительных методов подъема и поддержания давления для эффективной добычи, так и возможности ведения буровых работ при высоких пластовых давлениях.

Разрезы также подвержены влиянию тектонических разломов, которые создают дополнительные сложности в бурении из-за нестабильности стенок скважин и возможного поглощения бурового раствора.

- Юрубченско-Тохомская зона расположена на востоке Сибирской платформы и известна сложной структурой разреза, включающей слои от рифея до верхнего мезозоя. Основные характеристики разрезов в этом регионе:

Стратиграфия:

Разрезы включают породы от рифейского до мезозойского возраста. Продуктивные горизонты сосредоточены в венде и кембрии.

Рифейские и вендские отложения представлены плотными кварцевыми песчаниками, аргиллитами и карбонатными породами, которые создают особые условия для миграции углеводородов и формирования залежей.

Типы коллекторов:

Основные коллекторы — это пористые песчаники и трещиноватые карбонаты, при этом продуктивные зоны часто ассоциируются с трещиноватыми участками и кавернозными известняками.

Месторождения часто характеризуются низкопористыми, но высокопроницаемыми породами, что требует особого подхода при бурении.

Особенности пористости и проницаемости:

Пористость часто невысокая (5–10%), но трещиноватость и кавернозность карбонатов значительно увеличивают проницаемость.

Присутствие плотных аргиллитовых и сланцевых прослоев может затруднять фильтрацию и вызывать сложные гидродинамические условия.

Гидродинамические условия:

В этой зоне часто наблюдаются высокие пластовые давления, особенно в рифейских и вендских коллекторах. Это требует использования буровых растворов с высокой плотностью и применения специальных технологий контроля давления.

Высокие пластовые температуры на значительных глубинах также создают дополнительные сложности при выборе бурового оборудования и жидкостей, которые должны выдерживать термические нагрузки.

2. Осложнения в процессе строительства скважин

На Тимано-Печорском и Юрубченско-Тохомском месторождениях осложнения при бурении связаны с геологическим строением, уникальными характеристиками пород и гидродинамическими условиями. Рассмотрим каждую область отдельно, чтобы подчеркнуть типичные проблемы и методы борьбы с ними.

- Тимано-Печорская нефтегазовая провинция

В Тимано-Печорской провинции, где встречаются трещиноватые и кавернозные карбонатные коллекторы, а также аргиллиты и глинистые прослои, характерны следующие осложнения:

Поглощение бурового раствора

Причины: Трещиноватые и кавернозные зоны в девонских и карбонатных отложениях могут вызывать значительные потери бурового раствора.

Методы борьбы: Применение утяжеленных и плотных буровых растворов, а также добавление полимерных и цементных растворов для закупоривания трещин. Введение высоковязких суспензий или специальных добавок также может помочь контролировать поглощение.

Нестабильность стенок скважин

Причины: В разрезах Тимано-Печорской области присутствуют глинистые прослои и аргиллиты, которые склонны к разбуханию при контакте с буровым раствором, вызывая осыпи и обвалы.

Методы борьбы: Использование стабилизирующих буровых растворов с добавками, предотвращающими разбухание глинистых пород. Дополнительно проводят цементирование проблемных интервалов и используют обсадные колонны для закрепления стенок.

Газовые проявления и возможные фонтанирования

Причины: Высокая газонасыщенность трещиноватых и кавернозных известняков увеличивает риск выбросов газа в процессе бурения.

Методы борьбы: Установка противовыбросового оборудования (ПВО) и постоянный мониторинг давления бурового раствора. При газопроявлениях применяются глушащие растворы, которые создают обратное давление на пласт.

Кавернозные зоны и сложности с цементированием

Причины: Каверны в карбонатных коллекторах усложняют равномерное распределение цементного раствора, что снижает качество крепления.

Методы борьбы: Использование специальных цементных составов с высокой проникающей способностью и контроль за скоростью цементирования, чтобы обеспечить равномерное распределение раствора по трещинам и пустотам.

- Юрубченско-Тохомская зона (Красноярский край)

В Юрубченско-Тохомской зоне, где широко распространены низкопористые, но трещиноватые карбонатные и кварцевые песчаники с высокими пластовыми давлениями, встречаются следующие осложнения:

Высокие пластовые давления и фонтанирование

Причины: Глубокие рифейские и вендские пласты обладают высокими пластовыми давлениями, что увеличивает риск фонтанирования.

Методы борьбы: Применение противовыбросового оборудования и контроль давления бурового раствора. Использование тяжелых буровых растворов с высокой плотностью помогает предотвратить неконтролируемое поступление флюидов.

Высокие температуры на глубине

Причины: В глубоких зонах пластовые температуры могут достигать высоких значений, что усложняет выбор оборудования и состава бурового раствора.

Методы борьбы: Использование термостойких компонентов в составе бурового раствора и оборудования. Специальные термостойкие смеси предотвращают разложение бурового раствора, а также защищают обсадные трубы от термического воздействия.

Поглощение бурового раствора

Причины: Трещиноватость карбонатных пород в рифейских и вендских отложениях приводит к значительным потерям бурового раствора.

Методы борьбы: Применение глушащих материалов для закупоривания трещин и каверн, включая полимеры и цементные смеси. Для поддержания давления в зонах поглощения также применяются высоковязкие буровые растворы.

Сложности с креплением скважин из-за кавернозности

Причины: Кавернозные и трещиноватые карбонаты усложняют процесс цементирования обсадных колонн, что может привести к низкому качеству крепления.

Методы борьбы: Использование специальных составов цемента с высокой проникающей способностью для заполнения трещин и пустот, а также контроль за скоростью цементирования, чтобы предотвратить неравномерное распределение цемента.

Нестабильность стенок скважин в глинистых и аргиллитовых прослоях

Причины: Аргиллиты и глинистые прослои в разрезах этой зоны склонны к осыпанию и обвалам, особенно при контакте с водой.

Методы борьбы: Применение ингибированных буровых растворов с добавками, предотвращающими разбухание глин, и периодическое цементирование нестабильных интервалов для их закрепления.

3. Возможность заимствования технологий

В связи с тем, что Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция разрабатывается значительно больший период времени, а также характеризуется более высоким спектром осложнений, логично предположить, что оптимальным будет заимствование технологий, ранее применявшихся в данном регионе. Как показала практика, обратный процесс затруднен – все попытки внедрить технологии, апробированные в различных районах Сибири к условиям Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в 70-е и 80-е годы 20-го века, были

безуспешными вне зависимости от квалификации специалистов. В то же время, специалисты из нашего региона с успехом работали по всему миру. Вследствие вышесказанного, а также анализа горно-геологических условий, перспективными представляются:

- Технология использования ингибирующих систем [1, 2];
- Методы борьбы с поглощениями.

При этом использование специально разработанных технологий предпочтительно в следующих направлениях:

- Бурение в интервалах с высокими температурами вследствие того, что температурные градиенты в Юрубченско-Тохомской зоне выше и, соответственно, имеется большой опыт работ в данных условиях;

- Технология вскрытия продуктивных пластов, вследствие того, что условия формирования и характеристики коллекторов значительно отличаются.

Взаимный обмен опытом возможен при:

- Предотвращении и ликвидации ГНВП;
- Креплении скважин, так как современные методы крепления и тампонажные композиции развиваются одновременно и параллельно друг другу.

Библиографический список:

1. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.
2. Уляшева, Н. М. Управление технологическими и физико-химическими свойствами буровых растворов при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие/ Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, В. В. Дуркин. – Ухта: УГТУ, 2023. – 112 с.



**СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ
НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.
ПОДСЕКЦИЯ: «МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»**

УДК 622.692

**Анализ методик диагностирования магистральных нефтеперекачивающих агрегатов.
Рекомендации по улучшению методики**

Макаров А. И., Денисов М. А., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В данном докладе рассматривается магистральный нефтеперекачивающий агрегат. Рассматриваются дефекты, возникающие после эксплуатации МНА. Рассмотрены методики диагностирования магистральных нефтеперекачивающих агрегатов, а также проведено их сравнение. Рассмотрена предлагаемая методика диагностирования магистрального нефтеперекачивающего агрегата.

Ключевые слова: магистральный нефтеперекачивающий агрегат, эксплуатация, ремонт, техническое обслуживание, дефект, методика.

Целью данной работы является анализ методик диагностирования магистральных нефтеперекачивающих агрегатов с усовершенствованием методики.

Для проработки выявленной цели, были поставлены следующие задачи:

- изучить конструкцию магистрального нефтеперекачивающего агрегата;
- рассмотреть методы, используемые при диагностировании магистрального нефтеперекачивающего агрегата;
- провести анализ возникающих дефектов в период эксплуатации магистрального нефтеперекачивающего агрегата;
- провести анализ и сравнение методик диагностирования магистрального нефтеперекачивающего агрегата;
- предложить усовершенствованную методику диагностирования магистрального нефтеперекачивающего агрегата.

Магистральный нефтеперекачивающий агрегат применяется на нефтеперекачивающих станциях, расположен в машинном зале. Предназначен для транспортирования нефти по магистральным нефтепроводам. Агрегат представлен на рисунке 1.

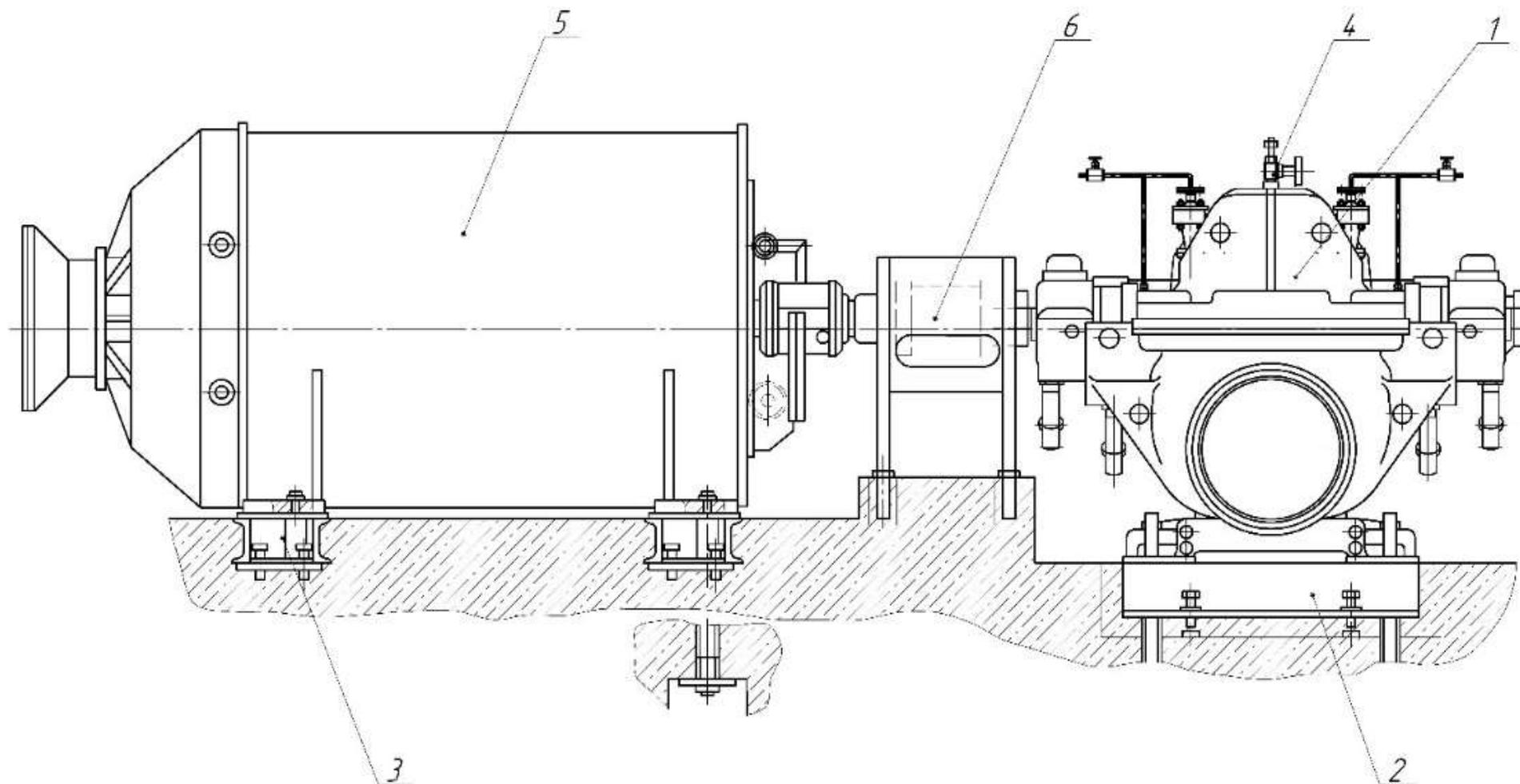
Насосы типа НМ (нефтяные, магистральные) выпускаются по ГОСТ 12124-87 специально для нефтяной промышленности и предназначены для транспортирования нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, а также поддержания необходимого давления.

В данной статье автор рассматривает дефекты возникающие в период эксплуатации, а также из-за недостаточной защиты от коррозии. Таким образом дефекты влияют по большей мере на внутреннюю составляющую агрегата, разрушают стенки изнутри, и способствуют выводу в ремонт, из-за чего могут возникать простои. Дефекты выявленные в период эксплуатации:

- износ внутренних элементов агрегата;
- утечки;
- повреждения механического характера;
- проблемы системы смазки и охлаждения;
- проблемы с электрооборудованием.

Дефекты, выявленные из-за недостаточной защиты от коррозии:

- образования на поверхностях оборудования (отсутствие ЛКП);
- повреждения уплотнительных элементов;
- повышенный износ;
- ухудшение гидравлических характеристик системы;
- отключения по аварии.



1 – насос магистральный; 2 – рама насоса; 3 – опора электродвигателя; 4 – клапан предохранительный; 5 – электродвигатель;
6 – муфта упругая пластинчатая

Рисунок 1 – Магистральный нефтеперекачивающий агрегат

Таким образом, устранение дефектов и вывод в ремонт является необъемлемым аспектом в работе магистрального нефтеперекачивающего агрегата.

Рассмотрим методы, используемые при диагностировании магистрального нефтеперекачивающего агрегата.

1) Визуальный и измерительный контроль – это процесс проверки и оценки состояния такого агрегата с помощью визуального осмотра и измерительных методов, он включает в себя:

- визуальный осмотр;
- измерительные методы;
- проверка документации;
- тестирование;
- анализ результатов.

2) Параметрический контроль – представляет собой процесс проверки и измерения различных параметров работы агрегата с целью обеспечения его надежной и эффективной работы. Контроль следующих параметров агрегата:

- давление;
- расход;
- температура жидкости;
- уровень нефти;
- состав нефти.

3) Вибрационный контроль – это методика проверки состояния оборудования путем анализа вибраций, которые возникают в процессе его работы. Вибрации могут быть индикатором различных проблем, таких как износ подшипников, дисбаланс, дефекты в роторе насоса и другие.

- измерение вибраций;
- анализ спектра вибраций;
- сравнение с нормами;
- диагностика проблем;
- принятие мер по устранению проблем.

4) Контроль корпусных деталей ультразвуковым методом контроля является одним из эффективных способов обнаружения дефектов в металлических конструкциях, включая корпусные детали. Данный метод включает в себя:

- подготовка оборудования;
- подготовка поверхности;
- применение среды контакта;
- использование ультразвукового преобразователя;
- анализ полученных данных;
- интерпретация результатов.

5) Контроль проникающими веществами и магнитопорошковый контроль – это два распространенных метода неразрушающего контроля, которые широко применяются для обнаружения поверхностных дефектов и трещин в металлических конструкциях, включая корпусные детали магистральных нефтеперекачивающих агрегатов.

6) Измерение толщины стенки и твердости элементов насоса – это важная часть обслуживания и контроля оборудования для обеспечения его надежной и безопасной работы. Для измерения толщины стенки используются специализированные инструменты, такие как ультразвуковые толщиномеры или калиперы.

Таким образом были рассмотрены существующие методы при диагностировании магистрального нефтеперекачивающего агрегата.

Рассмотрим методику диагностирования нефтеперекачивающего агрегата в ПАО «Транснефть». Методика представлена на рисунке 2.

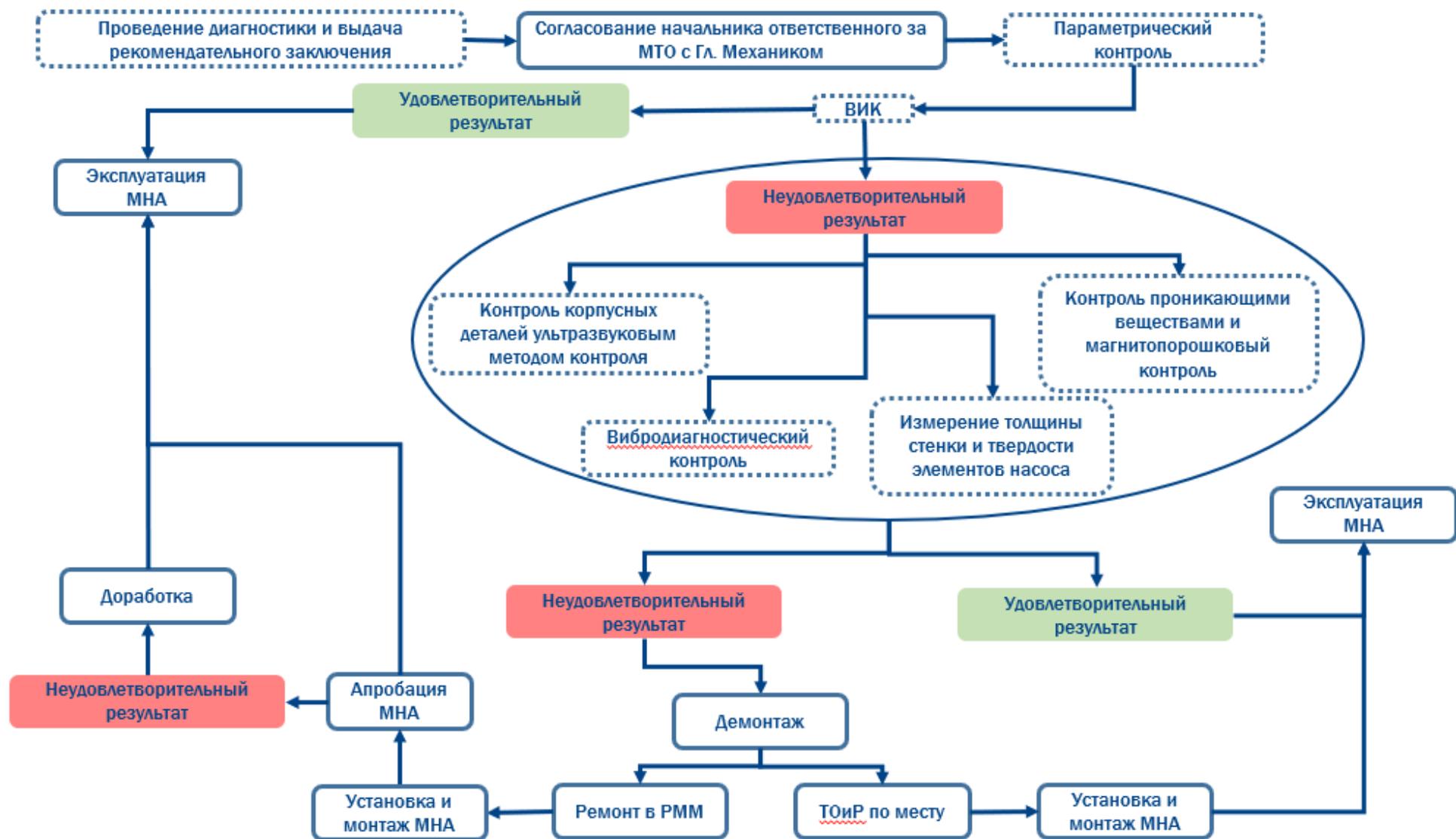


Рисунок 2 – Методика диагностирования магистрального нефтеперекачивающего агрегата в ПАО «Транснефть»

Данная методика располагает несколько этапов, которые включают как поиск дефектов, ремонт, а также ввод в эксплуатацию.

Первым этапом данной методики является проведение диагностики и выдача рекомендательного заключения, далее происходит согласование с главным механиком отдела главного механика и главным инженером.

Следующим этапом является диагностика, которая включает в себя визуальный и измерительный контроль. Далее следует заключение, которое располагает положительный или отрицательный результат. По результатам контроля агрегат вводят в эксплуатацию или отправляют на дополнительную диагностику, где агрегат подвергается демонтажу и ремонту в ремонтно-механической мастерской.

Заключительным этапом всех манипуляций является ввод агрегата в эксплуатацию.

По результатам анализа данной методики были выявлены следующие недостатки:

- не позволяет проводить иные методы НК, если после ВИК результат положительный;

- Методика основывается на конкретных методах НК;

- Данная методика применима только для объектов ПАО «Транснефть».

Существует методика диагностирования магистрального нефтеперекачивающего агрегата предложенная Ухтинским государственным техническим университетом, которая основывается на подключении различных преобразователей и частотного устройства. Схема диагностирования представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Предлагаемая схема методики диагностирования агрегата от УГТУ

Предлагается способ диагностики насосных агрегатов магистрального нефтепровода, включающий посылку сигнала, использование отраженной информации и её интерпретацию, отличающийся тем, что необходимый сигнал, соответствующий колебаниям жидкости нефтепровода, зафиксированный вибродатчиком, снимают не с подшипников вала электродвигателя насосного агрегата, а непосредственно с нефтепровода, который является каналом распространения колебаний. Общая временная характеристика, когда работают все 4 агрегата представлена на рисунке 4.

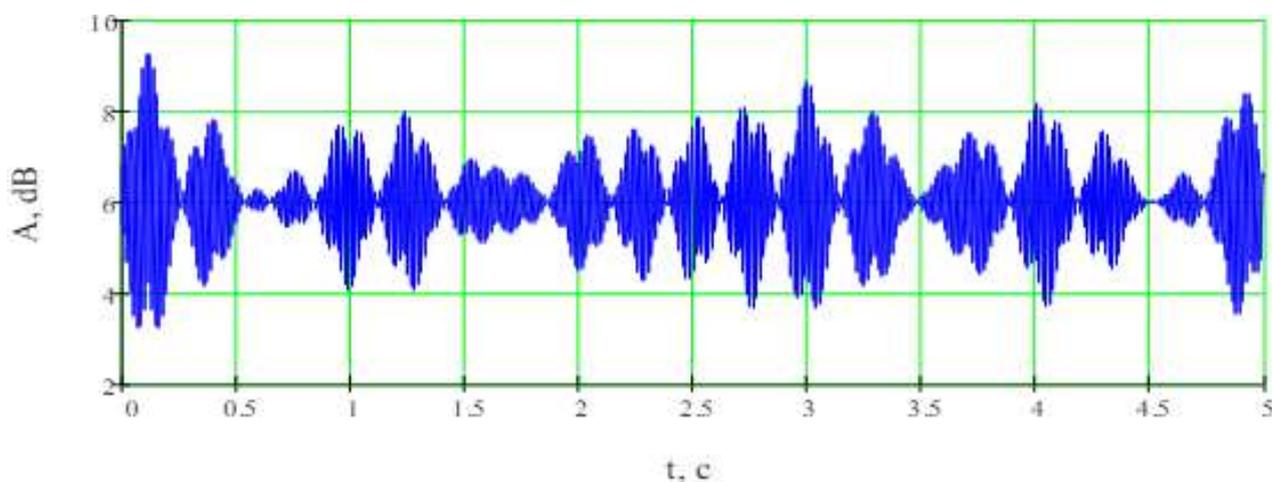


Рисунок 4 - Общая временная характеристика, когда работают все 4 агрегата

Данное устройство позволяет отслеживать динамику изменения картины полученных сигналов в моменты пуска и остановки насосного агрегата, постепенно наполняя банк данных различных спектральных составляющих полученного сигнала, облегчая интерпретацию и повышая ее точность за счет сравнения полученного сигнала и динамики его изменения в режиме пуска и остановки в установившемся режиме.

Недостатки данной методики:

- данная методика определяет наличие дефекта только аналитически;
- методика основывается на временной характеристике работы агрегата;
- методика основывается на конкретном виде НК.

Рассмотрим методику, которую предлагают авторы данной статьи. Схема методики представлена на рисунке 5.

Данная методика позволяет произвести диагностику магистрального нефтеперекачивающего агрегата в полном объеме, и позволяет сократить время при вводе в эксплуатацию, так как предлагается проводить полный комплекс мероприятий при диагностике, включая все методы, используемые при диагностике. Данная методика также основывается на подготовке к ремонту, в случае отрицательного результата после диагностики.

Предлагаемая методика состоит из 3-х этапов. Первым этапом методики является согласование с главным механиком и главным инженером производства. Далее производится диагностирование агрегата всеми методами, представленными выше по тексту. После проведения диагностики выдается заключение с положительным или отрицательным результатом. Конечным итогом данной методики является ввод в эксплуатацию или ремонт в ремонтно-механической мастерской и далее вводом в эксплуатацию.

Преимущества данной методики:

- данная методика определяет наличие дефекта с полным объемом диагностики;
- методика основывается на всех параметрах характеристики работы агрегата;
- методика может быть применима к любому центробежному насосу;
- методика позволяет устранять все возможные дефекты.

В заключении, современная система диагностирования и ремонта магистральных нефтеперекачивающих агрегатов позволяет сдерживать аварийность по причине дефектов и коррозии на приемлемом уровне при этом ужесточение требований к проведению технического обслуживания и ремонта приводят к большему широкому спектру диагностирования и применения дополнительного оборудования.

Так в работе была изучена конструкция магистрального нефтеперекачивающего агрегата, был проведен анализ методик диагностирования агрегата и были выявлены недостатки, а также были рассмотрены существующие методы, которые используются при диагностировании магистральных нефтеперекачивающих агрегатов.

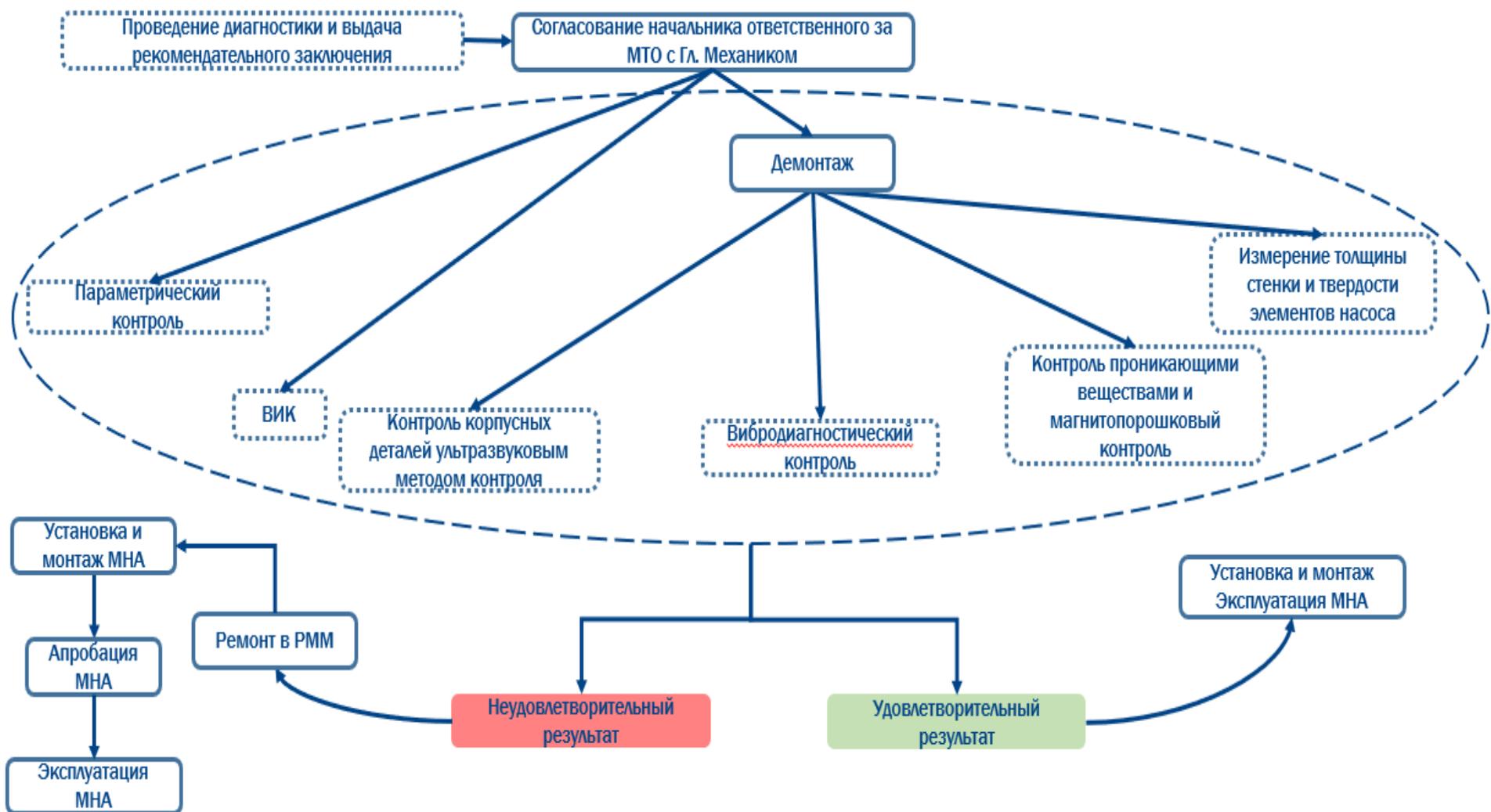


Рисунок 5 – Схема диагностирования магистрального нефтеперекачивающего агрегата, предлагаемая авторами работы

Также был проведен анализ возможных дефектов в период эксплуатации и при недостаточной защите от коррозии.

Была предложена усовершенствованная методика диагностирования магистрального нефтеперекачивающего агрегата.

Данные методики позволяют оценить техническое состояние агрегата и позволяют целостно определить наличие дефекта.

Библиографический список:

1. Хабаров, М. В. Исследование системы с отрицательной жесткостью для снижения вибрации в магистральном нефтеперекачивающем насосном агрегате / М. В. Хабаров, Д. А. Борейко // Рассохинские чтения : Материалы международной конференции, Ухта, 02–03 февраля 2023 года / Под редакцией Р.В. Агинеи. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 434-440.
2. Перевошиков С.И. Снижение гидродинамической вибрации центробежных насосов // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1997. – №4 . – С. 50-56.
3. Колпаков, Л. Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М. Недра, 1985 . – 184 с.
4. Борейко, Д. А. Анализ методов моделирования элементов конструкций машин и агрегатов для автоматизации оценки их напряженно-деформированного состояния / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3(572). – С. 35-39.
5. Диагностика насосных агрегатов магистрального нефтепровода [Электронный ресурс]. - https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tskhadaya/Tskhadaya_6.pdf (Дата обращения 03.10.2024).

УДК 622.24.05:622.276.6

Разработка методики диагностирования винтовых забойных двигателей

Стрельский Д. А., Автамонов В. А., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) представляют собой ключевое оборудование при бурении скважин различной глубины и направленности, особенно в условиях наклонно-направленного и горизонтального бурения. Учитывая высокие нагрузки и агрессивную среду эксплуатации, ВЗД нуждаются в регулярной диагностике для обеспечения их долговечности и надежности. Конструкция ВЗД представлена на рисунке 1. Цель данной статьи — предложить усовершенствованную методику диагностики ВЗД, позволяющую своевременно выявлять дефекты и проводить предиктивное техническое обслуживание.

ВЗД классифицируются как объемные роторные гидравлические силовые агрегаты. Они имеют компактную длину (8–12 м), что упрощает их использование по сравнению с турбобурами длиной 27–30 м, а также повышенный крутящий момент. Однако эксплуатация ВЗД сопровождается рядом проблем:

Подверженность износу под воздействием шлама и твердых частиц в буровом растворе. Высокие нагрузки на шпиндельную часть и вал, вызванные большими глубинами бурения и сложной траекторией скважин. Воздействие экстремальных температур и высокого давления, особенно на больших глубинах, что требует повышенной устойчивости и надёжности материалов.

Наиболее частые повреждения ВЗД включают:

-износ ротора и статора — постепенный износ по диаметру, ведущий к снижению энергетической эффективности. Износ ротора по диаметру занимает второе место среди причин с долей в 25%, что свидетельствует о необходимости регулярного технического обслуживания и мониторинга состояния оборудования.

-разрушение резиновой обкладки — наблюдается как следствие агрессивного воздействия бурового раствора. Основная доля неисправностей связана с разрушением резиновой обкладки, что составляет 45% всех случаев.

-разрушение покрытия и корпуса — механические повреждения, вызванные высокими нагрузками и коррозией.



Рисунок 1 - Конструкция ВЗД

Менее значительными, но не менее важными факторами являются износ ротора и статора с показателями в 8% и 2% соответственно

Для оценки состояния ВЗД после ремонта применяют стендовые испытания, позволяющие проводить обкатку и проверку качества соединений, стенд представлен на рисунке 2.

Эти испытания включают измерение вибрации, анализ температуры и контроль давления с помощью датчиков. Однако стендовый метод требует специализированного помещения и не всегда обеспечивает достаточный контроль параметров.



Рисунок 2 – Стенд для испытаний ВЗД

Предлагаемая методика включает сочетание неразрушающих методов с использованием специализированных программных комплексов для анализа данных, что позволяет прогнозировать состояние ВЗД. Блок-схема методики представлена на рисунке 3.

Разработка методики оценки и продления срока службы оборудования, отработавшего расчетный ресурс, является важной задачей в сфере нефтяной и газовой промышленности. Процесс начинается с анализа технической документации, который позволяет получить полное представление о состоянии объекта и выявить возможные дефекты или слабые места. Дальнейшая диагностика может проводиться как в стационарных условиях, так и в полевых.

Данная методика предназначена для оценки и продления срока службы винтового забойного двигателя (ВЗД), выработавшего расчетный ресурс, превышающий 200 часов наработки.

В стационарных условиях проводится детальный разбор оборудования с применением различных методов дефектоскопии. Визуально-измерительный контроль позволяет оценить состояние элементов на наличие видимых повреждений. Ультразвуковой контроль обеспечивает выявление внутренних дефектов, которые могут не быть заметны при простом осмотре. Вибродиагностика узлов помогает определить возможные отклонения в работе компонентов, а проверка герметичности подтверждает целостность системы.

В полевых условиях диагностика также включает визуально-измерительный контроль и дефектовку, дополненную использованием контроля с проникающими веществами, которые позволяют выявить микротрещины и другие дефекты поверхности.

После проведения всех необходимых проверок и исследований выполняется расчетно-экспертная оценка ресурса оборудования. На основании полученных данных принимается решение о дальнейших действиях: либо проводится ремонт, либо заменяются отдельные узлы, либо продлевается ресурс с указанием нового срока эксплуатации. В случаях, когда оборудование не может быть восстановлено до безопасного и эффективного состояния, принимается решение о его выводе из эксплуатации.

Этот методический подход помогает обеспечить надежность и безопасность эксплуатации оборудования, минимизировать риски аварий и продлить срок его службы. Продление ресурса с назначением нового срока эксплуатации, если состояние позволяет безопасную дальнейшую работу.



Рисунок 3 – Блок-схема методики

Экспертная оценка ресурса и принятие решений при диагностировании оборудования в нефтяной и газовой промышленности требует комплексного подхода, блок-схема представлена на рисунке 4. Основой этой оценки является детальный анализ эксплуатационной, монтажной и ремонтной документации, а также базы данных по отказам. Это позволяет получить полное представление о текущем состоянии оборудования и возможных проблемах, с которыми оно сталкивается в процессе эксплуатации.

Важной частью методики является расчет прочности конструкций с использованием инженерных методов и вычислений. Одновременно проводится оценка остаточного ресурса, чтобы понять, насколько долго оборудование может эффективно работать без серьезных поломок. Определение предельных состояний и их критериев является обязательным шагом для обеспечения безопасной эксплуатации.

Особое внимание уделяется уточнению характеристик материалов, так как свойства используемых компонентов напрямую влияют на долговечность и надежность системы. В дополнение к этому, критически важно выбирать критерии статической прочности, учитывать воздействие общей коррозии и вероятность коррозионного растрескивания, что позволяет прогнозировать возможные риски и предотвращать аварийные ситуации.

Основные методы неразрушающего контроля для ВЗД включают:

Методы неразрушающего контроля (НК) являются ключевым элементом для диагностики и поддержания надежности винтовых забойных двигателей (ВЗД). Эти методы позволяют своевременно обнаруживать дефекты и предотвращать возможные аварийные ситуации. Рассмотрим основные методы НК, которые применяются для контроля состояния ВЗД.



Визуально-измерительный контроль представляет собой начальный этап диагностики, когда специалисты осматривают оборудование с целью выявления видимых дефектов и повреждений. Этот метод используется для оценки состояния поверхностей и конструктивных элементов и позволяет оперативно фиксировать такие дефекты, как трещины, деформации, коррозионные повреждения и износ. Визуально-измерительный контроль особенно полезен в сочетании с другими методами, так как дает общее представление о состоянии объекта перед применением более сложных процедур.

Вибрационный контроль заключается в мониторинге вибрационных характеристик оборудования в процессе его работы. Измерение и анализ вибраций позволяют выявлять скрытые проблемы, такие как дисбаланс ротора или повышенный износ подшипников. С помощью вибрационного контроля можно оценить степень износа элементов и спрогнозировать возможные поломки. Этот метод имеет высокую точность при условии регулярного мониторинга и сравнительного анализа с установленными нормами.

Ультразвуковой контроль используется для обнаружения внутренних дефектов, которые недоступны для визуального осмотра. Ультразвуковые волны проникают в материал, отражаясь от внутренних структур, что позволяет специалистам идентифицировать наличие трещин, пор и других скрытых дефектов. Этот метод особенно эффективен для проверки цельных и сложных конструкций, так как позволяет с высокой точностью определять местоположение и размер дефекта. Преимуществом ультразвукового контроля является возможность выявления даже мельчайших нарушений целостности материала.

Капиллярный метод неразрушающего контроля предназначен для выявления поверхностных дефектов, таких как трещины и поры. Принцип работы основан на использовании специальной жидкости, которая наносится на поверхность исследуемого элемента и проникает в микротрещины. После удаления излишков жидкости и нанесения проявителя дефекты становятся видимыми за счет проявления контрастных линий или пятен. Капиллярный метод широко применяется для диагностики поверхностных слоев, обеспечивая высокую точность и простоту выполнения. Использование комплексной методики диагностики позволяет обеспечить продление срока службы винтового забойного двигателя, минимизировать затраты на ремонт и предотвратить незапланированные простои оборудования.

Библиографический список:

1. Новиков, А. С. Бурение нефтяных и газовых скважин / А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков, Р. Ф. Гафганов. – Москва : Нефть и газ, 2017. – 307 с.
2. Богомолов, Р. М. Анализ конструктивных особенностей двухшарошечных буровых долот / Р. М. Богомолов, Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5(119). – С. 5-9.

3. Балденко Д. Ф. Одновинтовые гидравлические машины: в 2 т./ Ф. Д. Балденко, А. Н. Гноевых// — М.ЮОО «ИРЦ Газпром», 2007.
4. Бобров М. Г. Результаты исследований энергетической характеристики винтового забойного двигателя Д1–195/ А. М. Кочнев // Нефтяное хозяйство. -1988. -№ 6.

УДК 620.19

Анализ существующих методик диагностирования фонтанной арматуры и предложение мер по их совершенствованию

Автамонов В. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Фонтанная арматура представляет собой комплекс устройств, устанавливаемых на устье скважины. Данное оборудование состоит из трубной головки, служащей для подвески колонны НКТ и герметизации затрубного пространства, и фонтанной ёлки, монтируемой на трубной головке и предназначенной для контроля и регулирования режима работы скважины.

На рисунке 1 представлена конструкция фонтанной арматуры АФК1-65×35.

В процессе эксплуатации на фонтанную арматуру воздействует множество негативных факторов, осложняющих её работу и ухудшающих физико-механические характеристики материала оборудования. К таким факторам можно отнести следующие:

- 1) высокие рабочие давления: в некоторых фонтанирующих скважинах оно может достигать 140 МПа, при этом давление непостоянно, нагрузка имеет пульсирующий характер;
- 2) широкий диапазон температур: температура флюида в скважине может подниматься до 200-250°C, а температура окружающей среды, например, в Арктической зоне, может опускаться до -60°C, в некоторых случаях, указанные условия характерны для одного месторождения;
- 3) абразивный износ: скорость движения выходящей из скважины смеси жидкости, газа и механических примесей может достигать нескольких десятков метров в секунду;
- 4) коррозионное воздействие: присутствие в составе пластовой жидкости агрессивных компонентов (сероводород H_2S , углекислый газ CO_2).

Перечисленные негативные условия эксплуатации способствуют появлению и развитию дефектов фонтанной арматуры. Среди наиболее часто встречающихся дефектов можно выделить: трещины на фланцах, трещины в сварных швах, расслоения металла, раковины, задиры, подрезы, а также коррозионный и эрозийный износ.

С целью выявления дефектов, а также контроля, оценки и дальнейшего прогнозирования технического состояния фонтанной арматуры проводится техническое диагностирование данного вида оборудования.

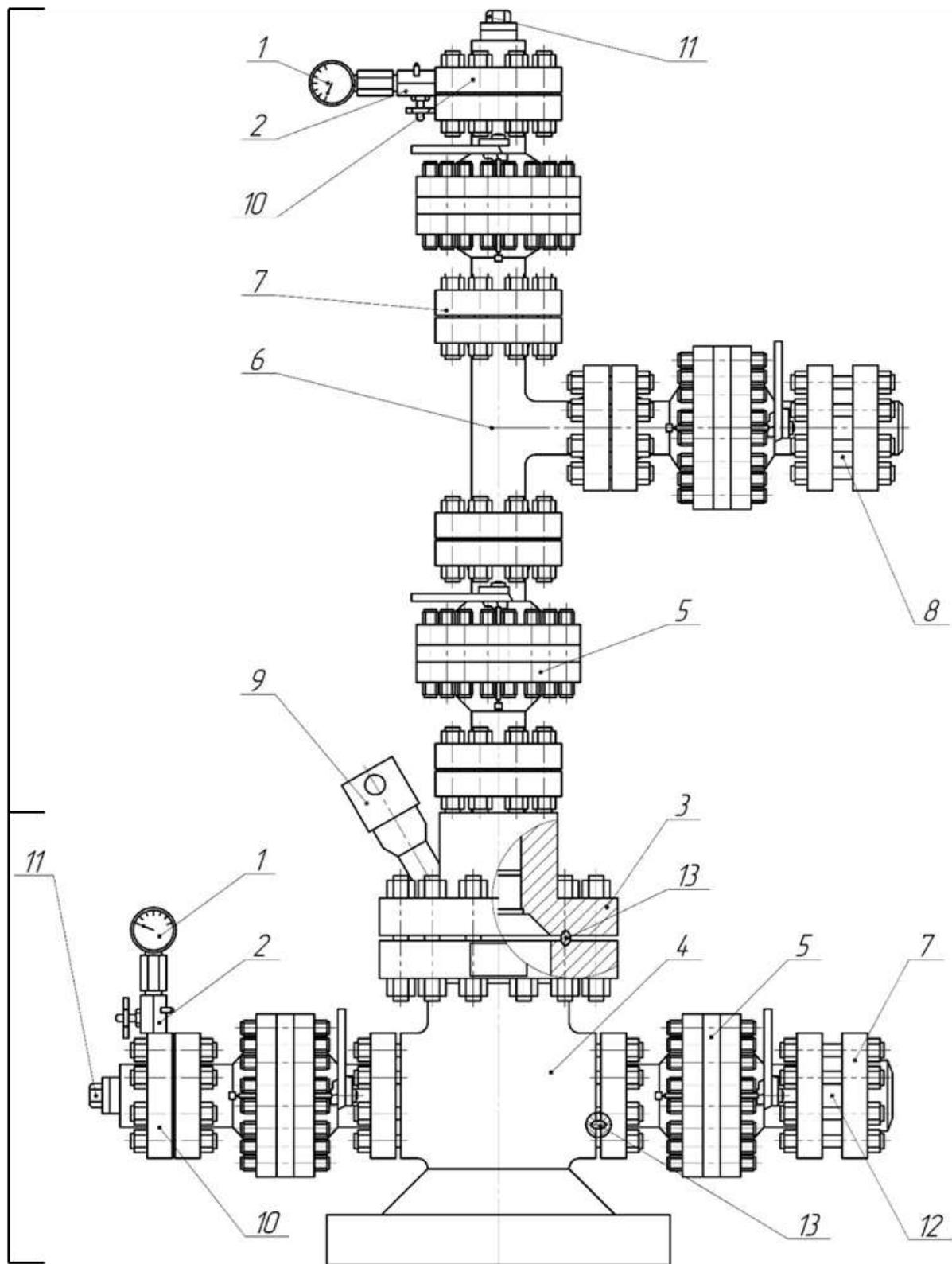
В ходе исследования были проанализированы 2 действующих методики диагностирования фонтанной арматуры. Первой к рассмотрению была принята «Методика диагностирования устьевого, фонтанной и нагнетательной арматуры, отработавшей нормативный срок службы», авторство которой принадлежит ОАО СПКТБ «Нефтегазмаш» [3]. Для наглядности и упрощения понимания данную методику представим в виде блок-схемы, изображенной на рисунке 2.

В рассмотренной методике довольно полно и чётко описывается последовательность выполнения операций по контролю устьевого арматуры. Однако, были выявлены и существенные недостатки, такие как: избыточное количество применяемых методов неразрушающего контроля; отсутствие понятного алгоритма применения данных методов; отсутствие пояснения пункта «Оценка технического состояния и определение основных повреждающих факторов».

Вторым проанализированным нормативным документом, регламентирующим техническое диагностирование фонтанной арматуры, является СТО Газпром 2-2.3-139-2007 «Проведение экспертизы промышленной безопасности и технического диагностирования фонтанных арматур и оборудования устья скважин ПХГ» [5]. Его содержание так же приведено в виде блок-схемы, которая представлена на рисунке 3.

Фонтанная ёлка

Трубная головка



- 1 – манометр; 2 – вентиль манометрический; 3 – переводник; 4 – крестовина;
 5 – задвижка дисковая; 6 – тройник; 7 – фланец ответный;
 8 – дроссель регулируемый штуцерный; 9 – ввод кабельный; 10 – фланец резьбовой;
 11 – заглушка; 12 – клапан обратный; 13 – прокладка

Рисунок 1 – Конструкция фонтанной арматуры АФК1-65×35

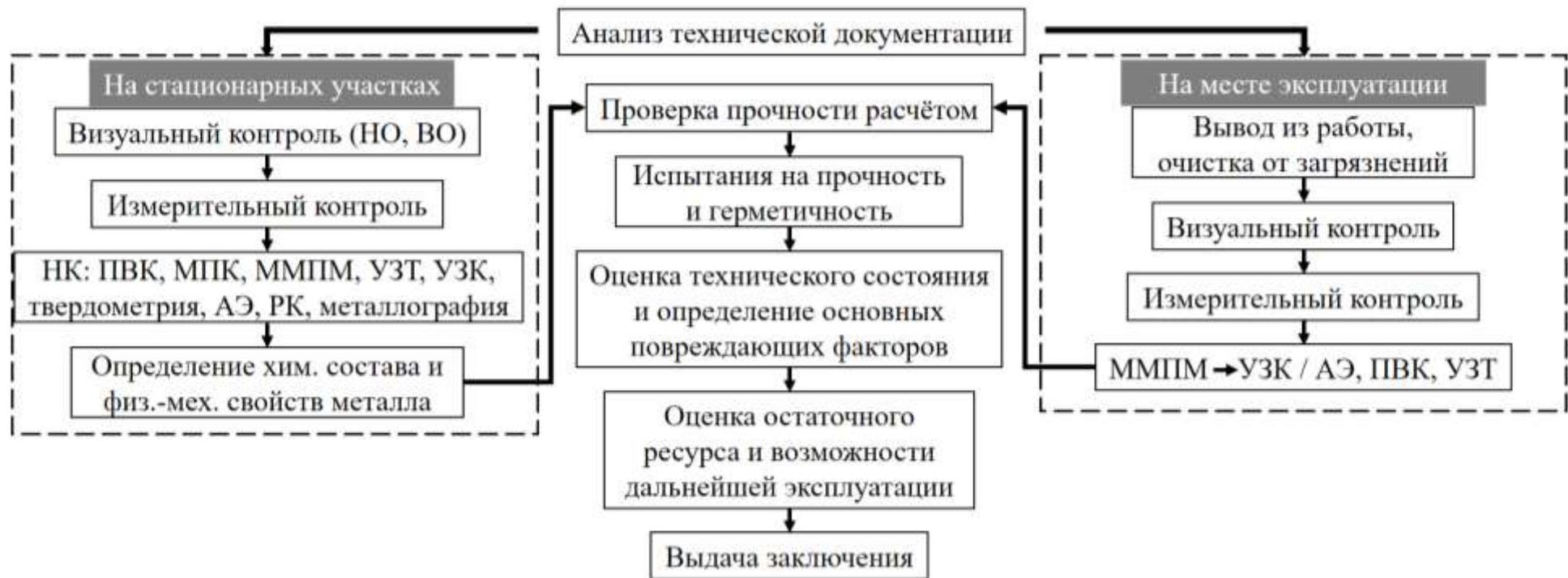


Рисунок 2 – Методика диагностирования ОАО СПКТБ «Нефтегазмаш»



Рисунок 3 – Методика диагностирования в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-139-2007

Данная методика заметно менее объемная и подробная, чем рассмотренная ранее. Среди её недостатков можно отметить: дублирование (замещение) пунктом «Визуальный и измерительный контроль» пункта «Проверка соответствия фактической сборки фонтанной арматуры»; отсутствие пояснений пункта «Выработка стратегии периодического ТД»; а также отсутствие подразделения на контроль в лабораторных и полевых условиях.

На основе проведенного анализа и выявленных недостатков предлагается усовершенствованная методика диагностирования фонтанной арматуры, алгоритм которой представлен на рисунке 4.

Первым этапом перед непосредственным диагностированием является «Анализ технической документации». Он включает в себя изучение паспорта на арматуру, инструкций по безопасному обслуживанию и эксплуатации, журналов ремонтов и т.д. Его цель – ознакомление с конструкцией и режимом работы оборудования, а также выявление потенциальных зон дефектов и причин их появления.

Визуальный и измерительный контроль (ВИК) регламентируется «Методическими рекомендациями о порядке проведения визуального и измерительного контроля» [4]. Этот метод контроля полагается на зрительное восприятие. Объект контроля (ОК) анализируется в видимом диапазоне электромагнитного спектра. Для проведения измерений используются простые инструменты к числу которых относятся линейка, рулетка, штангенциркуль, лупа, универсальный шаблон сварщика и т.д. ВИК выявляет механические повреждения, формоизменение деталей, поверхностные дефекты, образовавшиеся при эксплуатации, коррозионный и эрозионный износ, а также места утечек.

Капиллярный контроль (проникающими веществами, ПВК) регламентируется ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования». Метод основан на способности индикаторных жидкостей (пенетрантов), за счёт капиллярного эффекта, проникать в поверхностные и сквозные дефекты материала. Выявление образовавшихся индикаторных следов осуществляется, как правило, визуально.

Ультразвуковой контроль (УЗК) регламентируется ГОСТ Р ИСО 16810-2016. Данный метод основан на распространении УЗ волн через ОК и регистрации сигнала прошедшей волны (теневой метод) либо сигнала, отраженного или рассеянного от любой поверхности или дефекта (эхо-импульсный метод). Элементами фонтанной арматуры, подвергаемыми УЗК, являются корпусные детали (задвижки, трубная головка), переводник, тройник, крестовина, катушки.

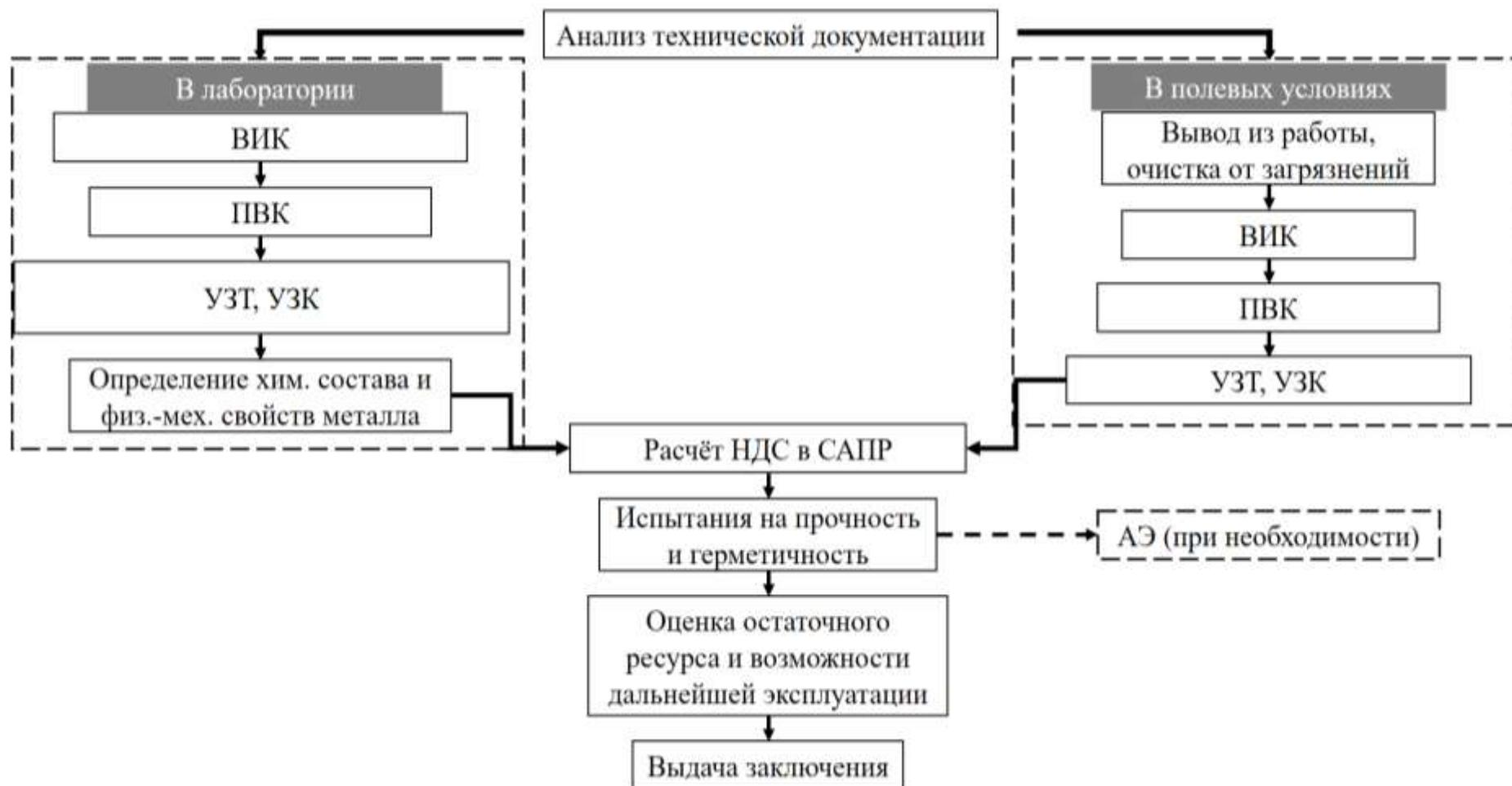


Рисунок 4 – Предлагаемая методика диагностирования фонтанной арматуры

Выполнение пункта «Определение химического состава и физико-механических свойств металла» не является обязательным при проведении технического диагностирования и необходимо только в следующих случаях: при сомнении в качестве металла деталей арматуры, при отсутствии документации на материалы, при обнаружении трещин, а также при эксплуатации оборудования при температурах, выходящих за рамки паспортных величин. Реализация данного пункта подразумевает проведение стилоскопирования для определения химического состава металла, а также твердометрии. На основании измерений твердости можно узнать и приблизительные (с небольшой погрешностью относительно табличных значений) значения других физико-механических характеристик (предел прочности, предел текучести, предел выносливости, относительное удлинение и относительное сужение), используя формулы взаимосвязи твердости металла с его прочностными характеристиками из источника [2].

В новую методику дополнительно предлагается добавить пункт «Расчёт напряжённо-деформированного состояния в системах автоматизированного проектирования», его алгоритм представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Алгоритм расчёта НДС в САПР

Испытания на прочность и герметичность осуществляются следующим образом: арматуру заполняют испытательной средой (водой либо водным раствором, содержащим ингибитор коррозии), затем плавно повышают давление до пробного $P_{пр}$, величина которого равняется удвоенному рабочему $P_{раб}$ ($P_{пр} = 2P_{раб}$). Время выдержки на пробном давлении составляет не менее 10 минут. При необходимости параллельно с гидравлическими испытаниями возможно проведение акустико-эмиссионного контроля (АЭК). АЭК основан на излучении упругих волн, возникающих в ОК под воздействием нагрузки [1]. Такая нагрузка может быть связана как с эксплуатацией объекта, так и с проведением пневмо- или гидроиспытаний. Метод АЭ позволяет обнаруживать и регистрировать дефекты, которые либо уже развиваются, либо имеют тенденцию к развитию. Важным преимуществом этого метода является возможность классификации дефектов не по их размерам, а по степени потенциальной опасности.

После проведения всех испытаний проводится оценка остаточного ресурса арматуры на основе формул, представленных на рисунке 6.

В ходе работы были выявлены негативные факторы, которые осложняют эксплуатацию фонтанной арматуры и способствуют развитию различных дефектов. Для обнаружения дефектов оборудования необходимо проведение периодического технического диагностирования. Проведенный анализ существующих методик диагностирования выявил недостатки в их содержании, на основании чего была предложена альтернативная методика, исключающая данные недочёты.

Оценка остаточного ресурса

- Остаточный ресурс арматуры в целом

$$T_{ост} = \min(T_{ост.n}) \cdot k,$$

где $T_{ост.n}$ – остаточный ресурс n-детали, лет;
 k – поправочный коэффициент, $k = 0,8$

- Средняя скорость коррозионного и эрозионного износа n-детали за весь период эксплуатации

$$C_{cp.n} = \frac{S_{исп.n} - S_n}{T}$$

где $S_{исп.n}$ – исполнительная толщина стенки n-детали, мм;
 T – весь период эксплуатации, лет

- Остаточный ресурс n-детали

$$T_{ост.n} = \frac{S_n - S_{отб.n}}{C_n}$$

где S_n – факт. мин. толщина стенки n-детали, мм;
 $S_{отб.n}$ – отбрак. толщина стенки n-детали, мм;
 C_n – скорость корр. и эроз. износа, мм/год

- Средняя скорость коррозионного и эрозионного износа n-детали в интервале между диагностированиями

$$C_{cp.t.n} = \frac{S_{пред.n} - S_{посл.n}}{T_1}$$

где $S_{пред.n}$ – факт. мин. толщина стенки в момент предыдущего ТД, мм;
 $S_{посл.n}$ – факт. мин. толщина стенки в момент последнего ТД, мм;
 T_1 – период времени между двумя ТД, лет

Рисунок 6 – Оценка остаточного ресурса фонтанной арматуры

Библиографический список:

1. Борейко, Д. А. Анализ методик оценки технического состояния металлоконструкций нефтегазового оборудования на основе метода акустической эмиссии / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков, А. Л. Смирнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 7(343). – С. 15-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-7(343)-15-19.
2. Ефименко, Л.А. Определение фактических механических свойств металла трубопроводов на основе измерения твердости: учебное пособие / Л.А. Ефименко, А.К. Прыгаев. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2007. – 18 с.
3. Методика диагностирования устьевого, фонтанной и нагнетательной арматуры, отработавшей нормативный срок службы : дата введения 29.12.2000. – М. : ОАО СПКТБ «Нефтегазмаш», 2001. – 57 с.
4. Борейко, Д. А. Анализ существующих методик диагностики и неразрушающего контроля металлических конструкций нефтегазовых машин и агрегатов / Д. А. Борейко // Сфера. Нефть и Газ. – 2021. – № 2(81). – С. 76-79.
5. Быков, И. Ю. Диагностика нефтегазопромыслового оборудования методами неразрушающего контроля / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко. – 3-е издание, переработанное. – Старый Оскол : ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2019. – 244 с. – ISBN 978-5-94178-639-8.

УДК 62-713.81

Исследование термостабилизаторов грунта для эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах

Автамонов В. А.

Научный руководитель – Бобылёва Т. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Для обеспечения необходимой несущей способности объектов инфраструктуры в условиях Крайнего Севера применяются устройства под названием термостабилизаторы грунта (ТСГ). Эти устройства работают за счет быстрого глубинного охлаждения и снижения температуры грунта и представляют собой парожидкостные гравитационные сезонные теплообменные системы. Они функционируют без использования внешних источников электроэнергии и являют собой герметичный сосуд, частично заполненный хладагентом, состоящий из стального трубчатого корпуса с оребренным теплообменником – конденсатором, расположенным на одном из концов.

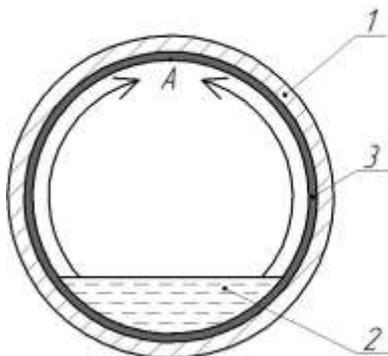
Конденсатор является воздушным теплообменником, где происходит конденсация хладагента из паровой фазы в жидкую. Можно выделить такие конструкции ТСГ с разными вариантами конденсаторов, как:

- а) без оребрения;
- б) с вертикальным полосовым оребрением;
- в) с многотрубным конденсатором;
- г) с горизонтальным полосовым оребрением;
- д) с двухсекционным конденсатором;
- е) с трехсекционным конденсатором.

На сегодняшний день в конструкции ТСГ используются испарители с гладкой внутренней поверхностью трубы. Однако площадь области контакта, где происходит основной теплообмен, значительно меньше, чем общая внутренняя площадь трубы испарителя. Для улучшения эффективности требуется увеличить эту область контакта, обеспечив непрерывное распределение хладагента по всему периметру внутренней поверхности (рисунок 1).

Для достижения этой цели необходимо изменить внутреннюю поверхность трубы и создать условия для капиллярного поднятия жидкости. Это может быть достигнуто следующими способами:

1. Установка металлической сетки на внутренней стенке трубы.
2. Использование капиллярной насечки или накатки.
3. Создание капиллярно-пористого покрытия путем спекания металлических порошков.



1 – труба испарителя; 2 – хладагент; 3 – внутреннее покрытие

Рисунок 1 – Смачиваемая зона испарителя ТСГ

Метод крепления металлической сетки к внутренней стенке представляет собой наименее затратный способ увеличения площади охлаждения. Использование мелкоячеистой сетки дает приемлемые результаты для капиллярного поднятия хладагента. Однако основным недостатком этого способа является сложность достижения плотного и однородного контакта между стенками трубы испарителя и сеткой. Кроме того, часто на строительной площадке необходимо изгибать трубу для обхода препятствий, таких как сваи или стойки, что еще более усугубляет проблему отслоения сетки.

Капиллярная насечка или накатка позволяют поднимать хладагент до верхней точки трубы испарителя термостабилизатора. Однако для получения качественного покрытия требуется выполнить целый комплекс токарных работ. Согласно имеющимся данным, максимальная длина участка трубы, на котором возможна насечка или накатка на внутреннюю поверхность стенки, составляет 500 мм. Это требует резки заводских труб и, следовательно, приводит к большому количеству сварных соединений при укрупнении. Высокие трудозатраты являются еще одним недостатком этой технологии. Из-за сложности изготовления и большого числа сварных соединений использование этой методики затруднено.

В процессе спекания металлических порошков на внутреннюю поверхность трубы в специальных формовочных станках наносится смесь металлического порошка и сорбента, после чего труба направляется в конвейерную печь для проведения процесса спекания. Этот метод обладает следующими преимуществами:

- технология формования покрытия позволяет подготавливать участки труб длиной 2-3 м, что существенно сокращает количество сварных соединений при сборке термостабилизатора.
- использование легированных порошков способствует созданию антикоррозионного покрытия на внутренней поверхности испарителя, что увеличивает его срок службы и повышает безопасность использования.
- обеспечивается плотный контакт между частицами покрытия и стенкой трубы.
- покрытия обладают высокой пористостью и проницаемостью.

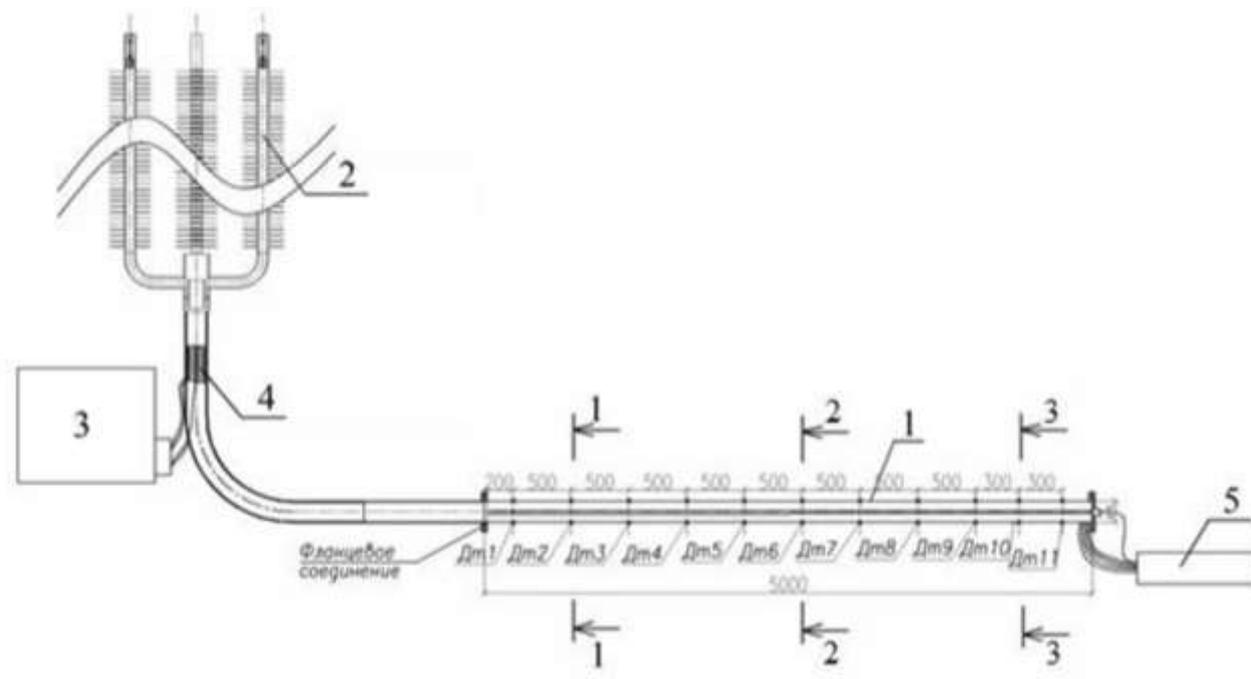
После проведения анализа различных методов развития внутренней поверхности испарителя был сделан вывод о преимуществах использования капиллярно-пористого покрытия из металлического порошка, которое было нанесено и сформировано с учетом теплофизических свойств хладагента.

Для подтверждения данного тезиса были проведены стендовые испытания (рисунок 2).

В качестве конденсатора использовался 4-секционный теплообменник, а в качестве испарителя была использована труба диаметром 76 мм и длиной 5 м:

- а) с гладкой стенкой;
- б) с капиллярно-пористым покрытием.

Тепловая нагрузка подавалась с помощью электронагревательных проводов, намотанных на испаритель. На транспортном участке был установлен охлаждающий контур в виде спирали из медной проволоки, а на транспортном и испарительном участках использовался слой теплоизоляции. Для измерения температуры были использованы термокосы – последовательно соединенные температурные датчики. Регистрация температур осуществлялась с помощью 5 термокос, расположенных с внешней стороны. В качестве хладагента использовался фреон 22.



1 – испаритель; 2 – конденсатор; 3 – холодильный агрегат с теплообменником;
4 – испарительный контур; 5 – логгер

Рисунок 2 – Испытательный стенд

После включения холодильного агрегата производилось нагружение испарителя электронагревательными проводами с максимальной тепловой мощностью. Температура испарителя постепенно повышалась, в то время как температура охлаждающего контура, наоборот, снижалась. Начался процесс теплообмена, который стабилизировался через некоторое время (примерно 120 минут). Опыт считался завершенным, когда давление парогазовой смеси фреона внутри термостабилизатора и температуры на внешней поверхности испарителя достигли стабильных значений. На основе полученных данных были построены графики зависимости температуры на внешней стенке трубы по сечениям от времени измерения (таблицу 1).

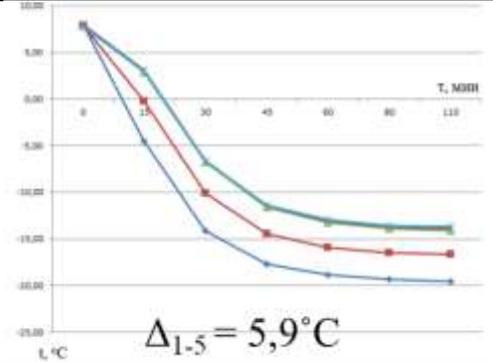
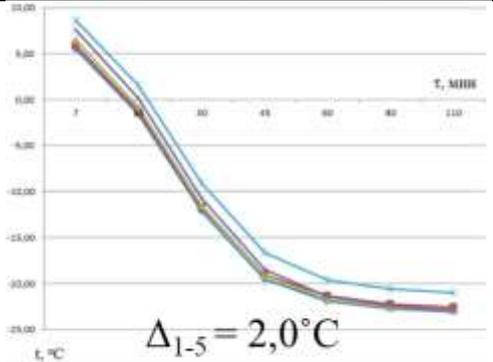
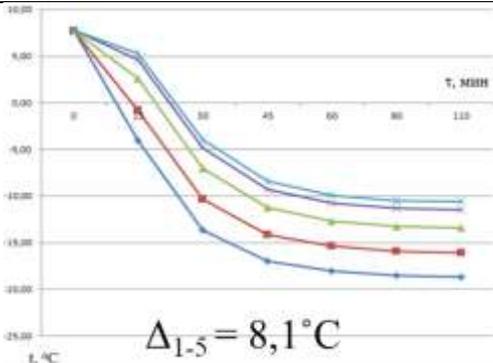
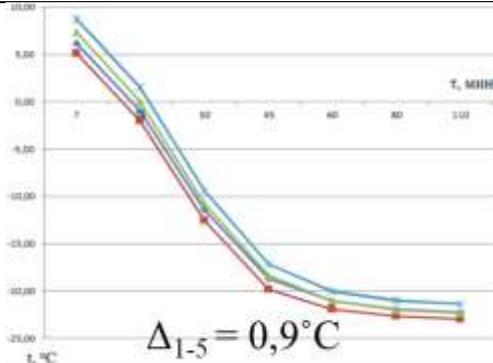
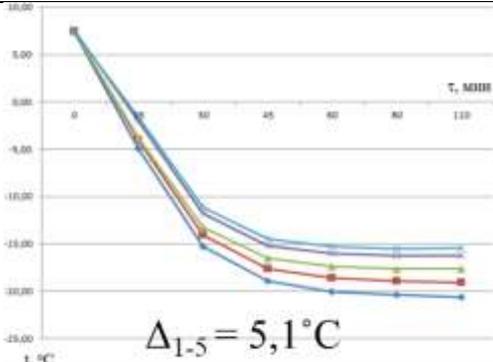
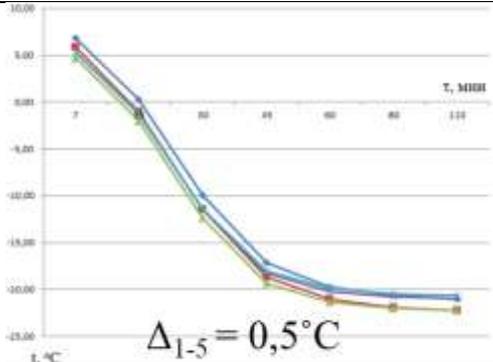
Как видно из графиков: в трубах испарителя с капиллярно-пористым покрытием внутри трубы фреон достаточно равномерно распределяется по контуру, обеспечивая относительно однородную теплопередачу в грунт.

На основании проведенного анализа были сделаны следующие выводы:

1) В традиционных гладких трубах испарителей парожидкостных термостабилизаторов грунта (горизонтальных и слабонаклонных) хладагент движется в виде ручья в нижней части трубы, что создает неоднородную зону теплоотдачи от грунта в испаритель с перепадом отрицательных температур на поверхности гладкой трубы.

2) В трубах испарителя с капиллярно-пористым внутренним покрытием хладагент достаточно равномерно распределяется по контуру, обеспечивая относительно однородную среду теплопередачи в грунт с уменьшением перепада отрицательных температур на поверхности трубы, контактирующего с промораживаемым грунтом до 1–2 °С, (в 8 раз меньше, чем в гладкой трубе).

Таблица 1 – Графики зависимости температуры от времени

№ сечения	Гладкая труба	Капиллярно-пористое покрытие
1-1	 <p data-bbox="761 558 985 614">$\Delta_{1-5} = 5,9^{\circ}\text{C}$</p>	 <p data-bbox="1456 558 1680 614">$\Delta_{1-5} = 2,0^{\circ}\text{C}$</p>
2-2	 <p data-bbox="761 941 985 997">$\Delta_{1-5} = 8,1^{\circ}\text{C}$</p>	 <p data-bbox="1456 941 1680 997">$\Delta_{1-5} = 0,9^{\circ}\text{C}$</p>
3-3	 <p data-bbox="761 1324 985 1380">$\Delta_{1-5} = 5,1^{\circ}\text{C}$</p>	 <p data-bbox="1456 1324 1680 1380">$\Delta_{1-5} = 0,5^{\circ}\text{C}$</p>

Библиографический список:

1. Ибрагимов, Э. В. Оптимизация устройства оснований и фундаментов в криолитозоне с использованием термостабилизации грунтов : специальность 05.23.02 «Основания и фундаменты, подземные сооружения» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ибрагимов Энвер Валерьевич. – Москва, 2020. – 150 с.
2. ГОСТ Р 70001-2022. Термостабилизаторы грунтов сезоннодействующие индивидуальные : дата введения 2022-27-01. – Москва : Российский институт стандартизации, 2022. – 24 с.
3. Быков, И.Ю. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах [Текст]: учеб. пособие/ И.Ю. Быков, Т.В. Бобылёва. – Ухта: УГТУ, 2007. – 131 с.: ил

УДК 620.193

Оценка скорости развития коррозии в зависимости от типа коэффициента интенсивности напряжений

Савич В. Л., Яшин Л. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Коррозия металлических материалов, используемых в промышленности, в том числе в нефтегазовой отрасли, остаётся одной из ключевых проблем, приводящих к снижению долговечности конструкций и увеличению эксплуатационных затрат. Развитие коррозионных процессов сопровождается изменением механических свойств материалов, что особенно опасно в условиях действия внешних нагрузок. В таких случаях дефекты, вызванные коррозией, становятся очагами концентрации напряжений, ускоряя разрушение материала. Для количественной оценки этих процессов часто используют понятие коэффициента интенсивности напряжений (КИН), который описывает величину концентрации напряжений у вершины трещины или в зоне локальной коррозии.

Актуальность изучения влияния КИН на скорость развития коррозии обусловлена необходимостью более точного прогноза ресурса работы оборудования и повышения эффективности защитных мероприятий. В условиях реальной эксплуатации металлических конструкций и трубопроводов на их поверхности неизбежно образуются дефекты различной формы и размера, что приводит к изменению распределения напряжений. В зависимости от геометрии дефектов и типа внешнего воздействия (статическое, динамическое, циклическое) коэффициент интенсивности напряжений может значительно варьироваться, напрямую влияя на скорость коррозионного разрушения.

Цель настоящего исследования заключается в оценке зависимости скорости развития коррозии от типа коэффициента интенсивности напряжений, а также в выявлении закономерностей влияния внешних и внутренних факторов на эти процессы. В статье анализируются различные виды нагрузок и их воздействие на коррозионные характеристики материалов, включая взаимодействие механических и электрохимических процессов.

Результаты работы направлены на разработку методов повышения надёжности металлических конструкций и оптимизации способов защиты от коррозии с учётом механических характеристик среды эксплуатации [1].

Рассматриваемая дисциплина является продолжением развития понятия «долговечность», ориентированная на изучение факторов, влияющих на изменение физико-механических свойств материала в процессе его эксплуатации. К основным процессам, которые приводят к деградации свойств материала относят: коррозия, хладноломкость, износостойкость [2].

В связи с этим в данной работе ставится следующая цель: провести оценку скорости развития коррозии в зависимости от типа коэффициента интенсивности напряжений (КИН). И задачи:

1. Сделать обзор методик расчёта скорости коррозии и применяемых коэффициентов.
2. Провести расчёт скорости коррозии с учётом двух типов коэффициентов.
3. Проанализировать данные, сделать выводы.

Исходные параметры: диаметр трубы D 530 мм, толщина стенки 10 мм, рабочее давление в четырёх вариантах 2,6 МПа, 5,1 МПа, 3,7 МПа, 3 МПа, длина трещины l 10 мм, глубина трещины b в четырех вариантах 1,5 мм, 2 мм, 2,5 мм, 3 мм. В задачу ставилось оценить опасность разрушения от влияния коррозии.

Ниже представлена методика расчёта. Скорость коррозионного растрескивания рассчитывается по формуле:

$$V = A \cdot E^n, \quad (1)$$

A и n – константы, зависящие от температуры и качества воды.

$$A = 8 \cdot 10^{-5}, n = 0,55. \\ E = 6,1 \cdot 10^{-14} \cdot K_I^4, \quad (2)$$

K_I^4 – коэффициент интенсивности напряжений.

Коэффициент интенсивности напряжений в классическом варианте рассчитывается по формуле:

$$K_I = 1,12 \cdot \sigma_t \sqrt{\pi l}, \quad (3)$$

σ_t

– окружные напряжения в окрестности трещинообразного дефекта (кольцевые напряжения).

В новом варианте Савича-Малинина:

$$K_I = \sigma \cdot f(J) \sqrt{\frac{\pi \cdot b}{1 + 5,6 \cdot \frac{b^2}{l}}}, \quad (4)$$

$$f(J) = \frac{2 \cdot h}{d} \cdot \frac{d^2}{D^2 - d^2} \cdot \left[2 \cdot \left(J_0 + \frac{2 \cdot b}{D} \cdot J_1 \right) \right], \quad (5)$$

J_i – комплексный энергетический критерий напряженного состояния в упругой (J_0) и пластической (J_1) областях.

$f(J)$

= f – параметр перераспределения энергии на структурном уровне (ППЭ) с учётом геометрических параметров трубопровода.

Параметр выше определяется из зависимости, представленной на рисунке 1.

Результаты расчётов представлены на рисунке 2 и таблице 1. Вычисления проводились при постоянной длине с изменением глубины трещины и давления.

Таблица 1 – Зависимость скорости коррозионного растрескивания от давления.

Р, МПа	2,6	5,1	3,7	3
V, мм/год	78,715	346,556	171,066	107,841

На основе полученных данных можно сделать следующие выводы:

1. При увеличении рабочего давления наблюдается увеличение скорости коррозионного растрескивания.

2. Скорость коррозии напрямую зависит от глубины трещины: при увеличении глубины трещины в два раза, скорость возрастает в 1,5 раза.

3. Скорость коррозии, рассчитанная с применением коэффициента варианта САТП, оказалась меньше, чем с применением классического варианта.

4. Повышенные значения скорости коррозии связаны с необходимостью корректировки структурных коэффициентов.

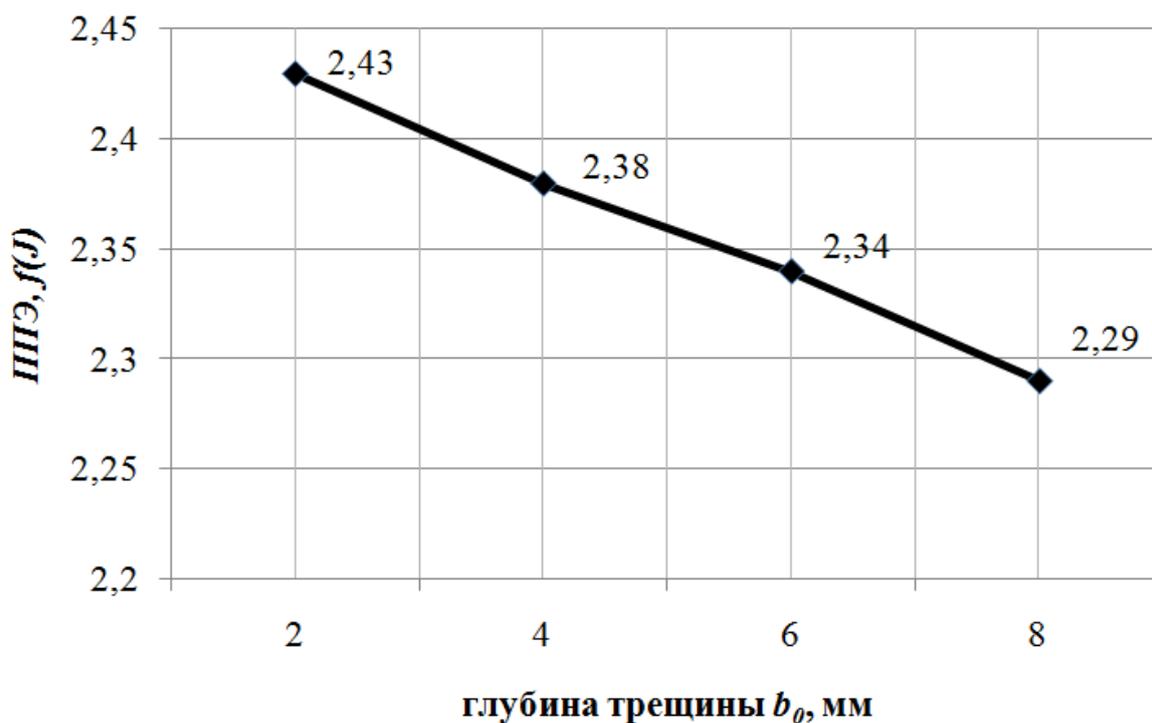


Рисунок 1 – График зависимости функции $f(J)$ от глубины трещины

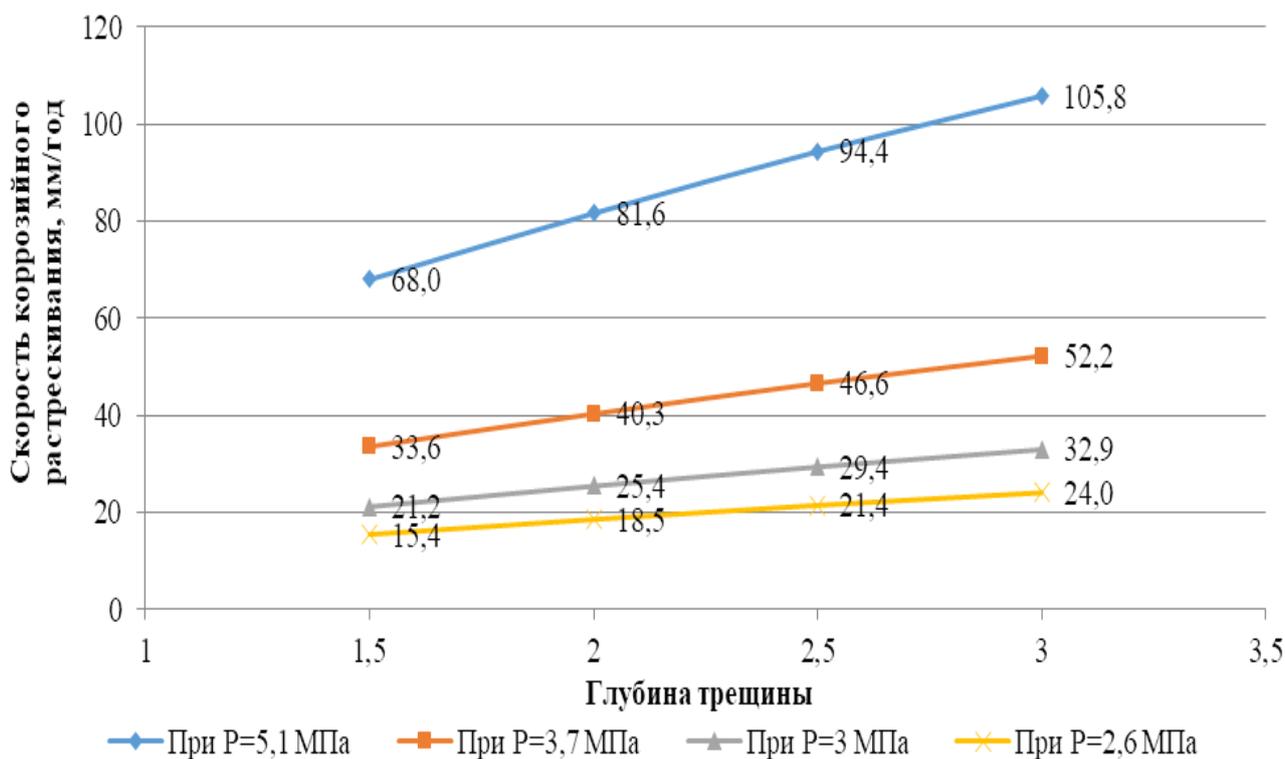


Рисунок 2 – Графики зависимости скорости коррозионного растрескивания от глубины трещины при разных давлениях

Библиографический список:

1. Лихачев В. А., Малинин В. Г. Структурно-аналитическая теория прочности.–СПб.: Наука, 1993. – 471 с.
2. Основы материаловедения (металлообработка): учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / [В.Н. Заплатин, Ю.И. Сапожников, А.В. Дубов и др.]; под ред. В.Н. Заплатина. – 8-е изд., стер. – М.: Издательский центр “Академия”, 2017. – 272 м.

Применение метода граничных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния нефте- и газотрубопроводов в зоне концентраторов напряженийМалинина Н. А.¹, Малинин Г. В.², Габова М. Н.¹*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия**2 – Московский государственный университет им. Н.Э. Баумана, г. Москва, Россия*

Для расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводов с трещинами в виде концентраторов различной формы обычно используют промышленные пакеты, реализующие метод конечных элементов (МКЭ). При этом метод конечных элементов требует, чтобы вся исследуемая область была разбита на сетку элементов. МКЭ приводит в конечном счете к системе линейных алгебраических уравнений. Эта система уравнений большая, но разреженная, т. е. хотя она и содержит большое число неизвестных параметров и, следовательно, большое число линейных уравнений, но каждое уравнение включает в явном виде только часть неизвестных параметров. В методах граничных элементов (МГЭ) на элементы разбивается только граница области. Численное решение строится на основе предварительно полученных аналитических решений для простых сингулярных задач таким образом, чтобы удовлетворить приближенно заданным граничным условиям на каждом элементе границы. Поскольку каждое сингулярное решение удовлетворяет в расчетной области определяющим дифференциальным уравнениям в частных производных, то в этом случае нет необходимости делить саму область на сетку элементов. Трехмерная задача превращается в двумерную, а двумерная в одномерную, т. е. размерность задачи сокращается на единицу. Система уравнений, подлежащих решению, оказывается значительно меньше, чем система, которую нужно решить в той же краевой задаче, если использовать метод конечных элементов, однако система уравнений МГЭ уже не будет разреженной [1,2].

Трубопроводные системы с концентратором представляют собой задачи с бесконечными границами. Методы граничных элементов особенно привлекательны в таких задачах. Если основное сингулярное решение выбрано так, что оно удовлетворяет соответствующим граничным условиям на бесконечности, то линейная комбинация таких решений также будет удовлетворять этим условиям. Тогда при решении данной задачи достаточно поместить граничные элементы вдоль контура, ограничивающего концентратор. С другой стороны, конечно-элементная модель задачи требует, чтобы сетка была распространена достаточно далеко от границы концентратора, с тем, чтобы условия, задаваемые на внешней границе сетки, не оказывали существенного влияния на решение вблизи исследуемого концентратора. Элементы у внешней границы сетки можно принимать достаточно большими, поскольку решение задачи мало отличается от точки к точке на больших расстояниях от концентратора. Переход от внутренней границы сетки к внешней должен быть достаточно гладким, чтобы в решении достаточно точно представить градиенты напряжений. Таким образом, при задании конечно-элементной сетки в задаче о концентраторе в бесконечном теле, необходимо ответить на три вопроса: 1. Достаточно ли детально сетка на внутренней границе? 2. Достаточно ли удалена внешняя граница сетки от внутренней? 3. Достаточно ли удачно представлен переход от крупной сетки к мелкой? Замечательное вычислительное преимущество метода граничных элементов заключается в том, что в нем возникает только первый вопрос. Соответственно, в методе граничных элементов довольно легко исследовать влияние перехода ко все более мелким элементам с целью выяснить, как результаты вычислений зависят от размеров элементов на границе концентратора. Проводить подобный анализ в методе конечных элементов очень утомительно, поскольку в каждом случае требуется полная перестройка конечно-элементной сетки.

Для расчета концентраторов произвольной формы была составлена программа KONCENTRATOR, реализующая непрямой метод граничных элементов. Используется аналитическое решение задачи Кельвина о действии сосредоточенной силы в точке бесконечной упругой среды [1,2]. Программа написана на языке ФОРТРАН-90. Программа

может использовать симметрию задачи, что сокращает ввод исходных данных. Используются элементы с постоянным распределением напряжений и перемещений внутри элемента. В качестве исходных данных задаются: количество отрезков, аппроксимирующих контур концентратора, координаты их начала и конца, упругие постоянные, силовые и/или кинематические граничные условия. Также в качестве исходных данных задаются точки поля: точки, в которых требуется найти напряжения и перемещения. Это еще одно существенное отличие от метода конечных элементов. В отличие от метода конечных элементов решение можно получить не только в узлах сетки, но и в интересующих точках внутри исследуемой области. Как тестирующий пример была решена задача Кирша о растяжении бесконечно длинной пластины с круглым концентратором [3]. Данная задача имеет аналитическое решение. Для получения достаточной точности МГЭ на четверти границы контура потребовалось всего 6 граничных элементов. Распечатка результатов работы программы KONCENTRATOR приведена ниже:

ПЛОСКАЯ ЗАДАЧА С КОНЦЕНТРАТОРОМ

Задача КИРША

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

Число граничных отрезков: 6 Число других отрезков: 2 Симметрия: 4

Козф Пуассона	Модуль упругости	парал_У	парал_Х
.20	.7000E+05	.0000	.0000

Начальные напряжения

PXX = .1000E+03 PYY = .0000E+00 PXY = .0000E+00

X = XS = .0000 Y = YS = .0000 двойная симметрия

NUM	XBEG	YBEG	XEND	YEND	KODE	BUS	BUN
1	1.0000	.0000	.9659	.2588	1	.0000E+00	.0000E+00
1	.9659	.2588	.8660	.5000	1	.0000E+00	.0000E+00
1	.8660	.5000	.7071	.7071	1	.0000E+00	.0000E+00
1	.7071	.7071	.5000	.8660	1	.0000E+00	.0000E+00
1	.5000	.8660	.2588	.9659	1	.0000E+00	.0000E+00
1	.2588	.9659	.0000	1.0000	1	.0000E+00	.0000E+00

Результаты расчета:

ПЕРЕМЕЩЕНИЯ И НАПРЯЖЕНИЯ В СРЕДНИХ ТОЧКАХ ГЭ

Эл-т	UX	UY	US	UN	SIGXX	SIGYY	SIGXY	SIGMA-S	SIGMA-N	SIGMA-T
1	.003	.000	-.001	-.003	-1.5886	-91.5008	12.0563	.0000	.0000	-93.0894
2	.003	.000	-.001	-.002	-6.0549	-35.2963	14.6190	.0000	.0000	-41.3512
3	.002	-.001	-.002	-.001	17.8823	30.3763	-23.3066	.0000	.0000	48.2585
4	.002	-.001	-.002	.000	95.5172	56.2302	-73.2868	.0000	.0000	151.7475
5	.001	-.001	-.001	.000	206.0002	35.3382	-85.3210	.0000	.0000	241.3384
6	.000	-.001	-.001	.001	288.0945	5.0017	-37.9599	.0000	.0000	293.0962

ПЕРЕМЕЩЕНИЯ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНУТРИ ТЕЛА

Точка	X_COORD	Y_COORD	UX	UY	SIGXX	SIGYY	SIGXY
1	1.5000	.0000	.0022	.0000	14.8499	-7.9906	.0000
2	2.0000	.0000	.0018	.0000	44.4157	3.1933	.0000
3	2.5000	.0000	.0015	.0000	62.1484	4.3214	.0000
4	3.0000	.0000	.0012	.0000	72.8550	3.8602	.0000
5	3.5000	.0000	.0011	.0000	79.6761	3.2167	.0000
6	4.0000	.0000	.0009	.0000	84.2504	2.6519	.0000
7	.0000	1.5000	.0000	-.0011	154.4941	38.6474	.0000
8	.0000	2.0000	.0000	-.0009	122.9648	29.4263	.0000
9	.0000	2.5000	.0000	-.0007	112.4198	21.1104	.0000
10	.0000	3.0000	.0000	-.0006	107.7657	15.5192	.0000
11	.0000	3.5000	.0000	-.0005	105.3248	11.7825	.0000
12	.0000	4.0000	.0000	-.0005	103.8876	9.2101	.0000

Заключение. МГЭ позволяет быстро и эффективно решать задачи расчета на прочность длинных труб с концентраторами напряжений различной формы.

Библиографический список:

1. Бенерджи П., Баттерфилд Р. Методы граничных элементов в прикладных науках: Пер. с англ. – М.: Мир, 1984. – 494 с., ил.
2. Крауч С, Старфилд А. Методы граничных элементов в механике твердого тела: Пер. с англ. – М.: Мир, 1987. – 328 с, ил.
3. Кац А. М. Теория упругости. 2-е изд., стер. – СПб.: Издательство «Лань», 2002. – 208 с. – (Учебники для вузов. Специальная литература).

УДК 622.24

Имитационное гидродинамическое моделирование потока жидкости, истекающей из эжекционных насадок бурового калибратора-эжектора

Хламов В. А., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Промывка забоя скважины является критически важным процессом в бурении, обеспечивающим эффективное удаление шлама, охлаждение бурового инструмента и предотвращение обрушения стенок скважины. В условиях современных буровых технологий, где требования к скорости и безопасности операций постоянно возрастают, оптимизация процесса промывки становится особенно актуальной. Эффективная система промывки не только способствует улучшению производительности бурения, но и снижает риски, связанные с образованием заторов и ухудшением геологических условий.

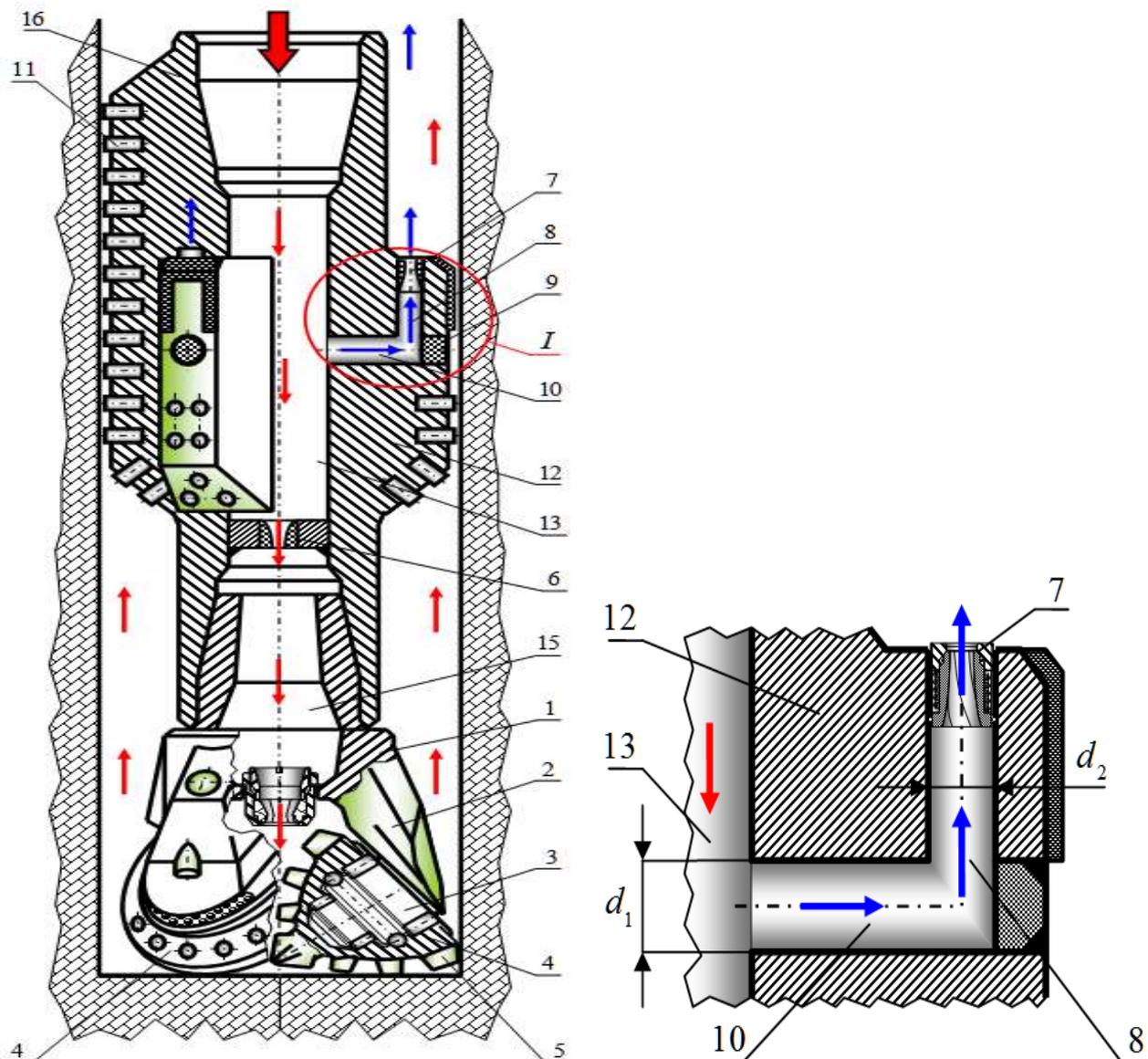
Целью работы является имитационное гидродинамическое моделирование потока жидкости, истекающей из эжекционных насадок бурового калибратора-эжектора.

Для достижения поставленной цели потребуются решить следующие задачи:

- провести анализ конструкции калибратора-эжектора;
- провести анализ конструкций эжекционных и гидромониторных насадок бурового инструмента;
- провести гидродинамическое моделирование насадок;
- провести сравнительный анализ эжекционных насадок по полученным результатам.

Конструкции наддолотных прямолопастных калибраторов-эжекторов, оснащенных эжекционными системами очистки скважины (рисунок 1.1) позволяют обеспечить эффективный подхват струй промывочной жидкости обогащенных шламом, поднимающихся от поверхности забоя гидромониторными насадками, значительно ускоряя их и эвакуируя со значительно большей скоростью в межтрубное пространство. [2, 3]

Принцип работы основан на законе Бернулли, который устанавливает зависимость между скоростью потока жидкости и ее давлением. Другими словами, происходит передача кинетической энергии от одного потока жидкости, движущегося с большей скоростью, другому менее подвижному. [1, 5]



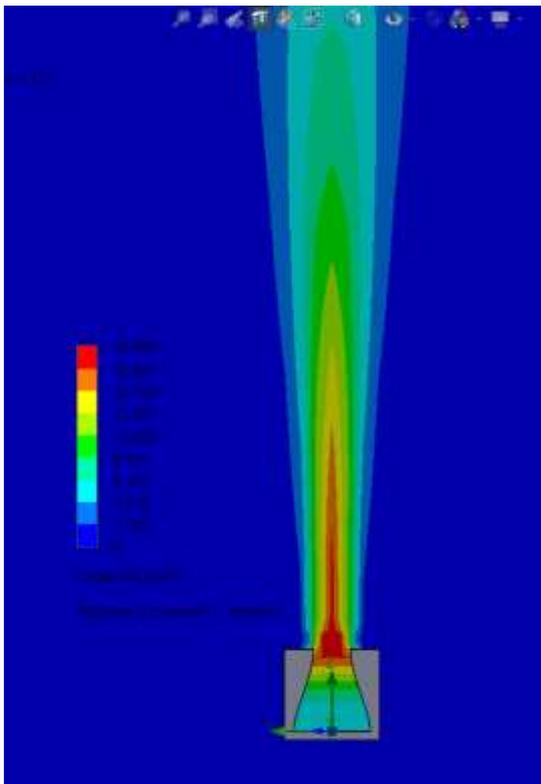
1 – буровое долото; 2 – лапы; 3 – цапфы; 4 – шарошки; 5 – зубья; 6 – подпорная насадка; 7 – эжекционная насадка; 8, 10 – каналы; 9 – заглушка; 11 – армированные износостойкие вставки; 12 – лопасти; 13 – центральный промывочный канал; 14 – межлопастные пространства; 15 – породоразрушающий инструмент; 16 – корпус

Рисунок 1.1 – Конструкция калибратора-эжектора

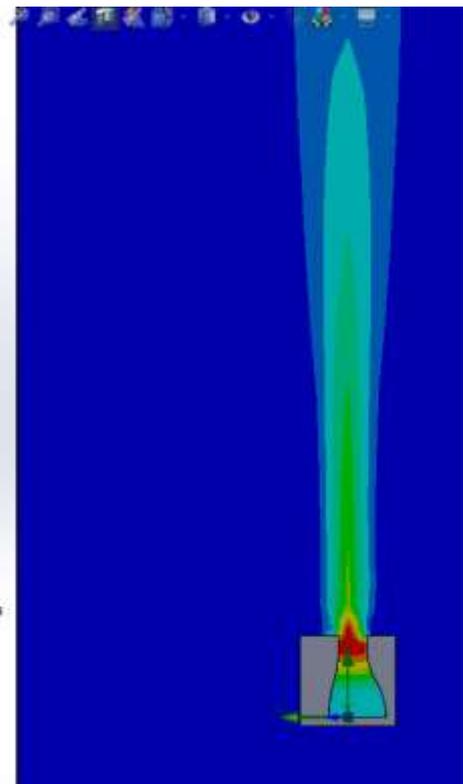
Моделирование жидкостных потоков проходило в САПР «SolidWorks» по следующим исходным данным:

- объем рабочей области: $0,0099 \text{ м}^3$;
- длина от сопла до границы моделирования по оси z: $0,4 \text{ м}$;
- объемный расход на входе: $0,001 \text{ м}^3/\text{с}$;
- единицы измерения: СИ;
- текучая среда: вода.

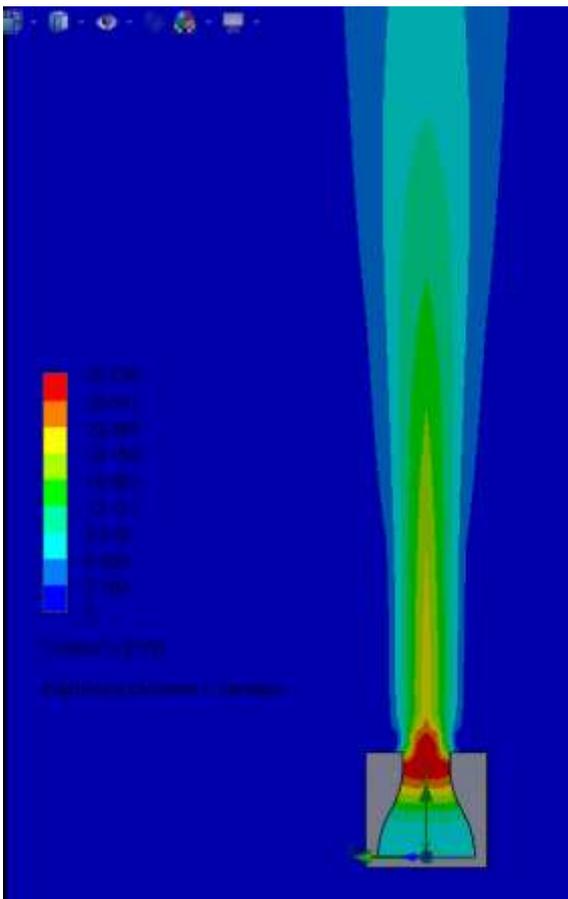
За базовую конструкцию была взята эжекционная насадка круглого поперечного сечения (рисунок 1.2). В сравнении были смоделированы насадки треугольного (рисунок 1.3 а), квадратного (рисунок 1.3, б) и многоугольного сечения (рисунок 1.3, в) [4].



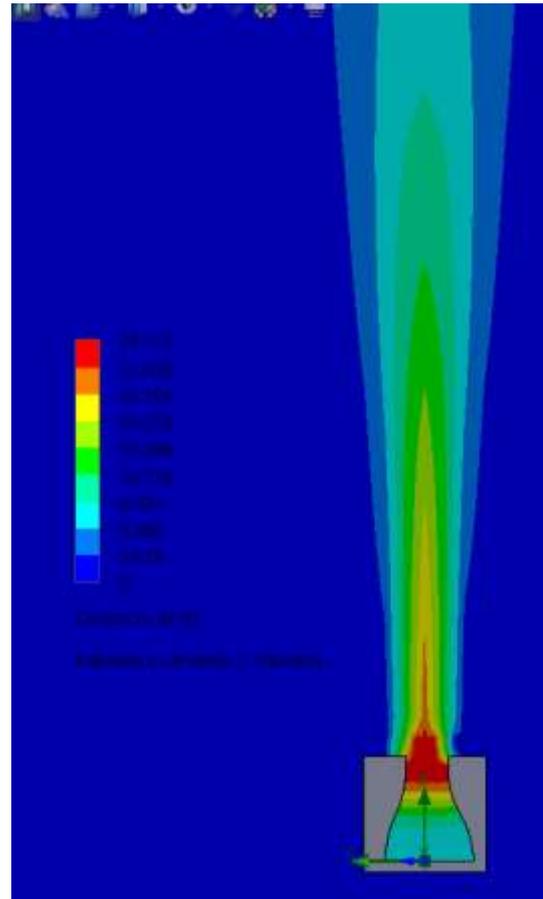
(а)



(б)



(в)



(г)

а – сечение круга; б – сечение треугольника;
в – сечение квадрата; г – сечение многоугольника

Рисунок 1.4 – Эжекционные насадки различных сечений

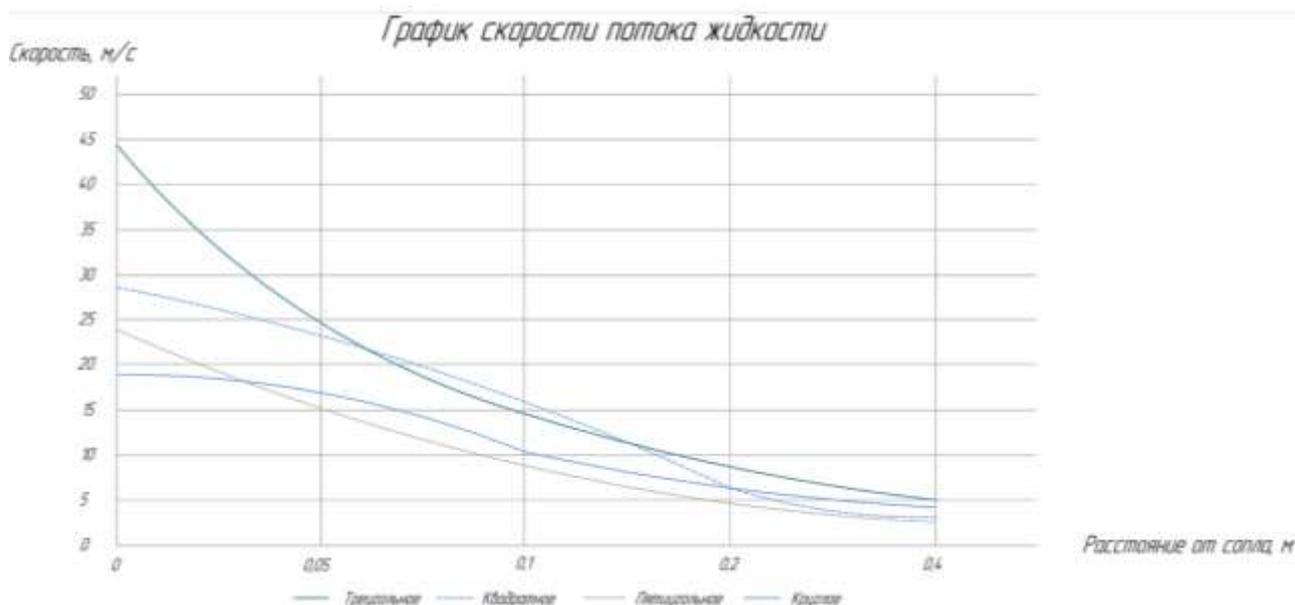


Рисунок 1.5 – Сравнительный график максимальных скоростей потока жидкости

Высота центральной части струи

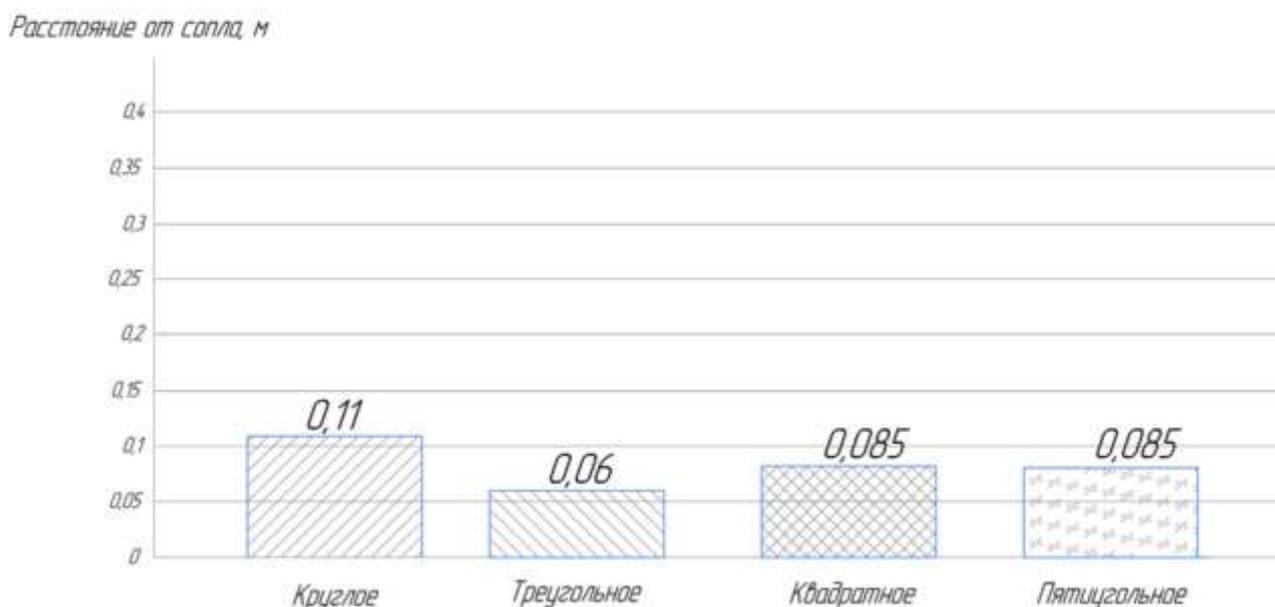


Рисунок 1.6 – Сравнительный график максимальный высоты центральной части струи

По данным, полученным из рисунка 1.4, были построены графики максимальных скоростей (рисунок 1.5) и максимальной высоты центральной части струи различных насадок (рисунок 1.6).

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

- 1) Наибольшую скорость на выходе и на ближайшей дистанции показало поперечное сечение треугольника, а наихудшее – круга;
- 2) Наиболее длительное сохранение скорости потока показало сечение круга, а наихудшее – треугольника;
- 3) Наиболее рассеянный поток оказался у сечения круга, а наиболее сконцентрированный – у треугольного сечения;
- 4) С дальнейшим увеличением вершин в фигуре проходного сечения сопла, результат стремится к сечению круга.

Библиографический список:

1. Новиков, А. С. Бурение нефтяных и газовых скважин / А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков, Р. Ф. Гаффанов. – Москва : Нефть и газ, 2017. – 307 с.
2. Сериков, Д. Ю. Совершенствование боковых гидромониторных насадок шарошечных буровых долот / Д. Ю. — Сериков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 1. – С. 9-14.
3. Сериков, Д. Ю. Анализ конструктивных особенностей систем промывки шарошечных буровых долот и их влияния на качество очистки забоя скважины / Д. Ю. Сериков, А. А. Васильев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 3. – С. 27-32.
4. Исследование влияния геометрии поперечного сечения гидромониторных насадок на их работоспособность / Д. Ю. Сериков, А. В. Мурадов, Д. А. Борейко, Л. О. Лауденшлегер // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2023. – № 1(310). – С. 153-161.
5. Вышегородцева Г. И., Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Пути повышения эффективности очистки забоя при бурении шарошечными долотами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №6. – с. 17.

УДК 331.087

Процесс осушки природного газа на примере Сосногорского газоперерабатывающего завода. Методика исследования адсорбента

Старинец А. Н., Бобылева Т. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Установка низкотемпературного разделения газа Сосногорского газоперерабатывающего завода предназначена для переработки газа горючего природного, подаваемого с месторождений Вуктыльского газопромыслового управления с целью извлечения углеводородов $C_{3+в}$, производства газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам, и сжиженных углеводородных газов: пропана технического, пропана автомобильного, смеси пропан-бутановой технической, пропан-бутана автомобильного, пропан-бутана технического.

Факторами, определяющими технологию ведения процесса, являются:

- характеристика и свойства поступающего на установку сырья;
- требование к качеству готовой продукции.

Характеристика сырья Сосногорского газоперерабатывающего завода приведена в таблице 1.

Установка низкотемпературного разделения газа выполнена в одну технологическую линию и состоит из трех основных стадий:

- подготовки к низкотемпературной конденсации;
- низкотемпературной конденсации;
- фракционирования углеводородного конденсата.

Задача стадии подготовки сырья к низкотемпературной конденсации – удаление влаги и метанола, стадии низкотемпературной конденсации – захлаживание сырья холодом выходящих потоков, и, конечная стадия, фракционирование – разделение углеводородного конденсата на требуемые продукты: пропан технический, пропан-бутан технический, пропан автомобильный, пропан-бутан автомобильный, смесь пропана и бутана технических, широкую фракцию лёгких углеводородов, а также конденсат газовый [5].

Осушка сырьевого газа на цеолитах предусмотрена без удаления сернистых соединений или с их ограниченным удалением. Газ регенерации после охлаждения и конденсации влаги и метанола возвращается в линию сырьевого газа (закрытая схема) или в трубопровод сухого газа на Крутянскую ГРС (открытая схема). Очистка жидких продуктов от сернистых соединений производится путем их удаления на самостоятельных цеолитовых установках. Газ регенерации узла сероочистки возвращается в сухой газ перед компрессором сухого газа или в

сепаратор газов регенерации осушки. Секция осушки сырьевого газа в технологической схеме после компрессора сырьевого газа предназначена для исключения попадания влаги в пластинчатые теплообменники секции низкотемпературной конденсации [4].

Таблица 1 – Характеристика сырья Сосногорского газоперерабатывающего завода

Наименование показателя	Ед. измерения	Норма
1. Компонентный состав, молярная доля: - метан - этан - пропан - бутаны - пентаны и выше - углекислый газ - азот	%	Не нормируется, определение обязательно
2. Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	Не более 0,007
3. Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	Не более 0,036
4. Теплота сгорания низшая, при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	Не менее 31,8 Не менее 7600
5. Молярная доля кислорода	%	Не более 0,020
6. Температура точки росы по воде при рабочем давлении: с 01.05. по 30.09. с 01.10. по 30.04.	°С	Не выше минус 2 Не выше минус 9
7. Температура точки росы по углеводородам при рабочем давлении: с 01.05. по 30.09. с 01.10. по 30.04.	°С	Не выше 4 Не выше минус 5
8. Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	Не более 0,001
9. Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	Не нормируется, определение обязательно
10. Массовая концентрация воды	мг/м ³	Не более 400
11. Массовая концентрация метанола	мг/м ³	Не более 400
12. Содержание механических примесей	мг/м ³	отсутствие

Процесс осушки газа на адсорбционной установке осуществляется следующим образом: влага и метанол удаляются из сырьевого газа с использованием цеолитового адсорбента, размещенного в трех адсорберах. Осушка газа происходит в двух адсорберах одновременно, в то время как третий находится на регенерации. Поток газа в установке направлен сверху вниз во время адсорбции и снизу-вверх во время регенерации. Давление в аппарате во время адсорбции составляет 6,5 ÷ 6,9 МПа, а во время регенерации – 2,8 ÷ 3,6 МПа. Переключение адсорберов с режима адсорбции на регенерацию происходит автоматически в соответствии с заданной программой. Для регулирования давления в аппаратах между фазами адсорбции и регенерации установлены шаровые клапаны-отсекатели на обводных линиях основных потоков. Осушенный сырьевой газ, прошедший через адсорберы при температуре до 55°С, подвергается очистке от цеолитовой пыли в одном из фильтров осушенного газа (второй фильтр находится в резерве). Качество осушки газа контролируется поточным анализатором влажности газа, который сигнализирует о превышении максимально допустимого значения точки росы 4 ppm. В случае разгерметизации аппаратов блока и снижения давления до 2,6 МПа, предусмотрена защитная

блокировка, которая автоматически останавливает работу цеха и осуществляет аварийный сброс газа на факел. Эффективность процесса осушки зависит от нескольких ключевых факторов: качества используемого адсорбента, термодинамических параметров адсорбции, равномерности распределения газового потока внутри адсорбера, степени регенерации адсорбента, а также от состава, влажности и наличия примесей в осушаемом газе [1].

Для оценки состояния адсорбента и изучения факторов, влияющих на равномерную работу цеолита по высоте и поперечному сечению адсорбера на газоперерабатывающем заводе ООО «Газпром добыча Астрахань» были проведены следующие исследования: во время планового ремонта отбирали пробы цеолита. При выгрузке отработанного адсорбента в некоторых слоях обнаружены закоксованные спёкшиеся агломераты гранул цеолита, характеризующиеся значительным разрушением и образованием пыли. Одним из ключевых параметров, влияющих на изменение гранулометрических характеристик адсорбента, особенно в нижних слоях, является статическая и динамическая нагрузка.

В течение всего цикла работы слои адсорбента подвергаются постоянной статической нагрузке, которая остается практически неизменной. В то же время динамическая нагрузка, вызванная гидравлическим сопротивлением слоя адсорбента потоку газа, изменяется неоднократно в течение цикла. Переход от стадии адсорбции к стадии регенерации сопровождается резким снижением динамической нагрузки, поскольку поток горячего газа для регенерации движется в обратном направлении. На последнем этапе цикла динамическая нагрузка достигает минимального значения. В то же время в период охлаждения динамическая нагрузка также минимальна, но совпадает по направлению с направлением адсорбции [2].

Проведенный анализ фактических данных показывает, что адсорбционные свойства проб цеолитов Ишимбайского завода катализаторов значительно ниже установленных требований в нормативных документах ТУ 2163-003-15285215-2006. Пробы, взятые из осевой части адсорбера в среднем и нижнем слое, демонстрируют настолько низкие показатели необходимых параметров, что можно предположить, что на момент отбора образцов цеолиты практически не способны адсорбировать влагу.

На основе выполненных анализов на рисунке 1 разработана модель наиболее вероятного движения газа через исследуемые слои.

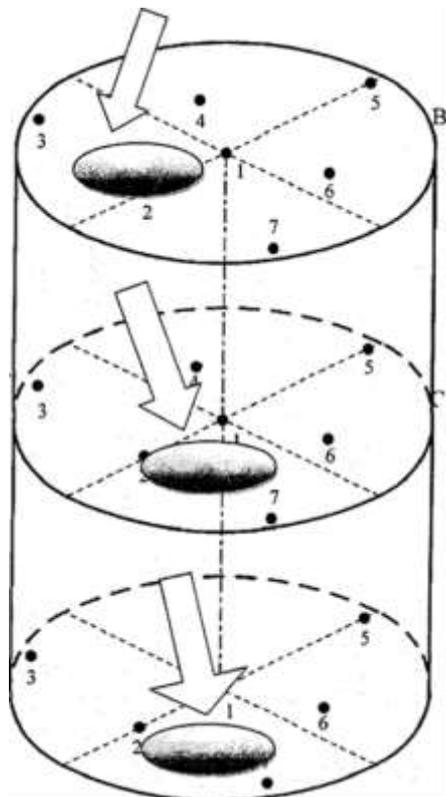


Рисунок 1 – Вероятное движение газа через исследуемые слои цеолита в адсорбере

Результаты анализа характеристик использованного цеолита показали неравномерное распределение потока газа как по поперечному сечению, так и по объему материала во время процесса сушки. В среднем и нижнем сечениях поток газа проходит асимметрично относительно оси адсорбера и близко к его стенкам. При этом примерно треть цеолита обладает высоким остаточным ресурсом (менее 50% адсорбционной способности), около 30% имеют остаточный ресурс в диапазоне 50-60%, а примерно 40% материала характеризуется низким ресурсом, не превышающим 80%.

Совершенствование адсорбционной установки для осушки природного газа включает в себя изучение режимов работы оборудования для выявления возможных проблем в технологическом процессе, а также разработку методов улучшения технологического режима [3].

Для повышения эффективности работы адсорбционных аппаратов рекомендуется внедрить распределительное устройство для выравнивания газового потока и использовать более эффективные адсорбенты.

Библиографический список:

1. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. – М.: Химия, 1984. – 592с.
2. Романков П.Г., Лепилин В.Н. Непрерывная адсорбция паров и газов. – М.: Химия, 1968. – 228 с.
3. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие / А.К. Мановян. – М.: Химия, 2001. – 568 с.
4. Борейко, Д. А. Совершенствование технологии извлечения товарного водорода из отходящих газов на установках получения технического углерода отечественных газоперерабатывающих производств / Д. А. Борейко, А. А. Белякова, Д. Ю. Сериков // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 2. – С. 50-55.
5. Разработка рекомендаций по совершенствованию конструкции и технологии эксплуатации печей пиролиза для конверсии природного этансодержащего газа в этилен / Д. А. Борейко, А. В. Мурадов, Д. Ю. Сериков, А. А. Белякова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2023. – № 4(313). – С. 128-142.

УДК 622. 276.53

Современная диагностика и выявление дефектов у колонны насосных штанг в скважинной штанговой насосной установке (СШНУ)

Волкова Х. Ф., Бобылева Т. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В середине XIX века с появлением карбюраторного двигателя, который нашел свое применение в автомобилях, а затем и в самолетах, резко возрос спрос в массовом создании и использовании жидкого топлива. Это в свою очередь привело к историческому переходу от старой шахтной добычи нефти к новой скважинной. При скважинной добыче нефти существенно увеличить дебит скважин в то время удалось благодаря применению именно штанговых глубинных насосов (ШГН). Скважинная штанговая насосная установка зарекомендовала себя как нефтяное оборудование в конце XX века, и по сей день она остаются наиболее распространенным методом добычи нефти. В настоящее время такими установками оснащены более половины скважин на территории России, а в некоторых странах их относительное количество доходит до 70%. Также непрерывно ведутся работы по совершенствованию технологий такой добычи нефти [1].

Современная колонна насосных штанг - одна из наиболее ответственных элементов скважинной штанговой насосной установки, работающей в наиболее напряженных для себя условиях. Конструктивно она находится внутри насосно-компрессорной трубы (НКТ) и является подземным оборудованием скважинной штанговой насосной установки. Действующая на сегодняшний момент общепринятая классификация насосных штанг подразделяет штанги на три основных вида, они бывают: металлическими, стеклопластиковыми и комбинированными.

А основными негативными и осложняющими факторами при эксплуатации насосных штанг для них являются:

- Сильные трения и износы о стенки НКТ при их работе в искривленном стволе скважины;

- Погружение и контакт с агрессивной коррозионно-активной обводненной смесью нефти и воды, где есть углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S), различные виды соли, твердые абразивы и другие вредные для металла вещества;

- Поражение металла штанг сразу несколькими видами коррозии металла (химической, электрохимической, газовой, жидкостной, подземной и биологической коррозиями) часто из-за повышенного содержания пластовой воды в продукции скважины;

- Стремительное накопление АСПО и образование различных видов забойных пробок внутри тела штанг (в частности, песчаных и парафиновых пробок);

- Частая высокая концентрация свободного попутного газа, действие которого замедляет работу насоса и тем самым создает дополнительные нагрузки и напряжения на него и на колонну штанг;

- Разрушительное действие циклически или периодически изменяющихся нагрузок, а также превышения допустимых напряжений на детали штанг и их изнашивание [2].

В настоящее время существует две основные методики диагностики насосных штанг: первая – это последовательное применение нескольких методов неразрушающего контроля, а вторая имеет в виду совместное использование неразрушающего и разрушающего методов контроля.

В качестве примера первой методики можно рассмотреть автоматизированный дефектоскоп ООО «Таргин Механосервис», который сочетает электромагнитный и вихретоковый методы контроля и диагностики изделия. Этот аппарат используется с 2014 года в нефтегазовых предприятиях Башкирии, Удмуртии, Татарстана, Коми, Перми, а также Западной и Восточной Сибири. Другим примером может послужить методика диагностики насосных штанг ОАО «Лукойл» и ПО «Белоруснефть», которая включает последовательное применение магнитноиндукционного и ультразвукового методов. В ней применяют последовательное действие магнитноиндукционного и ультразвукового методов, т.к. при использовании ультразвука возникает ограничение в выявлении глубоких поверхностных дефектов, а при применении же магнитно-индукционного метода магнитные потоки могут искажаться изменением структуры металла и некоторых физических свойств, что приводит к нарушению магнитного поля. Более подробная информация о ней, к сожалению, засекречена этими предприятиями и является конфиденциальной.

Российский патент № 2572 402 ПАО «Татнефть» описывает вторую методику диагностики насосных штанг (рисунок 1). Он включает в себя процессы подъема колонны штанг и установку патентного устройства на самую верхнюю и первую насосную штангу. Блоки управления и приложения давления последовательно оказывают изгибающее воздействие на каждую штангу, при этом блок измерения фиксирует отклонения изгиба от первоначального состояния. На основе этих данных блок определения выдает сигнал о пригодности штанги для эксплуатации и формирует диаграмму шумов метода Баркгаузена по всей колонне насосных штанг. Затем пригодные штанги по данным устройства при необходимости дополнительно обследуют магнитноиндукционным и магнитолюминесцентными методами дефектоскопии. Данный способ диагностики позволяет оперативно выявлять поверхностные дефекты и устанавливать характер изменения эксплуатационных характеристик насосных штанг.

Далее проанализируем часто применяемые в промышленных масштабах методы диагностики насосных штанг.

Визуально-измерительный контроль (далее - ВИК) используется всегда вначале исследования и во всех видах диагностик насосных штанг, с его помощью на штангах находят крупные и заметные глазу недопустимые дефекты. А после его проведения при необходимости используют правку насосных штанг.

Методика проведения функциональной диагностики насосных штанг ПАО «Татнефть»:

СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСНЫХ ШТАНГ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

(21)(22)
Заявка:

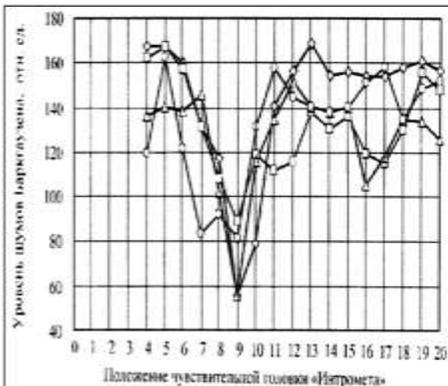
2014153424/03, 2014.12.25

(24)

Дата начала отчета срока действия патента: 2014.12.25

(22)

Дата подачи заявки: 2014.12.25



Фиг. 1 - Диаграмма характера распределения шумов Баркгаузена вдоль фрагмента штанги насосной под нагрузкой.

(19) (11) (13)
RU 2 572 402 C1

(51)
МПК

E21B 47/009 (2012.01)
G01N 3/20 (2006.01)

(72)

Авторы:

Саетгараев Рустем Халитович (RU)
Звездин Евгений Юрьевич (RU)
Андаева Екатерина Алексеевна (RU)

(73)

Патентообладатели:

Публичное акционерное общество
"Татнефть" имени В.Д. Шашина (ПАО
"Татнефть" им. В.Д. Шашина) (RU)



Остановка работы СШНУ и подъем колонны штанг на поверхность

Установка спецустройства на 1-ую верхнюю насосную штангу

Пошаговое передвижение устройства с изгибающим воздействием на каждой штанге

Измерение величины отклонения изгиба от первоначального состояния у каждой штанги

Составление диаграммы шумов методом Баркгаузена блоком вычисления по всей колонне насосной штанги

По результатам измерения данное устройство создает отчет о эксплуатационной пригодности колонны штанг

Визуально-измерительный контроль насосных штанг:

Непригодные штанги

Отбраковка

Утилизация и переплавка
Ремонт на заводе

Пригодные штанги

Делают правку и дополнительно обследуют магнитоиндукционным и магнитолюминесцентным методами дефектоскопии.

Рисунок 1 – Российский патент № 2572 402 ПАО «Татнефть»

ВИК поэтапно делят на первичный и контрольно-измерительный с помощью различных необходимых инструментов. В первичном ВИК выявляются неремонтопригодные штанги с недопустимыми явно заметными глазам крупными дефектами (трещины, разломы, задиры, порезы и коррозионные повреждения) и запредельными конструктивными искривлениями (вмятины, прогибы и ярко выраженная несоосность оси резьбы головки и тела штанги), а также проверяется комплексность всего оборудования компоновки насосных штанг и правильность функционирования всех его деталей. Контрольно-инструментальный вид ВИК нужен для определения точных геометрических размеров выявленных дефектов и сопоставления этих данных с нормативно-технической документацией. На этапе ВИК штанги с недопустимыми дефектами отбраковываются и отдельно от всех маркируются краской и утилизируются, а пригодные – сортируются по типоразмерам, товарному знаку, маркам стали и видам термообработки, а затем они партиями отправляются на ремонтный завод, где их моют и правят.

Электроиндуктивный токовихревой метод дефектоскопии необходим для неглубокого выявления поверхностных и подповерхностных дефектов, он основан на распределении вихревых токов по поверхности намагниченного тела насосной штанги и его влияния на изменение состояния возбуждающей катушки. Данный способ диагностики универсален для всех видов материалов как для металлов, так и для композитов, но сильно устарел и требует существенной модернизации из-за ряда недостатков. Точность и результат такого метода во многом зависит от самого расстояния и частоты возбуждаемого поля, а также от электропроводимости, магнитной проницаемости, размеров, формы, чистоты и качества подготовки поверхности самой штанги. Поэтому участки с углубленными окалинами и коррозионными раковинами, которые мало влияют на прочностные свойства штанги при использовании этого метода фиксируются приборами как ошибочно дефектные.

Магнитоиндукционный метод дефектоскопии насосной штанги отвечает за выявление глубоких поверхностных и подповерхностных дефектов несплошностей и неоднородности структуры ее металла (волосовины, пористость, трещины, изломы, расслоения, вздутия, все пластические и остаточные деформации (прогибы), а также начальные коррозионные дефекты). Суть данного вида диагностики, все его достоинства и недостатки представлены на рисунке 2.

Магнитолюминесцентный метод – это распространенный вид магнитопорошкового неразрушающего контроля диагностики насосных штанг, он эффективно находит все поверхностные дефекты, в том числе ели заметные усталостные микротрещины. Суть этого метода состоит в том, что сначала предварительно зачищенную штангу намагничивают, а затем на нее наносят суспензию с магнитолюминесцентным порошком, после чего ее облучают ультрафиолетовым светом и по местам свечения этого порошка определяют наличие дефектов. Главным недостатком такого метода является то, что он работает только на ферромагнитных материалах и тщательно на обработанной (предварительно зачищенной и отшлифованной) поверхности.

Метод измерения шумов Баркгаузена основан на индуктивном изменении амплитуды шумоподобных сигналов, которые генерируются в ферромагнитном материале штанги при приложении на него магнитного поля. Такой способ обнаруживает большинство поверхностных дефектов и измеряет механические напряжения у старых и ремонтных штанг [3].

Ультразвуковой (УЗК) метод занимается выявлением внутренних и поверхностных неглубоких дефектов, а также измерением их размеров и определением их местоположения и типа. Электромагнитно-акустический преобразовательный (ЭМАП) способ неразрушающего контроля является дорогим методом дефектоскопии, но зато он обеспечивает эффективное обнаружение всех поверхностных, подповерхностных и внутренних дефектов, в том числе трещин и коррозионное растрескивание.

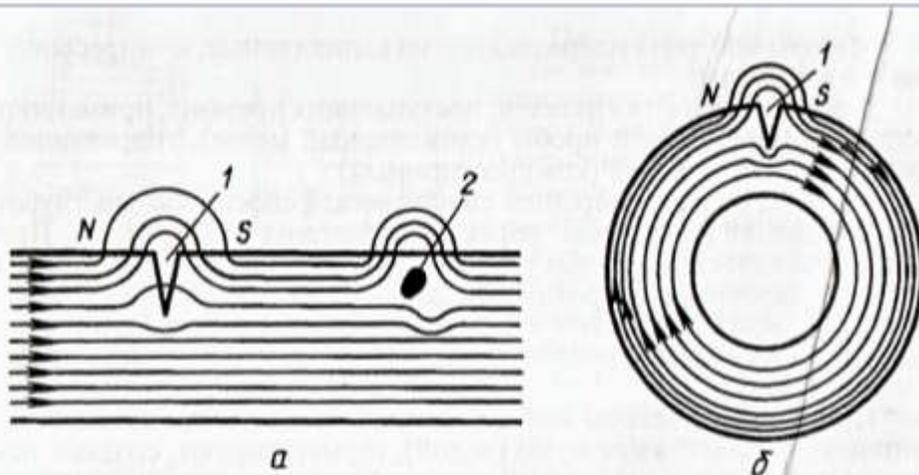
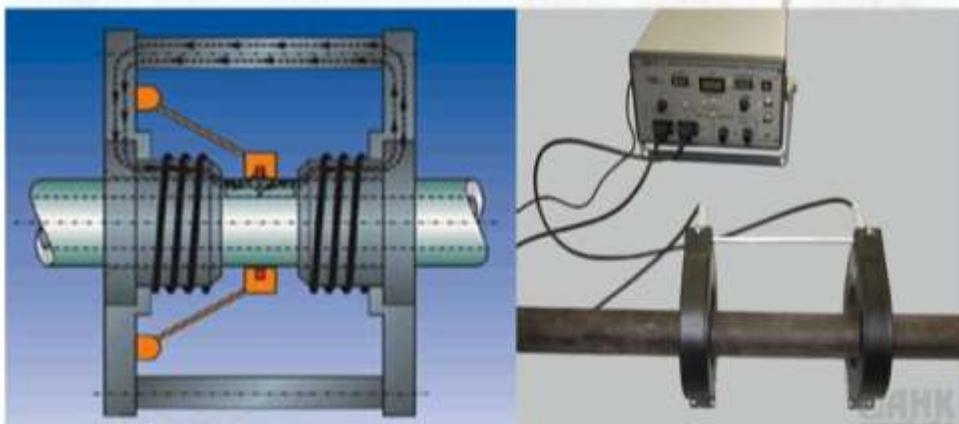


Рис. 2.18. Схемы возникновения магнитных полей рассеяния при намагничивании:
 а — продольном; б — циркулярном; 1 — трещина; 2 — неметаллическое включение



Магнитоиндукционный метод:

Распространен в дефектоскопии насосных штанг и связан с использованием постоянного магнитного поля.

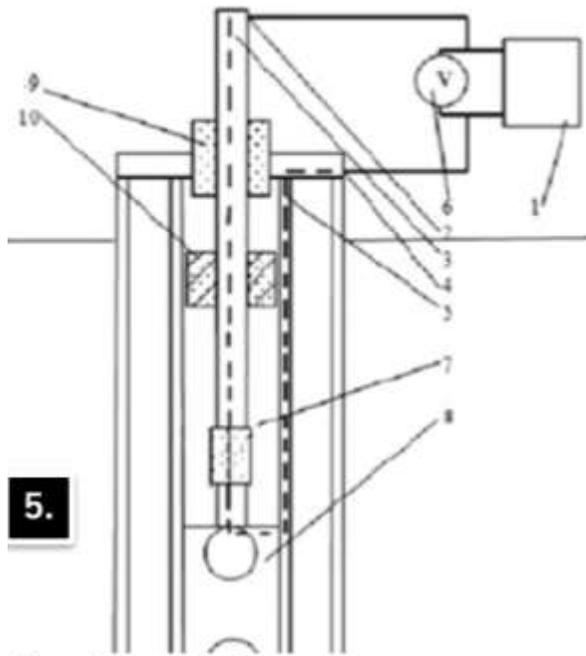
Суть метода:

проверяемую зону намагничивают, далее через нее ставят провод, замкнутый в петлю, с постоянным электрическим током и если катушку из провода перемещать по поверхности намагниченной НШ над ее дефектами фиксируют магнитные потоки в виде индукционного тока.

Преимущества и недостатки метода:

- + отсутствие контакта между преобразователем и контролируемым изделием;
- + нет требований к подготовке и качеству поверхности
- + высокая помехоустойчивость
- усиливает усталостное изнашивание металла насосной штанги
- требует обновлений для точности измерений
- наличие мешающих факторов, влияющие на результат и контроль диагностики : вызов магнитных потоков не только дефектами металла, но и изменениями структуры и физических свойств самого металла. Такие особенности вызывают в записи регистратора ряд ошибочных дефектов.

Рисунок 2 – Магнитоиндукционный метод дефектоскопии насосной штанги



5.

Устройство для обнаружения насосных штанг:

- 1 – источник стабилизированного тока
 - 2 – контакт к наземной части колонны
 - 3 – колонна металлических штанг
 - 4 – приемный электрод
 - 5 – колонна НКТ
 - 6 – блок регистрации изменения напряжения,
 - 7 – разделитель известного электрического сопротивления
 - 8 – глубинный насос
 - 9 – сальник из диэлектрического материала,
 - 10 – скребок-центратор из диэлектрика;
- Пунктирная линия - создаваемая электрическая цепь

Суть работы данного устройства:

на устье скважины с помощью источника стабилизированного тока, подключенного одним зажимом к наземной части металлической колонны штанг, а другим контактом к приемному электроду на устье колонны НКТ, в скважину подают постоянный стабилизированный по величине ток $I_{\text{стаб}}$, который создает разность потенциалов $U_{\text{разд}}$ на концах омического сопротивления, разделяющий металлическую электрическую цепь и имеющий известное сопротивление $R_{\text{разд}}$:

$$U_{\text{разд.}} = R_{\text{разд.}} \cdot I_{\text{разд.}}$$

При этом напряжение на устье источнике $I_{\text{стаб}}$ ($U_{\text{устье}}$):

$$U_{\text{устье}} = \frac{R_{\text{разд.}} \cdot R_{\text{пласт.жид}}}{(R_{\text{разд.}} \cdot R_{\text{пласт.жид}}) + R_{\text{кол}}} \cdot I_{\text{разд.}}$$

Где: $R_{\text{кол}}$ – сопротивление колонны штанг, насоса и НКТ,
 $R_{\text{пласт.жид}}$ – сопротивление столба пластовой жидкости в кольцевом пространстве между колонной НКТ и колонной штанг

6.

Замер изоляции цепи «НКТ- колонна насосных штанг- насос»:

Для этого один из контактов зафиксируют на колонне насосных штанг, другой контакт присоединяют к противовыбросовому оборудованию.

Если сопротивление изоляции = 0 (Ом)-возможности обрыва на участке штанг нет, а любое превышение этого значения – обозначает риск обрыва и поломку штанги за счет регистрации напряжения на ней.



Рисунок 3 – Устройство для обнаружения обрыва или отворота нижних штанг

СОВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА ДИАГНОСТИКИ НАСОСНЫХ ШТАНГ



Рисунок 4 – Последовательность проведения современной методики диагностики насосных штанг

Одна из современных методик диагностики колонны насосных штанг состоит из трех основных этапов. На первом подготовительном этапе осуществляется сбор всей имеющейся информации о конструкции СШНУ и ее подземного оборудования, потом за ней следом идет проведение функционально-технической диагностики с динамометрированием ШГН и проверкой его параметров давления и температуры [4]. Далее идет установка специального патентного устройства (рисунок 3) и вместе с ним проводится канал электрического тока в месте «НКТ – штанга» для контроля текущего состояния колонны. Потом делают замеры внутренней композитной изоляции и в конце этапа осуществляют подъем всей колонны штанг на поверхность [5].

Второй этап начинается с визуального осмотра штанг, затем производятся инструментально-измерительные процедуры, по результатам которой штанги отбраковываются и утилизируются. непригодные, но ремонтоспособные штанги либо правят на месте, либо отправляют на ремонт.

Заключительный этап начинается с выбора методики дефектоскопии, в зависимости от типа конструкции и места, и его непосредственного проведения. Для металлических штанг применяются либо ЭМАП с магнитноиндукционным методом, либо бесконтактная магнитометрическая диагностика в паре с методом измерения шумов, а также ультразвук и исследование проб с разрушенных штанг в лаборатории. Для стеклопластиковых штанг с дефектами требуется полная замена или установка временной штанги, а для мелких дефектов таких штанг возможна намотка композитного банджа (рисунок 4).

Таким образом контроль исправности колонны насосных штанг в скважине в текущем режиме до сих пор осуществляется по косвенным признакам из-за сложности условий их эксплуатации. Поэтому для современного и эффективного выявления проблем с ними необходимо одновременно использовать несколько методов диагностического исследования. Значит применение систем неразрушающего и разрушающего контроля вместе с функционально-технической диагностикой помогает своевременно избежать аварий и достигнуть экономической выгоды, но все это требует совершенствования и модернизирования.

Библиографический список:

1. Лаврушко П. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / П. Н. Лаврушко, В.М. Муравьев Москва: Недра, 1974. 367 с
2. Халимов Ф.Г., Зубаиров С.Г., Загорский В.К., Салихов И.А., Курамшин А.А. Анализ причин и профилактика верхушек насосных штанг и труб. – Нефтегазовое дело, 2011, № 6, с. 457–464. /
3. Окрушко Е.И., Ураксеев М.А. Дефектоскопия глубиннонасосных штанг.-М.:Недра,1983.
4. Галеев А.С., Сулейманов Р.Н., Филимонов О.В., Шайхразиев С.Р. Способ и устройство определения нижнего обрыва отворота штанг на скважинах, оборудованных УШГН. – Патент РФ 2753327, Бюлл. 2019, № 30.
5. Халиуллин А.Г. «Устройство для дефектоскопии насосных штанг». - Уфа, Тр. УНИ, 1975, вып. 28, с. 60-63.



СЕКЦИЯ 4. SOCIAL AND CULTURAL SPECIALTIES IN OIL MINING REGIONS (СОЦИОКУЛЬТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ)

УДК [628.54+661.641](470.13):81.111

Genesis of Arsenic in the Water Supply Network of the Gazprom transgaz Ukhta LLC Located in the Territory of the Pechora System of Artesian Basins

Medvedev A. V., Zhelyazkov I. I.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

1. Location area.

The present work analyzes an area that is part of the Pechora System of artesian basins and includes the following artesian basins (figure 1): the Pechora artesian basin is represented by the Izhma-Pechora basin of the second order (B_1^2); the Pechora-Pre-Ural artesian basin is represented by the Usino-Korotaikhinsky basin of the second order (B_{II}^1), Kosyu-Rogovskiy basin (B_{II}^{1B}), the Bolshesyninsky basin of the third order and the basins of fissure waters of the third order (B_{II}^{1B}), the basin of the Chernyshov ridge (B_{II}^{1D}) [1].

The territory in question has four fields under development (Aranetskoe, Voyvozh-Chikhshinskoe, Bolshesyninskoe, and Olhovskoe), the waters of which are contaminated with arsenic, and the origin of this contamination is still unclear.

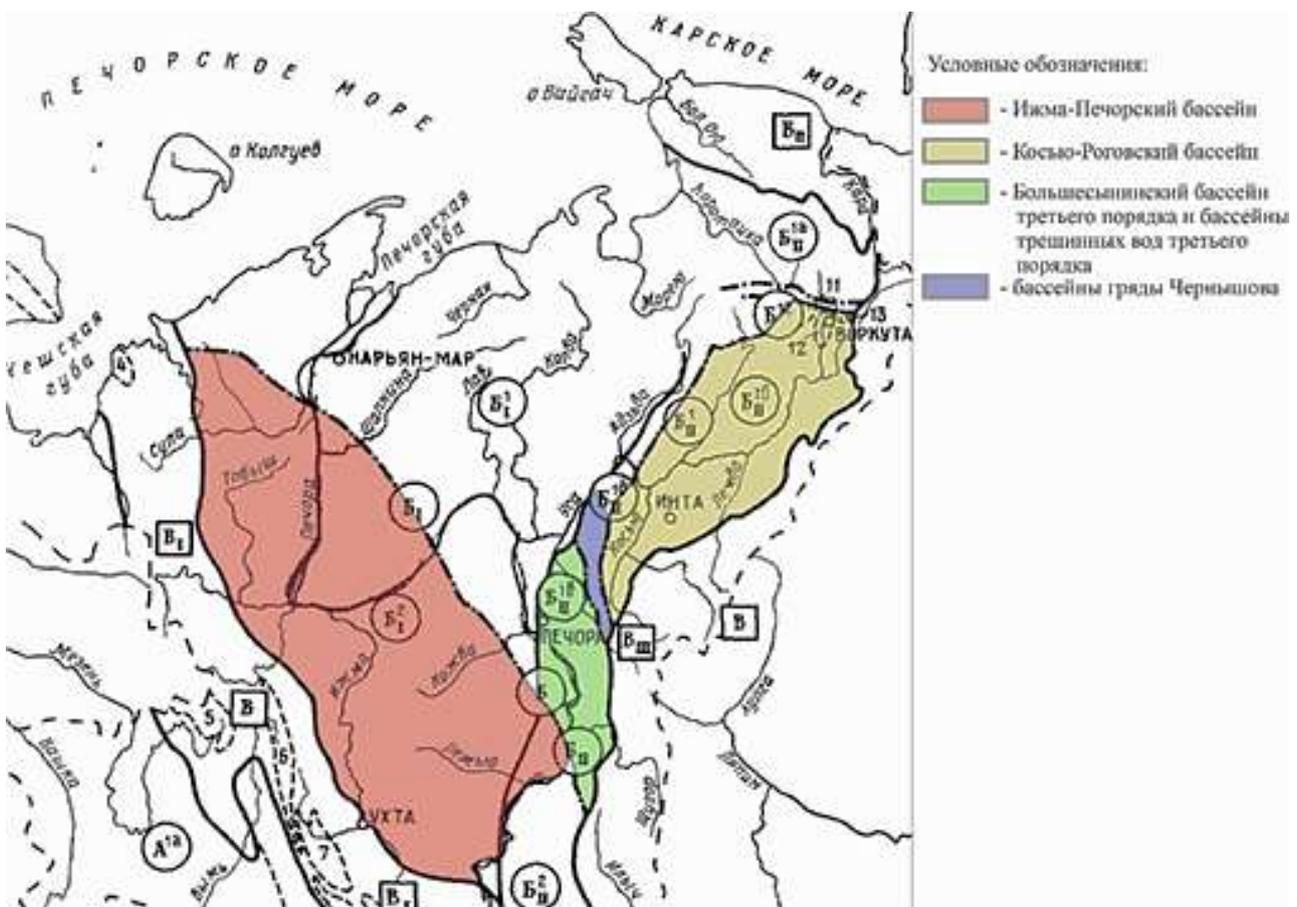


Figure 1 – Pechora System of Artesian basins

2. Geological structure and hydrogeological conditions of groundwater deposits

The aquifer system of the deposits varies.

The aquifer system of the three exploited fields is represented by a complex of Permian-Triassic deposits (Figure 2):

- Olhovskoe groundwater deposit – Permian carbonate-terrigenous complex (P);

- Bolshesyninskoe groundwater deposit – Bolshesyninskiy terrigenous complex (T_{2-3bs});
- Maloaranetsky subsoil – Upper Triassic complex (T₂).

The aquifer system of Voyvozh-Chikshinskoe field is composed of Quaternary sediments, namely terrigenous alluvial-marine horizon (amQIIčr) and Upper Neogen-Lower Quaternary alluvial-marine horizon (amN₂-QI).

The Permian-Triassic sediment complex is represented by:

Olhovskoe groundwater deposit. The aquifer Permian carbonate-terrigenous complex. The complex is widespread, with the exception of the extreme southeast of the region. Water-bearing sediments are composed by grey fine-grained sandstones, limestones, grey siltstones with subordinate argillite interlayers.

Fractured and fractured-stratal waters, according to their hydraulic properties, depending on the depth of exposure of water-saturated rocks, from unconfined (well No. A-135, Okhotpost station) to high-pressure with a pressure of up to 188.0 m (well No. 1275k, Kazhim mine). At the operated facility DLO km 734 well No. 1-e, static levels during operation were established at a depth of 47.39 m to 51.70 m. Flow rates vary from 0.31 l/s to 0.37 l/s with a level decrease to 0.02 m, specific flow rates are up to 17.50 l/s/m.

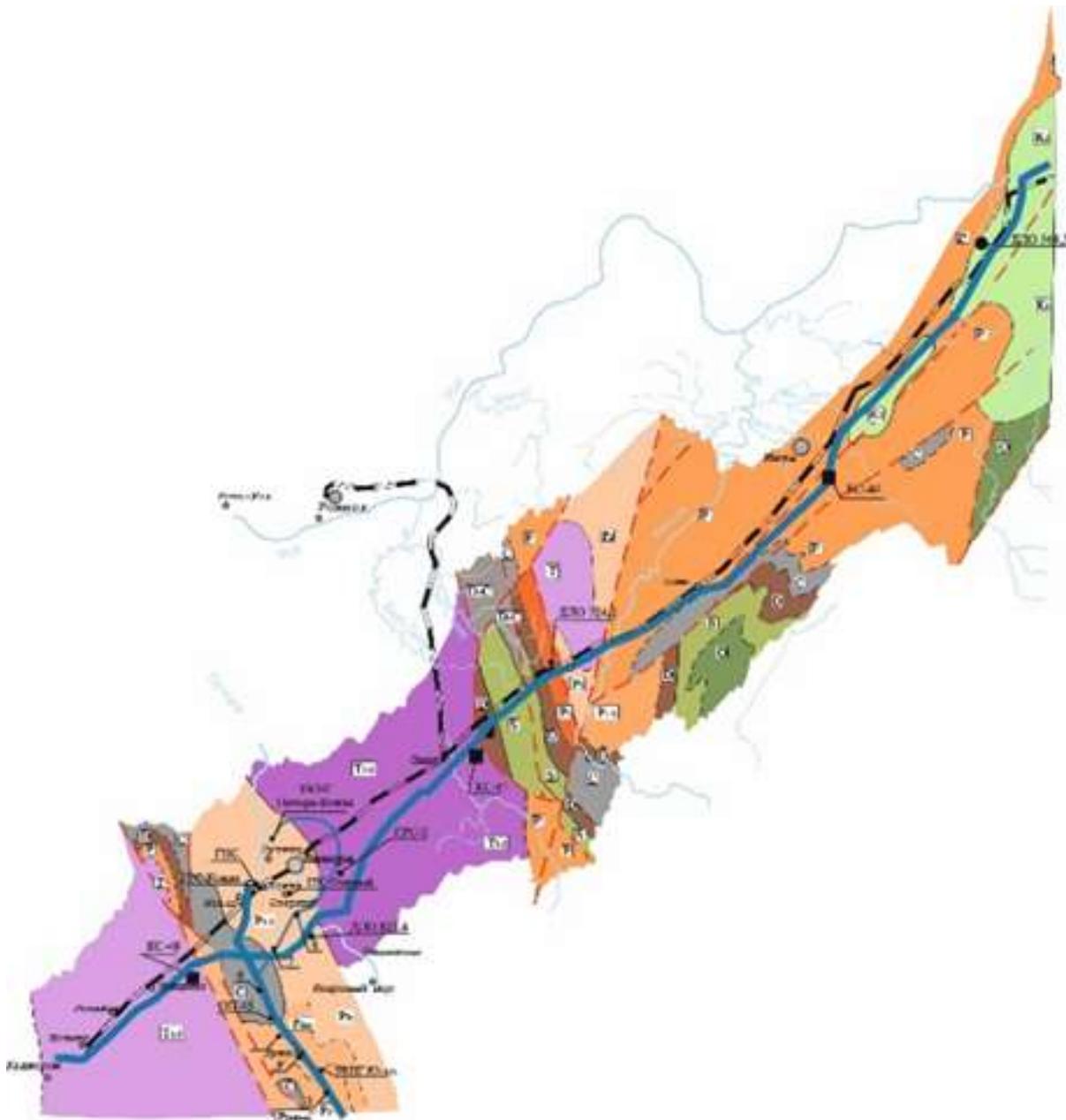


Figure 2 - Geological map

Геологический разрез по трассе М1 "Бованенково-Ухта" (ДЦЮ км 568,3 - КС-48 Чикшинская)

Масштаб: горизонтальный 1:1 000 000
вертикальный 1:5 000

10 км 10 20 км

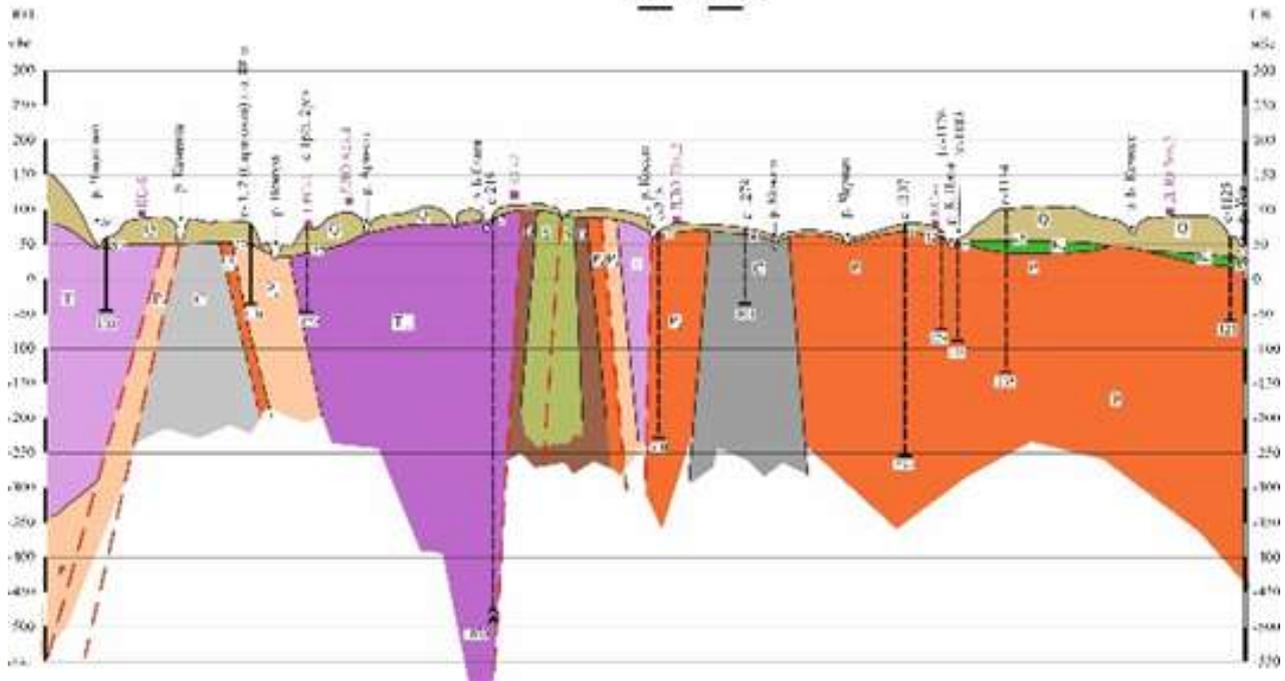


Figure 3 - Geological section

The protection of the complex's groundwater depends on the depth of exposure of the water-bearing rocks (with depth, the protection conditions improve) and the thickness of the low-permeability deposits in its roof. In areas where the complex lies under a thin layer of Quaternary deposits (mainly on the watershed), the waters of the complex are insufficiently protected from the pollution from the surface. With an increase in the thickness of Quaternary sediments to 50-60 m, locating under Triassic deposits and in the valleys of the main rivers, where the water levels of the complex are established above the earth's surface, the complex is protected from surface pollution.

Bolshesyninskoe groundwater deposit. The aquifer Bolshesyninskiy terrigenous complex (T_{2-3bs}). The complex is distributed over the work area, lies at depths of 40-65 m and more, and is exposed at a depth of 54 m at the water intake site. The total capacity of the complex is 350 m.

The complex is composed of sandy and clayey rock varieties evenly alternating. The water-bearing rocks are clayey sandstone and siltstones.

Pressure groundwater. At the operating facility CS-47 (compressor station) Syninskaya, piezometric levels are installed at depth of 20,38-72,38 m. Sediment water conductivity coefficients vary from 5 to 52 m² per day. Well flow rates are 0,59-3,7 l/s with a level drop of 7,55-55,14 m, specific flow rates from 0,02 to 0,26 l/s/m. The aquifer complex is strongly protected from surface pollution by a layer of clays and loams with a total thickness of more than 25-30 m.

Maloranetsky subsoil area. The aquifer Upper Triassic terrigenous complex (T_2) has an aerial distribution in the area under consideration and located at depths of 70-75 to 100-120 m. The aquifer complex is composed of a sequence of interbedded sandstone, siltstone and clays, in the upper part with layers of carbonaceous clays and coals, up to 0,15 m thick. Sandstone are polymictic, weakly semented, almost loose, highly clayey and siltstone, medium-to-coarse-grained varieties at the top of the section of each cycle are replaced by fine-to-coarse-grained ones, higher up by siltstones and clays. Clay layers in rhythms are of subordinate importance, their thickness from 2,0 to 5,0 m.

Groundwater is confined to sandstone and siltstone. The nature of the water is stratal-fractured and fractured, pressure.

At the operated facility (lineman's house) km 823.4 well No. 1-e the groundwater level is established at a depth of 18.85 to 20.20 m. Flow rates vary from 0,31 l/s to 1,03 l/s when level decreases to 0,18-0,65 m, specific flow rates from 0,57 to 5,72 17,5 l/s/m.

The aquifer complex is strongly protected from surface of pollution by a layer of clay and loam with total thickness of more than 50 m.

Frequency table 1 - The indexes of changes in arsenic concentration in water samples from 2014 to 2022

Fields name	Well №	min. Values	max. Values
1	2	3	4
Olhovskoe groundwater deposit	№ 1	< 0,005	0,015
Bolshesyninskoe groundwater deposit	№ 1	< 0,005	0,032
	№ 2	< 0,005	0,025
	№ 6	< 0,005	0,009
	№ 7	0,018	0,031
	№ 8	0,024	0,035
Maloaranetsky subsoil	№ 1	< 0,005	0,011
Voyvozh-Chikshinskoe field is composed	№ 1	< 0,005	0,009
	№ 4	< 0,005	0,011
	№ 7	0,008	0,011

Voyvozh-Chikshinskoe field. The aquifer Chirvin alluvial-marine horizon is widespread everywhere, in the area lies in the depth range of 25-75m, horizons thickness range from 6,0 to 26,0 m, was discovered wells at a depth of 40-48 m in the water intake areas, thickness – 8 m. Lithologically, the horizon is composed of sands, subordinate sandy loams, loams, and, less often, clays, and lies on lower quaternary deposits. Horizon waters are pore-stratal, pressure. The horizon in the area is strongly protected from surface pollution, the roof contains a water-resistant layer of glacial deposits with a thickness of 15 m.

Frequency table 2 - Gibbs free energy values $\Delta_f G^0_{298,15\text{kJ/mol}}$ for arsenic compounds

Ion, compounds	$\Delta_f G^0_{298,15\text{kJ/mol}}$	Ion, compounds	$\Delta_f G^0_{298,15\text{kJ/mol}}$
OH ⁻	-157262	As(HCO ₃) ₂ ⁺	-1109616
AsOH ²⁺	-149258	As(HCO ₃) ₃ ⁰	-1702136
As(OH) ₂ ⁺	-379284	Cl ⁻	-131290
As(OH) ₃ ⁰	-601549	AsCl ²⁺	-70076
SO ₄ ²⁻	-744459	As(Cl) ₂ ⁺	-222196
AsSO ₄ ⁺	-682447	As(Cl) ₂ ⁰	-367183
As(SO ₄) ₂ ⁻	-1443000	As(Cl) ₄ ⁻	-505264
As(SO ₄) ₃ ⁻³	-2190826	F ⁻	-281751
CO ₃ ²⁻	-527983	AsF ²⁺	-216771
As(CO ₃) ⁺	-497188	As(F) ₂ ⁺	-515301
As(CO ₃) ₂ ⁻	-1070256	As(F) ₃ ⁰	-806354
HCO ₃ ⁻	-586870	As(F) ₄	-1090274
AsHCO ₃ ²⁺	-512816		

The Upper Neogene-Lower Quaternary alluvial-marine aquifer includes: Pliocene – Lower Quaternary and Vishera deposits. In the area under consideration, the horizon is ubiquitous, locating at depths from 45 to 75-100 m, in the water intake area – in the range of 60 – 76 m. Water-bearing sediments are represented by sands with subordinate layers of clays, silts and loams, with the inclusion of carbonized detritus, remains of plant tissue, and fragments of Triassic rocks. Water of the horizon are pressure, pore.

At the operated facility KS-48 Chikshinskaya, the ground water level is set at a depth of 6,33 to 10,46 m. The flow rate of wells ranges from 0,85 to 2,26 l/s with a decrease in levels of 1,89 – 41,90 m, specific flow rates range from 0,02 to 0,66 l/s/m.

Taking into account the fact that the groundwater of productive formations is pressure and has a waterproof roof, excluding the possibility of local recharge from overlying insufficiently protected aquifers, in accordance with p. 2.2.1.1. SanR&R 2.1.4.1110-02 they are classified as protected.

3. Arsenic pollution.

Since 2018 groundwater pollution of the above-described deposits with arsenic has been observed with an increase in the concentration of arsenic, the nature of the origin of which is not clear (Frequency table № 1). According to the geological description of the groundwater deposits, arsenoperites were not found in the immediate vicinity of exploitation objects.

Frequency table 3 -Calculation of As^{+3} solubility in deposits

Olhovskoe GWD		Bolshesyninskoe GWD, well № 8		Maloaranetsky subsoil		Voyvozh- Chikshinskoe GWD	
Sampling date	09.02.2021	Sampling date	15.11.2022	Sampling date	16.05.2022	Sampling date	16.05.2022
pH	8,1	pH	7,3	pH	7,4	pH	6,9
As^{+3}	0,013 mg/l	As^{+3}	0,035 mg/l	As^{+3}	0,011 mg/l	As^{+3}	0,011 mg/l
M (As^{3+}) = 74,9218 gram/mol		M (As^{3+}) = 74,9218 gram/mol		M (As^{3+}) = 74,9218 gram/mol		M (As^{3+}) = 74,9218 gram/mol	
1 mol (As^{3+})	74921,8 mg	1 mol (As^{3+})	74921,8 mg	1 mol (As^{3+})	74921,8 mg	1 mol (As^{3+})	74921,8 mg
X	0,013 mg	X	0,035 mg	X	0,011 mg	X	0,011 mg
X=0,013/74922= 0,00000017351 lg[As^{3+}]= 0 – 8,1		X=0,035/74922= 0,00000046715 lg[As^{3+}]= 0 – 7,3		X=0,035/74922= 0,00000014681 lg[As^{3+}]= 0 – 7,4		X=0,035/74922= 0,00000014681 lg[As^{3+}]= 0 – 6,9	

Researches were conducted to determine the nature of the origin of arsenic in the waters of all four deposits. Geochemical gradients, Gibbs energies spent on the formation of arsenic compounds, and their solubility were calculated (Frequency table № 2). A calculation was made of the solubility of arsenic in deposits (Frequency table № 3), for this purpose the maximum indexes were taken for the entire observation period. The solubility of arsenolite was calculated in the «Selector» software package (Frequency table № 4). Based on the calculation results, a solubility graph was compiled (Figure 4), which shows the solubility lines of arsenic of four valencies and the calculation line of the Selector program, these are the conditions for the content of arsenic in nature (solid state and in solutions). The dots indicate the arsenic content in the waters of the exploited «deposits», as can be seen from the graph, the conversation of arsenic indicates the presence of solutions in the waters of the deposits.

The nature of the presence of arsenic has not yet been fully clarified. In 2023, for the first time the entire period of operation since 2017, the conversion of arsenic increased in the ground water of the Kushorskoe deposit, which located 100 km northeast of your described water intake deposits.

Based on the calculation results, it can be stated: 1) there are not rocks containing arsenic in the aquifers; 2) there are solutions containing trivalent arsenic. Based on the results obtained during the calculations, it can be argued that there is no geological factor in the contamination of deposits. Solutions containing arsenic are involved in pollution. The nature of arsenic is not completely clear. One can claim that contaminating factors can be either man-made (application of insecticides) or natural – biogenic solution.

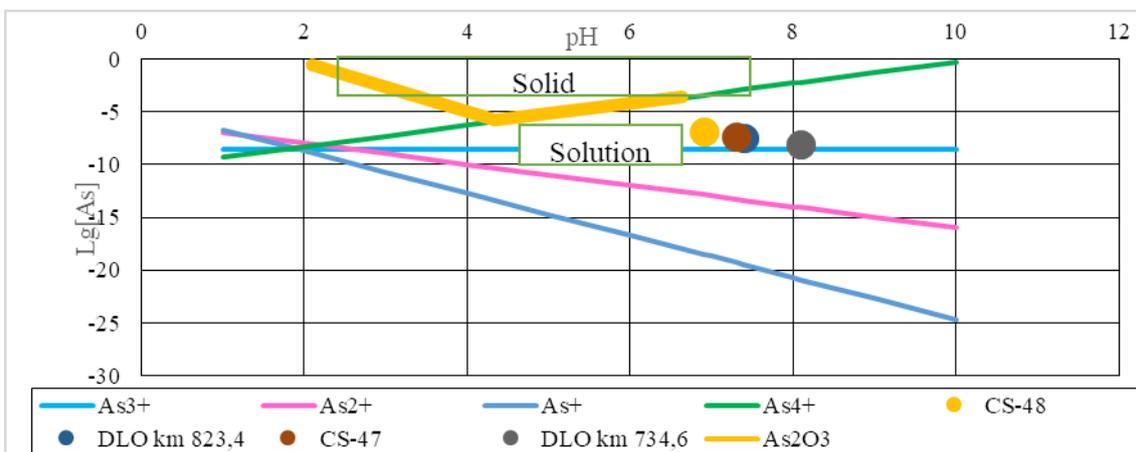


Figure 4 - Solubility graph

Frequency table 4 -Calculated solubility data As_2O_3 obtained during calculations in the «Selector» program.

Solubility conditions	pH	Eh	Content of As_2O_3 in dissolved state	Lg(M)
H ₂ O	6,644	-0,214	$2,881 \cdot 10^{-4}$	-3,551
HCl = 0,01	6,513	-0,206	$2,115 \cdot 10^{-4}$	-3,675
HCl = 1	4,344	-0,064	$1,798 \cdot 10^{-6}$	-5,8
HCl = 2	2,093	+0,113	$3,322 \cdot 10^{-10}$	-0,529
NaOH=0,001	6,643	-0,214	$2,811 \cdot 10^{-4}$	-3,551

References:

1. Роговская Н.В., Толстихин Н.И., Фомин В.М. Гидрогеология СССР: том XLII Коми АССР и Ненецкий национальный округ Архангельской области РСФСР. М.:Недра, 1970. 288 с.
2. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод: теоретические, прикладные и экологические аспекты. М.:ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 671 с.
3. Проект разработки «Малоаранецкого» месторождения питьевых подземных вод для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения объекта ДЛЮ км 823,4 системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта». СПб.: ООО «Русские инновационные технологии», 2011. 132 с.

УДК 332.3(470.13):811.11

How land management contributes to maintaining high quality of life in oil and gas producing cities of the Komi Republic on the example of Ukhta city

Klimova J. I., Lozhkina T. V.

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

It is evident that land management plays a major role in the organization of oil and gas production, but at the same time we should not forget that the development of a high-quality, functionally convenient and aesthetically attractive urban spatial environment is also an integral part of this science.

The purpose of this study was to determine the effectiveness of a proper urban planning for the development of a territory located in an oil and gas mining region.

The allocation of land for parks, squares and other recreation areas, both physical and mental, is one of the main tasks of a land use planner. The need for such zones increases with the growth of industry related to oil and gas production. This is not only a matter of beauty, but also of the sustainable ecological state of the city system. Land use planning also defines the boundaries and regulates how land is used, preventing pollution and land degradation.

Let us take a closer look at how this idea is reflected in Ukhta. While Ukhta is the first city in Russia where oil production began, such large oil and gas companies as Gazprom and Lukoil are also based here, which are also sponsors of Ukhta State Technical University. And as you know, our university offers a course in “Land management” that focuses on how to use and sustain land resources. Personally, I am a land management student. From the point of view of my limited experience in this area, I can say that we really touch upon many areas related to the development of land, affecting both oil and gas and urban environments.

Historically, Ukhta is associated with oil and gas production, which is reflected in its coat of arms, featuring an oil derrick. [1] A large number of resource extraction enterprises are based in the city. The current population of Ukhta is around 77 thousand people (a significant number). [2] So, it makes me wonder what attracts people to Ukhta and what are critical factors that make their lives comfortable and make them stay in the industrial city? How to find a balance between its economy and its cultural life?

Obviously, industrial enterprises play an important role in making our lives comfortable. First industries create job opportunities for local people providing them with stable salaries. Moreover, industries contribute to the development of the local infrastructure such as parks, roads as well as sports and cultural facilities accessible to all residents of Ukhta, in addition to mandatory land reclamation. They contribute to the economic growth by investing in the city’s development projects creating public places with good recreation and entertainment zones as well as good places to eat out.

It is worth mentioning that Ukhta is the place where the project to create Gazprom Park, a new socially significant urban infrastructure facility, was recently launched. The park is scheduled to be built in 2024-2025 using charitable funds from Gazprom Company.

“Gazprom Park” is a continuation of Ukhta’s comprehensive urban infrastructure development. As a part of the social partnership between the Government of the Komi Republic and Gazprom, eight key social facilities have been reconstructed and repaired over the past five years, and the Gazovikov embankment has been improved. The “image of the future” of this territory being created is aimed at fulfilling the strategic objectives of retaining qualified specialists and young people, creating conditions for the region’s development and ensuring long-term comfortable living for families. [3]

Proper zoning and land planning are necessary to create a comfortable living environment for people, regardless of terrain and natural conditions.

In places where mining is taking place, it is very important to consider the needs of the local population.

Land use planning becomes especially relevant when it comes to difficult living conditions. As an example of this, there are projects in the Arctic region or on Novaya Zemlya Island, where harsh conditions require a special approach to creating a comfortable infrastructure. Even in such places where oil production is taking place, it is important to organize a comfortable living space that people can lead a full life.

The Ukhta city is a good example of an effective urban planning. The emergence of the city is connected with the development of oil fields, but over time, thanks to reasonable planning and attracting financing, the city has turned around and become a comfortable place to live. Ukhta illustrates how important it is to combine economic interests with the social and cultural life of the population.

To confirm the relevance of the topic, I conducted a survey among the residents of Ukhta to find out the people’s opinion on the need for proper urban planning.

There were seven questions. Let us move on to analyzing the results of the survey.

First, I wanted to know how the residents assess the quality of life in Ukhta on a scale from 1 to 5, where 1 is terrible and 5 is excellent. (Fig. 1)

How do you assess the quality of life in Ukhta on a scale from 1 to 5?

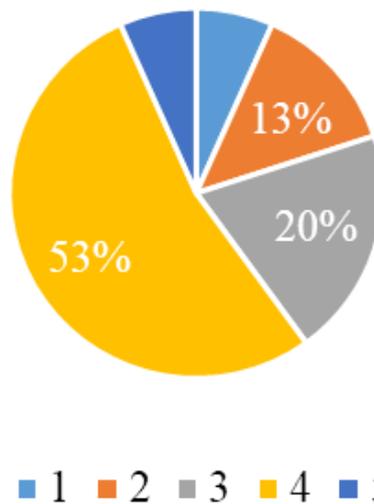


Figure 1 - The findings of the survey

As you can see from the diagram, half of the respondents assess the quality of life as 4, which is quite a good indicator. This shows that despite possible problems, a significant part of the city population is satisfied with living conditions and considers them good enough.

It also made me wonder if the residents are satisfied with the state of the city infrastructure (roads, lighting, and transportation) (Fig. 2).

Are you satisfied with the state of the city infrastructure?

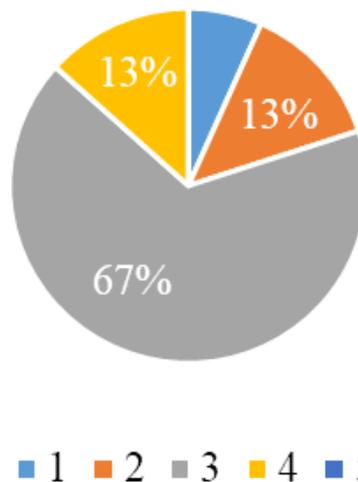


Figure 2 - The level of satisfaction with available infrastructure

The majority of respondents assess this indicator at an average level, giving it a score of 3. It was possible to reveal that the level of satisfaction of this important factor is not bad, but not good either.

Next question was asked with the purpose to find out whether Ukhta has enough recreation areas (parks, squares, etc.) for residents (Fig. 3). As you can see, most of the respondents answered negatively.

Do you think Ukhta has enough recreation areas such as parks, squares, or walking trails?

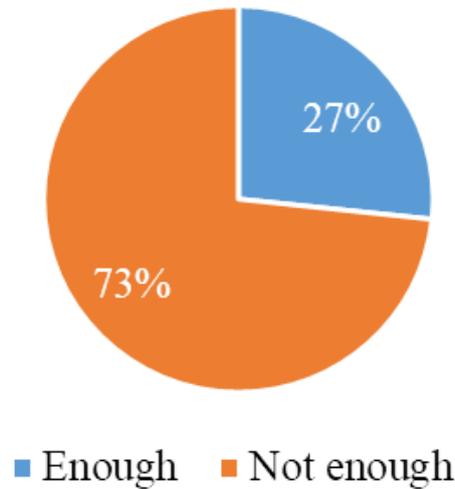


Figure 3 - Availability of recreation facilities in Ukhta

Since the city is considered an oil and gas producing city, it would be a mistake not to ask the residents how industries affect the quality of life in Ukhta in their opinion (Fig. 4).

How do industries affect the quality of life in Ukhta?

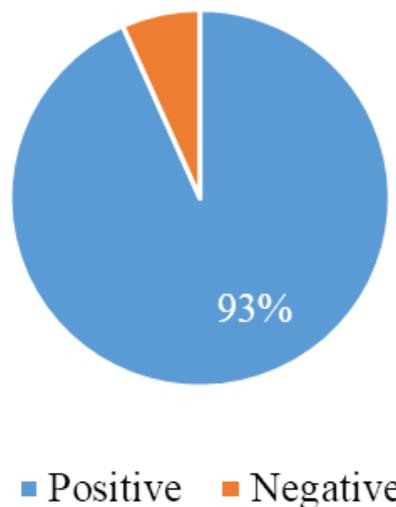


Figure 4 - The impact industries make in people's lives

Almost all respondents demonstrated that industries have a positive effect on various aspects of their lives (such as job opportunities, education, and recreation).

Next, it was relevant to find out whether the residents were satisfied with the work that oil and gas companies are conducting in the area of ensuring environmental safety (Fig. 5).

Surprisingly, 60% of people answered positively. This positive response could be attributed to active public relations and visible environmental improvements.

When asked whether the residents are satisfied with the work of the companies engaged in urban planning in Ukhta (Fig. 6), 2/3 of the respondents are sure that the work was done well.

According to the main question of the survey, "Does proper urban planning affect the quality of life in the city?" all respondents gave a positive answer. Proper planning directly affects the quality of life, which emphasizes its importance, and makes the city attractive to people.

Are you satisfied with the work of oil and gas companies in ensuring environmental safety?

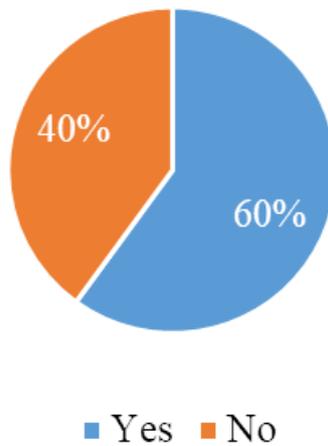


Figure 5 - Residents' satisfaction with environmental responsibility of oil and gas companies

Are you satisfied with the work of the companies engaged in urban planning in Ukhta?

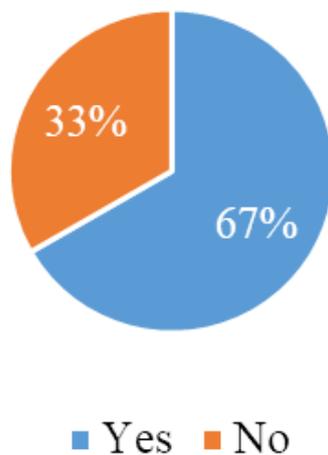


Figure 6 - Residents' satisfaction with urban planning

Summarizing the survey results, it was curious to know people's opinions on what changes in land use planning they would like to see to improve the quality of life in Ukhta and what people tend to propose for planning the territory of the city.

Analyzing all the statements, it was possible to identify the most frequent ones. Thus we can conclude that the majority of the respondents pointed out to the need:

- to increase the size of courtyard territories;
- to plan more open spaces such as parks, walking areas both for children and adults and places to recreate in the future;
- to pay attention to the problem of squatter "parking" spaces when planning courtyard territories;

In addition, the survey showed that a significant proportion of the population the quality of life as satisfactory, however identified the areas for improvement, such as the condition of urban infrastructure and the availability of recreational areas. Land use planning plays a crucial role in this

area. It promotes the creation and development of green areas, which improves the aesthetic perception of the city and provides residents with opportunities for recreation and socialization.

Thus, proper land planning contributes to the creation of a comfortable and safe urban environment, which significantly improves the quality of life in Ukhta and similar cities.

References:

1. Ухта — родина первой российской нефти.. — Текст : электронный // atlas.ukhta : [сайт]. — URL: <http://atlas.ukhta-lib.ru> (accessed 9.10.2024).
2. Ухта. История. — Текст : электронный // Природа и история Коми : [сайт]. — URL: <http://www.tomovl.ru/yxhta.htm> (accessed 15.10.2024).
3. В Ухте создадут «Газпром парк» для семейного отдыха. — Текст : электронный // ООО «Газпром трансгаз Ухта» : [сайт]. — URL: <https://ukhta-tr.gazprom.ru/press/news/2024/02/2023/> (accessed 17.10.2024).

УДК 339.923

The socio-economic role of open education in the modern Russian economics

Polyakova L. P., Polyakov K. V.

Vorkuta branch of FSBEI of HE “Ukhta State Technical University”, Vorkuta, Russia

In solving strategic problems of economic and social development of the state, an important role belongs to the education system, influencing and forming the culture of society, contributing to the increase of spiritual wealth.

The problems of improvement, development, management of social, economic, scientific and innovative processes in the education system take special topicality now, when the world order changes, and its main priorities are reorientation to the creative and innovative nature of educational, pedagogic activities, the formation of competencies of future specialists and bringing of educational technologies in correspondence with the realities of economic and political development of the Russian Federation

The most important task and an essential part of the state's economic policy in modern conditions is the formation of a national innovation system, the main elements of which are educational organizations integrated into university complexes that allow integrating scientific, educational and innovative activities, with active interaction with manufacturing enterprises, organizations, business structures, and authorities.

This problem's solution is possible only on the basis of the implementation of the open education ideas. At the same time, the methodology of the open education system generates the need for modern educational resources that would allow in practice to move from training, which is mainly informational and mainly aimed at performing activities, to the formation of a specialist who can orient and make informed decisions in the conditions of modern information environment, universal digitalization, creative activity who has techniques and is able not only to assimilate ready-made knowledge, but also to generate new ones.

The development of the information services industry in the field of education, including the production of digital educational resources and software and methodological support, along with the creation and development of telecommunication structures of individual educational organizations and the industry as a whole, forms the basis for formation of the digitalization infrastructure of the open education system – a priority area in the development of the education system as a whole.

The main theses of the processes of systemic transformation of the educational system and the study of a complex of problems regarding various components of management mechanisms are presented in the scientific works of Russian and foreign scientists in the field of economics and management.

However, the problems arising in the process of improving the system of open Russian education in the context of new challenges and the formation of an innovative economy using modern information technologies require constant study. In this regard, it is necessary to intensify work on finding ways and developing methodological foundations for managing activities in general and digitalization of innovative educational organizations in the context of the formation of an innovative knowledge-based economy.

The problem of social institutionalization of modern trends in the education system development was determined in the early 70s of the XX century, at a time when these social imperatives reflected the dynamic development of an informational, open society during the controversial transition from technogenic to anthropogenic civilization.

Social, economic, political and other relations taking place in society are always displayed in the education system. Institutionalization in the educational sphere is expressed in a sufficient variety of forms, i.e., the formation of any new public institutions, the legal and organizational consolidation of certain public relations that objectively exist in society, are mirrored in the education system. One of these forms is "open education", i.e., any level education using distance educational informational and pedagogical technologies.

Classical forms of education, including full-time education, are undergoing changes to a greater or lesser extent; especially clearly this process has shown during COVID period that the whole world has outlived and difficult time of political crisis in the world.

The main factors of the need for open education include:

- the territorial limitation of obtaining the desired education in a particular field of study;
- conservatism in the organization and implementation of educational programs, namely the insufficient use of digital and informational technologies in comparison with other educational organizations implementing similar programs;
- sluggishness of the education system, which is expressed in insufficiently rapid adaptability to various socio-economic changes;
- the locality of educational organizations that train specialists in specific areas of training;
- the limited list of educational programs implemented by regional educational institutions, if they are not part of educational innovation clusters or educational complexes.

Modern professional education must respond adequately and in proper time to changes in the state and the world, reflects and satisfies the demands of society. The real steps in solving these problems are the digitalization of the educational environment – the creation of common informational educational space, through which the use of open forms of education will be ensured, including with the use of wide access to remote distributed informational and technicaltechnological resources.

Digitalization of the education system, improvement and expansion of the professional training possibilities of society as a whole and each citizen individually allow to prepare, to build and to develop a competitive economy of the country in the face of new challenges and a changing world order. Exactly this is a priority of the state policy of the Russian Federation now.

The development of the education system in modern conditions is determined by the need to follow the principles of continuous, flexible, modular, independent, proactive, distributed work, using fully accumulated scientific, methodological, personnel and production potentials, informational and technological resources in the implementation of educational programs of any level, as well as not to forget about already accumulated native experience, inherited from outstanding Soviet and Russian scientists and teachers.

In modern conditions, the defining principle of professional education is knowledge management, and priority technology – is the formalization of the knowledge system creation, dissemination and the level of knowledge control.

Equal access to such technologies is aimed at provision the needs of educational services consumers at all levels of the educational system. Large-scale processes of formation of a common open educational space are provided, within which educational organizations are

transformed into open structures covering all ages and opportunities – from nursery age to adult education, from the developing level of toddlers to additional professional adult education.

In the context of continuous educational activity, the role of secondary schools will change first of all. Exactly this determines the need to improve and reform the system of general education in Russia. One of directions of this work is the fundamentalization of education.

It is obvious that further development of education is impossible without strengthening its fundamentality, the systemic characteristic of which is the orientation of learning to comprehend and use deep, essential, system-forming foundations and connections between various processes of the surrounding world.

The fundamentalization of education proposes its increasing orientation towards the study of the laws of nature and society, nature and man himself, in order to allow people to find and make responsible decisions independently in conditions of uncertainty, in critical and stressful situations, in cases when they are faced with new, very complex natural and social phenomena. Scientific knowledge and high moral principles in these cases become the only reliable support.

Thus the term "fundamentalization of education" means a significant improvement in the quality of education and the people's level of education receiving it, due to a corresponding change in the studied disciplines content and the methodology of the implementation of educational activities.

In order to achieve the goals of fundamentalization of education, it seems necessary:

1. to direct the attention of all participants in educational activities to the problems of the development of general culture, the knowledge of the best achievements of civilization, the formation of scientific forms of systemic thinking;

2. to restructure the content and methodology in such a way that, in addition to studying the history of the development of culture, society and the process of formation of modern science, which are certainly necessary for the overall development of each person, a significant part of the time was devoted to developing modern ideas about the entire content of the system of sciences, the prospects for their further development.

In other words, the focus should be shifted to the study of the most fundamental laws of nature and society in their modern understanding. For the purpose, it is advisable to improve existing academic subjects and disciplines, and maybe even introduce new ones that summarize the latest achievements in such fields of scientific knowledge as, for example, synergetics, noospherology, theoretical and social informatics.

I would like to emphasize that, of course, we are not talking about a simple increase in the number of disciplines studied, but about the formation of fundamentally new fundamental training courses for the system of general, professional and additional education, focused on the formation of entire modern ideas about the scientific picture of the world.

УДК [622/276//279:338/2]:811.111

Влияние санкций со стороны зарубежных стран на нефтегазовый сектор России с начала 2022 года /

The impact of sanctions from foreign countries on the Russian oil and gas sector since the beginning of 2022

Дроздов М. А., Дроздова А. Н.

Droz dov M. A., Drozdova A. N.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Ukhta state technical university, Ukhta, Ruusia

Аннотация. Обладая огромными запасами нефти и газа, Российская Федерация на протяжении долгого времени является важным игроком на международной нефтегазовой арене, стратегическим партнёром многих крупных иностранных компаний. Но, начиная с

весны 2022 года, нефтегазовый сектор России столкнулся с беспрецедентными вызовами. США, ЕС, Великобритания и их союзники по G7 ввели беспрецедентные по масштабу и охвату торговые ограничения против России, часть из которых напрямую направлена на топливно-энергетический комплекс. В данной статье рассматриваются изменения, произошедшие в отечественной нефтегазовой отрасли из-за введения вышеуказанных санкций, а также сделан вывод о том, что в сложившейся ситуации дополнительные инвестиции в разработку новых отечественных технологий могут стать эффективным стимулом поддержки и развития нефтегазовой отрасли в России.

Abstract. With its huge oil and gas reserves, the Russian Federation has long been an important player in the international oil and gas arena and a strategic partner of many large foreign companies. However, since the spring of 2022, Russia's oil and gas sector has faced unprecedented challenges. The United States, the EU, the United Kingdom and their G7 allies have imposed unprecedented trade restrictions against Russia, some of which are directly aimed at the fuel and energy complex. The given article examines the changes that have occurred in the domestic oil and gas industry due to these sanctions. The authors come to the conclusion that in the current situation, additional investments in the development of new domestic technologies can become an effective incentive to support and develop the oil and gas industry in Russia.

Ключевые слова: нефтегазовая сфера, санкции, отечественные технологии, шельфовый проект, риски, санкции

Keywords: oil and gas sector, sanctions, domestic technologies, offshore project, risks, sanctions

To begin with, with its huge oil and gas reserves, the Russian Federation has long been an important player in the international oil and gas arena and a strategic partner of many large foreign companies. In this regard, many foreign companies actively cooperated with Russian companies in the oil and gas sector until 2022, from services to large projects. However, since the spring of 2022, Russia's oil and gas sector has faced unprecedented challenges. The United States, the European Union, the United Kingdom and their G7 allies have imposed unprecedented trade restrictions against Russia, some of which are aimed directly at the Russian fuel and energy complex.

No matter what difficulties the oil and gas industry still faces nowadays due to the withdrawal of Western companies, we must admit the obvious fact - the enterprises are working, production has not stopped.

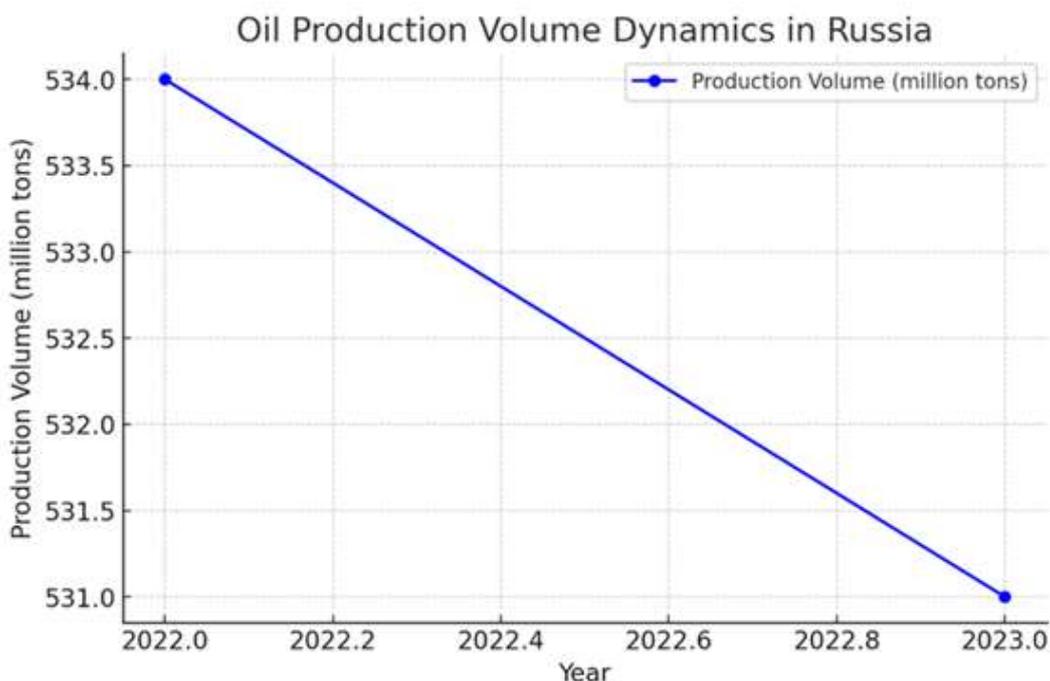


Figure 1 - Oil production volume dynamics in Russia (2022-2024)

After European and American corporations, even if not in one day, but throughout 2022 and 2023, began to leave the Russian market, the volume of oil production did not collapse. On the contrary, by the end of 2022 it even increased by 2%, amounting to 534 million tons. In 2023, according to the Ministry of Energy of the Russian Federation, black gold production in Russia amounted to 531 million tons, of course, there was a decrease, but only by 1%.

On the one hand, this means that, even if such giants as Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger (SBL) and Weatherford International do not want to cooperate with the Russian oil industry, it can continue to work at the usual rate. On the other hand, the above-mentioned companies have not completely left the Russian Federation. Yes, they have reduced their staff, they use intermediaries for their activities, they do not work directly, they do not invest in Russian projects, but still they have not completely left the Russian market.

As for the Gas production, it should be noted that it is getting more complicated nowadays. According to the Federal State Statistics Service (Rosstat) the volume of extraction of this type of hydrocarbons in the Russian Federation in 2023 amounted to 638 billion cubic meters. For comparison, in 2022 it was 676 billion, and in 2021 it was 763 billion. However, it was not "technological hunger" that played a great role here, but a drop in exports, since Gazprom in 2022, due to sanctions, due to terrorist attacks and other "surprises" from the West, was deprived of the opportunity to pump gas to the European market via Nord Stream, Yamal-Europe and even partially through the Ukrainian Gas turbine stations.

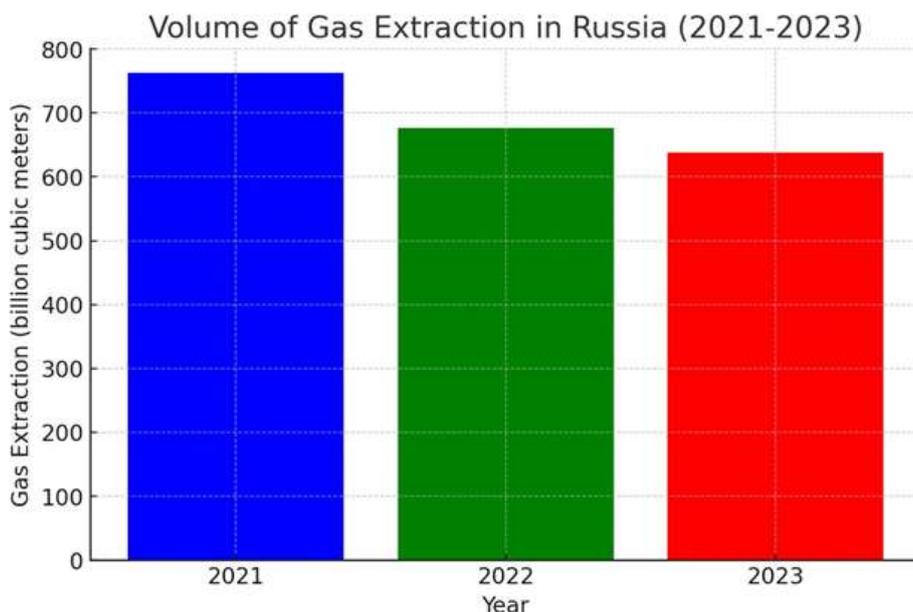


Figure 2 - Gas extraction in Russia (2021-2023)

Overall, sanctions and the withdrawal of Western companies have not bled dry the Russian oil and gas industry, as happened more than half a century ago with Iran or several decades ago with Venezuela. And the reason is not that the Russian industry has been so perfectly prepared for such a scenario over several years, but partly due to the reluctance of Western corporations to leave the Russian market completely.

The withdrawal of American, British and European companies from projects in the Russian Federation did not take place in full for several reasons. Firstly, the Russian government did not allow foreign investors to close oil and gas projects at the legislative level, since this would mean the loss of jobs and the shutdown of the production that is critically important for the state economy. For example, the French Air Liquide, one of the world's largest producers of gases, technologies and services for industry, announced back in September 2022 that it was withdrawing from Russian projects. It even signed a memorandum of understanding with the local management to change its activities in the country by transferring control of operations to them. Unfortunately, the deal was never approved by the Russian government.

Secondly, a number of Western companies, especially oilfield service companies, do not want to leave the Russian market. For example, in March 2024 the Chief Executive Officer (CEO) of Schlumberger (the largest oilfield services corporation in the world) said in an interview for the Financial Times that Schlumberger does not plan to abandon its business in Russia. It turns out that while some giant companies like Baker Hughes and Halliburton are leaving the Russian oil and gas sector, some, like Schlumberger, are staying. However, even those who allegedly left the Russian market are still working in Russia. The same Halliburton sold its enterprises in the Russian Federation to a Russian management team consisting of former Halliburton employees in September 2022. Baker Hughes did almost the same. As a result, Baker Hughes and Halliburton operate in Russia independently of their former parent companies.

It is important to note that Russian oil and gas sector, albeit with some reservations, has shown good import substitution results in many segments. Back in September 2023, the Deputy Prime Minister of the Russian government said that the coordination of the efforts of oil and gas companies and the state made it possible to reduce the import dependence of the industry from 67% in 2014 to the current 38%. In the summer of 2023, the Ministry of Industry and Trade announced that the share of domestic equipment in the industry would exceed 65% by the end of the year. However, this is not a very active growth, since in April 2022, the department estimated the same figure at 60%. By all means, such an indicator of independence from Western equipment in the industry is a serious achievement, which not all oil or gas exporting countries in the world can boast of.

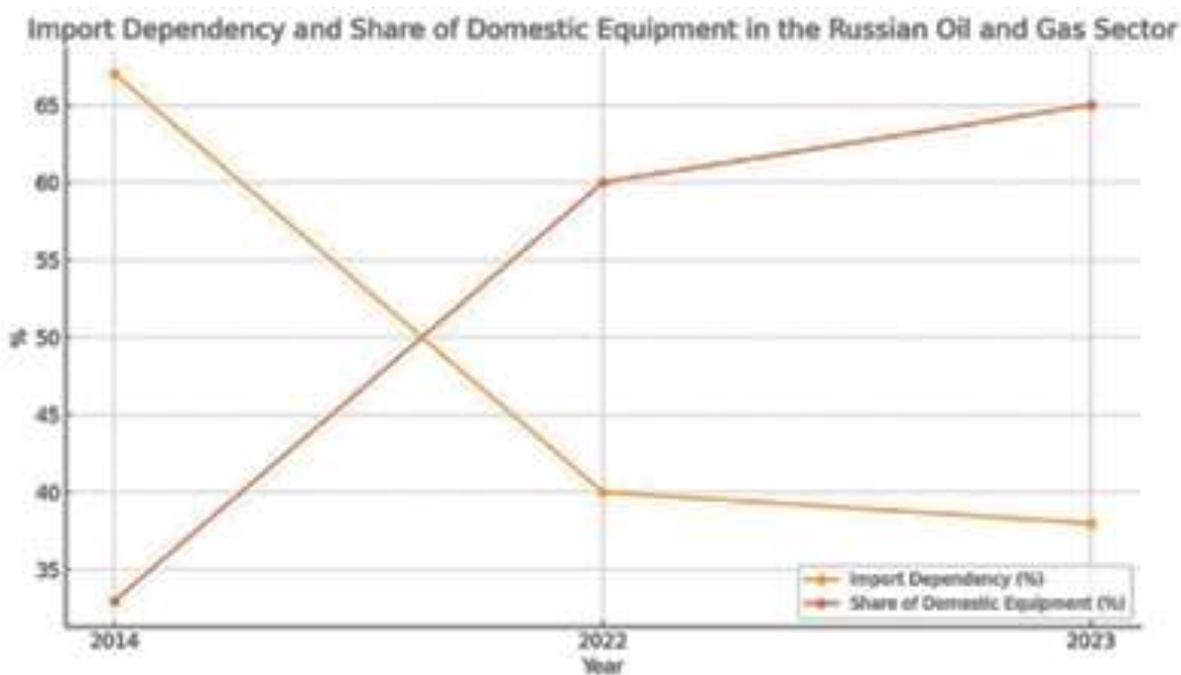


Figure 3 - Import dependency and share of domestic equipment in the Russian oil and gas sector (2021-2023)

Still there are still serious successes. Firstly, the industry has learned how to make pipes on its own. Previously, including in the Soviet times, they were bought. All gas pipelines to Europe at that time, including Urengoy-Pomary-Uzhgorod, were built with the use of German and Italian pipes. Now we make pipes of any nomenclature independently. Secondly, Russia does and develops everything related to onshore gas fields on its own. Even turbines for gas compressor stations. In recent years, the construction of high-power turbines has been completed. However, the question now is how much and how quickly we will be able to produce them, because the demand is quite high.

Companies in the Russian Federation can also do everything related to simple oil fields without foreign assistance. Of course, there is a certain shortage in drilling and oilfield services, but the issues are not critical. Drilling equipment is also available. Another question is that it may not be enough yet. For this reason, companies are increasingly buying it from China.

Oil refining in the Russian Federation has proved to be good. Many facilities have been modernized, although most of them were made using Western equipment. However, now we are producing more and more ourselves. For example, the country now completely provides itself with catalysts, which have not been produced in Russia at all so far.

But one cannot deny the difficulties in the industry. Firstly, we should mention oil tankers. They started making them, but in insufficient quantities. As a matter of fact, the Russian Federation specializes on the tankers of the Arctic class. Secondly, everything that concerns complex operations, the Russian oil and gas industry either does independently or in small volumes, or cannot do it at all. Recently at the forum in May 2024 in Tyumen a hydraulic fracturing fleet was presented.

As for the gas sector, the Russian Federation has big problems with the production of gas carriers. The country does not make them. And even the order placed by NOVATEK at the Zvezda shipyard (for 15 gas carriers), was executed in cooperation with a South Korean company. In 2022, the company left, and we have no single icebreaking LNG carrier completed. Because of this, the first stage of the Arctic LNG (Liquified Natural Gas) 2 project, launched in December 2022, has not shipped a single batch of LNG yet.

The development of offshore fields is also a problem. For example, Gazprom has so far failed to develop the Yuzhno-Kirinskoye field to produce industrial gas. It was supposed to be developed using autonomous mining drones, which are made by an American company. We are developing shallow-water shelves, like the LUKOIL project in the Caspian Sea but the deep-sea shelf and operations in severe conditions at sea is a serious problem for the industry in the Russian Federation that has yet to be solved.

In Russia, offshore projects are being implemented in the Pechora, Okhotsk, and Caspian Seas. These fields are being developed with a large number of foreign equipment, capital and companies. For example, Exxon Mobil, SODECO, ONGC, Rosneft initially participated in the Sakhalin-1 project, and Shell, Mitsui, Mitsubishi, Gazprom participated in the Sakhalin-2 project.

Due to the restrictions imposed on the participation of foreign companies in the energy sector of the Russian Federation, large international projects are under threat. In particular, a number of joint offshore projects of Rosneft and Exxon Mobil, such as the Tuapse field in the Black Sea and the Kara field in the Arctic, had to be curtailed due to the sanctions. Arctic and offshore projects have lost access to foreign drilling rigs, floating platforms capable of operating in the Arctic zone, to the pumping equipment, as well as the necessary software.

As the research has demonstrated:

- Despite sanctions and the withdrawal of Western companies, oil production in Russia remained at a high level, decreasing by only 1% in 2023.
- Oil exports to Europe decreased by 70%, but this was offset by an increase in supplies to Asia, in particular to China and India.
- In the gas sector, there is a decrease in production due to the decrease in exports and problems with technological equipment.
- Import substitution industrialization (ISI) is actively developing, but there is still a dependence on Western technologies in high-tech segments.

It should be also emphasized that the imposed sanctions, on the one hand, complicate the implementation of many oil and gas projects, but, on the other hand, they are becoming an important incentive for the development of domestic technologies in the field of exploration, production and processing of hydrocarbons.

References:

1. Federal Law "On Subsoil": dd 21.02.1992 No. 2395-1: (effective from 21.02.1992, with the exception of certain parts). - M.: TSENTRMAG, 2023.
2. Aganbegyan A. Will the Fuel and Energy Complex Remain the Driver of the Russian Economy? / Energy Policy. - 2022. - No. 2. Pp. 44-53.
3. <https://rosstat.gov.ru/>
4. Mokrova E.M. Anti-Russian US Economic Sanctions in the Oil Sector: Challenge or Incentive for Russian Foreign Policy / Vlast. - 2022. No. 2, Volume 30. - Pp. 77-83.

Finding possible routes of transferring gas in the transportation system to a processing plant by means of Q-learning

Grigorev L. Yu.

Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta, Ukhta, Russia

Introduction

Machine learning (ML) is a scientific field aimed at designing and training models of artificial intelligence (AI) working on mathematical algorithms that enable the AI to independently predict and perform tasks by means of training data sets or presupervised solutions. Currently, there are a lot of ML algorithms that should be classified into:

- supervised learning in which labeled data sets are used, including:
 - classification algorithms in which sets of outputs are finite and labeled by class identifiers (support vector machine, discriminant analysis, Naïve Bayes classifier, similarity metrics, decision trees, neural networks, etc.);
 - regression algorithms predicting continuous values that can be real numbers or vectors (linear and logistic regressions, decision trees, neural networks, ensemble learning, etc.);
- unsupervised learning in which data are clustered by similar features (K-means, hierarchical clustering, Gaussian mixture models, etc.);
- semi-supervised learning using combinations of labeled and unlabeled data sets (co-training, self-training, label propagation algorithm);
- reinforcement learning in which intelligent agents take actions in a dynamic environment designed previously (Q-learning, Monte Carlo, neural networks, etc.).

In view of a large number of algorithms functioning in different ways, the necessity of choosing the optimal algorithm to solve the problem arises, for example, to design routes of transferring gas in the transportation system (GTS), presented in the Figure 1, to the gas processing plant (GPP). A GTS is a complex system of gas pipelines connected to certain facilities, so we'd better train such a model by means of agent learning. In this method, an agent acts in a previously designed environment in which it gathers and analyzes data itself by means of trial and error. The obtained experience enables the agent to find points of maximum rewards by which it achieves the target. This approach is typical for Q-learning.

The service Yandex DataSphere entered in the register of Russian software [1] will be used to design an AI model.

Q-learning

Q-learning is a reinforcement learning algorithm in which an AI learns by means of rewards (reinforcements) for taken actions in particular states. Decisions previously specified enable the AI to find an optimal way (or ways) to achieve the necessary result by means of trial and error and, consequently, to learn to perform specific tasks.

Q-learning is based on the Bellman equation [2, 3]:

$$Q(s, a) = R(s, a) + \gamma \cdot \max(Q(s', a')), \quad (1)$$

where Q is the Q-value depending upon states and actions of the agent;

s is the current state of the agent;

a is the action taken by the agent in the state s ;

R is the reward gained after having taken the action a in the state s ;

γ is the learning rate (from 0 to 1);

s' is the new state of the agent;

a' is any action taken by the agent in the state s' .

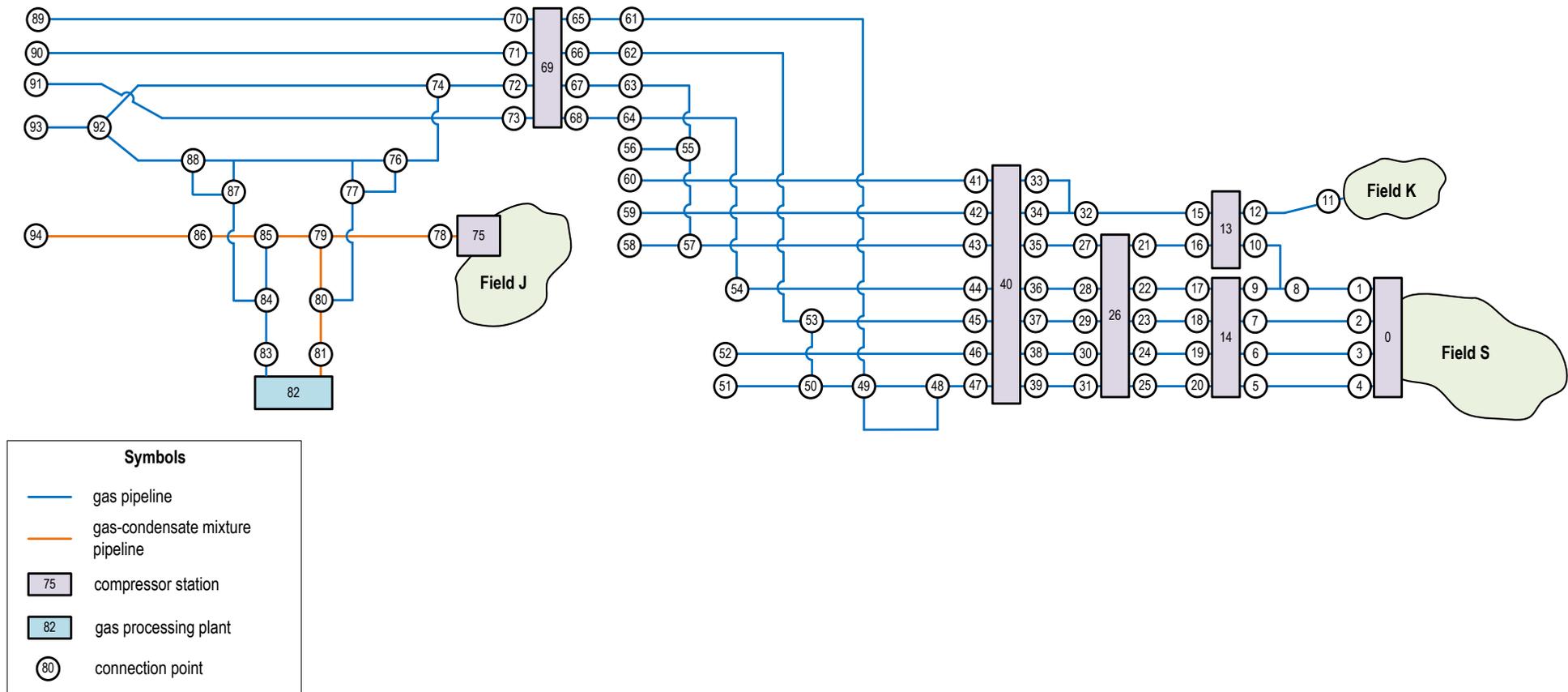


Figure 1 – Scheme used as an environment to design a Q-learned model

Q-value (reward) is calculated through placing any agent in the state s is which it is taking action a . If the system is complex and includes a number of states associated with the finite result, the agent is taking actions until it achieves the target state. Taking actions a' enables the agent to find rewards in new states s' and, consequently, best ways of achieving the target. The results of learning are put in the Q-table that is a matrix of the dependencies of rewards on states of the environment and actions of the agent in this environment (see Figure 2).

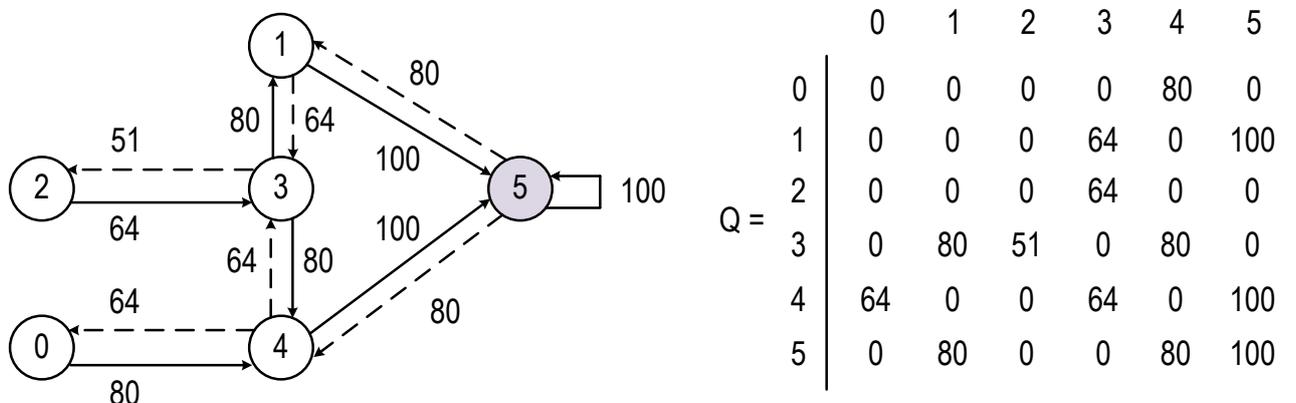


Figure 2 – Example of an environment and its Q-table

Design of an AI model on Q-learning

The scheme presented in the Figure 1 is the basis for designing a model on Q-learning. In this scheme, the gas of the field N has to be transported to the GPP in a complex GTS. The given scheme involves:

- compressor stations (CS) maintaining pressure of gas transported in pipelines;
- pipelines transporting contents to the distribution points;
- a GPP to which gas is delivered to be processed subsequently;
- points of connection of pipelines to facilities of the GTS.

The first stage of designing an AI model is creating an environment to train an agent. Here, the elements of the environment (GTS) are marked with individual numbers identifying the elements for training the agent.

Gas produced in the field N is supplied into the pipelines «1 – 9», «2 – 7», «3 – 6» and «4 – 5» by means of the CS-0. Then the gas is transported to the CS-14. In addition, the pipeline «1 – 9» has a branch «8 – 10» through which a portion of product is carried to the CS-13 that gets gas extracted in the field K from the pipeline «11 – 12».

Then gas is transported in the pipelines «17 – 22», «18 – 23», «19 – 24» and «20 – 25» from the CS-14 to the CS-26. The pipeline «16 – 21» carrying gas from the CS-13 is connected to the station 14 too.

Further gas is delivered to the CS-40 in the pipelines «27 – 35», «28 – 36», «29 – 37», «30 – 38» and «31 – 39». This station also gets gas supplied from the CS-13 in the pipeline «15 – 32» that turns into two branches «32 – 33» и «32 – 34». Further some gas is transported to the CS-69 in the pipelines «49 – 65», «45 – 66», «43 – 67» and «44 – 68», while another portion is carried to other regions in the pipelines «41 – 60», «42 – 59», «43 – 58», «46 – 52» и «47 – 51».

After the CS-69 gas is transported west in the pipelines «70 – 89», «71 – 90», «72 – 93» and «73 – 91». There is a branch («74 – 76») in the section «72 – 92» through which some gas is redirected to the line «79 – 81» that carries it to the GPP. In addition to gas of the field N, the plant processes gas-condensate mixture of the field J. This product is transported in the pipeline «78 – 94».

After we have designed the environment, we need to write a program code to train an agent. For coding, Python is going to be used because this language is able to work with ML by means of a set of specially adapted libraries. The start point in the environment from which the agent begins training is the pipeline «2 – 7». The target point which the agent has to achieve is the GPP identified by No. 82.

As a result of Q-training, the agent has defined 100 possible routes of transporting gas of the field N from the point No. 2 to the GPP (No. 82). The possible routes of gas transportation and their points are given in the table 1.

As we can see, gas can be transported in the section «CS-0 – CS-14» and «CS-69 - GPP» only through sets of points 0, 2, 7, 14 and 72, 74, 76, 77, 80, 81, 82. In the sections «CS-14 – CS-26». «CS-26 – CS-40» and «CS-40 – CS-69», there are a lot of ways of delivering gas due to a large number of points connected with each other, thus leading to an increase of a set of values in the Q-matrix. According to AI training, the size of the matrix (number of rows and columns) is equal to 95×95. Q-matrices are visualized as plots with colorbars (see Figure 3) depending upon learning rate.

As we can see, the Q-value increases when the learning rate grows. If we look at the Q-matrices made on a range of rates, we can notice that the areas of potential routes become more colorized with increasing rate. Better results have been obtained at a rate of 0.75. However, the rate equal more than 0.75 can provoke the accuracy of AI to be declined because the rewards at points located further from the GPP are evaluated by the AI model higher than the real values.

In addition to Q-matrices, the relationships between rewards and actions taken by the agent in the environment have been defined (see Figure 4). As we can see, the rewards increase when the number of iterations grows, especially in environments including a large number of elements.

Table 1 – Variants of routes of transporting gas to the GPP according to the AI model

No.	Section of GTS	Variants of routes
1	CS-0 – CS-14	1. 0, 2, 7, 14
2	CS-14 – CS-26	1. 17, 22, 26 2. 18, 23, 26 3. 19, 24, 26 4. 20, 25, 26
3	CS-26 – CS-40	1. 27, 35, 40 2. 28, 36, 40 3. 29, 37, 40 4. 30, 38, 40 5. 31, 39, 40
4	CS-40 – CS-69	1. 43, 57, 55, 63, 67, 69 2. 44, 54, 64, 68, 69 3. 45, 53, 62, 66, 69 4. 47, 48, 49, 61, 65, 69 5. 47, 47, 59, 50, 53, 62, 66, 69
5	CS-69 – GPP	1. 72, 74, 76, 77, 80, 81, 82
Total number of possible routes of transporting gas to GPP according to the Q-learned AI model		100

Conclusions

In conclusion, we can draw the following:

- 1) reinforcement learning could be used for designing AI models adapted to finding routes of transporting gas in GTS;
- 2) AI models designed on Q-learning are able to define routes of transporting gas in GTS when a detailed training set has been created;
- 3) the optimal learning rate of the designed AI model is 0.75;
- 4) increasing the number of actions enables the agent to be more trained in the environment;
- 5) Python can be applied to training AI models by means of agent learning owing to program libraries adapted to ML, as well as convenient visualization of learning results;
- 6) Russian service Yandex DataSphere enables users to design AI models by means of Q-learning

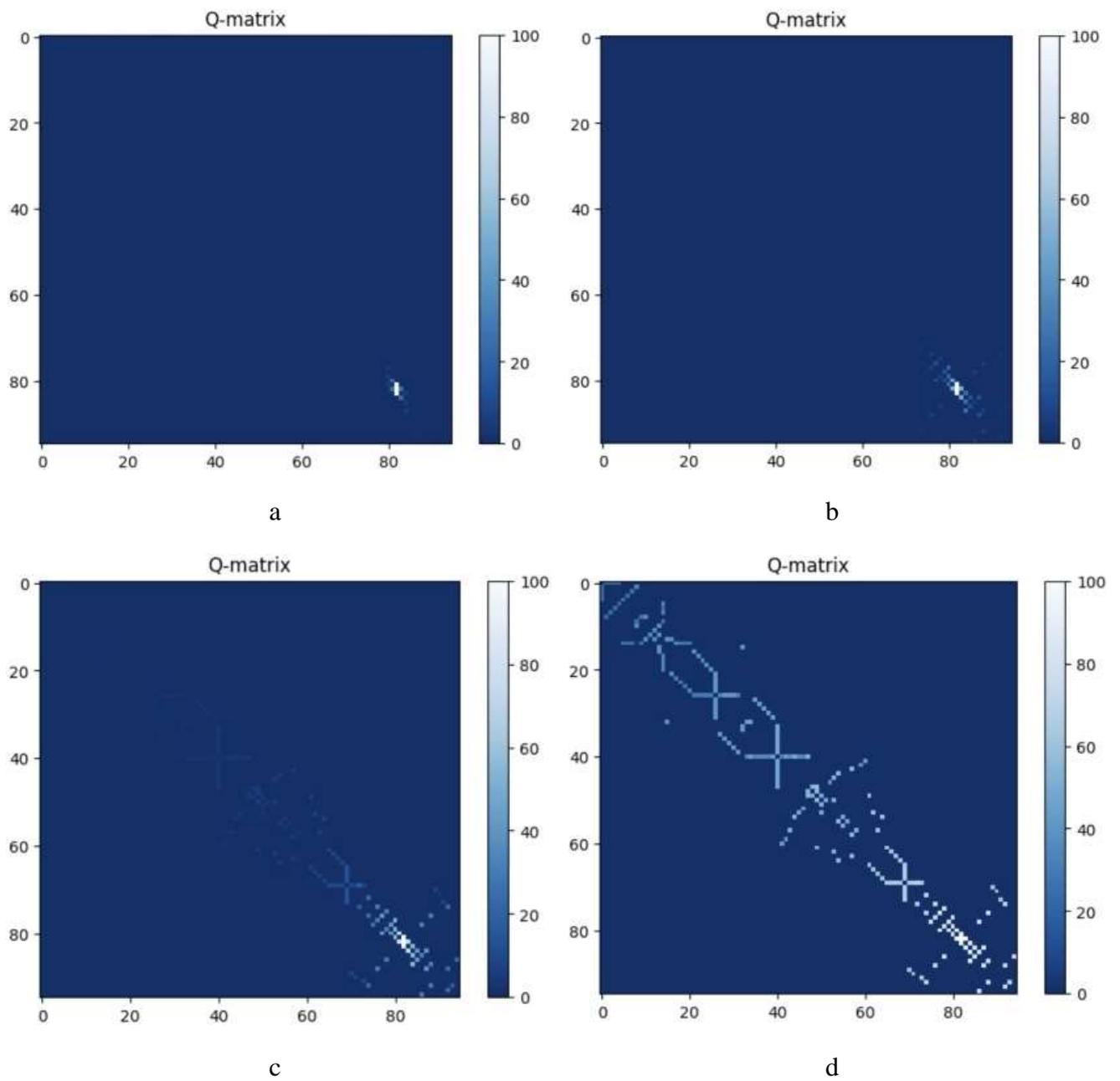
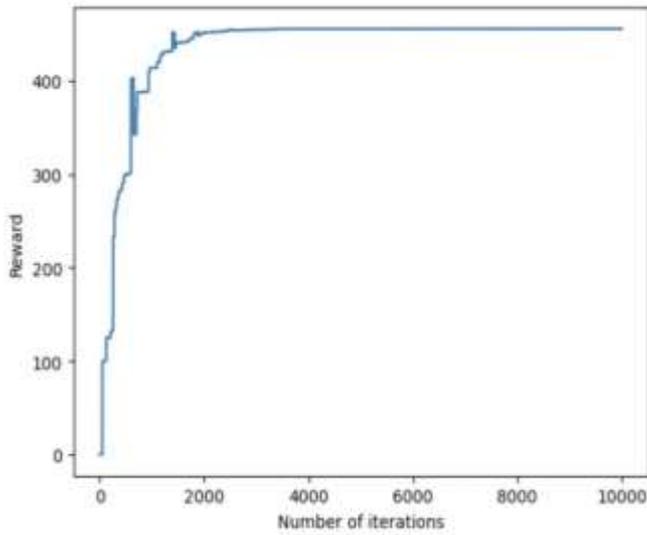
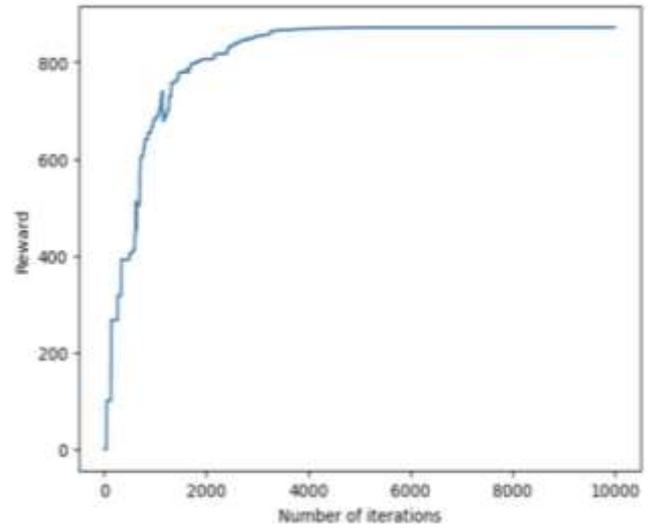


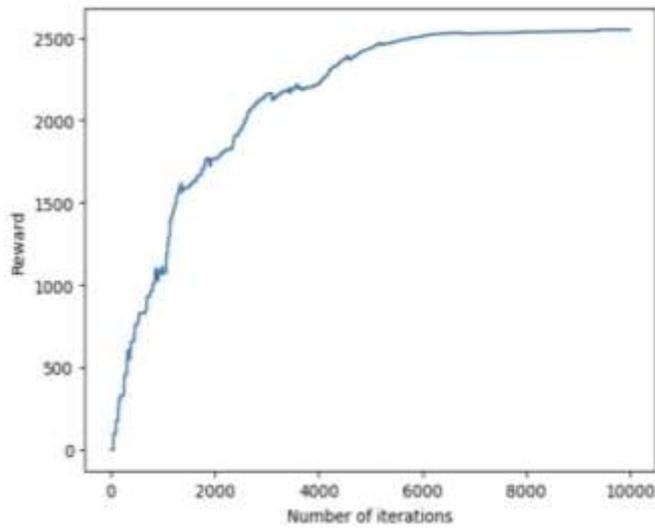
Figure 3 – Q-matrices of designed AI model depending upon learning rate
 a – learning rate equal to 0.25;
 b – learning rate equal to 0.50;
 c – learning rate equal to 0.75;
 d – learning rate equal to 0.95



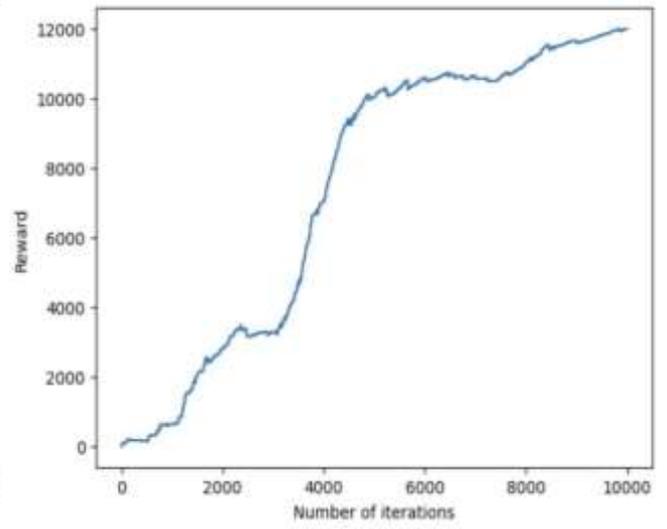
a



b



c



d

Figure 4 – Relationship between rewards and number of actions depending upon learning rate

- a – learning rate equal to 0.25;
- b – learning rate equal to 0.50;
- c – learning rate equal to 0.75;
- d – learning rate equal to 0.95

References:

1. Register of Russian software. «Yandex Cloud». Accessed September 30, 2024. <https://reestr.digital.gov.ru/reestr/310636/>.
2. Bellman R. E., Dreyfus S. E. (1962). Applied Dynamic Programming. United Kingdom: Princeton University Press. 363 p.
3. Watkins C, Dayan P. Q-Learning. 1992: Machine Learning, Vol. 8: URL: <https://doi.org/10.1007/BF00992698>. Accessed September 30, 2024.

**Ensuring the safety of oil production enterprises through staff training /
Обеспечение безопасности нефтедобывающих предприятий за счет обучения персонала**

Соходон Г. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Staff training is important from a workplace safety point of view. Working in industrial facilities can be dangerous, and improper handling of equipment or failure to follow safety procedures can result in serious injury or accidents. Training allows employees to become familiar with safety procedures and learn how to properly respond to emergency situations.

One of the main causes of accidents, as statistics show, is the lack of training of workers in labor safety.

The purpose of such training is to reduce industrial injuries and occupational morbidity, ensuring the growth of workers' competence in the field of labor protection within the framework of their professional and social responsibilities.

In accordance with Articles 21 and 22 of the Labor Code of the Russian Federation, every employer, regardless of the form of ownership of the organization, is obliged to provide its employees with safe working conditions, namely: provide training in safe methods and techniques for performing work, in cases established by law, issue protective equipment (individual or collective), conduct labor safety briefings.

The stable development of oil production explains the growing demand for highly qualified personnel capable of not only performing their duties efficiently, but also making the necessary, and in some cases, creative decisions in a timely manner. This is especially true when it comes to ensuring the safety of facilities and production processes.

Training programs are presented in a wide variety: full-time, part-time and distance learning. Training format: professional retraining (from 500 hours with the issuance of a diploma of professional retraining), advanced training (from 72 hours with the issuance of a certificate of advanced training), courses in preparation for certification at enterprises. In the oil industry, the most relevant training programs to improve industrial safety are technogenic risks and human factors, industrial safety and labor protection in the oil industry, technosphere safety and labor protection in the oil industry.

A number of enterprises such as LUKOIL, Transneft, etc. also regularly conduct trainings and seminars on labor protection within the enterprise to improve safety at work.

“Safe work practices” refer to established standards, procedures and rules that are intended to ensure safety and minimize risks in the work environment. These practices are developed taking into account the specifics of the industry and specific work processes.

These include the following aspects:

- 1) Procedures and instructions: clear and accessible instructions that define safe methods of performing work, using equipment and responding to emergency situations;
- 2) Use of personal protective equipment: use of appropriate personal protective equipment, such as safety helmets, glasses, ear protection, gloves, to prevent the risk of injury;
- 3) Education and training: regular training programs that help personnel learn safe work practices and how to respond appropriately to hazardous situations;
- 4) Communication and cooperation: maintaining effective communication between team members and departments to share information about safety and hazards;
- 5) Monitoring and risk assessment: regular assessments of work processes and risk monitoring in order to identify potential hazards and make adjustments;
- 6) Compliance with regulations and standards: compliance with all applicable legal requirements and standards governing safety in the industry;
- 7) Responsibility and leadership: the active role of management and each employee in maintaining a safe working environment and compliance with established standards.

Safe work practices play a key role in preventing accidents, ensuring work runs efficiently and creating an environment for safe and productive work [1].

These practices are established standards and procedures designed to minimize risks and prevent accidents in the work environment.

Basic principles of safe work practices include:

- Compliance with procedures: workers must strictly follow established safety procedures when performing each task. This includes equipment usage rules, evacuation procedures and other important aspects;

- Use of personal protective equipment: workers must correctly use the provided personal protective equipment, such as helmets, goggles, headphones and others, in accordance with the nature of the work performed;

- Education and training: regular training of personnel on safe work practices and emergency drills contribute to increased awareness and preparedness to act in emergency situations;

- communication and cooperation: interaction between team members and the exchange of information about possible hazards are key components of safe work practices.

The role of safe practices in accident prevention:

- 1) Risk minimization: compliance with safe practices helps to minimize the risks of emergencies and accidents in the workplace;

- 2) Prevention of human factors: strict discipline and adherence to practices reduce the likelihood of human errors, which are one of the main causes of accidents;

- 3) Systems approach: safe practices implement a systems approach to safety, including monitoring and continuous improvement of processes.

The emergency protection system at enterprises, as a rule, relies on ordinary employees who do not have professional skills and knowledge in this area. In the event of an accident, they will have to organize urgent actions on which the safety of all enterprise personnel depends. Therefore, it is important to provide high-quality training for workers in civil defense and emergency situations [2].

In any organization, mandatory training must be completed:

- Head of the organization;

- An employee authorized to solve problems in the field of Civil Defense and emergency situations.

The employer is obliged to train all employees in methods of protection and actions in emergencies, as well as civil defense. A new obligation for employers is to provide employees with training on how to act in emergencies once a year. And when hiring new workers - during the first month of their work, as stated in the "Regulations on the training of citizens, foreigners and stateless persons in the field of protection against natural and man-made emergencies", approved by the Decree of the Government of the Russian Federation dated September 18, 2020 No. 1485 [3]. An employee authorized for civil defense and emergencies who has undergone appropriate training at the training center can conduct the lesson. An approximate training program for civil defense and emergency situations for officials and specialists has been approved by the Russian Ministry of Emergency Situations.

Classes are organized by decision of the head of the organization, usually monthly throughout the year. They are held during working hours.

An organization can optimize its efforts in this area if it supports the individuals who play an important role at each of the key levels of the organization: department heads and senior management. If the people are chosen correctly, three roles they fill provide the organization with unprecedented opportunities [4].

Of these three aspects, leadership has proven to be the most effective in improving safety in an organization.

The most successful safety leaders prioritize helping others, problem solving, quality of work, and strive to never put others at risk. The personal qualities of a leader and his/her value priorities determine the choice of leadership style, as well as optimal solutions for creating a culture of organizational safety.

Leaders who use a transformational style understand the priority of safety issues in the organization without prompting from management. Their work methods ensure safety even if such a task has not been set by management. It is likely that this fact is related to the leader's personality type:

a transformational leader will be more likely to care about the well-being of his subordinates. The desire to protect their employees is determined by other (deeper) factors than the leadership of the organization itself. Another interesting fact associated with transformational leadership speaks to the absolutely preventive nature of the measures taken by leaders of this type to ensure safety. In other words, it is not only the leadership style that is important, but also the actions of the leader themselves: bosses who maintain good relationships with subordinates (transformational style), communicate with employees and after the conversation take measures to ensure safety (preventive measures), which leads to a decrease in the number of injuries received in the workplace.

According to Article 219 of the Labor Code of the Russian Federation and GOST 12.0.004-2015, labor protection training is the process of obtaining by employees, including heads of organizations, as well as by employers - individual entrepreneurs, knowledge, skills, and abilities that allow them to form and develop the necessary competencies for the purpose of ensuring labor safety, preservation of life and health. Employees, including heads of organizations, and individual entrepreneur employers are required to undergo occupational safety training and testing of knowledge of occupational safety requirements.

Occupational safety training involves acquiring knowledge, skills and abilities during: Instructions on labor protection; Internships at the workplace (for certain categories of workers); Training in providing first aid to victims; Training on the use (application) of personal protective equipment; Training on labor protection at the employer, including training in safe methods and techniques for performing work, or in organizations providing labor protection training services.

According to Article 76 of the Labor Code of the Russian Federation, the employer is obliged to remove from work (not allow to work) an employee who has not undergone training and testing of knowledge and skills in the field of labor protection in the established manner.

Failure to fulfill obligations to organize training and test knowledge may result in the application of administrative measures. According to Part 1 of Article 5.7 of the Code of Administrative Responsibility of the Russian Federation, violation of labor and labor protection legislation entails the imposition on officials, as well as individual entrepreneurs, of an administrative fine in the amount of 5 to 50 times the minimum wage or administrative suspension of activities for up to 90 days.

The company's culture is shaped by management, and they choose what example to set for the rest of the employees. If workers see that the manager comes to production without personal protective equipment, does not wear a seat belt while driving, or is careless about organizing working conditions, then they will do the same. The development of a safety culture is a large area that includes: the development of safety standards, risk analysis, employee assessment, organization of events and training programs for personnel. This is a long process that requires full involvement and constant work, and not occasionally.

In large industry companies, it is better to organize a special committee or structural unit that will be aimed only at developing a safety culture. Then occupational safety specialists will become mentors and carriers of safe behavior values for workers, and not just instructors and controllers.

In any company, the cultural model persists for years: it acquires its own values, beliefs and norms. This culture is organically manifested in the behavior of staff and quickly spreads to new employees. To improve safety culture, you need to change the internal environment in which the entire organization exists.

There are two main reasons that motivate management to evaluate the effectiveness of employee training:

- 1) The desire to analyze the scope of goals achieved as a result of completing training programs. Directions that do not ensure the achievement of the required level of productivity, do not encourage the employee to acquire the necessary skills and properly change the initial settings, are considered ineffective and are subject to revision or replacement with more productive ones;

- 2) the desire to obtain confirmation that the student's efficiency and productivity indicators have increased precisely because of completing the training and mastering the proposed material.

The main traditional methods of assessment are considered to be: testing, observation, survey, statistical analysis, interview, self-report, etc. Most of them are universal: they cover several of the

listed criteria at once. For example, observation is used to analyze changes in behavior patterns and overall satisfaction with the training. The same applies to questionnaires and interviews.

If you use a combination of several methods, you can identify the level of mastery of professional skills and knowledge. To determine it, they arrange a standard exam, prepare “test situations” or carry out an assessment directly in the process of production activities. Also, the most modern method of training in emergency situations is VR simulations, such as VR simulators for emergency response at a factory.

The simulation is a VR simulator for practicing emergency actions in virtual factories. Designed for existing and new plant employees. The network scenario involves the simultaneous interaction and training of three employees of different positions. With its help, employees practice behavior skills in emergencies in several locations, depending on their position. Reliable graphics and real scales allow you to dive deeper into the educational process, and the assessment and analytics system gives an idea of the level of theoretical and practical knowledge of students. The simulation helps train employees in emergency decision-making skills and allows field exercises to be conducted without stopping production. To make further progress in job safety, it is necessary to create a behavior-changing culture in which people are intrinsically motivated to use elements of existing management systems.

In terms of global safety developments, significant changes in safety in the past have been driven by technological advances and the introduction of standards systems. The introduction of international standards has made it possible to develop integrated quality management systems, industrial and environmental safety and labor protection in Russian oil companies, which has led to increased management efficiency, profitability, competitiveness, investment attractiveness, improved image and relationships with financial organizations and business partners abroad [5].

Summarizing what has been said, it is necessary to note the following key points about the importance of staff training in increasing the level of safety in the oil industry:

1) Effective safety training in the oil industry is not only an integral part of employee development, but also plays a key role in ensuring the safety and stability of production processes.

2) The primary importance of training is to reduce occupational injuries and morbidity. Each trained employee becomes a reliable link in the chain of preventing accidents and minimizing risks at work.

3) Training also contributes to the growth of workers' competence in the field of labor protection, fitting into their professional and social responsibilities. This not only improves production processes, but also creates a safety culture within the enterprise.

References:

1. Assessing the effectiveness of staff training [Electronic resource]. – Access mode : <https://www.startexam.ru/journal/likbez/otsenka-effektivnosti-obucheniya-personala-kriterii-i-metody/>, free. – Screen title. – (Accessed: 12.10.2024).
2. Civil defense and emergency protection training [Electronic resource]. – Access mode : <https://www.unitalm.ru/blog/obuchenie-po-grazhdanskoj-oborone-i-zashhite-ot-chrezvychajnyhsituacij>, free. – Screen title. – (Accessed: 11.10.2024).
3. New obligations of employers regarding civil defense [Electronic resource]. – Access mode : <https://e.kdelo.ru/856868/>, free. – Screen title. – (Accessed: 10.10.2024).
4. Leadership in Safety [Electronic resource]. – Access mode : <https://hsedays.ru/497-liderstvo-v-bezopasnosti.html>, free. – Screen title. – (Accessed: 12.10.2024).
5. World experience in organizing labor protection [Electronic resource]. – Access mode : <https://coko1.ru/articles/protection/mirovoj-opyt-v-organizacii-ohrany-truda/>, free. – Screen title. – (Accessed: 10.10.2024).

A study of the construction activities of a 26-inch diameter and 786 kilometres white oil pipeline in Pakistan under the supervision of China Petroleum Engineering and Construction Corporation

Khan K.¹, Borisova O. V.²

1 – Pakneftegaz, Islamabad, Pakistan

2 – Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Abstract. The study focuses on the API 5L line pipe laying construction activities with the involvement of local Pakistani labour and the supervision of China Petroleum Engineering and Construction Corporation. In addition, environmental impact of the project to reduce the greenhouse gases as a result of oil tankers transportation.

Key words: pipeline construction, pipeline crossings, set-on-weights, valve assemblies, pig launcher and receiver

The White Oil pipeline project is environmentally friendly. It abandoned the movement of 4,000 road oil tankers from Karachi to Mehmoodkot and back [1]. The project was inaugurated by the President of Pakistan, General Pervez Musharraf, on August 26, 2005 [2]. The author of the article worked on this project. China Petroleum Engineering and Construction Corporation was the Engineering, Procurement, Construction, Commissioning (EPC) contractor of the pipeline project.

The total length of the pipeline is 786 kilometres, and it stretches from Karachi to Mehmoodkot. The capacity of the pipeline is 8 million tons/annum, and it can be enhanced to 12 million tons/ annum to meet future requirements [3]. The telescopic pipeline size is 26 inches in diameter. The pipe material is API 5L Grade X65. The pipeline project consists of a number of road crossings, railway crossings, overhead crossings, and one river Indus crossing.

The placement of the pipeline was challenging because of the topographic features and obstructions in the pipeline route. The obstructions include power transmission lines, private property, etc. Figures 1 and 2 show the obstructions in the pipeline route.

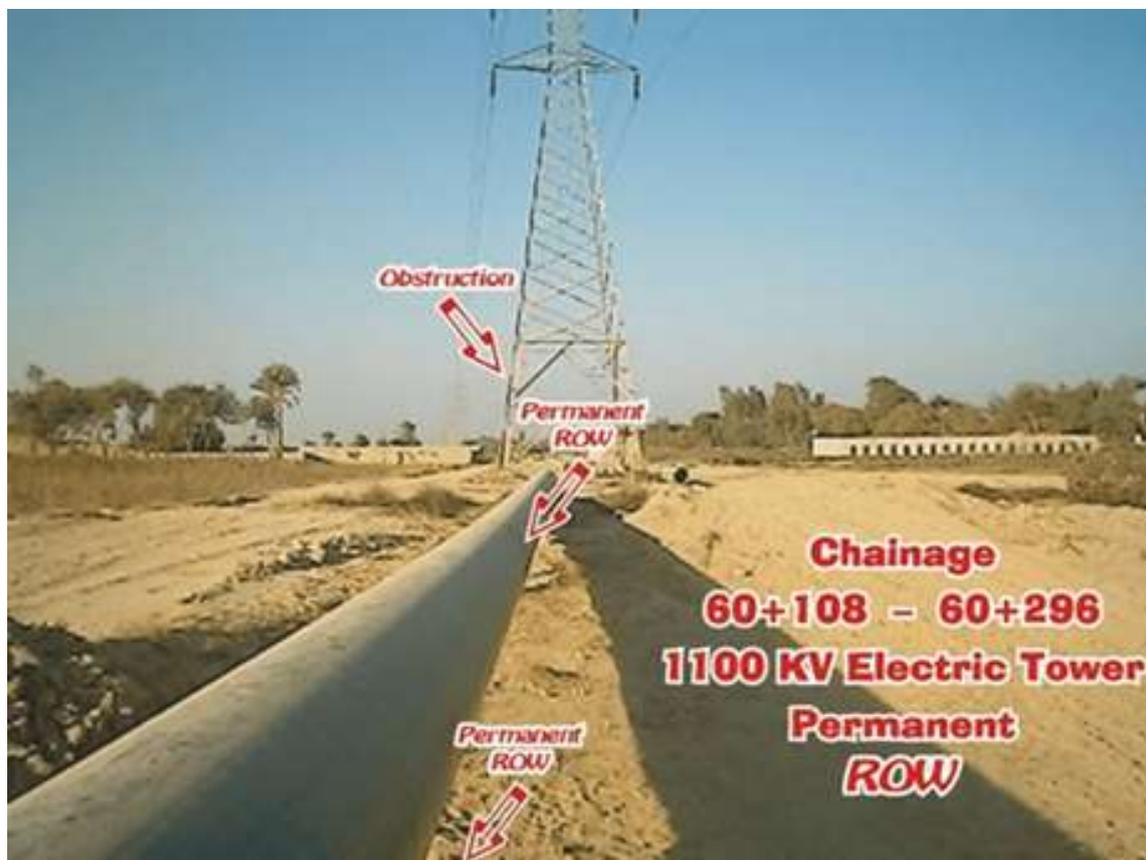


Figure 1 - Power Transmission line as an obstruction

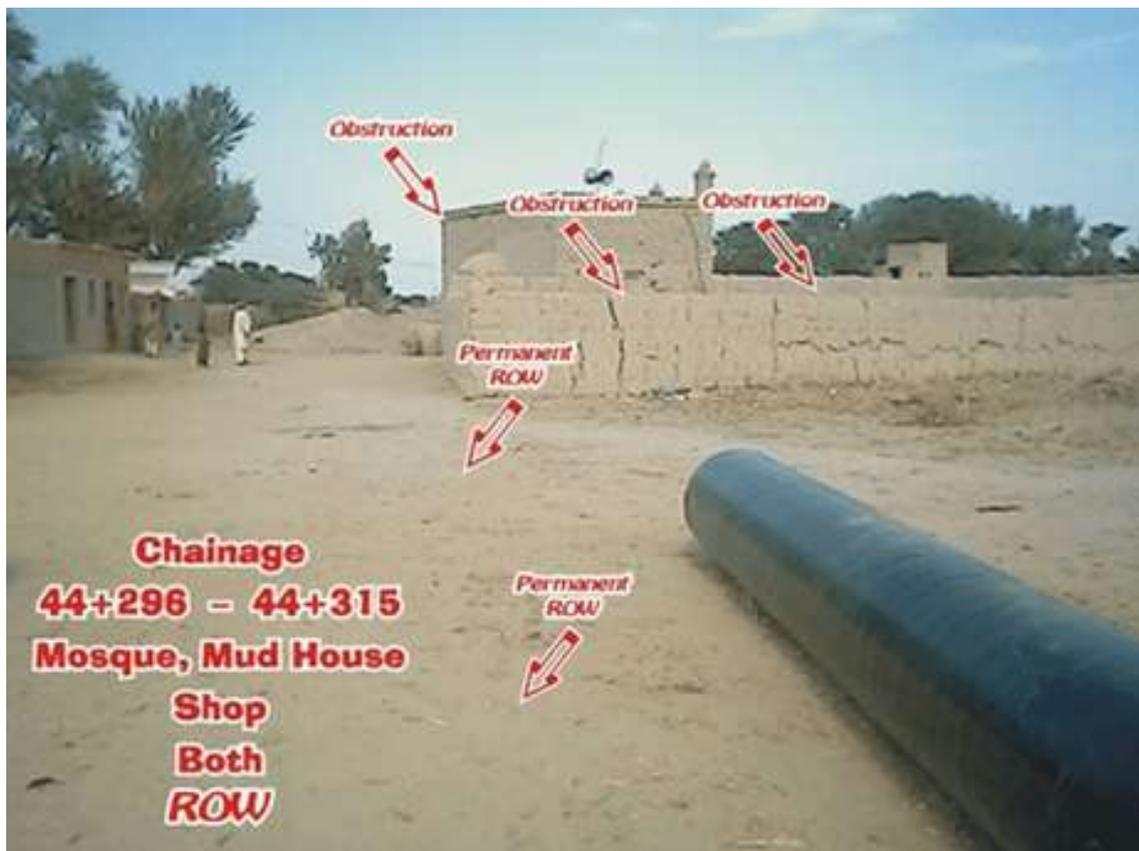


Figure 2 - Private house as an obstruction

In order to start the pipeline construction activities, clearance of obstructions in the pipeline route is necessary. 786 kilometres long pipeline is divided into four sections for construction purposes and complete the project in 23 months. The mentioned below following pipeline construction activities were executed.

Pipeline Construction Activity No.1: Surveying and staking

The survey team surveyed the land and staked the right-of-way.

Pipeline Construction Activity No.2: Clearing the right-of-way (ROW)

The clearing team was responsible for removing vegetation, trees, and debris from the pipeline right-of-way (ROW). The right-of-way clearing was started after removing the obstructions in the pipeline route. Figure 3 and Figure 4 show the clearing of the right-of-way (ROW) on the white oil pipeline project.

Pipeline Construction Activity No.3: Restaking pipeline trench centerline

The survey team staked the center line of the pipeline trench. The total station is used for high precision in measurements.

Pipeline Construction Activity No.4: Pipeline trenching

The pipeline trench is dug after clearing the right-of-way from vegetation.

White oil pipeline route consist of rocky areas, sandy area, wet area etc. A controlled blasting technique is applied for the pipeline construction in the rocky area. Excavators were used in sandy pipe trenches as mentioned in figure 5.

A pipeline trench in rocky soil area is mentioned in Figure 6.

In case of heavy rainfall or monsoon, the pipeline trench is filled with water. Figure 7 and Figure 8 show the trench filled with rainwater. The pipeline is installed in empty trenches. That's why, it is necessary to dewater the rainwater or storm water from the pipeline trench. Dewatering is the process of removing surface water from a pipeline trench and moving it to another place. Dewatering pumps were used on the pipeline construction site.

Soft soil pipe trench is shown in Figure 9 and Figure 10. A pipe trenching machine is used to dig the trench.



Figure 3 - Grader is clearing the right-of-way (ROW)



Figure 4 - Cleared right-of-way (ROW)



Figure 5 - Pipeline trench in sandy area



Figure 6 - Pipeline trench in rocky soil area



Figure 7 - Pipe trench filled with water



Figure 8 - Water-filled pipe trench



Figure 9 - Pipe trenching machine



Figure 10 - Pipe trench in soft soil

Pipeline Construction Activity No.5: Stringing pipe

This activity involves laying out the 26-inch diameter pipe segments along the right-of-way. The pipe was transported from the pipe mill to the right-of-way.



Figure 11 - Pipe transportation from mill



Figure 12 - Stringing of 26-inch diameter pipe

The above Figure 11 shows the pipe transportation, and Figure 12 shows pipe stringing.

Pipeline Construction Activity No.6: Field bending of pipe

Pipes were bent as per changes in the pipeline route and topographic requirements. A bending machine used hydraulic pressure to make controlled bends in the pipe.

Pipeline Construction Activity No.7: Line-up, initial weld, and final weld

The pipe team and welding team weld the various sections of 26-inch diameter pipe into one continuous length. Pipe joint welding is completed in four welding passes. (i) root pass (ii) hot pass (iii) filler pass (iv) cap pass. Figure 13 and Figure 14 show the welding preparation and downhill welding in 5G position.

Two sections of the 26-inch diameter line pipe are shown in figure 15. To stop the entry of animals/ birds, the line pipe section ends were closed in Figure 15. Pipelines should be not filled with debris or animals during hydrostatic testing activity. That's why the pipeline section ends are temporarily closed. One continuous length of the line pipe is shown in Figure 16.



Figure 13 - Preparation for welding



Figure 14 - Shielded metal arc welding of line pipe



Figure 15 - Two sections of the line pipe



Figure 16 - Continuous welded section of line pipe

Pipeline Construction Activity No.8: Radiographic inspection and weld repair

Pipeline weld joints were inspected by applying the radiographic method. Weld's joints were repaired as per API 1104. Radiography is the non-destructive testing method and is used to verify the weld integrity.

Pipeline Construction Activity No.9: Coating of field weld joint

Line pipe is coated with three-layer polyethylene coating but it both ends are always uncoated for joint welding. Heat shrink sleeves were applied on the uncoated field weld joint of the three-layer polyethylene-coated line pipe. Heat shrink sleeves in Figure 17 and Figure 18 were applied after the radiographic inspection. Prior to lowering the trench pipe coating is inspected.



Figure 17 - Flame of burned natural gas on sleeves



Figure 18 - Heat Shrink Sleeve on joint

Pipeline Construction Activity No.10: Lowering 26-inch diameter line pipe into trench

Side boom operators lift the 26-inch diameter pipe and lower the welded sections into the trench. Figure 19 shows the welded section lowering in the white oil pipeline project.



Figure 19 - Welded section lowering at the construction site

Pipeline Construction Activity No.11: Use of set-on-weights in wetlands

Figure 20 and Figure 21 show the reinforced concrete pipeline set-on-weights in wetlands of the 26-inch diameter pipeline. Set-on-weights on the pipeline were installed to reduce buoyancy exerted on them from groundwater.



Figure 20 - Set-on-weights



Figure 21 - Set-on-weights in wetland

Pipeline Construction Activity No.12: Backfilling of a 26-inch diameter pipeline

During backfill activity pipeline and its coating were protected from sharp rocks in rocky areas. Right-of-way was graded.

Pipeline Construction Activity No.13: Hydrostatic testing

Hydrostatic testing was carried out to check the pipeline strength and welding joint strength. 26-inch diameter pipeline was divided into many sections for hydro testing purpose. The reason is the elevation differences of the ground profiles of the pipeline route. Figure 22 and Figure 23 are related to the hydrostatic testing in the white oil pipeline project.



Figure 22 - Hydrostatic testing site



Figure 23 - Water tanks for hydrostatic testing

Pipeline Construction Activity No.14: Pipeline site restoration

It is the final pipeline construction activity. The pipeline right-of-way was restored.

Proposal to the oil and gas companies of Russian Federation:

Pakistan requires an oil and gas pipeline network in difficult areas of Gilgit-Baltistan, Khyber Pakhtunkhwa, Balochistan, and Pakistan-administered Kashmir. The terrain features of these areas are challenging for pipeline laying. Russian oil and gas companies can follow the business model of Build-Own-Operate (BOO) to execute and operate these pipeline projects in Pakistan. Pakistan-based company Pakneftegaz can provide miscellaneous services to its potential Russian pipeline laying companies in Pakistan.

References:

1. Pak-Arab pipeline company limited [Electronic resource] . – <https://papco.com.pk/white-oil-pipeline-system/rationale-for-wop/> (retrieval date of webpage: 17.10.2024)
2. Pak-Arab pipeline company limited [Electronic resource] . – <https://papco.com.pk/white-oil-pipeline-system/wop-inauguration/> (retrieval date of webpage: 20.10.2024)
3. Pak-Arab pipeline company limited [Electronic resource] . – <https://papco.com.pk/white-oil-pipeline-system/salient-features/> (retrieval date of webpage: 20.10.2024)
4. API Standard 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities [Electronic resource] . - <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/api.1104.1999.pdf> (retrieval date of webpage: 02.11.2024)

Tourism in the oil-mining region: creation of a new identity of the Komi Republic

Rychkova D. K., Lozhkina T. V.

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The Komi Republic has significant potential for the development of tourism owing to its unique natural, climatic, cultural, historical, and ethnographic resources. These resources can be used to create competitive tourism products and develop a tourism industry that meets modern standards.

However, in January 2024, at the working meeting of the State Council of the Komi Republic on the development of inbound and domestic tourism, participants identified key challenges in this sector. According to data from the Federal State Statistics Service (Fig. 1) for the period from 2022 until the present, tourist arrivals in 2022 were 367 869 between January and September, while in 2023 there was a decline of 59% compared to the previous year.

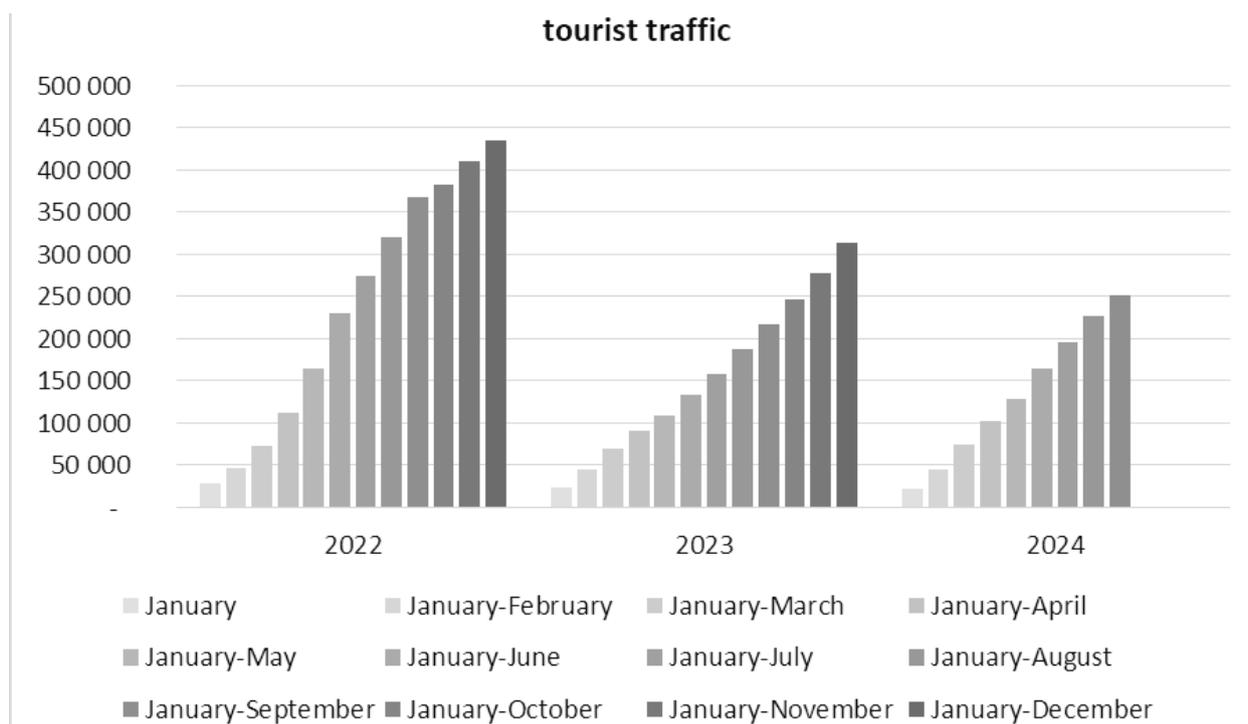


Figure 1 - Tourist arrivals from 2022 to 2024

The number of tourists who visited the Republic of Komi from January to December 2023 was 121 007, which was 28% lower than in 2022.

The lack of a well-defined territorial brand and insufficient tourism market research contribute to decreased tourist traffic in the Republic of Komi. Therefore, it is significant to create a new identity for the Komi Republic, as the recognition of a regional tourism brand is a key factor in determining a vacation destination and a territory for entrepreneurial investment.

The brand should encompass cultural traditions, economic and political activities, and interactions with both internal and external stakeholders, synthesizing regional development strategies with the values it promotes.

Creating a new Komi brand identity involves developing and promoting a more appealing, and comprehensive image of the region to tourists.

The Ministry of Economic Development of the Komi Republic has identified the target market for the tourism industry in the region. This includes hikers, museum enthusiasts, fishermen, and hunters. Promoting the region as an ecologically friendly destination appears to be a promising strategy.

In recent years, ecotourism has been growing rapidly, particularly among tourists from large cities, due to its emphasis on sustainable development. It is therefore essential to enhance the environmental attractions and infrastructure for ecotourism activities. Digitalization, particularly in recreational fishing, could facilitate this process.

There are more than 240 specially protected natural areas in the country, covering an area exceeding 13 percent of its total landmass. Ecological trails within these territories will enable more tourists to experience the richness of northern nature while minimizing their impact on recreational areas due to human activity.

The survey was conducted among residents across the country regarding their associations with the Komi region in order to better understand how they perceive the Komi Republic. It can be noted that 97 percent of respondents were able to associate the republic with common concepts such as nature, culture, oil, and climate. However, there were difficulties with more specific associations. Many respondents perceived the region in a generic way, often focusing only on its territorial location, for example, naming the capital city or describing it as being in the north.

What do residents of Russia associate the Komi Republic with?

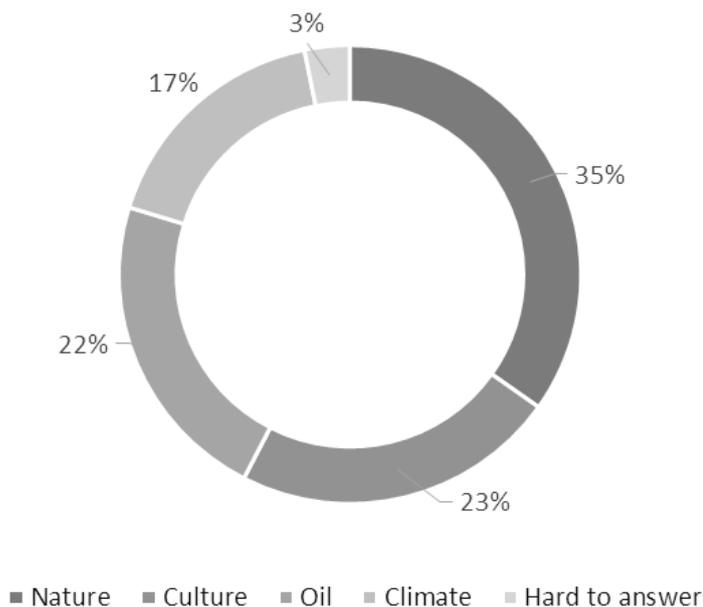


Figure 2 - The findings of the survey

Nevertheless, for most people, Komi is associated with nature and culture (Fig. 2). The main attractions of the republic for tourists include:

- the Yugyd Va National Park; the Narodnaya and Manaraga mountains, beautiful peaks of the Urals;
- the Manpupuner rock formations, one of Russia’s seven wonders, located within the Pechora-Ilych Nature Reserve;
- the Paraskiny Lakes, a federal natural reserve known for its pristine beauty;
- the Yb village, where the Finno-Ugric Ethnocultural Park is located — an exceptional place for a retreat from civilization and an introduction to the culture and lifestyle of Finno-Ugric peoples, including the Komi;
- the world’s first moose farm, established for moose domestication, and other sights.

In addition, it is essential to promote existing and newly established cultural, event, and gastronomic brands. These include the «Ust-Tsilma’s Gorka» ritual festival, «Lud», a large and interesting festival that has become a brand for the Izhma district, «the Shanga Fest» food festival, venison «Vorkutinskaya» (the first officially registered meat brand in Russia), «Iska Cheri» (pechora salted fish), «Komi - the home of skiing», etc. In order to create a clear and sustainable image of tourism in the Komi Republic, it is also important to integrate local sub-brands that support the overall brand: “Ukhta - the Pearl of the North” and “Syktyvkar - the Capital of the Forest”, etc.

Referring back to the survey, 22 percent of respondents associate Komi with oil extraction.

The extraction of oil presents a double-edged sword concerning tourism. On one hand, the stable growth of this sector is linked to environmental issues, which may repel tourists. On the other hand, a promising new direction for businesses in the region is industrial tourism, which involves tourists

visiting industrial sites to learn about the history and production processes, as well as for cultural and educational development. Today, it is already possible to take an excursion to the oldest enterprise in the region, the Komi Republican Printing House, or take a bus tour: «Ukhta Industrial» to explore the history and present the state of Ukhta's industrial capabilities, as well as to visit significant sites of industrial development and operational production facilities in Ukhta and the surrounding areas.

In addition, the role of oil and gas companies in the development of tourism in the republic has been underestimated. Large companies based in the Komi Republic, such as «Lukoil-Perm», «Gazprom Transgaz Ukhta», «Luzales», and «Vorkutaugol», as well as «SLPK», have a significant impact on the socio-economic situation in the region and specific territories.

An example of successful collaboration between government authorities and these large businesses can be seen in the case of «Gazprom Transgaz Ukhta». This company has contributed to the reconstruction of the Children's Park and Gas Workers' Embankment in Ukhta as well as the creation of the Paraskiny Lakes nature reserve.

Referring back to the survey once again, 17 percent of respondents noted the climate in Komi, as the region is known for its harsh winters, but at that time attractive northern landscapes.

Meanwhile, 3 percent of the surveyed residents of Russia had a difficulty perceiving the region, which may be related to the lack of information about the republic.

Komi's identity is not the only challenge facing the tourism industry. Other issues include a limited number of tourist centers, road conditions, hotel quality, service levels, insufficient industry funding, lack of advertising for tourist products in the republic, etc. As an example, one of the more popular accommodation options among tourists, glamping, has only recently started to develop in the Republic. Additionally, airports are not equipped to handle large volumes of tourists. The food quality in the region could also be improved. The transport and road infrastructure in the Komi Republic remains underdeveloped.

In 2024, comparing to the data from January to September, the tourist traffic existed at 251 547, which is 16 percent more than corresponding in the last year. This may be due to the fact that, this year, Komi has received 30 million rubles for the first time from the federal budget as a single subsidy within the framework of the national project "Tourism and Hospitality Industry". By the end of 2024, it is planned to construct ten glamping facilities in order to promote the tourism industry.

To conclude, it is important to emphasize that developing tourism in the Republic of Komi, based on its unique natural and cultural resources, as well as interactions with the oil and gas industry, can contribute to an increase in interest in the region, a positive image of the region, and economic development. The Komi region has excellent advantages, but its tourism potential has not been fully realized.

References:

1. О развитии туризма в республике Коми. — Текст : электронный // Территории РФ : [сайт]. — URL: <http://tppkomi.ru/upload/iblock/c2c/c2cfb20690c92ee9a9ad084c25fe9cff.pdf> (accessed 09.10.2024).
2. Оценка туристского потока. — Текст : электронный // Федеральная служба государственной статистики : [сайт]. — URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/turpotok_09-2024.xlsx (accessed 12.10.2024).
3. Отдых в Коми. — Текст : электронный // Эко республика Коми : [сайт]. — URL: <https://tourism.rkomi.ru> (accessed 16.10.2024).
4. План по развитию промышленного туризма в регионе. — Текст : электронный // Информационное агентство Комиинформ : [сайт]. — URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/turpotok_09-2024.xlsx (accessed 16.10.2024).
5. Эффективно использовать каждый рубль. — Текст : электронный // Республика : [сайт]. — URL: <http://respublika11.ru/2024/10/13/effektivno-ispolzovat-kazhdyiy-rubl/> (accessed 16.10.2024).
5. Digitalization of recreational fishing will promote ecotourism. — Текст : электронный // Federation Council of the Federal Assembly of the Russian Federation : [сайт]. — URL: <http://council.gov.ru/events/news/150753/> (accessed 10.10.2024).

The Kyrgyz mining industry and problems in the development of deposits

Harchenko E. V., Lozhkina T. V.

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The Kyrgyz Republic is a sovereign, unitary, democratic republic built on the principles of a legal, Soviet state. Bishkek is the political, economic and administrative center of Kyrgyzstan, as well as a place of historical and cultural significance. The city is home to many government agencies, diplomatic missions and representative offices of international organizations. Bishkek was founded in 1878 and has been the capital since 1926. There are many parks and cafes, as well as museums and shopping centers.

Kyrgyzstan is a country in Central Asia, rich in incredible natural scenic spots. More than two-thirds of the territory is occupied by the Tien Shan Mountains, deep transparent lakes, raging rivers and canyons, which is reflected in the diversity of climate, unspoiled scenery, eye-catching landscapes, flora and fauna. The country has retained its original charm. There are not overpopulated megacities and crowds of tourists. Kyrgyzstan, unfortunately, has no access to seas and oceans, but still, an ideal beach holiday is possible here thanks to the shores of the warm and clear lake Issyk-Kul. Thousands of tourists come here to enjoy the unique vibe of Issyk-Kul and to experience the comfort and luxury of beach resort hotels and health resorts every year.

Kyrgyzstan is so multifaceted that it will be difficult to cover everything that this country is rich in. Nevertheless, regardless of whether you spend your time in Kyrgyzstan in the urban jungle or go to natural locations, you can count on a warm welcome from the locals everywhere. In Kyrgyzstan, you will be acquainted with the unique culture of the local people, appreciate the brightness of the colors of national costumes and the liveliness of the motives of local songs, try hearty and amazingly delicious dishes of national cuisine.

In addition to the fabulous, fascinating and alluring natural beauty, the Central Asian country has prospects for the development of the mining industry due to large reserves of minerals. Almost the entire Mendeleev's periodic table is presented here.

The mining industry in Kyrgyzstan is the most strategically important and leading industry for the development of the country's economy. Particular importance should be given to the gold mining industry as the leading one, since it brings in large profits with small investments. This is due to the following factors:

- There is an international market, and the industry can quickly earn foreign currency.
- The development of the mining sector drives the other sectors of the national economy: transportation, energy, ferrous metallurgy, production of electrical cables, etc.
- The development of mines makes a great contribution to employment and the development of infrastructure in the areas of their location.

The Kyrgyz Republic has significant deposits of minerals. Useful minerals make up 11.2 percent of the total production volume of the Kyrgyz Republic. Some useful minerals in Kyrgyzstan were mined during the Soviet era and continue to be mined today. Some deposits have been deactivated and preserved. The top places in the list of useful minerals mined in Kyrgyzstan are gold, mercury, antimony, rare earth metals, coal, tungsten, tin, as well as non-metallic raw materials and groundwater. There are large deposits of rare non-metallic materials such as porcelain stone, wollastonite, and basalt.

First of all Kyrgyzstan is known for its rich gold deposits, which attract investors from all over the world. Today, about 2,500 primary gold occurrences have been found in Kyrgyzstan. The total gold reserves in Kyrgyzstan are more than 500 tonnes. According to some reports, in the next 2-3 years, about 5-7 deposits will be taken into production as well. According to the State Register of reserves of the country, the largest Kumtor deposit is planning to mine 12.5 tons in 2024. It is less than it was produced in 2023 (13.500 tons). In general, revenues from this deposit make up one-third of the

country's budget. The other most promising deposits are the Makmal deposit (7.6 tons of gold), the Jerui deposit (80.9 tons of gold) and the Taldybulak Levoberejnyi deposit (77.7 tons of gold).

According to the conditions of formation and morphology of ore bodies, deposits are divided into several types: stockwork, skarn, gold-copper-porphyry, mineralized zones.

Apart from gold, silver has been explored in Kyrgyzstan. The only silver deposit is Kumyshtag, the preliminary estimated reserves and forecasted resources of silver amount to 2 thousand tons. Explored silver reserves are accounted in silver-gold ore-formation type deposits for 3 hundred tons.

Antimony potential of Kyrgyzstan is concentrated in seven deposits, which comprises 264 thousand tons. It holds 13 percent of the world's antimony reserves. Two types of deposits conformable and intersecting and mineralized zones in various rocks represent antimony mineralization at the Abshyr deposit, Terek deposit, Kassan deposit, Nurlau and Chaarat deposits. However, in recent years, antimony mining has not been carried out in significant amounts.

Despite the fact that mercury mining is being reduced throughout the world due its toxicity, mercury mine Khaidarkan in Kyrgyzstan continuous to trade mercury abroad. There are two large mercury deposits in the Republic the Chonkoy deposit and Khaidarkan deposit with mercury reserves of over 20 thousand tons. According to mineralization, there are five types of deposits such as listvenite, jasperoid, carbonate, quartz-dickite, quartz-ankerite. The raw material potential of mercury accounts for 75 thousand tons, including at the deposits in operation. The Khaidarkan mercury plant has been operating on the basis of the Khaidarkan antimony-mercury deposit for more than 70 years.

Kyrgyzstan is also rich in iron and uranium. According to Central Asian geoportal, the iron deposit "Zhetim Too" is still under the exploration and considers being one of the largest iron ore deposits in the world. "Zhetim Too" reserves are estimated from 3 to 10 billion tons.

There are two more iron deposits that could be put into operation Gawa and Nadir. The skarn-magnetite deposit Gawa contains 2.6 million tons of ore with an iron content of 38 percent. The siliceous-magnetite-hematite mineralization of the Nadir deposit contains ore reserves of 18 million tons with average iron content of 41 percent.

Kyrgyzstan possesses some uranium deposits. However, several mines (Kajisai, Mailisai, Kavak and Tuiamuiun) which carried out uranium mining in the mid-60s are closed at present. The prospects for the development of the uranium industry are associated with the development of explored ore deposits in the Sarydzhaz river basin and uranium-thorionite placers. The reserves and resources of the Sarydzhaz deposit amount to 9.5 thousand tons with an average uranium content of 0.022 percent. Uranium-thorionite placers amount to 12.8 thousand tons of uranium with a content of 0.032 percent.

Kyrgyzstan's geologists have approved that majority of rare-earth mineralization and tin mineralization in Kyrgyzstan remains yet to be explored. Rare earth mineralization has industrial significance only at the Kutessay deposit, which was exploited in 1958-1992. The deposit is currently mothballed. Residual balance reserves of rare earths amount to 51.5 thousand tons with their content in the ore being 0.22-0.27% percent.

Tin mineralization is concentrated mainly in vein-type deposits. There are two large ones with the amount of more than 50 thousand tons. Tin reserves and resources are estimated at 318.8 thousand tons, including those prepared for exploitation 214.7 thousand tons, explored reserves 9.5 thousand tons and forecasted 94.6 thousand tons.

Coal and by-products of coal processing are plentiful in Kyrgyzstan. Kyrgyzstan has limited oil and gas resources, and coal is the main fuel. The coal industry is an integral part of the industry of Kyrgyzstan, including a complex of organizational, technical and technological processes related to the search, exploration, storage, processing, transportation and sale of coal and products obtained by processing of coal.

In the modern fuel and energy balance of Kyrgyzstan, fossil coal plays a leading role, accounting for more than half of the energy resources. The bulk of resources and reserves of fossil coal are concentrated in the south of the republic. While the total reserves of fossil coal are distributed among development groups as follows operating enterprises in the South Fergana, Uzgen, North-Fergana and Kavak comprise 12 percent, reserve areas (Alai, Alabuka-Chatyrkul, South Issyk-Kul) are 5 percent, the remaining reserves (83 percent) are in promising areas. However, the majority of deposits are difficult to exploit.

Kyrgyzstan does not have significant gas and oil reserves. Still, it has enough to provide itself with the opportunity to develop energy production and stimulate economic growth. According to the register of mineral resources, there are ten gas and oil fields in the Fergana part and in Kadamjay region of the Republic. Chaur-Yarkutan field is not exploited and noted as “practically exhausted”. Recoverable oil reserves of Kyrgyzstan are estimated at 14 million tons, while gas reserves are estimated at 6 billion cubic metres.

It is evident that the main source of the country’s revenue comes from mining industry. Most products of Kyrgyzstan’s mining industry have been exported abroad to international markets. The benefits received from the export go to the budget to finance the government spending.

These are some important mining enterprises of Kyrgyzstan. At present gold is produced by Kumtor Gold Company, the joint stock company Kyrgyzaltyn and the Makmal Gold Extracting Plant. Kyrgyzneftegaz produces oil and gas fields. To provide the country with coal, the Kyrgyz state enterprise Kyrgyzkomur is engaged in the extraction of coal.

It is a well-known fact that the government of the republic does not have sufficient finances and necessary equipment to develop the sites on its own. It needs domestic and foreign investors to help to develop Kyrgyzstan’s mining industry.

Despite the fact that mining and minerals industry is quite beneficial, there are some problems in this area.

Concerning the biggest part of mining industry, it is foreign owned in Kyrgyzstan. Until the nationalization, the Kumtor deposit was owned by the Canadian Centerra Gold. The Australian company Robust Resources owned gold and copper deposit Andash. The owner of gold ore deposit Shambesay was the Australian company 2-Explorer. The Kazakh Company Visor owns gold ore deposit Jerooy. Altyn Kumushtak Mining owns gold and copper deposit Shiraldzhin. The gold mining firm Golds Fields operated the gold mine Taldybulak.

Some of the above-mentioned deposits are quite promising. Licenses have been obtained for their development, which, however, cannot be begun due to the problems with the local population, since they cannot come to a compromise on the development issues and adequate legislative and regulatory legal framework. The local population in Kyrgyzstan is against mining projects because of the possible environmental problems. For example it was identified that there are approximately 90 toxic and radioactive sites in the proximity to urban and rural areas resulting from mining activities. Moreover, the safety of workers at the gold mines is also a concern due to numerous fatalities in the mines. In addition, the government does not properly regulate the laws on subsoil use and biosphere territories.

All above is of direct importance for Kyrgyzstan. The Kyrgyz Republic has significant mineral resources including deposits of hydrocarbons, precious, non-ferrous and rare metals. Nevertheless, it has to pay serious attention to further development and improvement of the mining industry. Thus, we can conclude that Kyrgyzstan has great potential for further successful sustainable development with the help of foreign investments and new technological policy.

Reference:

1. Kyrgyzstan’s Kumtor mine. — Текст : электронный // Inerfax International Information Group : [сайт]. — URL: <https://interfax.com/newsroom/top-stories/106335/> (accessed 14.10.2024).
2. Minerals. — Текст : электронный // Central Asian Geoportal : [сайт]. — URL: <https://geoportal-kg.org/ore-minerals/> (accessed 15.10.2024).
3. Resources in Kyrgyzstan. — Текст : электронный // Facts and Details : [сайт]. — URL: https://factsanddetails.com/central-asia/Kyrgyzstan/sub8_5d/entry-4795.html (accessed 16.10.2024).

Creation of a digital integrated geological and technological model of the Yubileynoe field

Савельев Д. Ю., Ильин Д., Богданова А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

The study and understanding of ways to increase gas recovery remains a complex problem, the successful solution of which is based on deep theoretical knowledge and the application of various scientific approaches and research methods. With the development of high-speed computers, numerical computer modeling plays an increasingly important role in the study of gas extraction mechanisms. Listening to the needs of specialists in the oil and gas industry, software developers are continuously improving the simulator toolkit. Current and well-known programs (tNavigator, STARS CMG, PH-KIM, Tempest MORE, etc.) take into account all basic physical, including non-thermal, processes and have rich capabilities for visual representation and analysis of initial data and calculation results.

The purpose of our work was to build a digital integrated geological and technological model of the Yubileynoe gas field and substantiate the optimal option for further development. The stages of creating an integrated model included:

- Analysis of the source information.
- Geological modeling.
- Hydrodynamic modeling.
- Modeling of gas-collecting system (GCS) and boosting compressor station (BCS).
- Integrated modeling.
- Forecast of development of the object.

Yubileynoe gas field is located in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. The field contains 3 layers with total reserves of about 70 billion cubic meters. It was discovered in 1969. Now the well fund is 6.

To build the model, we used the «TNavigator» software package. To create a geological model, we built a structural framework, a lithology cube and a 3D grid (figure 1). The data for the building were taken from geophysical research of wells extrapolated by the area of the field.

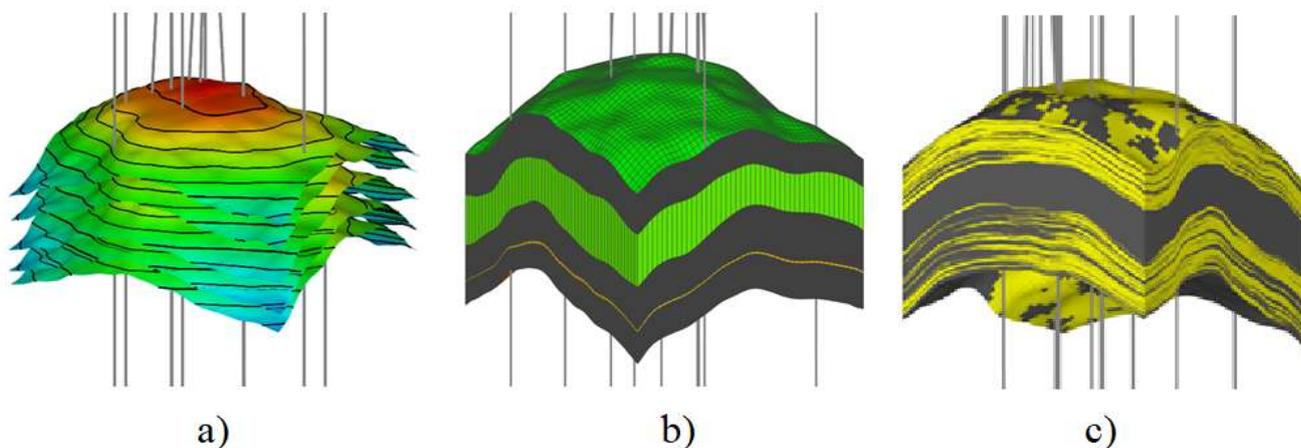


Figure 1 – Geological modeling frame (a), 3D grid (b), lithology cube (c)

Next, cubes of porosity and gas saturation were built. The permeability cube K_{pm} was calculated using the formula based on the porosity cube K_p :

$$K_{pm} = 10^{(19,36 \cdot K_p - 3,97)}.$$

Since the number of cells in the geological model is too large to calculate, we have upscaled the model to build a hydrodynamic model. The average deviation of gas reserves and porosity in the resulting hydrodynamic model does not exceed 3 % compared to the geological model.

Next step – adaptation. The purpose of adaptation is to change the initial parameters of the model to the closest to the real ones in order to obtain a qualitative basis for forecasting technological indicators. We have two tools – permeability (keyword «PERMX») and well productivity coefficient (keyword «WPMULT»).

We also built a surface gas collection and transportation system, that is, an integrated digital model of the field was obtained. The purpose of creating the integrated digital model is to take into account pressure losses during gas transportation from the wellhead to the collection point.

For January 1, 2024 the average rate of gas production was about 950 million cubic meters of gas per year, and for the entire period of the gas recovery factor amounted to 13 %. The current fund of producing wells is 6 units.

The next stage of modeling is forecasting the field development process. At this stage, we consider various development strategies and choose the best one.

5 development options were designed, and each one is an improvement on the previous one. For example, option «2» includes the introduction of BCS, and option «3» - the introduction of BCS and drilling of new wells, and so on. The forecast of indicators was fulfilled for 61 years.

The first option was the basic one, that is, the development was carried out without any changes. This option is necessary to determine the effectiveness of the proposed measures.

Analyzing the indicators of the basic variant, we noted the following:

- Reduction of reservoir pressure from 16,8 to 12 MPa.
- Reducing the flow rate of 5 out of 6 wells below the critical level and stopping them.
- Availability of areas with unprocessed reserves.
- As well as the high-water content of some wells.

Obviously, the basic version needs improvements. And the first step we considered was the introduction of BCS.

Option «2» provides for the introduction of the BCS on September 1, 2026, that is, at the beginning of the decline in production rates.

The simulation of the BCS operation was performed using the keyword «BRANPROP». The compressor capacity is set at 80 %, the total gas consumption is 3 million cubic meters per day.

After the introduction of the BCS, the time of stable operation of wells has significantly increased, namely by 17 years. Reservoir pressure at the end of the forecast decreased by more than 2 times compared to the baseline.

Option «3», according to our idea, includes drilling new wells. To determine the optimal location for drilling, maps of mobile reserves and conductivity across all formations were analyzed. It was decided to position the new well in such a way as to ensure selection from all 3 layers, on the maps this point is located at the intersection of pink lines (figure 2).

We have located the second well in the north of the field, in a place of high reserves in the PK20 layer, marked with a cross on the map. The initial flow rate of both wells is 500 thousand cubic meters per day.

Well 3001_p opens all three layers, well 3002_p – layers PK18 and PK20. Well 3001_p has been operating with a set flow rate of 500 thousand for more than 20 years, the flow rate of well 3002_p was in the region of 450 thousand cubic meters. In general, well drilling can be considered successful, as we have increased stable gas withdrawals for another 8 years. During this time, the reservoir pressure decreased to 4,7 MPa.

In connection with the commissioning of new wells with high flow rates In Option «4», we considered the possibility of «modernization» of the BCS. In the model itself, this was reflected in an increase in productivity from 3 to 4 million cubic meters of gas per day, and an increase in compressor power to 100 %.

And although the period of stable gas extraction in this variant is less than in option «3», however, gas is extracted more intensively, and the total production is also higher. That is, the modernization of the BCS also turned out to be an effective solution. The reservoir pressure decreased to 3,3 MPa.

In the last forecast, well treatments with surfactant compositions aimed at removing accumulated liquid from the bottom of flooded wells were considered. When injecting surfactants, foam is formed, which reduces the density of liquid-gas mixture, as a result of which the critical speed decreases. In the model, this was indicated as a decrease in the critical flow rate in the keyword «WECON» from 50 to 25 thousand cubic meters. The effect of the treatments was observed only towards the end of the forecast period, that is, the wells simply worked longer.

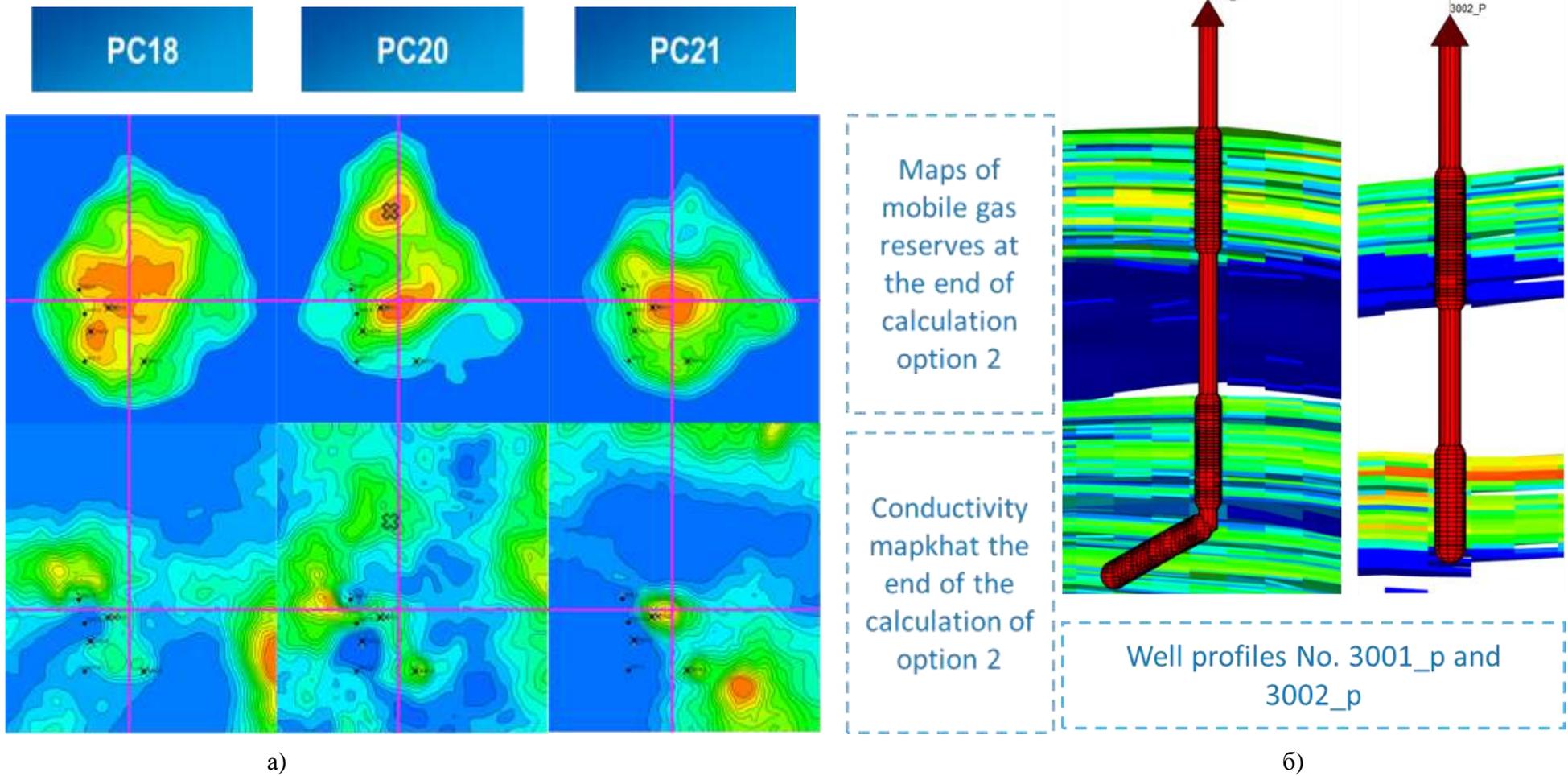


Figure 2 – Rationale for selecting drilling points for new wells (a) and well profiles (b)

Since no economic assessment of the measures was carried out, the choice of the best option was based on the maximum gas recovery factor (GRF). In our case, it turned out to be option «5» with a GRF of 84,3 %, which is 52 % more than the basic option (table 1). The dynamics of the gas flow rate is shown in Figure 3.

Table 1 – Main technological indicators of development options

Option	Accumulated gas production, billion m ³	Additional gas production, billion m ³	GRF, unit fraction
1 (Base)	22,48	0	0,326
2 (BCS)	48,71	26,23	0,705
3 (Well)	52,14	3,43	0,755
4 (BCS +)	57,94	5,80	0,839
5 (SURF)	58,19	0,25	0,843

Maps of mobile gas reserves and isobars at the beginning and end of the forecast period for option «5» are shown in Figure 4 and 5. As you can see, most of the gas reserves were extracted from all layers.

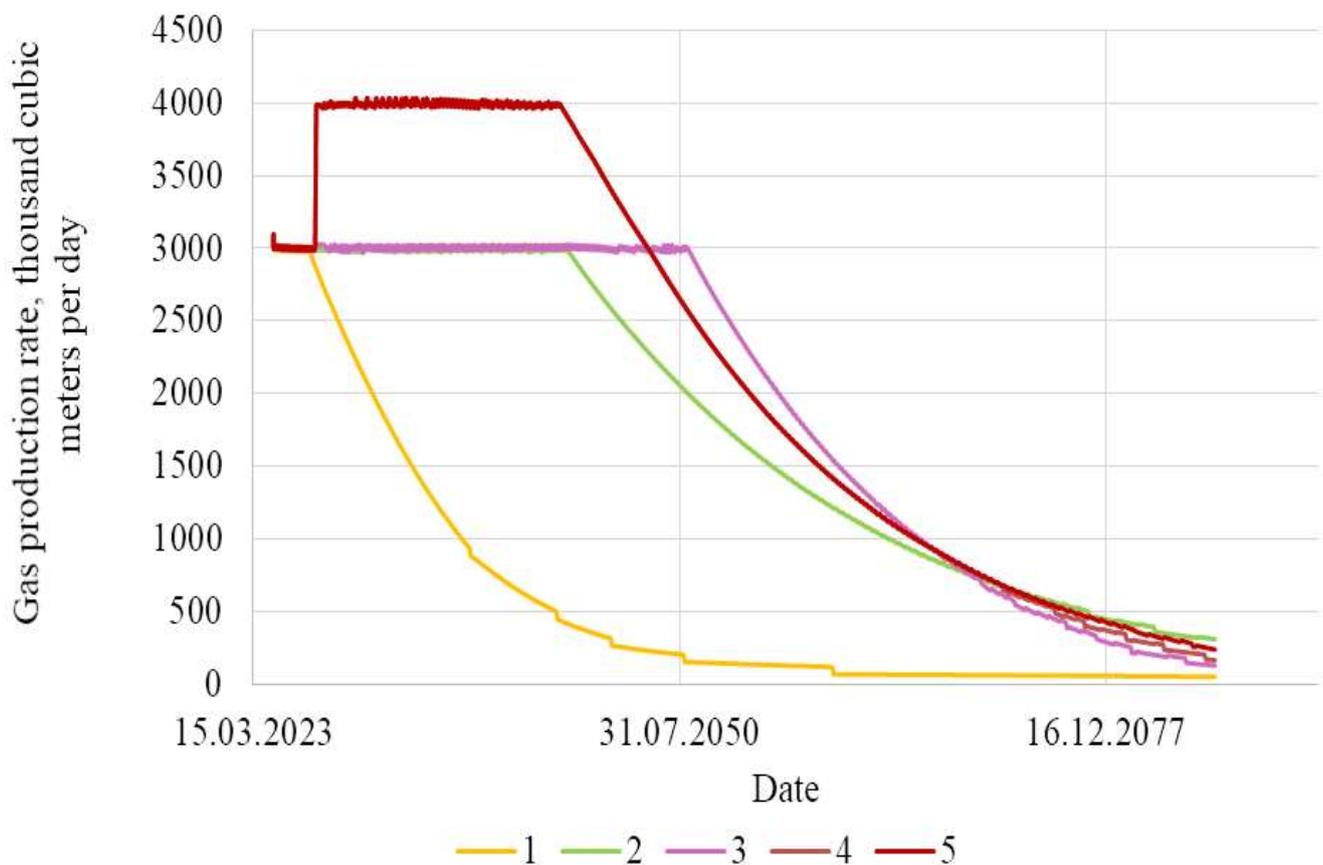


Figure 3 – Gas flow rate dynamics for all options

As mentioned earlier, the average reservoir pressure in the borehole area decreased to 3,2-3,3 MPa.

The main indicators for the selected option are:

Accumulated gas production of 58,2 billion cubic meters, water production of 1,26 million tons, volatile oil - 260 thousand tons. By 2085, 6 wells were operating at the field, including two new ones.

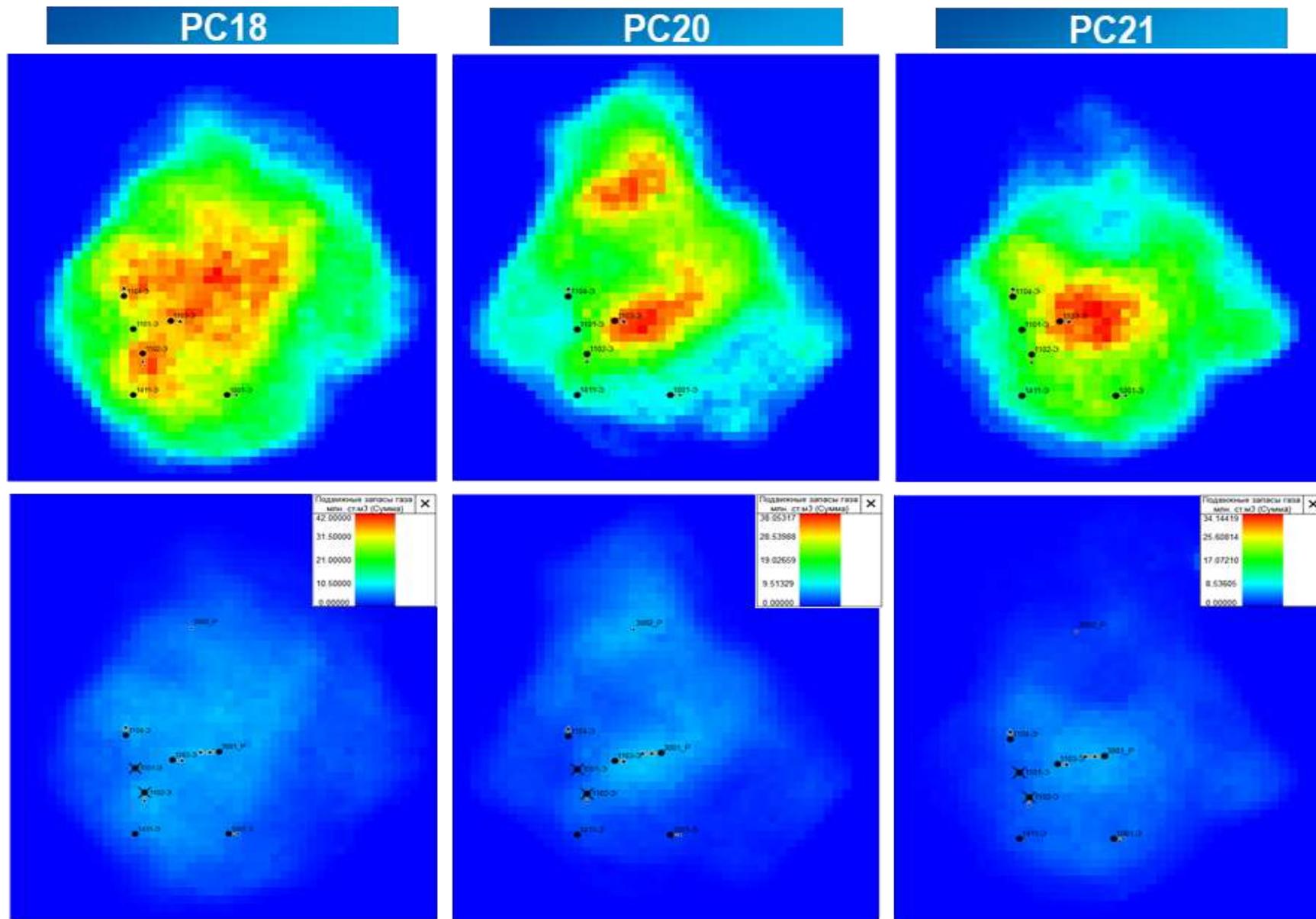


Figure 4 – Mobile gas reserves at the beginning and end of the forecast period

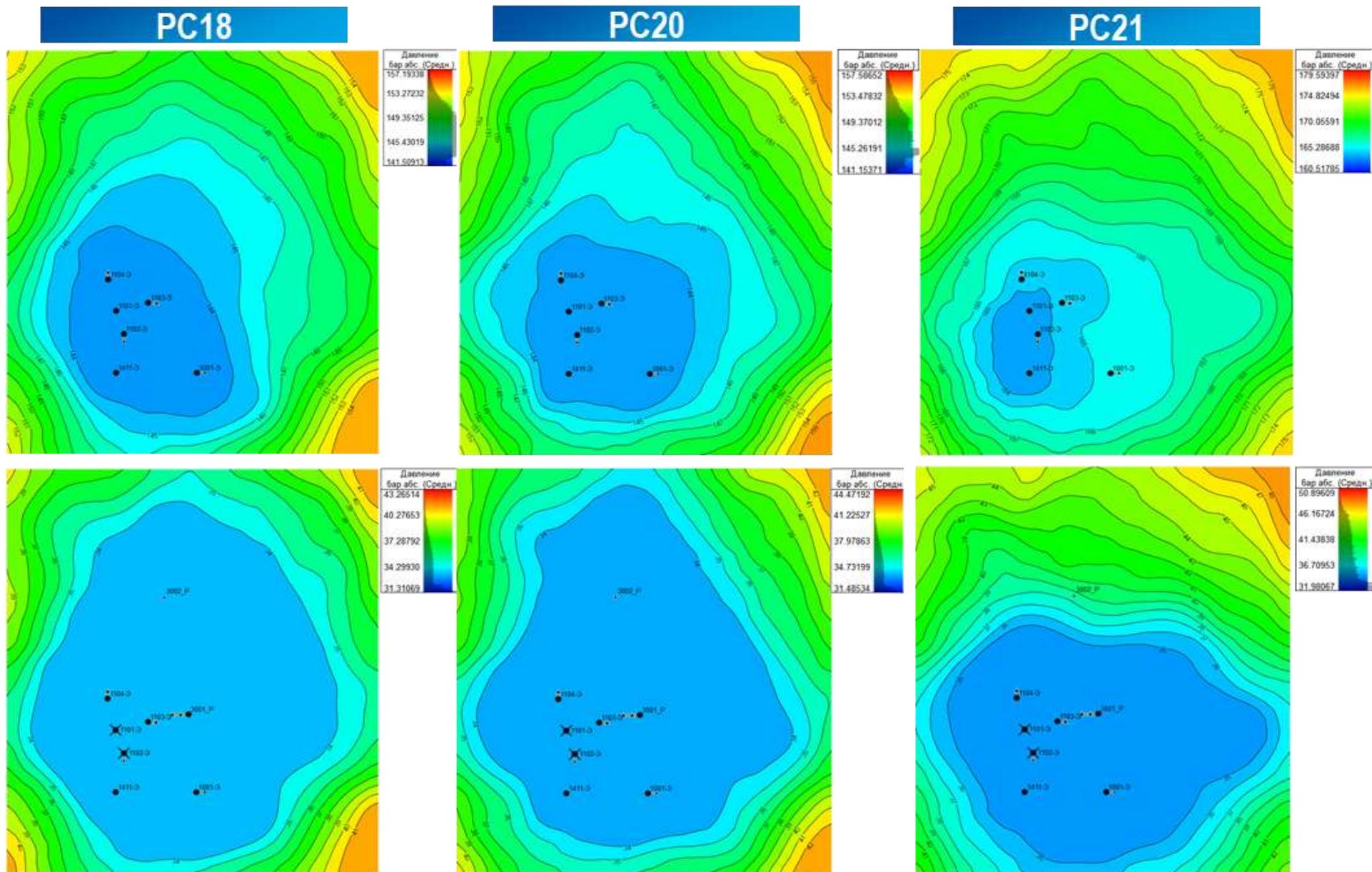


Figure 5 – Isobar maps for the beginning and end of the forecast period

Библиографический список:

1. Карлсон, М. Р. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / М. Р. Карлсон ; Перевод с английского под общей редакцией : П. А. Тарасова, К. В. Торопова ; ОАО "НК "Роснефть". - Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с. : ил., табл. – Текст непосредственный.
2. Комплексный подход к созданию трехмерных геологических моделей на примере месторождений Тимано-Печорского региона / С. В. Ладейщиков, А. П. Фадеев, Н. В. Дорофеев [и др.] // Бурение и нефть. – 2022. – № 12. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2022-12/14>.
3. Соколов, В. С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / В. С. Соколов ; ТюмГНГУ. - Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2014. – 146 с. – Текст непосредственный.

УДК 005.95/.96

Улучшение процесса адаптации персонала в нефтегазовых компаниях / Improving the adaptation of personnel in oil and gas companies

Амирханов Э. О. / Amirkhanov E. O.

*Самаркандский международный технологический университет, г. Самарканд, Узбекистан /
Samarkand International University of Technology, Samarkand, Uzbekistan*

Аннотация. Адаптация новых сотрудников в нефтегазовой отрасли – это многогранный процесс, требующий комплексного подхода для решения специфических задач отрасли. В статье рассматриваются этапы и ключевые особенности адаптации, включая предварительную подготовку, профессиональное обучение и социальную интеграцию. Особое внимание уделяется роли наставничества, цифровых инструментов и организационной поддержки в ускорении адаптации и повышении производительности сотрудников. Также подчеркивается важность обучения безопасности, особенно в условиях вахтовой работы, и изучается применение современных технологий для оптимизации процесса введения в должность. Результаты исследования демонстрируют значимость инвестиций в программы адаптации, которые способствуют увеличению вовлеченности сотрудников, снижению текучести кадров, а также повышению операционной безопасности и качества. В статье представлен стратегический подход к адаптации как к ключевому элементу формирования лояльного и продуктивного коллектива в нефтегазовой отрасли.

Abstract. The adaptation of new employees in the oil and gas sector is a multifaceted process that requires a comprehensive approach to address the unique challenges of the industry. This article examines the stages and key features of adaptation, including pre-adaptation preparation, professional training, and social integration. Emphasis is placed on the role of mentoring, digital tools, and organizational support in accelerating adaptation and enhancing employee performance. The article also highlights the importance of safety training, especially during shift work, and also considers the introduction of modern technologies. The results of the study show the importance of investments in adaptation programs, which can often lead to increased employee engagement and reduce staff turnover. Adaptation is presented as a very important factor in recruiting and further personnel management in the shift method of work.

Ключевые слова: адаптация, наставничество, управление персоналом в нефтегазовой отрасли, процесс найма, адаптация к вахтовому методу, ротационная работа, социальная адаптация, стажировка.

Key words: adaptation, mentoring, personnel management in oil and gas, hiring process, adaptation for shift method, rotational work, social adaptation, internship.

The adaptation of new employees, especially young professionals, in the oil and gas industry is a multi-stage complex task. And it is conditioned by strict HSE standards and the need to quickly acquire special knowledge and skills. Especially in conditions markedly different from urban life and normal working conditions. Surprisingly, the adaptation process in this sector differs significantly from the adaptation process in industries that are not related to remote work or shift work. In this article, we will look at the main stages, approaches and adaptation tools, as well as practical recommendations for optimizing the integration of young professionals into oil and gas organizations.

Personnel adaptation is the gradual adaptation of new employees to the working conditions in a new company, organizational culture, rules, responsibilities and the general environment. This process plays an important role in increasing labor productivity and simultaneously reducing the stress usually associated with moving to a new workplace.

The topic of personnel adaptation has attracted considerable attention in the professional literature. Almost every person is faced with the need to adapt to new working conditions at least once in their life. Some people encounter this every 3-4 years due to a job change.

However, adaptation in the oil and gas industry is even more complicated due to the high-risk to life and health. Employees work in remote areas under extreme conditions, including bad weather conditions and distance from cities. To ensure the efficiency of a new employee, more intensive adaptation is required, during which it is necessary to take into account the physical, psychological and professional training of a person.

Moreover, the economic and operational implications of poor adaptation cannot be ignored. High turnover rates, accidents resulting from insufficient training, and reduced team cohesion due to lack of integration are costly for organizations. By investing in structured adaptation programs, companies can mitigate these risks, fostering a safer and more stable workforce capable of maintaining productivity even in high-pressure scenarios.

Despite its importance, many governmental and commercial entities in the oil and gas sectors of Russia and Uzbekistan still lack even rudimentary adaptation programs for their employees. In the context of rotational work in the oil and gas industry, management confronts unique challenges that necessitate tailored strategies to optimize personnel and resource management. Therefore, it is essential to account for these specific factors when designing and implementing adaptation programs.

Operational

- A high requirement for the physical condition of the human body
- High level of risk in the course of operational activities
- Working at night shift for a long time
- The continuous nature of production processes

Organizational

- The need for continuous training and certification in accordance with the rules of HSE

Social

- Work in conditions of geographical remoteness
- Isolation from the usual living conditions
- Lack of meaningful and cultural leisure and entertainment

Psychological

- Distance from the family environment
- Increased level of conflict and aggressiveness in a limited circle of communication

Picture 1 - Types of adaptation for employment in the oil and gas industry

Having identified two types of adaptation (pic.1.), it is impossible to say with certainty that one of these types is more important than the other. So, for example, many conflict situations arise for beginners during adaptation to living conditions while living in temporary shift camps. The rest period between shifts is also an important component of the beginner's adaptation, because at this moment there is an acquaintance with a new team that is isolated and far from the city.

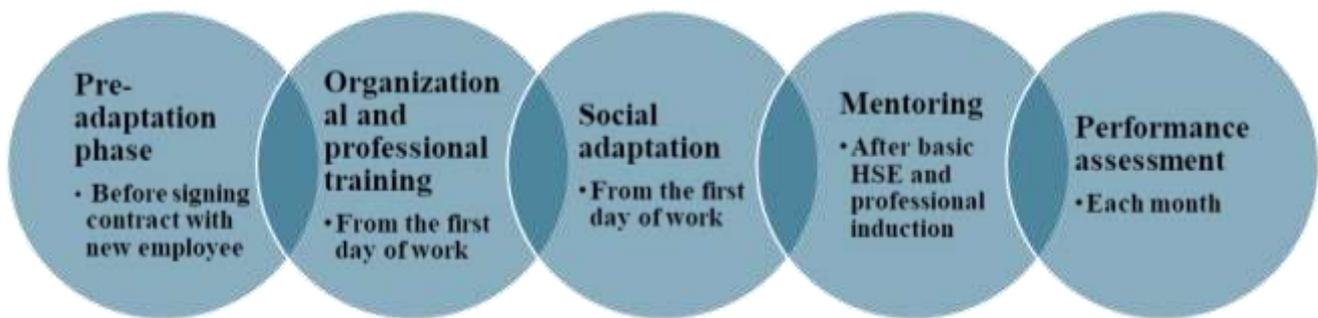
Professor Bylkov, a prominent Russian scholar, highlights that within the framework of rotational work, the adaptation process is notably compressed and occurs over a shorter duration compared to traditional fixed operational settings. The ultimate measure of successful adaptation is whether the employee, or "adaptant," returns for the next shift cycle [1].

Professional adaptation, in this context, is understood as a multifaceted process that integrates individuals into their professional roles. It involves their inclusion in operational activities, familiarization with working conditions, and attainment of the expected standards of labor efficiency [1].

When examining the concept of "adaptation," it is important to recognize its close connection with the execution of most personnel management functions. Essentially, the adaptation process for rotational workers begins as early as the personnel selection stage. A comprehensive approach to selection encompassing medical, psychological, and professional evaluations plays a pivotal role in adaptation [2]. These aspects are often interconnected, with significant overlaps in their elements, ensuring that the selected candidates are well-prepared to meet the demands of rotational work environments.

Additionally, the introduction of modular training systems tailored specifically for rotational employees has shown significant potential. These systems provide focused training on safety protocols, operational standards, and crisis management through digital and practical sessions. Such programs ensure employees can swiftly adapt to their responsibilities while minimizing the risks associated with unfamiliar environments.

Moreover, the involvement of line managers and experienced team members in the adaptation process has proven crucial. Managers act as facilitators, bridging gaps between theoretical knowledge and real-world practices, while team members help newcomers integrate socially and professionally. This dual approach not only accelerates the adaptation process but also fosters a culture of teamwork and collaboration, which is essential for success in the high-pressure oil and gas industry.



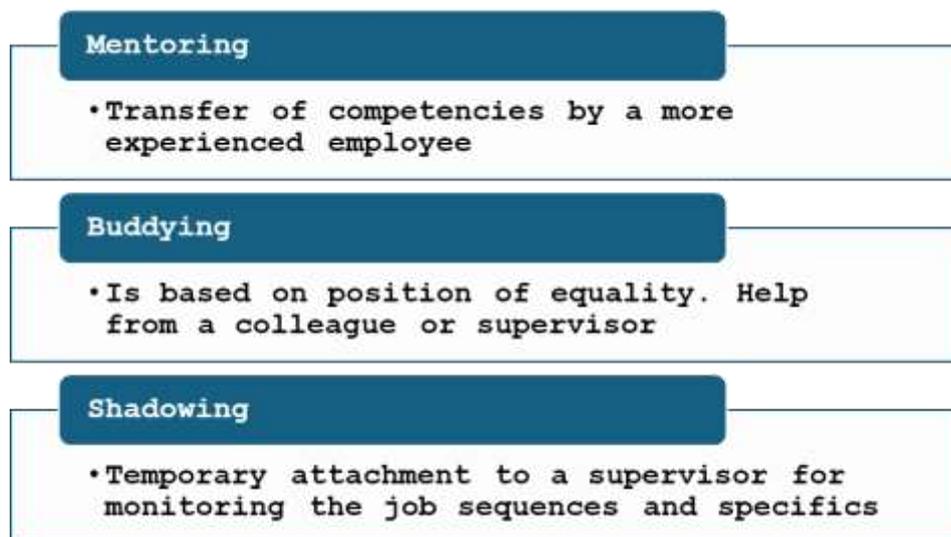
Picture 1 - Main adaptation stages

Pre-adaptation stage begins even before the employee's first day at work. This stage involves acquainting the new hire with the company's corporate culture, values, organizational structure, and strategic goals. Leveraging digital technologies (such as virtual reality tours) at this phase allows employees to familiarize themselves with fundamental processes and procedures remotely, facilitating a smoother transition into the workplace.

The stage of professional training is gaining knowledge about corporate standards, safety procedures, environmental and industrial standards. In the oil and gas sector, safety training is very important, because the health of employees directly depends on compliance with safety measures.

Social adaptation is an integration into the team and the formation of active labor relations form the basis of social adaptation. A structured mentoring system plays an important role at this stage. Working with a pair of beginners - an experienced mentor allows employees to adapt more effectively to the work environment and gain practical skills. Mentoring not only increases the level of engagement, but also strengthens trust, strengthens team cohesion and creates a favorable atmosphere in the workplace.

As can be seen from picture 2, three mentoring methods can be distinguished, each of them is designed to support young professionals at different stages of their professional development. The first method involves the transfer of knowledge, skills and competencies from an experienced specialist to a less experienced employee. It is necessary for employees who are new to the organization or have recently moved to another position, as it helps them integrate more effectively into a new environment. The mentor guides and advises the newcomer, thereby ensuring a smoother process of joining a new team.



Picture 2 - Types of mentoring

The second method, budding, is based on mutual support, taking into account equality in relationships. It is less hierarchical than the previous method and can be applied to employees of all levels and positions in the organization. In turn, shadowing allows interns and young professionals to closely observe the work of the head and remember the process. This allows them to understand how to apply theoretical knowledge in practice. In general, these methods provide a full-fledged basis for stimulating growth and knowledge sharing directly in the workplace.

Effective adaptation of new employees requires a comprehensive approach, including training, mentoring and support at all stages. Virtual and augmented reality-based learning platforms and structured mentoring programs can significantly accelerate and improve the adaptation process and increase its effectiveness.

According to the study, companies that pay attention to the adaptation process benefit from a more active, loyal and productive employee, which ultimately contributes to improving the quality of work. The research highlights the critical importance of an integrated and scientific approach to adaptation process.

References:

1. Bylkov V.G. (2021) Adaptation as the most important determinant of the rotational employees turnover. Russian journal of labor economics. 8. (10). – 1139–1162.
2. Makhmudova I.N., Bikulova P.V., Eremina I.Y. (2019) Methodology of evaluation of the personnel adaptation effectiveness in companies. International Scientific Conference "Global Challenges and Prospects of the Modern Economic Development. – 1023 – 1031

УДК 542.06 / 66.9

Technology of physico-chemical purification of water from oil pollution using a ferromagnetic nanoparticle regeneration unit

Ivenina I. V., Smirnov Y. G.

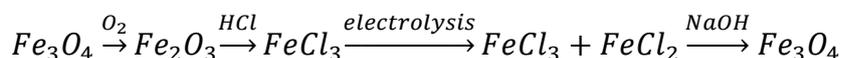
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The work is devoted to the method of separation of an oil-water emulsion in an inhomogeneous magnetic field during the purification of reservoir and industrial waters from oil pollution.

This problem is relevant. The oil contains natural surfactants such as asphaltenes and resins, which stabilize the emulsion. Physical methods of separating oil from water are ineffective for such systems. There are more effective physico-chemical methods based on adsorption. However, adsorption methods are quite expensive and produce a large volume of solid waste in the form of an oil-contaminated sorbent.

Previous studies have proven the high efficiency of extracting emulsified oil from contaminated water in an inhomogeneous magnetic field after the oil-water emulsion is treated with ferromagnetic nanoparticles [1]. Nanoparticles adhere to the surface of oil microdrops due to adhesive forces and impart paramagnetic properties to oil. Oil with ferromagnetic nanoparticles moves in a magnetic field towards neodymium magnets. The structure of the separator for water purification from petroleum products is considered in the work [2]. The connection of water with nanoparticles takes place in a mixing tank. Then the mixture enters the magnetic separators. The oil-magnetic mass enters the regeneration unit after water purification. Oil collected by magnets is easily separated from water in the form of an oil-magnetic mass. After such purification, the water quality meets the standards of the maximum permissible concentration (MPC) for oil.

Other scientists are also developing a technology for separating oil-water emulsion using ferromagnetic nanoparticles. In particular, scientists are investigating the possibility of using magnetite nanoparticles with a modified surface. The technology proposed in this article does not use chemical modification of nanoparticles, as this will worsen the environmental characteristics of this method. A special feature of this purification technology is the use of freshly deposited magnetite. The use of a commercial magnetic fluid is impractical, since it does not meet the requirements of the methodology according to some characteristics [3]. The nanoparticle regeneration unit will allow the use of magnetite repeatedly. This will avoid industrial waste. The regeneration unit consists of devices in which the following reactions take place.



All stages of physico-chemical operations during the regeneration of magnetite can be represented by the following scheme (Fig.1):

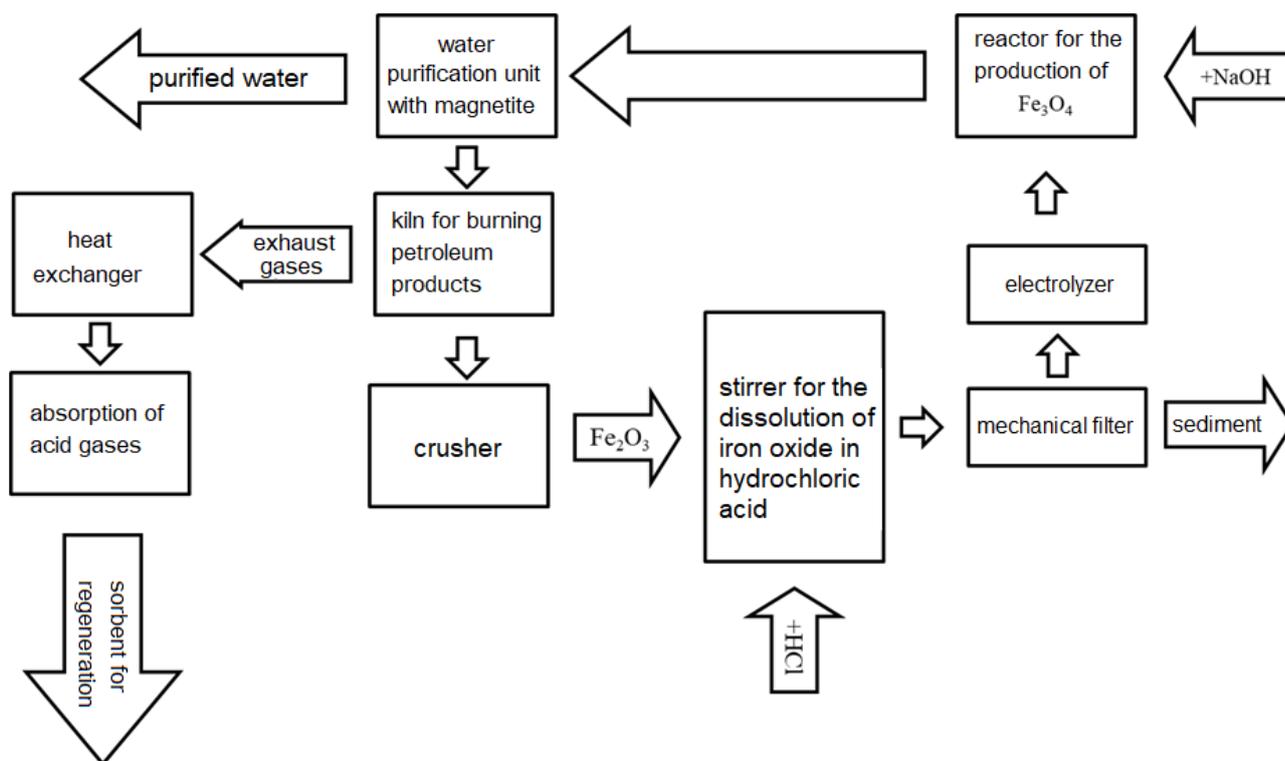
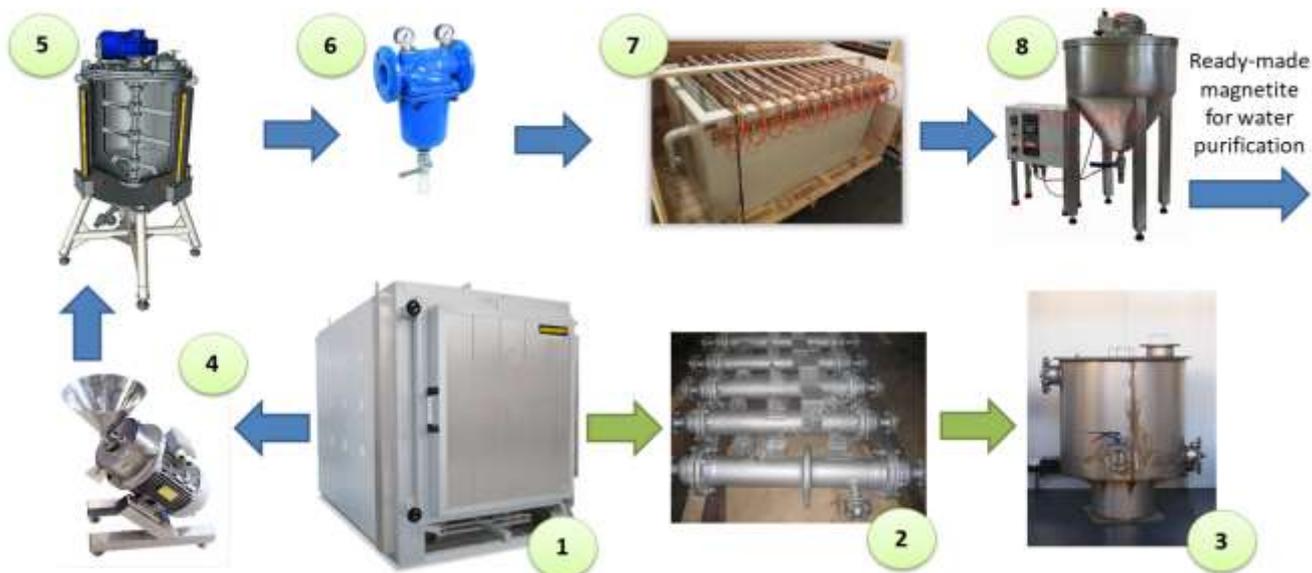


Figure 1 – Functional scheme of regeneration of ferromagnetic nanoparticles

The first stage is the oxidation of magnetite. Then the iron oxide was dissolved in hydrochloric acid. The resulting solution of iron salt was subjected to electrolysis. Finally, the solution was mixed with alkali to produce magnetite nanoparticles.

Devices for the preparation of magnetite from the stage of the oil-magnetite mass to the finished working solution are shown in Fig. 2.



1 –kiln; 2 – heat exchanger; 3 – countercurrent gas absorber; 4 – crusher; 5 – stirrer;
6 – mechanical filter; 7 – electrolyzer; 8 – heating jacketed reactor

Figure 2 – Devices of the ferromagnetic nanoparticle regeneration unit

The magnetite contaminated with oil is fired in a roller kiln at the first stage. Using several roller hearths makes it possible to load one while the other is in the kiln. The kiln must be equipped with a thermal or catalytic exhaust air purification system.

The exhaust gases after the kiln are cooled in a heat exchanger and purified from acid gases (CO_2 and SO_2) in an absorber, after which they can be released into the atmosphere. Gases are pumped from below in the absorber. An alkali solution is sprayed from above with a counterflow. The absorber body is filled with an inert material (for example, ceramic Raschig rings). Acid gases can be absorbed by the alkaline (NaOH or NH_4OH) or soda (Na_2CO_3) method. The reaction products are neutral and acidic salts of sulfurous and carbonic acids. These substances do not pose a danger to the atmosphere and can be easily disposed of. Kiln manufacturers also suggest using a solid sorbent to absorb exhaust gases, as well as a technology for its disposal or regeneration.

The solid residue is mainly iron (III) oxide. The crusher is used to grind the baked firing product (mainly Fe_2O_3). The solid must be crushed to at least a micron size. This is necessary for the successful realization of the next stages. A colloid mill can also be used for this stage.

The iron oxide must be dissolved in hydrochloric acid after grinding. The stirrer is a reactor for dissolving iron (III) oxide in acid and producing iron (III) salt. The stirrer is equipped with a mechanism for heating and mixing the solution.

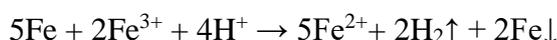
A mechanical filter is necessary to separate the insoluble solid particles of the sediment. Experiments have shown that the solid phase in the solution disrupts the mechanism of formation of magnetite nanoparticles.

The next step is to dilute the solution with water to make the necessary concentration. The exact concentration is one of the conditions of the electrolysis process. Electrolysis is carried out with an iron anode. As a result, some of the Fe^{3+} ions transform into Fe^{2+} . The following processes occur on the electrodes:

Anodic half-reaction: $\text{Fe}^0 - 2e^- \rightarrow \text{Fe}^{2+}$ (The anodic iron dissolves);

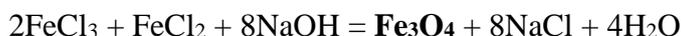
Cathodic half-reaction: 1) $\text{Fe}^{3+} + 3e^- \rightarrow \text{Fe}^0$; 2) $2\text{H}^+ + 2e^- \rightarrow \text{H}_2$

Total electrolysis process:



Many factors affect the result of electrolysis, such as: temperature, concentration and chemical composition of the solution, electrode surface area, electrode composition, mixing of the solution, the distance between the electrodes. The efficiency and economic aspect of the method depend on the energy consumption of the process, which depends on the current strength and the potential difference between the electrodes. The conditions of electrolysis are the subject of specific studies [4].

Magnetite is obtained from a mixture of iron salts with valence II and III. The product of partial electrolysis is a solution containing $\text{FeCl}_2 + \text{FeCl}_3$ salts in a certain ratio. A solution of iron salts is mixed with an alkali solution in a reactor to produce Fe_3O_4 . The last stage is the deposition of ferromagnetic nanoparticles. The heating jacketed reactor is a device for this process. An alkali solution is sprayed over a solution containing a mixture of iron salts and heated to 60°C , with intensive stirring, until nanoparticles are formed:



The last stage must be carried out immediately before adding to the purified water, since the resulting magnetite cannot be stored. Nanoparticles are prone to aggregation. The working solution loses its activity after a few minutes.

The finished working fluid with magnetite nanoparticles is sent to the water purification unit. The extracted and chemically regenerated magnetite showed high efficiency in the separation of the oil-water emulsion [3]. This makes it possible to consider this method of obtaining it expedient.

The following conclusions may be the result of the work.

1. An effective scheme for the extraction of emulsified oil from water has been proposed and tested.
2. A technological scheme for the synthesis of unstabilized ferromagnetic nanoparticles for this method of water purification has been created.
3. This technology will solve the problem of regeneration of ferromagnetic nanoparticles.
4. This method does not produce by-products that are dangerous to the environment.

References:

1. Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А. Исследование эффективности извлечения нефти из водонефтяной эмульсии при помощи ферромагнитных наночастиц // Научно-технический вестник Поволжья. – 2018. – №10. – С. 98-101.
2. Быков И. Ю., Лютоев А. А., Смирнов Ю. Г., Семин В. И. Кассетный магнитный сепаратор НМС-2 для доочистки пластовых вод от эмульгированных нефтепродуктов // Инженер – нефтяник . 2018. № 4. С. 53-58.
3. Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А., Истомина Е.И. Разработка технологии регенерации наночастиц магнетита в процессе очистки воды от эмульгированной нефти // Научно-технический вестник Поволжья. – 2018. – №7. –С. 24-28.
4. Ивенина, И. В. Оптимизация электролизной подготовки рабочего раствора в цикле регенерации магнетита / И. В. Ивенина, Ю. Г. Смирнов // Современные проблемы развития Европейского Севера : Материалы Всероссийской научно-практической конференции, Ухта, 08–09 июня 2023 года / Под редакцией Р.В. Агинеи. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 122-125.

УДК 622.276.66

The influence of the mass of steam on the effectiveness of hydraulic fracturing

Miklina O. A.¹, Varlamova A. I.²

1 – Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

2 – «Technology Company Schlumberger», Nizhnevartovsk, Russia

Hydraulic fracturing technology is a process of pumping liquid into a productive reservoir with the pressure that creates the crack [1, 2, 4, 5]. The purpose of hydraulic fracturing is to increase the oil recovery of a productive reservoir. This is achieved by increasing the drainage zone and creating a hydrodynamic formation-well connection.

To achieve this goal, the following tasks are performed:

- creating a crack;
- keeping the crack open;
- Removal of rupture fluid;
- increase of reservoir productivity.

The geometry of a crack can be influenced by various factors. For example, such as: proppant concentration, mass of injected proppant, liquid injection rate.

Modern equipment and hydraulic fracturing technology allows the event to be held under the following conditions high pressure, up to 100 MPa, high fluid flow. Modern hydraulic fracturing technology allows you to create a crack up to 100 m long.

Oil and gas producing enterprises use various hydraulic fracturing technologies: local fracturing, hydraulic fracturing with the formation of extended cracks, selective fracturing, massive fracturing and others.

Special working fluids are used to perform hydraulic fracturing. They end up in a certain volume and under a certain pressure. These fluids perform the following tasks:

- obtaining a hydraulic crack;
- providing sand-bearing capacity to fill the formed crack with a proppant.

Hydraulic fracturing fluids include [2, 4, 5]:

- linear gel,
- cross-linked gel,
- a proppant pack.

Special working fluids are used to perform hydraulic fracturing. When performing hydraulic fracturing, they are pumped at a certain pressure and in a certain mass and volume.

Depending on the stage or stage of hydraulic fracturing, they perform a specific purpose.

At certain stages of hydraulic fracturing, a proppant is added to the cross-linked gel and a "proppant pack" is obtained. The proppant in hydraulic fracturing performs the role of a wedging agent in order to fix the crack. There are two main categories of proppants – these are natural sands and synthetic proppants.

The proppant is solid particles in the form of balls of different sizes (fractions, grades), corresponding to the dimension (mesh) with a diameter from 0.15 to 2.4 mm. Various types of proppant are used for hydraulic fracturing, with appropriate characteristics. The proppant in hydraulic fracturing performs the role of a wedging agent in order to fix the crack. There are two main categories of proppants: natural sands, synthetic proppants.

The most commonly used proppant fraction is 20/40 mesh. It can be attributed to the main fraction. Propane is pumped into the well in large volume and mass. In smaller volumes, propane fractions of 12/20 mesh, 16/20 mesh and 40/70 mesh are pumped. The size of the proppant fractions and its mass are calculated individually for each well.

The size of the proppant fraction the applied proppant is written as follows: proppant 20/40 or proppant ForeProp 20/40/ One fraction is described here and the entries differ in that in the second case the brand of the proppant is indicated – ForeProp (GOST R 54571-2011 and TU FORES), which refers to ceramic proppants. Thus, the record of the proppant characterizes its type, which is indicated in the fishing documents. The numbers written in fractions – 20/40 describe the dimension of the proppant (mesh). Each number corresponds to a sieve number and denotes:

- the first number (numerator) is the dimension of the sieve through which the particles or granules of the proppant pass;
- the second number (denominator) is the dimension of the sieve on which the particles or granules of the proppant are retained.

For our example, the proppant granules pass through the sieve number 20 and linger on the sieve number 40 (Figure 1).

The composition of the cross-linked hydraulic fracturing gel consists of linear gel, destructors, breakers, gelling agents, stapler. The proppant pack of hydraulic fracturing consists of cross-linked hydraulic fracturing gel, proppant (Figure 2).

All liquids are prepared directly at the well with special units, filling all containers located on the surface in volumes calculated using software products (Meyer, FracPRO, StimPRO, Jewel Suite PressCheck, etc.) and prescribed in the documents "Hydraulic Fracturing Design" and "Hydraulic Fracturing Report". Currently, all liquids are prepared on a water basis.



Figure 1 – Photos of sieves and proppant



a

b

a – *cross-linked* hydraulic fracturing gel; b – *proppant pack* of hydraulic fracturing

Figure 2 – Hydraulic fracturing fluids»

During hydraulic fracturing, as already mentioned above, liquids with a variety of physical parameters and purposes are used. However, the following mandatory requirements apply to all [54]: – liquids should not reduce the permeability of the productive reservoir; – liquids must not contain extraneous mechanical impurities; liquids in contact with formation fluids and formation rock should not form insoluble sediments (laboratory tests for compatibility with formation fluid and formation rock are necessary); liquids should not have properties that ensure their most complete removal from the created crack and pore space of rocks; The viscosity of liquids must be stable within the appropriate stage of the hydraulic fracturing process.

All working fluids are prepared directly at the well by special units that fill all containers. main stages of modern hydraulic fracturing [2-4].

Table 1 – The main parameters of well No. 28

Wellbore volume	13,097	m ³
Surface pipeline volume	0,6	m ³
Reference measured depth	2697	m
Reference true vertical depth	2632	m
Maximum bottom hole pressure	95 (950)	MPa (atm)

The calculation was performed for masses of 10, 15, 20, 25 and 30 tons of proppant. Using the software package, calculations were performed to design the geometry of the crack.

The results of the calculation of the hydraulic fracturing process when pumping 30 tons of proppant are summarized in Tables 2 and 3.

Table 2 – Injection according to the treatment plan (surface)

Stage number	Average consumption of the mixture, m ³ /min	Liquid volume, m ³	The volume of the mixture, m ³	The total volume of the mixture, m ³	Total time, min	Fluid type	Proppant type	Concentration		The mass of the proppant by stages, kg
								from, kg/m ³	to, kg/m ³	
1	3.017	30	30	30	9.94	FJ-V-XL	0000	0	0	0
2	3.497	36.47	38.18	68.18	20.86	FJ-V-XL	FP01	146.32	146.32	5336.7
3	3.476	23.13	24.98	93.16	28.05	FJ-V-XL	FP01	248.82	248.82	5756.3
4	3.479	22.81	25.37	118.53	35.34	FJ-V-XL	FP01	348.87	348.87	7960.4
5	3.477	24.14	27.58	146.11	43.27	FJ-V-XL	FP01	445.33	445.33	10749
6	3.486	12.41	12.44	158.55	46.84	LG30	0000	5.31	5.3073	65.86
7	0	0	0	158.55	46.84	LG30	0000	0	0	0

Table 3 – Volumes and types of working fluids

The total volume of the mixture	158.55	m ³
The total volume of liquid	148.97	m ³
Total weight of the proppant	29868	kg
Fluid type: FJ-V-XL - FJ-V-XL-3.0	136.56	m ³
Fluid type: LG30 - Linear Gel 3.0 kg/m ³	25.507	m ³
Proppant type: 0000 - No Prop, Slug, ...	65.863	kg
Proppant type: FP01 - 20/40 Fores ForeProp	29802	kg

Table 4 shows the result of calculating the crack geometry for the mass of the proppant at 10 tons, 15 tons, 20 tons, 24 tons, 30 tons.

Based on the results of the calculations, the fifth option was chosen. It was decided to carry out hydraulic fracturing for 30 tons of proppant.

In October 2021, hydraulic fracturing was performed at well No. 28. Figure 4 shows information on the injection plan of working fluids (volume, mass, concentration) by stages (proppant weight 30 tons) for the main hydraulic fracturing.

Hydraulic fracturing was carried out with a mass adjustment of 29 tons, with a concentration of 500 kg/m³ and a flow rate of 3.5 m³/s. Upon completion of hydraulic fracturing, a crack formed in the productive formation, the geometry of which is shown in figure 5.

As a result of hydraulic fracturing, the well's flow rate increased. Before hydraulic fracturing it was 7.4 t/day, after hydraulic fracturing – 15.1 t/day. Additional oil production amounted to 231 tons.

Table 4 – Calculation results for different proppant masses

Mass	Crack geometry			Fracture conductivity
	length	width	height	
10 t	74,403 m	2,1899 mm	8,335 m	317,92 mD·m
15 t	72,655 m	2,414 mm	9,1954 m	350,46 mD·m
20 t	98,522 m	3,1839 mm	12,848 m	462,23 mD·m
25 t	169,42 m	3,4226 mm	10,763 m	496,88 mD·m
30 t	186,09 m	3,6261 mm	11,58 m	526,43 mD·m

№ стад.	Расход смеси (м³/мин)	Объем жидкости по стадиям (м³)	Объем смеси (м³)	Общий объем смеси (м³)	Время стадии (мин)	Тип стадии	Тип флюида	Тип проп.	Конц. проп. от (кг/м³)	Конц. проп. до (кг/м³)	Масса проп. по стадиям (кг)
1	3.5	15	15	15	4.29	До-набивки	LG30	0	0	0	0
2	0	0	0	15	40	Остановка скважины	LG30	0	0	0	0
3	3.5	10	10	25	2.86	Набивка	FJ-V-XL	0	0	0	0
4	3.5	10	10.45	35.45	2.99	Проп. пачка	FJ-V-XL	FP01	50	250	1500
5	3.5	3	3	38.45	0.86	Продавка	FJ-V-XL	0	0	0	0
6	3.5	15	15	53.45	4.29	Продавка	LG30	0	0	0	0
7	0	0	0	53.45	70	Остановка скважины	LG30	0	0	0	0
8	3.5	25	25	78.45	7.14	Набивка	FJ-V-XL	0	0	0	0
9	3.5	19	19.86	98.31	5.67	Проплант	FJ-V-XL	FP01	100	200	2850
10	3.5	15.4	16.80	115.11	4.80	Проплант	FJ-V-XL	FP01	200	400	4620
11	3.5	14.5	16.69	131.8	4.77	Проплант	FJ-V-XL	FP01	400	600	7250
12	3.5	7.2	8.61	140.41	2.46	Проплант	FJ-V-XL	FP01	600	700	4680
13	3.5	6.8	8.65	149.07	2.47	Проплант	FJ-V-XL	FP 1620	700	800	5100
14	3.5	5	6.45	155.52	1.84	Проплант	FJ-V-XL	FP 1620	800	800	4000
15	3.5	12.6	12.6	168.12	3.6	Продавка	LG30	0	0	0	0
16	0	0	0	168.12	15	Остановка скважины	LG30	0	0	0	0

Figure 4 – Processing plan based on input data at well No. 28

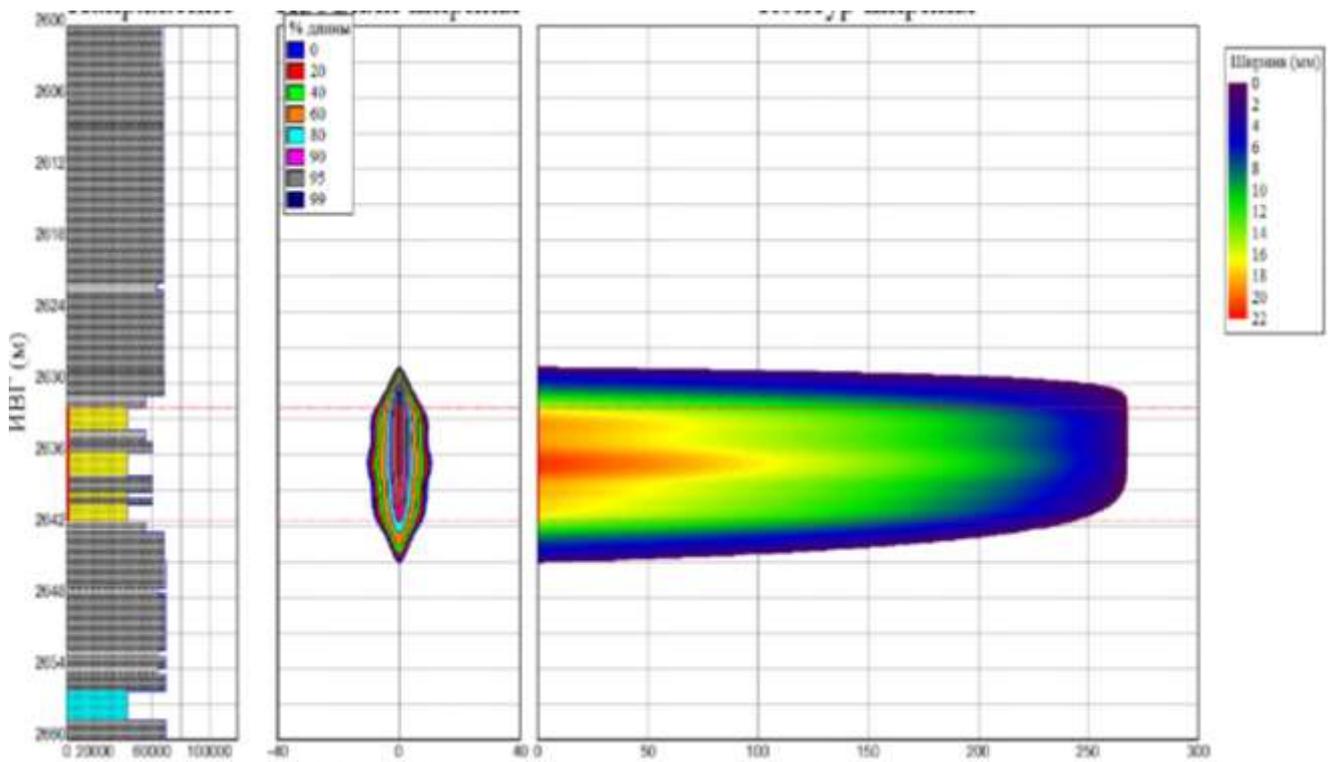


Figure 5 – Crack geometry

References:

1. Chertentkov, M. V. Modern technologies of hydraulic fracturing: Methodological recommendations. / M. V. Chertentkov, A. A. Aleroyev, S. V. Elkin. -M.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), 2018. – 120 p. – URL: <http://elib.gubkin.ru/bookview/view/24239/31023> (date of application: 07/18/2022) – Text : electronic.
2. M. J. Economides, K. G. Nolte. Reservoir Stimulation. Prentice Hall, Eglewood Cliffs. - New Jersey 07632, 1989. – 430 p. Text : direct
3. Miklina O. A. Application of hydraulic fracturing at the Pashninsky field / O. A. Miklina, A.D. Loginova Collection of scientific papers: Materials of the NTC (April 16-19, 2013): at 3 o'clock ; part 1 / edited by N. D. Tskhadaya. – Ukhta : UGTU, 2013. – pp. 141-145/ Text : direct
4. Miklina, O. A. Hydraulic fracturing (fracking) : a textbook / O. A. Miklina, M. N. Melnikov. – Moscow ; Vologda : Infra-Engineering, 2024. – 144 p. Text : direct
5. Tokunov, V. I. Theory and practice of the use of process fluids in the operation of oil and gas wells. – Astrakhan : New Line, 2018. – 488 p. Text : direct.



АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Z	Д	Малинин Г. В.251
Zhelyazkov I. I.269	Давлетшина И. В.58	Малинина Н. А.251
А	Давыдов И. А.118	Мамчистова Е. И.76
Автамонов В. А.232,	Дашкевич Д. А.127	Мануйлович Д. С.200
237, 244	Денисов М. А.225	Маракова И. А.36
Алефиров И. А.108	Дорменев В. С.81	Матвеев В. И.102
Амирханов Э. О.321	Дроздов М. А.281	Медведев А. В.269
Ахметшина А. А.83	Дроздова А. Н.281	Мелентьев В. А.134
Б	Дудников В. Ю.22	Миклина О. А.327
Белая И. В.46	Ж	Минаев В. В.58
Белкин И. А.38,	Желудова М. С.19	Михеев М. А.196,
49	Журба Е. Д.150	214, 221
Бердашкевич В. В.105	З	Мухаметшин В. В.93
Блинов П. А.200	Засовская М. А.70	Мяндин И. В.221
Бобылева Т. В.258,	И	Н
261	Ивенина И. В.324	Некучаев В. О.134
Бобылёва Т. В.244	Игнатик А. А.154	Низамов Н. И.159
Богданова А.315	Ильин Д.315	Никишин В. В.200
Борейко Д. А.225,	К	О
232,	Кантемиров И. Ф.180	Овчарова Т. А.46
253	Клевакин Д. С.102	Овчинников В. П.203
Борисова О. В.142,	Климова Ю. И.274	Овчинникова А. В.98
296	Кочкина Ю. В.32	Осколкова М. Д.36
Бреслер Л. Х.58	Кузнецов М. А.200	П
В	Кулешова Л. С.93	Паршичев Н. А.207
Варламова А. И.327	Кульбей А. Г.105	Пильник Ю. Н.42
Вельтистова О. М.36	Кунакова А. М.127	Писарев В. С.11
Вишератина Н. П.32	Кусова Л. Г.86	Погожев А. С.66
Волкова Х. Ф.261	Л	Поляков К. В.66,
Воробьев К. С.9	Лебедь А. Д.167	279
Г	Логачев А. Ю.190	Полякова Л. П.279
Габова М. Н.251	Логачев Ю. Л.190,	Попов И. Н.98
Гилязетдинов Р. А.93	207	Пьянков Е. Д.211
Голдобин А. Я.61	Логинов В. А.113	Р
Голиков Н. Р.26	Ложкина Т. В.274,	Рекова Е. В.42
Горелкина Е. И.73,	309,	Родин О. А.66
83	312	Ростовщиков В. Б.26,
Григорьев А. Ю.146	Локьяев Т. Х.36	46
Григорьев Л. Ю.286	М	Рычкова Д. К.309
Грунковой Т. В.38,	Макаров А. И.225	С
49	Н	Савельев Д. Ю.315
	Малинин Г. В.251	Савенок О. В.86
	Малинина Н. А.251	Савич В. Л.248
	Мамчистова Е. И.76	
	Мануйлович Д. С.200	
	Маракова И. А.36	
	Матвеев В. И.102	
	Медведев А. В.269	
	Мелентьев В. А.134	
	Миклина О. А.327	
	Минаев В. В.58	
	Михеев М. А.196,	
	214, 221	
	Мухаметшин В. В.93	
	Мяндин И. В.221	

Саприн С. В.	22	Усманова Ф. Г.	127	Чуйкова Е. П.	86
Сенин С. В.	61				
Скорняков А. А.	180	Ф		Ш	
Смирнов Ю. Г.	324	Федоров П. В.	165,	Шакирзянов П. Г.	167
Соходон Г. В.	292		185	Шаммазов И. А.	150
Старинец А. Н.	258			Шарафутдинов А. Ф.	53
Старинец М. В.	70	Х		Шмаков К. И.	171
Стрелец Ю. А.	200	Хан К.	142,	Штоль И. Р.	190
Стрельский Д. А.	232		296	Шумко В. С.	76
		Харченко Е. В.	312		
Т		Хламов В. А.	253	Я	
Терентьева М. В.	102,			Яворская Е. Е.	113,
	167	Ц			118
		Цуканова А. Н.	196	Яраханова Д. Г.	16
У				Ярошевич В. С.	108
Уляшева Н. М.	196,	Ч		Яшин Л. В.	248
	211,	Чиликин В. М.	53		
	214				

