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



Памяти первого главы Республики Коми

ЮРИЯ АЛЕКСЕЕВИЧА СПИРИДОНОВА

посвящается

Материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием

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

(6 – 7 ноября 2025 года)

УГТУ
Ухта
2025

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

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

МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ
(6-7 ноября 2025 года)

УДК 622.276(061.3)
ББК 33.361 я5
К 65

Конференция Всероссийская научно-техническая с международным участием (6–7 ноября 2025 г. ; Ухта).

К 65 Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых углеводородов : материалы конференции / под редакцией Р. В. Агиней. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2025. – 428 с. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-88179-930-4 (серия)
ISBN 978-5-6051496-4-4

Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых углеводородов» 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. Агиней (гл. редактор); канд. техн. наук, доцент М. А. Михеевская; канд. геол.-минерал. наук, доцент Н. П. Демченко; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; канд. техн. наук Е. Е. Яворская; канд. техн. наук, доцент М. А. Михеев; канд. техн. наук Е. Л. Полубоярцев; канд. техн. наук И. Д. Киборт (научный секретарь); Е. В. Михеевский; Д. А. Кривко (секретарь).

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

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: Л. Р. Мартюшева.

ISBN 978-5-88179-930-4 (серия)
ISBN 978-5-6051496-4-4

© Ухтинский государственный технический университет, 2025

План 2025 г., позиция 005(н).
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.
Уч.-изд. л. 22,5.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ 9

ПЛЕНАРНЫЙ ДОКЛАД 10

Эксплуатация механизированного фонда скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения ТПП «Ухтанефтегаз» методом SAGD
Бучак Р. В. 10

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЕЙ 20

Геологическое строение и особенности формирования коллекторов в сирачойских и эйфельских отложениях в северной части Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны
Маракова И. А., Вельтистова О. М. 20

Системы координат, применяемые для целей недропользования
Дудников В. Ю., Осадчая Г. Г., Саприн С. В. 26

Оценка геологических и технологических параметров для выбора участков по интенсификации притоков при освоении трудноизвлекаемых запасов газа
Вишератина Н. П., Кочкина Ю. В. 29

Владимир Иосифович Богацкий – основоположник системного научного подхода к освоению нефтегазового потенциала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна
Желудова М. С. 34

Возмещение убытков, связанных с занятием земель традиционной хозяйственной деятельности линейными объектами нефтяной и газовой отрасли
Рекова Е. В., Пильник Ю. Н., Соболева О. С. 43

Содержание сероводорода в пластовых флюидах месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции
Ростовщиков В. Б., Каменских С. В. 47

Перспективы открытия новых месторождений УВ в пределах гряды Чернышева и на прилегающих к ней территориях
Ростовщиков В. Б., Демченко Н. П., Сбитнева Я. С., Сотникова А. Г., Колоколова И. В. 52

Расчёт критического газосодержания пластовых углеводородных систем доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса
Сенин С. В. 56

О влиянии Восточно-Тиманского глубинного разлома на процесс заполнения углеводородами ловушек Ухта-Ижемского вала
Куранов А. В. 61

Перспективы открытия крупных залежей битуминозной нефти в Коротаихинской впадине
Маракова И. А. 68

СЕКЦИЯ 2. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ 74

Применение матричной оценки технологий для оптимизации обработки призабойной зоны пласта в условиях тульско-бобриковских терригенных коллекторов
Горячкин Д. А., Харочкин Я. И., Иванов П. А., Денисов И. А, Семенычева К. Д. 74

Системный анализ и обработка информации для прогнозирования нарушений герметичности скважин на основе машинного обучения
Карсаков А. В. 78
Интенсификация нефтегазовых пластов и кислотная обработка на месторождениях Узбекистана
Шарипов К. К., Тожиев О. О., Яминов Ф. Ф. 83
Анализ эффективности защитных покрытий для борьбы с осложнениями при добыче нефти
Хурматуллин С. Р., Осипов К. М. 86
Новая методика расчёта рабочих параметров жидкостно-газового эжектора по среднеинтегральной характеристике
Горелкина Е. И. 88
Применение НТС на примере нефтегазоконденсатного месторождения с применением технологий моделирования РН-СИМПЕТ
Ковалев С. А., Леонтьев С. А. 94
Отечественный и зарубежный опыт рудничных и шахтных методов разработки нефтяных и битумных месторождений
Чупров И. Ф., Саврей Д. Ю., Пармузина М. С. 101
Анализ и механическое предотвращение пескопроявлений при разработке месторождений высоковязкой нефти
Анашкин Н. В. 109
Проблема классификации паропроявлений в горных выработках
Нор М. А., Нор Е. В. 112
Изучение процесса моделирования распространения трещин при проведении ГРП в программе тНавигатор
Ордина В. С., Савельев Д. Ю., Демченко Н. П. 115
Надёжность и долговечность центробежных насосов при эксплуатации в нефтяных скважинах
Рагимова М. С., Ахмедов А. С. 120
Перспективы закачки водогазовой смеси на месторождении V
Горелкина Е. И. 124
Физическое моделирование процесса декольматации призабойной зоны пласта газоконденсатной скважины сонохимическим воздействием
Жданов К. Ю., Волков А. Н., Шиков И. А. 126
Изучение влияния диоксида углерода на извлечение ретроградного конденсата методом моделирования фазового поведения
Матейчук Л. В., Киян П. И.,
Волков А. Н., Шиков И. А. 132
Анализ влияния формирования солеотложений на изменение индекса Ланжелье и индекса стабильности Ризнера на основе экспериментальных исследований попутно-добываемой воды
Валиева А. А., Кучаев Э. Р. 138
Исследования нефтематеринской свиты, ключевые выводы и перспективы разработки
Николаева Т. Н. 142
Инновации в действии: возможности водогазового воздействия при разработке юрских пластов
Миронова Д. Н., Дымова Д. И.,
Парфенова Е. К., Шишков М. А. 146
Исследование модификаций водогазовых методов для разработки залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы
Шишков М. А., Парфенова Е. К.,
Миронова Д. Н., Дымова Д. И. 149

Комплексное исследование эффективности гидравлического разрыва пласта
Денисов И. А., Харочкин Я. И., Иванов П. А.,
Горячкин Д. А., Семенычева К. Д. 151
Анализ эффективности воздействия высокочастотным электромагнитным полем на фильтрацию высоковязких нефтей в пласте
Имаев Р. И., Керюта А. В.,
Хасанов В. И., Хисматуллина Ф. С 160
Анализ недостатков русловой концепции моделирования литологически неоднородных пластов тюменской свиты
Хисматуллина Ф.С., Керюта А.В., Курьянов В.Д., Барыкина Е.В. 162

СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА 164
Испытания призматических образцов с дефектами на трёхточечный изгиб
Игнатик А. А. 164
Техническое обеспечение устойчивости магистральных трубопроводов в сложных грунтовых условиях
Кузьбожев П. А., Шигапов Р. О. 172
Исследование влияния дефекта уторного узла на напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального стального
Крамской Л. И., Терентьева М. В. 175
Подходы к разработке методики количественной оценки надежности распределительных газопроводов на территории республики Беларусь
Бердашкевич В. В., Леонович И. А. 182
Прогнозирование теплового режима нефтепровода на территории мерзлоты
Лютоева Е. В., Лютоев А. А. 185
Применение цифрового двойника в нефтегазовой отрасли
Беликова Н. А., Носова Л. П., Смирнова К. А. 194
Применение методов глубокого обучения для идентификации режимов течения неньютоновских эмульсий при транспорте высоковязких нефтей
Стрюков П. В., Герберт Д. В.
Научный руководитель – Кунцев В. Е. 199
Нейро-нечеткая модель принятия решения на основе методов материального баланса и гидравлической локации для обнаружения утечек в нефтепроводах
Шмаков К. И. 202
Влияние магнитных бурь на противокоррозионную защиту нефтепроводов
Бойчук З. В., Потапова А. С., Алефиров И. А. 209
Совершенствование методов бестраншейного восстановления и ремонта трубопроводов с приведением современных материалов и технологий
Тоболина И. И., Плохушко Я. О. 213
Механизмы разрывов магистральных нефтепроводов: инженерный анализ, расчеты и стратегии предотвращения
Щукин И. А. 216
Образование АСПО в магистральном нефтепроводе. Уравнения матмодели и примеры численных расчетов
Некучаев В. О., Тарсин А. В. 220
Разработка и исследование эффективности ингибиторов коррозии для промысловых трубопроводов
Симановская Е. Д.
Научный руководитель – Алексанян К. Г. 223
Преимущества и ограничения гидравлического шнекового бурения на городских трубопроводных переходах без защитного кожуха: пример Исламабада
Хан К., Борисова О. В. 226

Особенности применения противотурбулентных присадок в тяжелых нефтях
Фокина А. А., Зверев Ф. С. 233
Влияние нелинейности изменения температуры на расчет массы нефти
при проведении инвентаризации в линейной части магистрального нефтепровода
Мелентьев В. А., Яворская Е. Е. 237
Нейросети как инструмент повышения безопасности и оперативности
в управлении трубопроводными системами
Матвеев В. И., Терентьева М. В. 238
Определение эффективности работы магистрального нефтепровода
и магистральных насосных агрегатов
Мелентьев В. А., Терентьева М. В. 241
Исследование влияния переменного тока промышленной частоты
на скорость коррозии в различных электролитах
Кохан Д. А., Ракито О. Н. 247
Оценка напряжений трубопровода при изгибе методом инклинометрии
Васильев Н. С.
Научный руководитель – Игнатик А. А. 250
Методика оценки остаточного ресурса полимерно-армированных труб
в системах промыслового транспорта нефти
Лебедь А. Д., Терентьева М. В. 253
Сравнительный анализ и модернизация электрической лебёдки ЛВ-25
для повышения энергоэффективности производства
Байдукова М. А., Сивкова Е. Р. 258
Оценка общей эффективности работы оборудования
на магистральных нефтепроводах
Федоров П. В., Федоров В. Т. 261
Практические аспекты расчетов технологических режимов работы
неизотермически эксплуатирующихся нефтепроводов
Федоров П. В., Федоров В. Т. 265
Определения оптимального способа транспортировки продуктов
при освоении новых месторождений
Яхяев Н. Ш., Тожиев О. О., Девликамов Р. Н.,
Усмонов Л. М., Сатторов М. О. 269
Применение автоматизированного комплекса мониторинга
для управления процессом транспортирования нефтепродуктов
по полевому магистральному трубопроводу
Калашник Г. Г., Горожанин И. В. 272
Методика определения оптимальной очередности вывода в ремонт
участков линейной части магистрального трубопровода
Попова А. И., Попов Н. И., Семиткина Е. В. 287
Повышение эффективности защиты от коррозии подземных нефтегазопроводов
на территории промышленных площадок
Исупова Е. В., Чикова Н. А. 294
Оптимизации технологических параметров транспортировки
высоковязких нефтей по трубопроводу
Бокиева Ш. К., Рахимов Б. Р., Хамроев О. О.,
Обидов Ш. Ш., Обидов Х. О., Хамраева Л. Р. 295

СЕКЦИЯ 4. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА 299
Миграция химических реагентов в подземных водах:
моделирование рисков для водоносных горизонтов
Дорфман М. Б., Головин А. Р. 299

Предупреждение фильтрационных процессов в высокопроницаемых горных породах путём использования адгезионных кольматирующих материалов
Горячевский А. С. 303
Вопросы управления плотностью буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов
Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н. 309
Работа геологических служб как фактор изменения рисков при строительстве скважин
Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н. 312
Вопросы влияния деструктивных изменений буровых растворов на основе органических высокомолекулярных соединений на механизмы эффекта смачивания и фильтрации, при контактном взаимодействии среды раствора с стенками скважины
Цуканова А. Н., Лауденшлегер Л. О. 314
Выбор рациональных схем проветривания вновь проводимых горных выработок
Грунской Т. В., Михеевский Е. В. 318
Оценка возможности применения анкерной крепи в нарушенных породах Ярегских нефтешахт
Грунской Т. В., Воробьев М. Р. 321

СЕКЦИЯ № 5. SOCIAL AND CULTURAL SPECIALITIES IN OIL MINING REGIONS (СОЦИОКУЛЬТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ) **324**
Planning work on the «Sirius. summer: start your project program»
Poluboyartsev E. L., Miklina O. A., Kolotiy D. Yu., Ordina V. S. 324
Adaptive Design in Extreme Climates of Oil Mining Regions / Адаптация архитектуры в экстремальных климатических условиях нефтедобывающих регионов
Napalkov K. Y., Drozdova A. N. Koptyaev D. L. / Напалков К. Ю., Дроздова А. Н. Коптяев Д. Л. 327
Biotechnology and its impact on cleaning and safety in oil production
Shvedov D. A.
Scientific supervisor – Sokhodon G. V. 333
Project management in the context of import substitution: risks and opportunities for the oil and gas engineering industry / Управление проектами в условиях импортозамещения: риски и возможности нефтегазового машиностроения
Drozdov M. A., Drozdova A. N. / Дроздов М. А., Дроздова А. Н. 336
Resource Curse and Local Poverty: An Analysis of Oil and Gas Wealth in Karak
Khan K., Borisova O.V. 342
Results of a laboratory experiment experiment on the compatibility of oil with an acid solution
Devisheva K. M., Pesch N. A.
Scientific supervisor – Miklina O. A. 345
Analysis of the role of Europe's new hydrocarbon deposits in ensuring energy security after the end of Russian imports
Матвеев В. И. 352
Application of the software product Engineering simulator of technological processes in the selection of a pump for an oil well
Shchegleva M. S.
Scientific supervisor – Miklina O. A. 355
A Comparative Analysis of Classification Systems for Hydrocarbon Reservoir Development Mechanisms
Дуркин В. В., Полубоярцев Е. Л. 362

Social adaptation and quality of life of the population of oil-producing regions of the Komi Republic
Sokhodon G. V. 366
Identification of gamification elements in the study of theoretical material (education) on oil and gas subjects
Miklina O. A. 369
Female employment opportunities: gender imbalance in the oil workforce and its social consequences
Mazalova V. I., Lozhkina T. V. 372
Economic problems and prospects for oil production in Kyrgyzstan
Harchenko E. V., Lozhkina T. V. 376
Oil and identity: Soviet romanticism and market pragmatism in the social life of Ukhta / Нефть и идентичность: советский романтизм и рыночный прагматизм в социальном пространстве Ухты
Kruslyakova E. S., Drozdova A. N. / Круслякова Е. С., Дроздова А. Н. 379
The effect of mixed hydrogen natural gas on the flow field of bypass PIG using CFD
Xincheng Guo, Ruixin Bao, Jia Li, Xiangguang Sun, Fangzhou Zhou, Xiaoguang Song 382
Modeling and simulation analysis of bi-directional PIG based on the pseudo-rigid body model
Xincheng Guo, Ruixin Bao, Jia Li, Xiangguang Sun, Zhen Pan, Guiyang Ma 407

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ 427

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ

Уважаемые гости, дорогие коллеги!

Я рад приветствовать вас на ежегодной Всероссийской конференции с международным участием «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых углеводородов».

Мы особенно рады, что наша конференция вновь собирает вместе ведущих российских и зарубежных специалистов в данной области. Для нас большая честь, что эта встреча традиционно посвящена памяти выдающегося государственного деятеля, первого Главы Республики Коми, профессора Юрия Алексеевича Спиридонова. Его вклад в развитие нефтегазовой отрасли и нашего региона неоценим, и мы гордимся тем, что можем продолжать его дело, развивая науку и образование в этой важной сфере.

Сегодня, в рамках секционных заседаний нас ждет насыщенная программа: мы будем обсуждать актуальные геологические аспекты, современные технологии разработки месторождений, а также вопросы добычи, сбора, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей и битумов. Уверен, что дискуссии будут плодотворными, и мы заложим основу для дальнейших исследований и практических разработок.

Ухтинский государственный технический университет всегда был и остается центром притяжения для ученых и практиков, работающих в сфере нефтегазового дела. Мы убеждены, что это мероприятие станет еще одной площадкой для обмена ценным опытом, установления новых деловых контактов и генерации свежих идей.

Желаю всем участникам успешной работы, содержательных диалогов и новых профессиональных открытий!

Начинаем работу нашей конференции!

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

ПЛЕНАРНЫЙ ДОКЛАД

УДК 322.276.6(470.13)

Эксплуатация механизированного фонда скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения ТПП «Ухтанефтегаз» методом SAGD

Бучак Р. В.
ТПП «Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Ухта, Россия

В настоящее время предприятие ТПП «Ухтанефтегаз» входит в состав Компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Предприятие разрабатывает 28 месторождений, расположенных в 7 административных районах Республики Коми. В состав предприятия входит: 4 цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ), и цех по добыче высоковязкой нефти (ЦДВН).

Одним из перспективных направлений развития деятельности Компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»» в Тимано-Печорской провинции является реализация проекта разработки и обустройства уникального Ярегского нефтетитанового месторождения битуминозной нефти расположенного на территории пгт. Ярега.

Ярегское нефтетитановое месторождение открыто в 1932 году и включает в себя 3 площади: Ярегская площадь, Лыаельская площадь, Вежавожская площадь, при этом Компания обладает двумя лицензиями на разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Лыаельской и Ярегской площадей, Вежавожская площадь находится в нераспределённом фонде [1, 2, 4-6].

Реализация проекта предусматривает развитие добычи шахтным способом на Ярегской площади и методом SAGD на Лыаельской площади Ярегского месторождения.

С июля 2018 года в бизнес-сегмент ТПП «Ухтанефтегаз» передана добыча УВ поверхностным способом методом SAGD по Лыаельской площади Ярегского месторождения.

Лыаельская площадь занимает центральную часть Ярегского месторождения и расположена в 10 км юго-восточнее пгт. Ярега. Тип коллектора терригенный, трещиновато-поровый, средняя глубина залегания пласта 200 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 20 м. ВНК отмечается на а. о. 60 м. Средняя плотность нефти по площади – 947 кг/м^3, вязкость – 12000 мПа*с.

В разработке находится 23 блока. Горизонтальные скважины преимущественно пробурены во встречном направлении с двух противоположных площадок по методу встречного SAGD. Эксплуатационный фонд составляет: добывающие – 99 скв., нагнетательные 93 скв., контрольно-наблюдательные – 99 скв. Схема расположения разрабатываемых и проектных блоков Лыаельской площади приведена на рисунке 1.

Принцип технологии термогравитационного дренирования пласта заключается в следующем: пара горизонтальных скважин (добывающая нижняя и нагнетательная верхняя) бурится в подошве продуктивного пласта. В нагнетательную скважину закачивается пар, который образует в пласте «паровую камеру». Паровая камера, расширяясь, разогревает холодную вязкую нефть, которая вместе со сконденсировавшимся паром под действием гравитационных сил стекает к добывающей скважине, и далее с помощью насосного оборудования откачивается на поверхность.

В зависимости от взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в плане и по разрезу технология SAGD разделяется на несколько типов [1, 2, 5, 6]:

– классический SAGD – в эксплуатации 8 скважин, оба ствола пробурены с одной кустовой площадки;

– встречный SAGD – в эксплуатации 79 скважин, разбуривание блока с двух кустовых площадок, удаленных друг от друга в среднем на 1 км, в зависимости от длины горизонтальных участков скважин.;

– steamflood – в эксплуатации 7 скважин, одна нагнетательная скважина располагается между двумя добывающими, данный метод применяется на участках залежи с толщинами менее 10 м. Стволы скважин по разрезу располагаются в шахматном порядке, в плане добывающие и нагнетательные скважины расположены в чередующемся порядке.

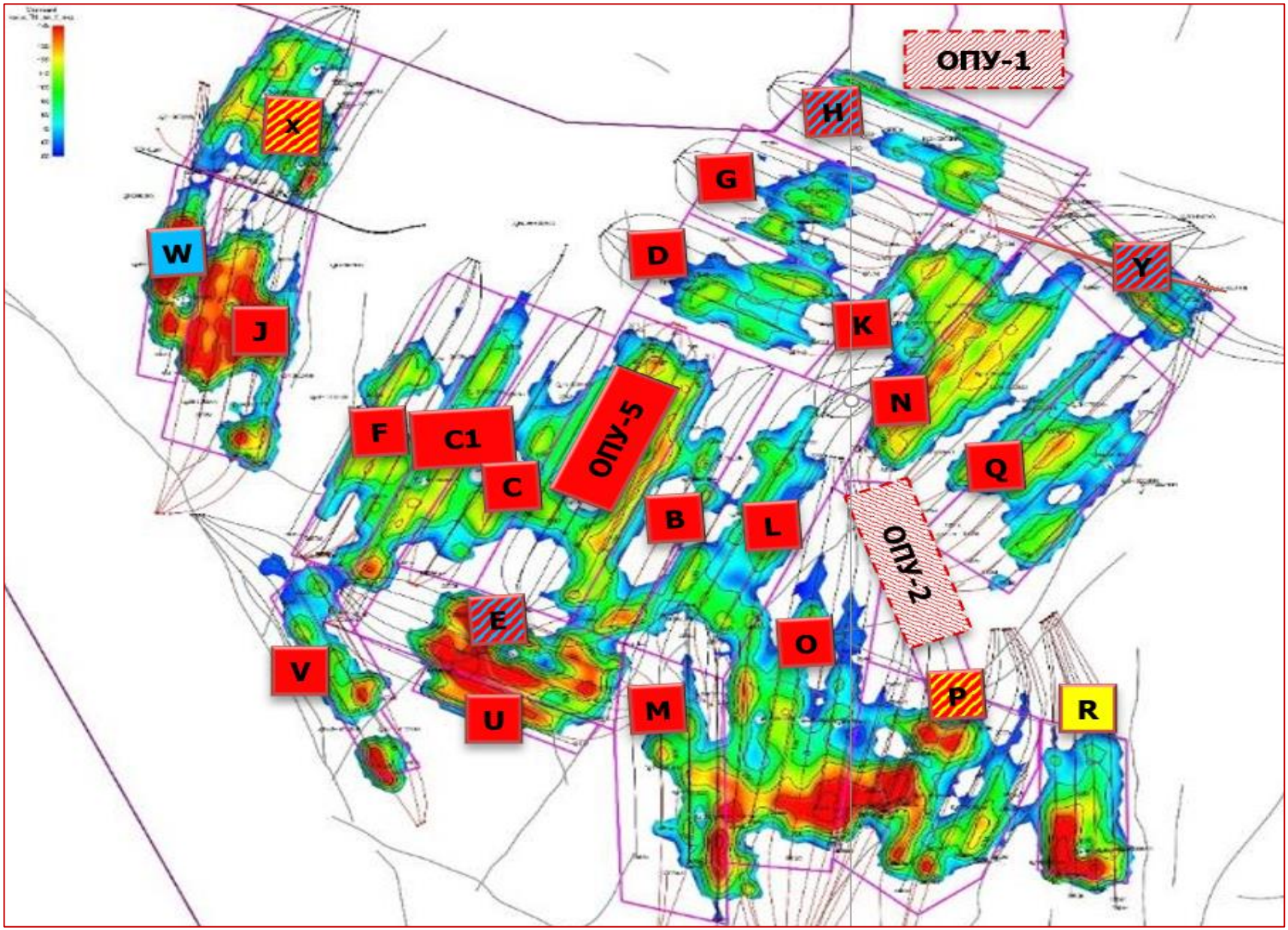


Рисунок 1 – Схема расположения разрабатываемых и проектных блоков Лыаельской площади

Особенностью Ярегского месторождения является то, что высоковязкая нефть является одним из компонентов цементирующего скелета породы вещества. Таким образом, при разогреве и создании депрессии на пласт при добыче нефти как термошахтным способом, так и добычей с поверхности происходит интенсивный вынос механических примесей. С целью минимизации выноса механических примесей при заканчивании скважин применяются нецементируемые фильтры-хвостовики с лазерной щелевой перфорацией (рис. 2), устанавливаемые с применением различных модификаций водо-нефте-набухающих пакеров. Ширина щелей в данных фильтрах составляет 0,18-0,4 мм (180-400 мкм).



Рисунок 2 – Фильтры-хвостовики с лазерной щелевой перфорацией

Так же, с целью снижения темпов набора угла при бурении горизонтальных участков, а также для обеспечения безаварийных спуско-подъемных операций и эксплуатации глубинно-насосного оборудования горизонтальные скважины строятся с буровых станков с наклонными мачтами. Таким образом, устья скважин, в отличии от традиционных месторождений, имеют наклонные устья. При проведении работ по текущему и капитальному ремонту скважин применяются специально разработанные подъемные агрегаты с наклонными мачтами.

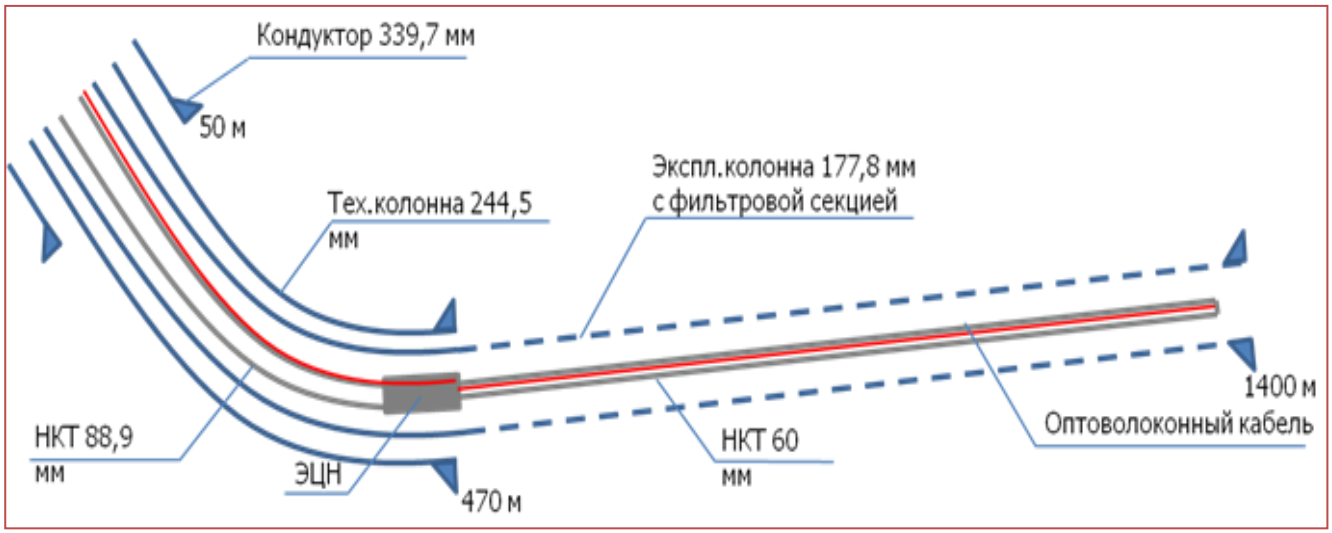


Рисунок 3 – Подземная конструкция скважин

Основными технологическими проблемами при эксплуатации механизированного фонда Лыаельской площади являются высокая температура добываемой жидкости, что приводит к перегреву глубинно-насосного оборудования (ГНО), и высокое содержание механических примесей в добываемой продукции, что приводит к засорению рабочих органов установки электроцентробежного насоса (УЭЦН).

В целях предотвращения засорения УЭЦН механическими примесями, в период с 2018 по 2019 год выполнены испытания фильтров тонкой очистки 4 заводов изготовителей с шириной щели фильтрующего элемента от 50 до 250 мкм. В результате внедрения фильтров снижено влияние механических примесей на работу УЭЦН, сокращён часто-ремонтируемый фонд (ЧРФ) скважин с 10 скважин до их отсутствия, тем самым, увеличена наработка на отказ.

В настоящее время 10 скважин оснащено фильтрами тонкой очистки (сетка 150 - 200 мкм). Отказы по причине засорения УЭЦН не фиксируются.

Если проблему с механическими примесями удалось решить спуском фильтров, то для борьбы с высокой температурой выполнен комплексный подход:

- поузловой анализ отказов позволил выявить, что отказы происходят по причине потери изоляции в кабельной муфте. С целью недопущения подобных отказов заводом-изготовителем кабельных муфт выполнена модернизация и изменение конструкции кабельных муфт с заменой резино-технических изделий на фонде скважин Лыаельской площади;
- с целью недопущения отказов по причине снижения сопротивления изоляции в погружном электродвигателе (ПЭД) проводятся следующие мероприятия:

– применение термостойкого ГНО с допустимым температурным режимом окружающей среды до 200 ºС;

– для снижения влияния высокой температуры и перегрева ГНО производится спуск УЭЦН в кожухе с центратором погружного электродвигателя (ПЭД), эффект за счёт увеличения скорости охлаждения ПЭД, гидрозащиты (ГЗ) и кабельной муфтыМ;

– ведется постоянный контроль работы фонда, оперативно проводятся регулировки по уменьшению/перераспределению объёмов закачки пара, снижению частоты ПЭД.

На рисунке 5 приведены результаты проведенной работы предприятия по борьбе с влиянием высокой температуры добываемой жидкости.

Дополнительным мероприятием по контролю за разработкой и распределением температуры по стволу скважины является применение оптико-волоконных систем (ОВС) [3].

Применение ОВС позволяет уточнить геологию пласта и выделить непроницаемые пропластки по стволу скважин. Система ОВС позволяет определить оптимальный объем и направление закачки пара. На основании полученных данных можно скорректировать глубину спуска ЭЦН (с учетом температурного режима пласта), принять решение о корректировке глубины спуска воронки подачи пара. Последнее позволяет обеспечить наиболее равномерный разогрев массива и вовлечения максимального количества запасов в добычу (интервал с непроницаемыми глинистыми пропластками).

Так, в период с 2023 по 2024 год началась работа по оборудованию скважин оптико-волоконными системами. Внедрение ОВС выполнено на 20 скважинах кандидатах.

Показания ОВС интегрированы в действующую систему телемеханики ЦДВН и ежедневно анализируются специалистами ТПП «Ухтанефтегаз». За счет равномерной выработки запасов, получена дополнительная добыча от выполненных мероприятий на 20 скважинах.

В связи с особенностями разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения методом термо-гравитационного дренирования пласта (ТГДП). На сегодняшний день по ряду осложненных высокой температурой блоков Лыаельской площади ограничены отборы в связи с достижением максимально допустимых уставок на ГНО.

В рамках решения данной проблемы в добывающие скважины спущена гибкая насосно-компрессорная труба с наружным диаметром 38мм (ГНКТ-38) и организована подача охлаждающего агента (воды) в зону на 100м ниже глубины спуска ГНО. Осуществляется нагнетание воды в минимальном объеме, необходимом для обеспечения оптимальной итоговой температуры смеси на входе в УЭЦН. (рис. 6).

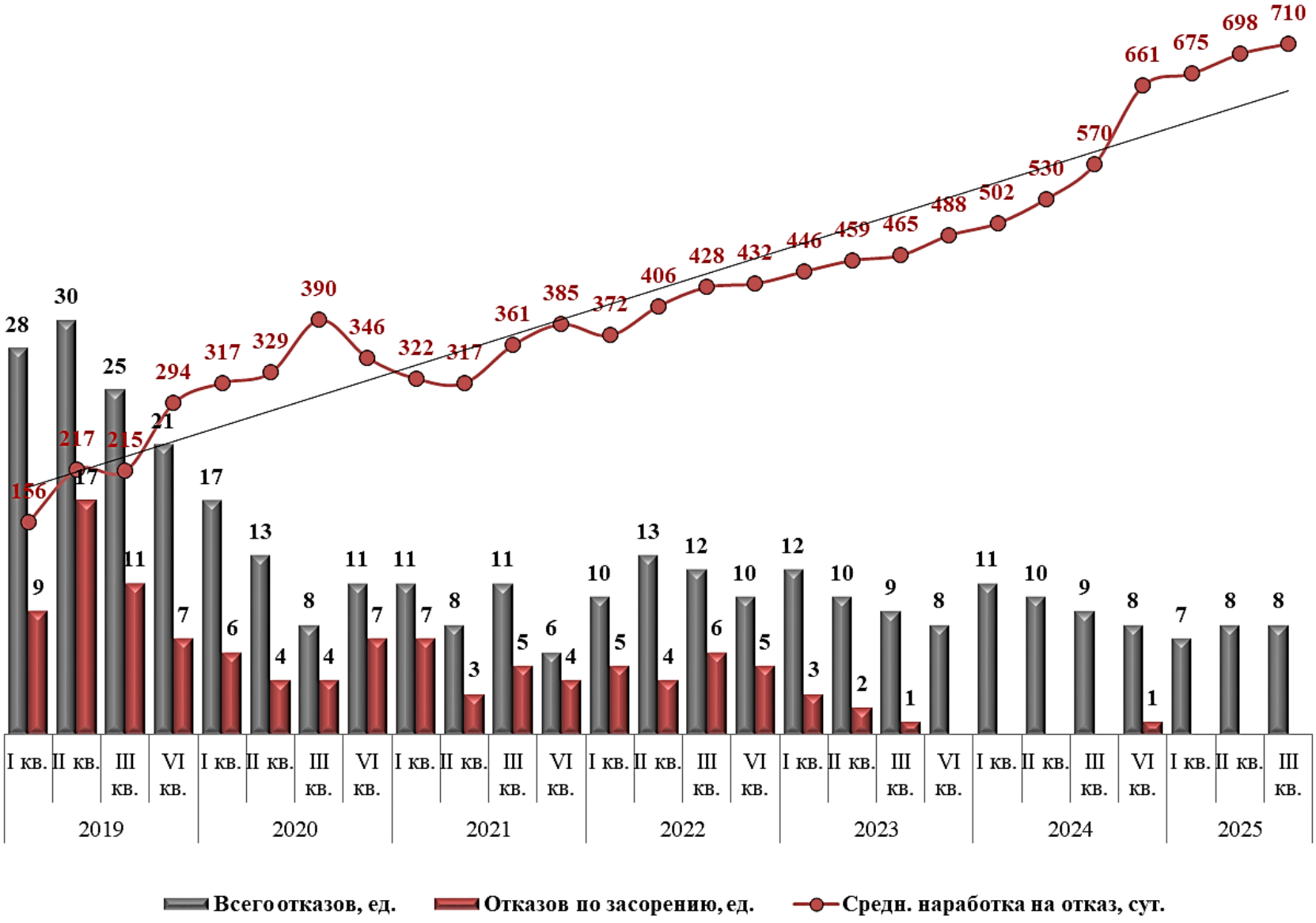


Рисунок 4 – Результаты испытания фильтров тонкой очистки

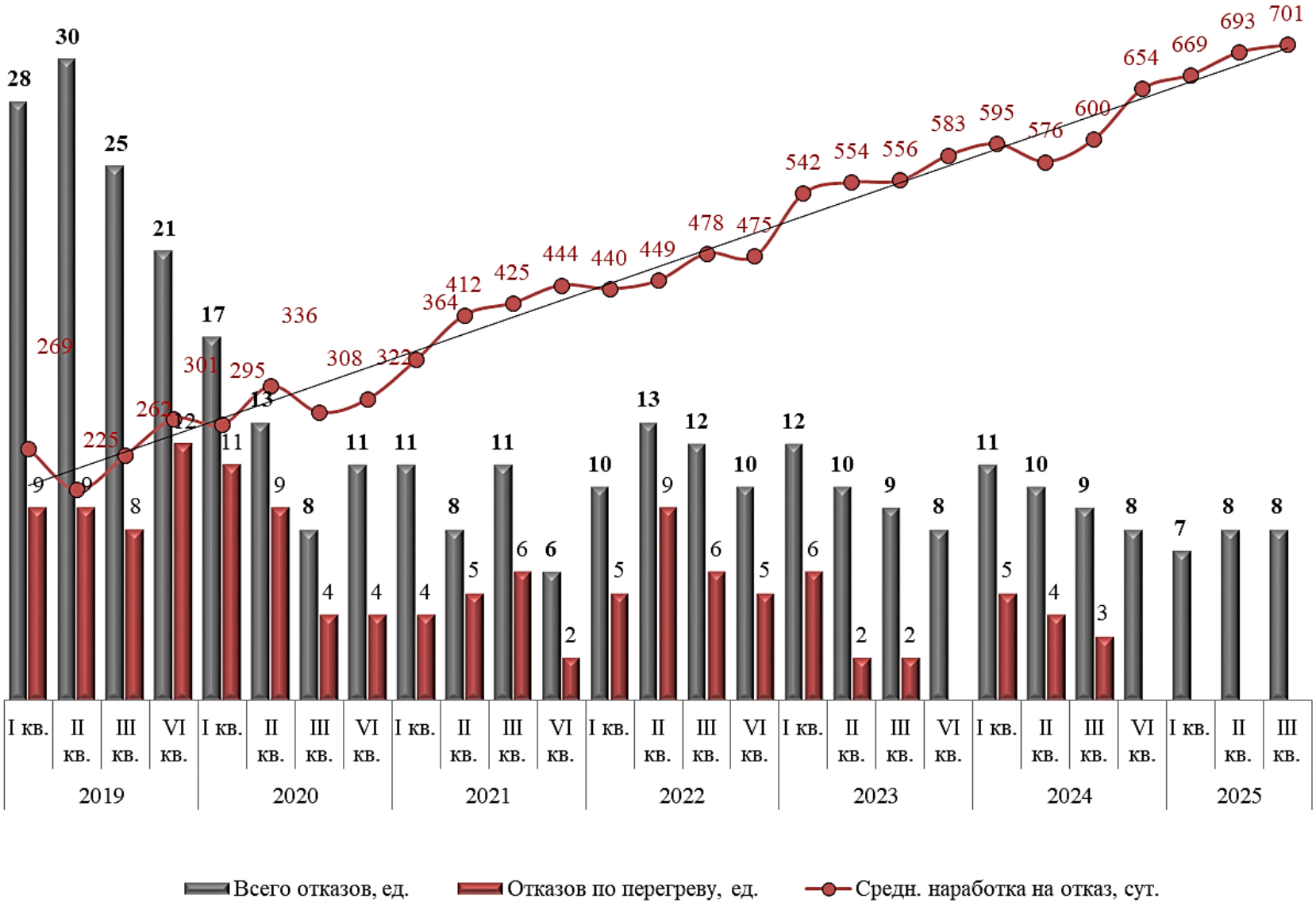


Рисунок 5 – Результаты внедрения термостойкого ГНО и ЭЦН в специальном кожухе

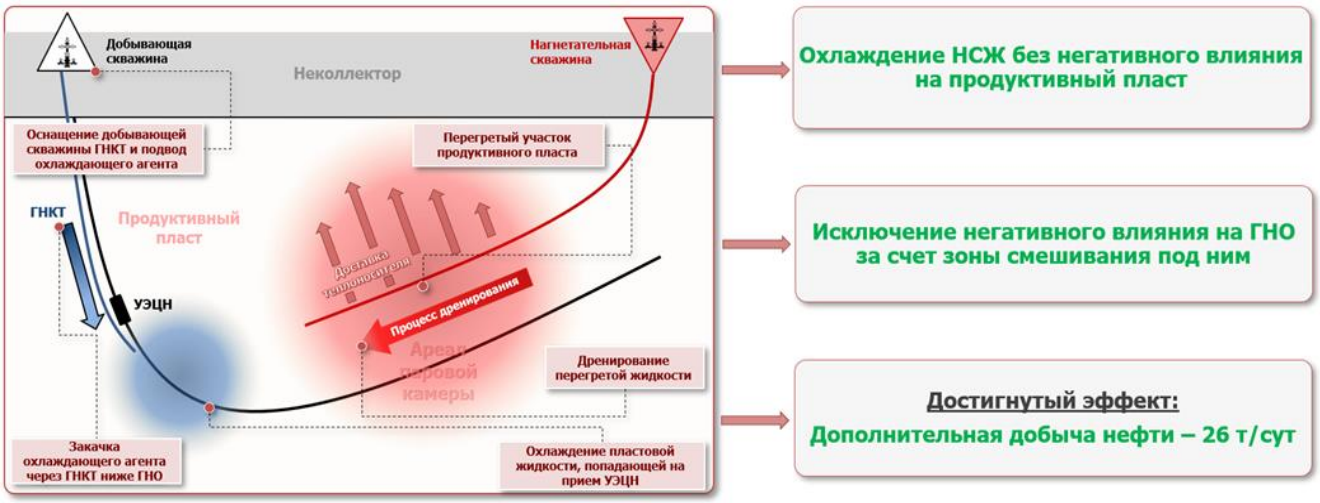


Рисунок 6 – Мероприятие по захолаживанию ГНО реализовано на 2-х скважинах ЦДВН

Таким образом удалось снизить температуру добываемой жидкости, поступающей на прием УЭЦН, за счет чего выполнено увеличение отборов на ограниченном фонде. В 2025 году данные опытно-промышленные испытания (ОПИ) реализованы на 2 скважинах. Результат положительный.

Помимо вышеупомянутых 2 скважин определены еще 9 скважин-кандидатов для тиражирования технологии охлаждения ГНО через ГНКТ.

В процессе разработки Лыаельской площади закачка пара при стандартной схеме осуществляется в 2 направления – в буферное пространство (НКТ) и затрубное пространство. В связи с чем происходит дренирование и локальная выработка запасов продуктивного пласта.

С целью совершенствования технологии паротеплового воздействия в условиях Лыаельской площади, реализованы мероприятия по спуску перфорированной колонны НКТ. Диаметр и количество отверстий в НКТ рассчитано таким образом, чтобы обеспечить равномерное распределение расхода пара по всему стволу скважины, либо перенаправление пара в наименее прогретые зоны пласта. Мероприятия направлены в первую очередь на поддержание темпов добычи нефти, что позволяют осуществлять более равномерный прогрев коллектора и вовлечение запасов в добычу (рис. 7, 8).

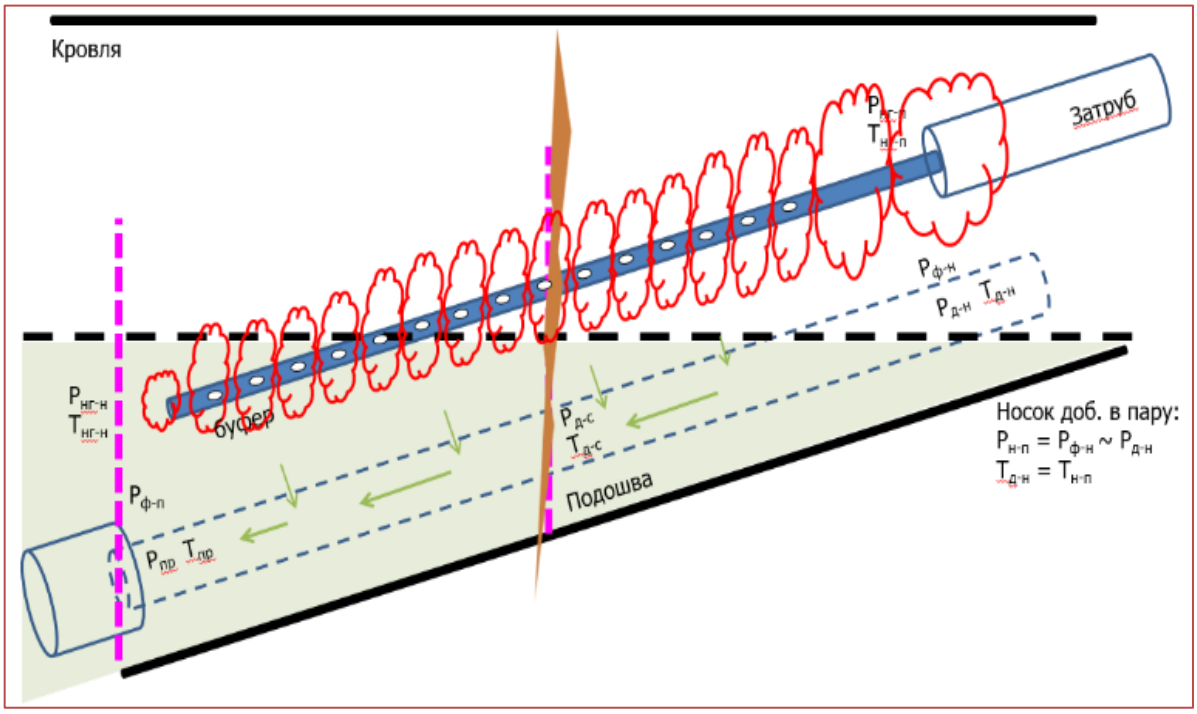


Рисунок 7 – Закачка пара с помощью перфорированной колонны НКТ

На основании данных термометрии полученных с ОВС выявлены интервалы по стволу скважин с критическим перегревом, что осложняет эксплуатацию скважин в стабильном режиме и приводит к ограничению отборов. Для нормализации режима работы скважин, реализованы мероприятия по механической изоляции ствола добывающих скважин с помощью пакера. Например, по результатам термометрии ствол скважины 3601Д был перегрет (макс. Т достигает 177 ºС). На протяжении значительного времени на скважине наблюдается нестабильная работа ГНО со срывами подачи. Необходимо отметить, что скважина исторически работает с высокой обводнённостью (~80 %). С целью стабилизации работы скважины было принято решение по установке отсекающего пакера на глубине 750 м по стволу добывающей скважины. В результате проведенных мероприятий отмечается стабилизация режима работы ГНО, снижение температуры добываемой жидкости до оптимальных значений, за счет чего получен положительный эффект в виде дополнительной добычи нефти.

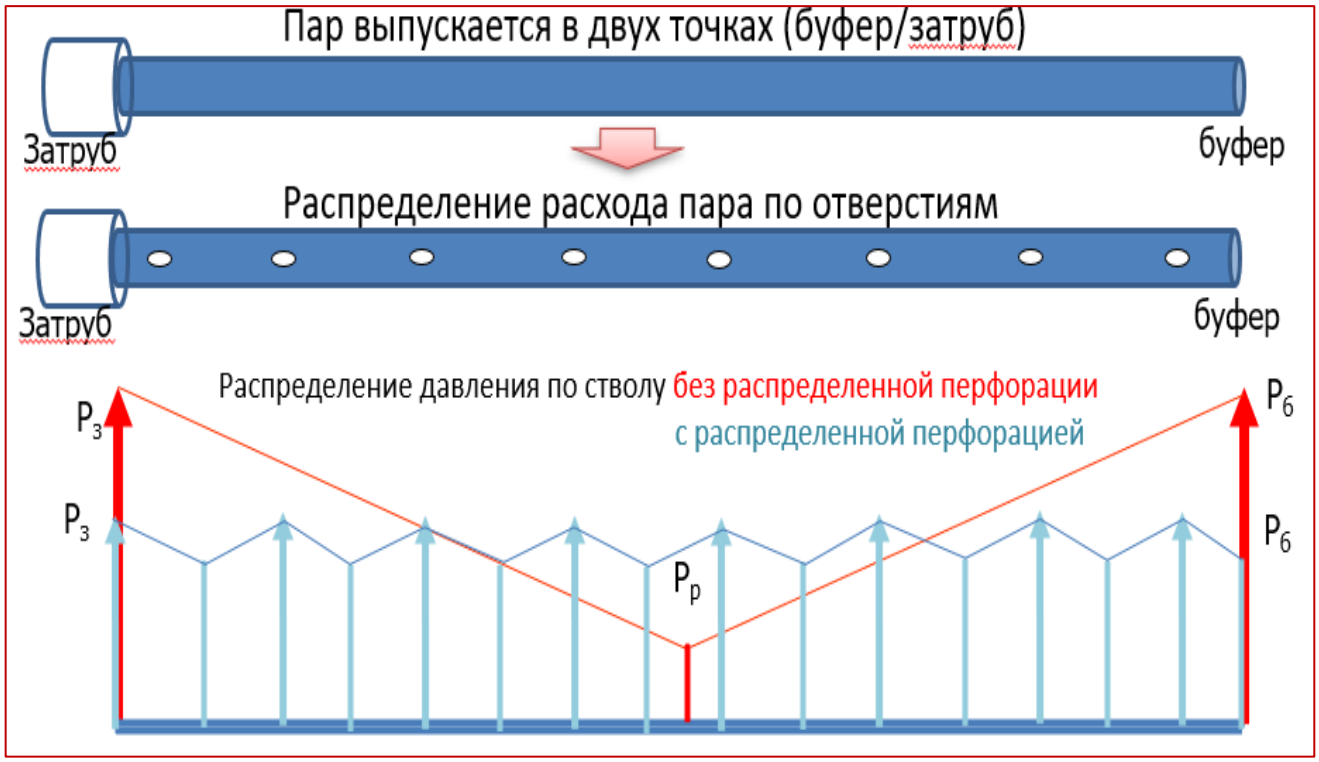


Рисунок 8 – Распределение расхода пара при стандартной схеме закачки пара и с помощью перфорированной НКТ

Комплексный подход по работе с механизированным фондом скважин ЦДВН позволил достигнуть показателя по наработке на отказ в 698 суток, что на 81 сутки больше плана.

Действующий фонд скважин по ЦДВН на 01.10.2025 г. составил 91 скважину:

- фонд УЭЦН составил 90 скважин;
- фонд УШГН составил 1 скважина.

Также за счет проведенных мероприятий достигнуто сокращение часто-ремонтируемого фонда (ЧРФ) скважин до 0 ед. при действующем фонде скважин 91 ед. (табл. 1).

Реализация комплексных мероприятий по работе с механизированным фондом скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения позволила достичь следующих результатов:

- обеспечение наиболее равномерного разогрева массива и вовлечения максимального количества запасов в добычу, за счет чего обеспечено выполнение плановых показателей по добыче нефти;
- увеличение наработки на отказ по механизированному фонду скважин более чем в 4 раза (со 173 суток в 2019 году до 698 суток в 3 квартале 2025 года);
- сокращение общего количества отказов ГНО с 73 ед. в 2019 году до 36 ед. в аналогичном периоде за 2025 год;
- сокращение часто-ремонтируемого фонда с 10 скважин до 0.

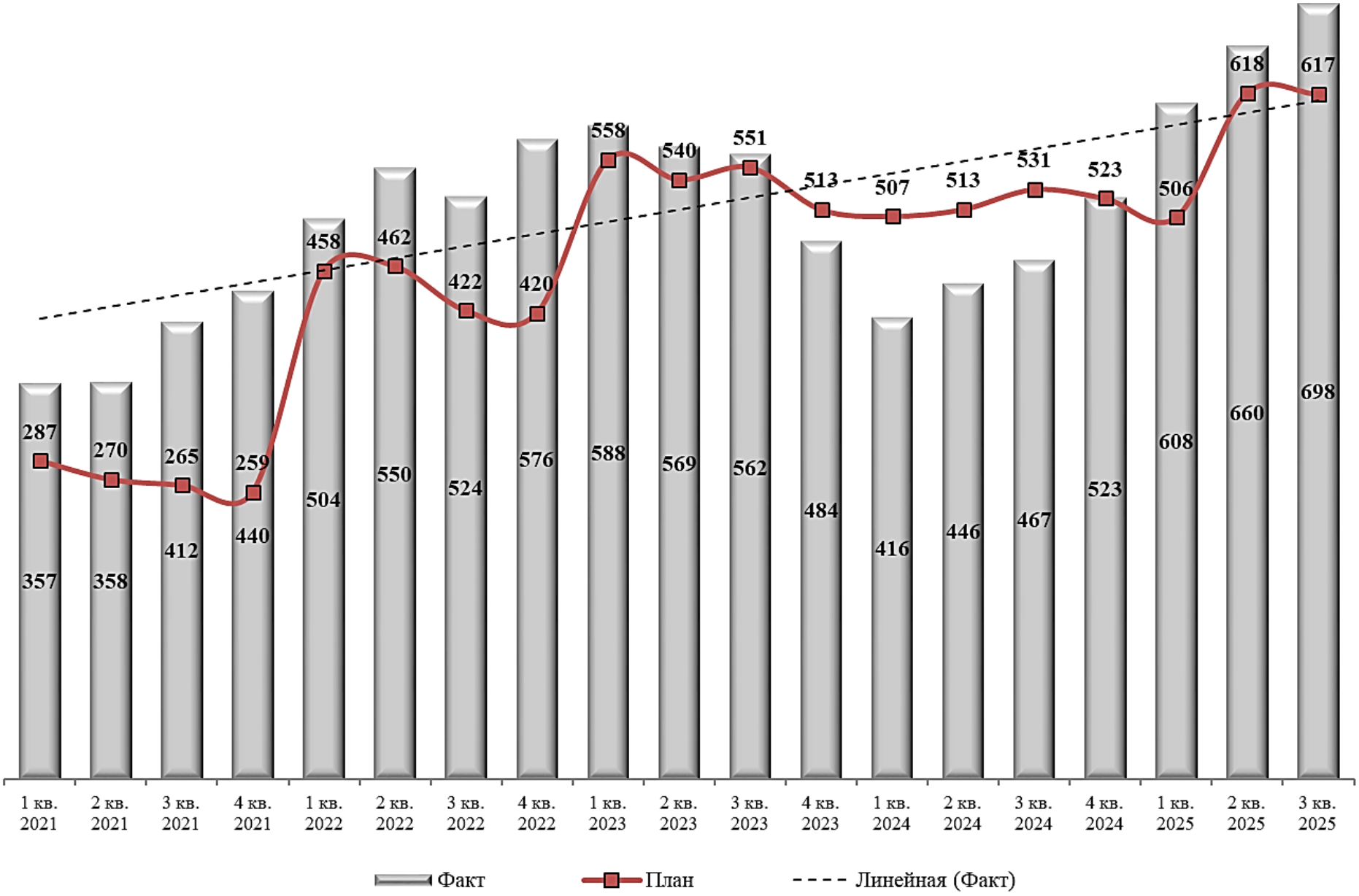


Рисунок 9 – Наработка на отказ по механизированному фонду скважин

Таблица 1 – Выполненные мероприятия на часто-ремонтируемом фонде скважин

Осложняющий фактор	План	Факт
Высокая температура	1. Внедрение термостойких ПЭД и ГЗ (до 200°С) 2. Спуск УЭЦН в кожухе, где Тпэд>140°С 3. Применение центраторов ПЭД	1. Выполнено – 89 ед. 2. Выполнено – 36 ед. 3. Выполнено – 28 ед.
Механические примеси	1. Спуск УЭЦН с фильтром на кожухе	1. Выполнено – 10 ед.

Библиографический список:

1. Дуркин, С. М. Совершенствование методов нефтешахтной разработки месторождений : монография / С. М. Дуркин. – Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2022. – 128 с.
2. Коноплев, Ю. П. Термошахтная разработка нефтяных месторождений : Под ред. Д-ра техн. Наук Н. Д. Цхадая. / Ю. П. Коноплев, В. Ф Буслаев, З. Х. Ягубов, Н.Д. Цхадая – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 288 с.
3. Миклина, О. А. Результаты применения оптоволоконного кабеля на добывающей скважине Ярегского месторождения / О. А. Миклина, Р. В. Бучак. Булатовские чтения [Электронный вариант]:. материалы VI Международной научно-практической конференции (31 марта 2022 г.), г. Краснодар: в 2-х т., том 1. / под ред. О. В. Савенок. Краснодар, Сборник статей. 2022. С. 258-261. URL: // https://id-yug.com/index.php/ru/bulatovread/bulatov2022/2022-v1?id=2880 (режим просмотра 15.11.2025 г.)
4. Мирзаджанзаде, А. Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа : учебник / А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова. – Москва: Издательство «Недра», 1977. – 229 с.
5. Рузин, Л. М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов : Учебное пособие для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело», по представлению Ученого совета УГТУ / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. - 2-е изд., перераб. и доп. - Ухта : Изд-во УГТУ, 2015. – 166 с.
6. Рузин, Л.М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов : учебное пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – 2-е изд., перераб. И доп. – Ухта: УГТУ,2015. – 166 с.

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЕЙ

УДК 551.734:553.982 (268.4).22

Геологическое строение и особенности формирования коллекторов в сирачойских и эйфельских отложениях в северной части Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны

Маракова И. А., Вельтистова О. М.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение.

Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона (ВАСЗ) представляет собой важный нефтегазоносный район в пределах Арктической зоны. Сложность геологического строения, обусловленная карстовыми процессами в сирачойских отложениях, создает значительные трудности при интерпретации геофизических данных и прогнозировании запасов углеводородов. Настоящее исследование направлено на решение этих проблем путем комплексного анализа геолого-геофизических данных с акцентом на выявление и картирование карстовых зон, а также изучение их влияния на формирование коллекторских свойств.

Тектоническое строение и районирование:

В тектоническом плане исследуемая площадь находится на сочленении Сарембой-Леккейягинской и Западно-Матвеевской структурных зон, входящих в состав ВАСЗ (рис. 1).



Рисунок 1 – Фрагмент тектонической карты Тимано-Печорской провинции (ООО «ТП НИЦ»)

ВАСЗ представляет собой сложнопостроенную область северо-западного простирания, ограниченную Коротаихинской впадиной, грядой Чернышева и Хорейверской впадиной. В составе ВАСЗ на суше выделяются структуры второго порядка: вал Сорокина, вал Гамбурцева, Мореюская и Верхнеадзьвинская депрессии, Сарембой-Леккейягинская зона.

Изучаемая площадь расположена в пределах Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны, которая представляет собой систему антиклинальных структур северо-западного простирания, сочленяющихся через разрывные нарушения и синклинали. Строение Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны усложняется в северо-восточном направлении, по направлению к зоне Вашуткинско-Талотинского надвига (рис. 2).

Вашуткинско-Талотинский надвиг имеет глубинное заложение, четко проявляется в магнитном поле и трассируется на северо-запад в акваторию Печорского моря. Фронтальная плоскость надвига наклонена на северо-восток под углом 35°-40°. В осадочном чехле он представляет серию надвигов и взбросо-надвигов.

Медынско-Сарембойская антиклинальная зона разделена Хайпудырской губой на северную и южную части. Северная часть сформирована Тобойской, Мядсейской, Медынской и Перевозной структурами и названа Медынским валом (З. П. Юрьева, 1995 г.),

Структуры Медынского вала имеют северо-западное простирание. Морфологический тип складчатости преимущественно брахиантиклинальный. В пределах суши его образуют Тобойское и Мядсейское поднятия.

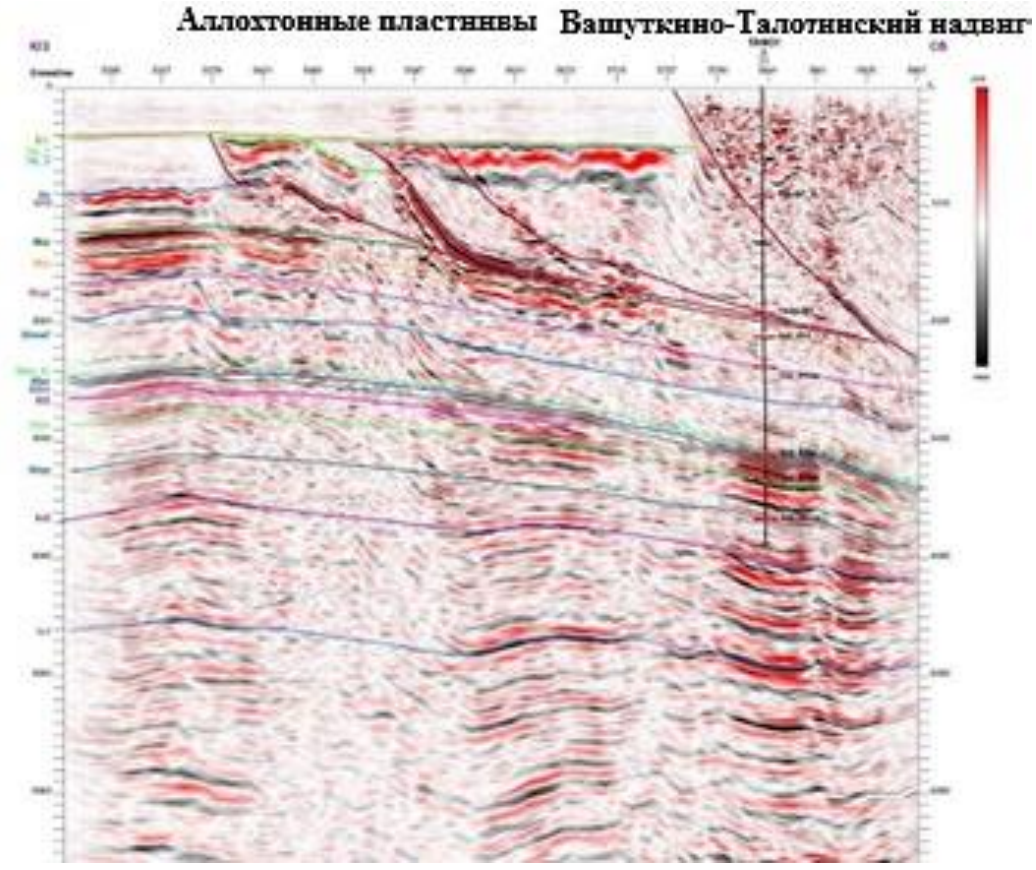


Рисунок 2 – Глубинный сейсмический разрез (ПетроТрейс, 2017 г.)

Изученность сейсморазведкой.

Сейсморазведочные работы были проведены на северо-восточном участке Варандей-Адзьвинской зоны в разные годы. Тобойско-Мядсейская площадь была исследована детальными работами МОГТ-2D в 1996 году. В результате проведенных работ были построены структурные карты по отражающим горизонтам Iк (P1), IIv (C1), IIIf1 (D1) и IIID1 (D1-S), по которым Тобойская и Мядсейская структуры были переданы в поисковое бурение. С открытием залежей нефти в отложениях верхнего-нижнего девона, имеющих довольно сложное строение, возникла необходимость проведения дополнительных сейсморазведочных работ МОГТ. В последние десятилетиями проводились исследования МОГТ-2D и МОГТ-3D.

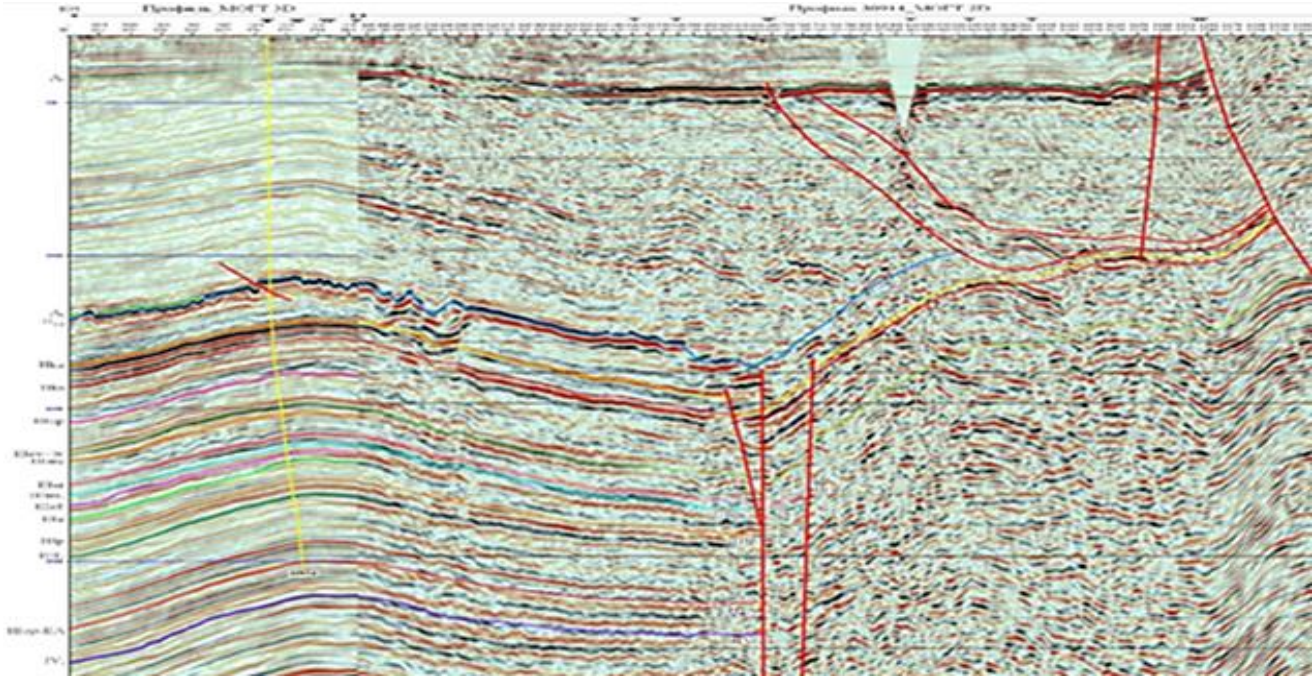


Рисунок 3 – Композитный временной разрез. Мядсейское месторождение.
(материалы «СК «ПетроАльянс»)

Геологическое строение и нефтегазоносность.

В нефтегазоносном отношении площадь исследований относится к Сарембой-Леккейягинскому НГР, Варандей-Адзьвинской НГО, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [2]. Изучаемый разрез подразделяется на два структурных этажа: интенсивно дислоцированный нижний (фундамент) и пологозалегающий верхний, сложенный платформенными осадочными образованиями палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Наиболее древними отложениями, изученными на площади исследований, являются верхнесилурийские, вскрытые скважиной Медынская №1.

Промышленная нефтеносность установлена в верхнеордовикско-нижнедевонском карбонатном (пласты D_1l, D_1p), среднедевонско-нижнефранском терригенном (пласты D_2ef, D_3tm1, D_3tm2), доманиково-турнейском карбонатном (пласты D_3f, C_1t+D_3fm) нефтегазоносных комплексах.

В пределах изучаемой территории выделяются Тобойское, Мядсейское, Медынское и Перевозное месторождения. По нижнедевонским продуктивным отложениям (пласт D_1l) все участки объединены в единую залежь. По геологическому строению месторождение относится к сложным, по величине запасов – к крупным. Эйфельские отложения (D2ef) на исследуемом участке представлены нерасчлененными омринским и кедровским горизонтами, соответствующими леккейягинской свите местной стратиграфической схемы. Для них характерен глубокий предфранский размыв, приведший к отсутствию живетского яруса в разрезе.

Отложения эйфеля сложены преимущественно терригенными породами: алевролитами, аргиллитами и песчаниками. Важным элементом является мощный пласт кварцевого песчаника в подошве, который служит коллектором для залежей нефти. В верхней части разреза встречаются пласты тонкокристаллических, неравномерно глинистых известняков. С кровлей эйфельских отложений отождествляется отражающий горизонт ОГ IIIef. Эйфельские отложения развиты неповсеместно, отсутствуют на Медынской площади и частично размыты на Тобойской площади. Полный разрез вскрыт скважинами Перевозного и Мядсейского участков. Толщина отложений варьируется от 0 до 84 м. Наибольший интерес представляет верхний подъярус (кедровско-омринский горизонт), содержащий потенциально продуктивные горизонты.

Особый интерес представляют сирачойские отложения, где развиты карстовые процессы, оказывающие существенное влияние на формирование коллекторов [3]. Последними сейсморазведочными работами были выявлены в сирачойских отложениях аномалии сейсмической записи. Выявленные во временном поле рифовые, зарифовые фации, были

подтверждены данными бурения. Частично опознаются шлейфовые фации одиночных построек в нижнесирачойском интервале. волнового поля типа «риф», выраженные на временных разрезах увеличением интервального времени и хаотичным рисунком.

По данным сейсморазведки отчетливо проявляются области палеокарста, что говорит о формировании пласта в условиях обмеления территории, замедления темпов карбонатной седиментации вплоть до кратковременных перерывов в осадконакоплении, когда происходили интенсивные постседиментационные процессы. При падении уровня моря на длительное время рифы зачастую выводились над уровнем моря и подвергались разрушению. Ширина карстов изменяется от километров до сотни метров.

Карстовые зоны наблюдаются на Тобойском и Мядсейском участках [1,4], хорошо отображаются на седиментационных слайсах атрибутов, где выделяются в виде колец, которым вверх по разрезу соответствуют небольшие прогибы (рис. 4).

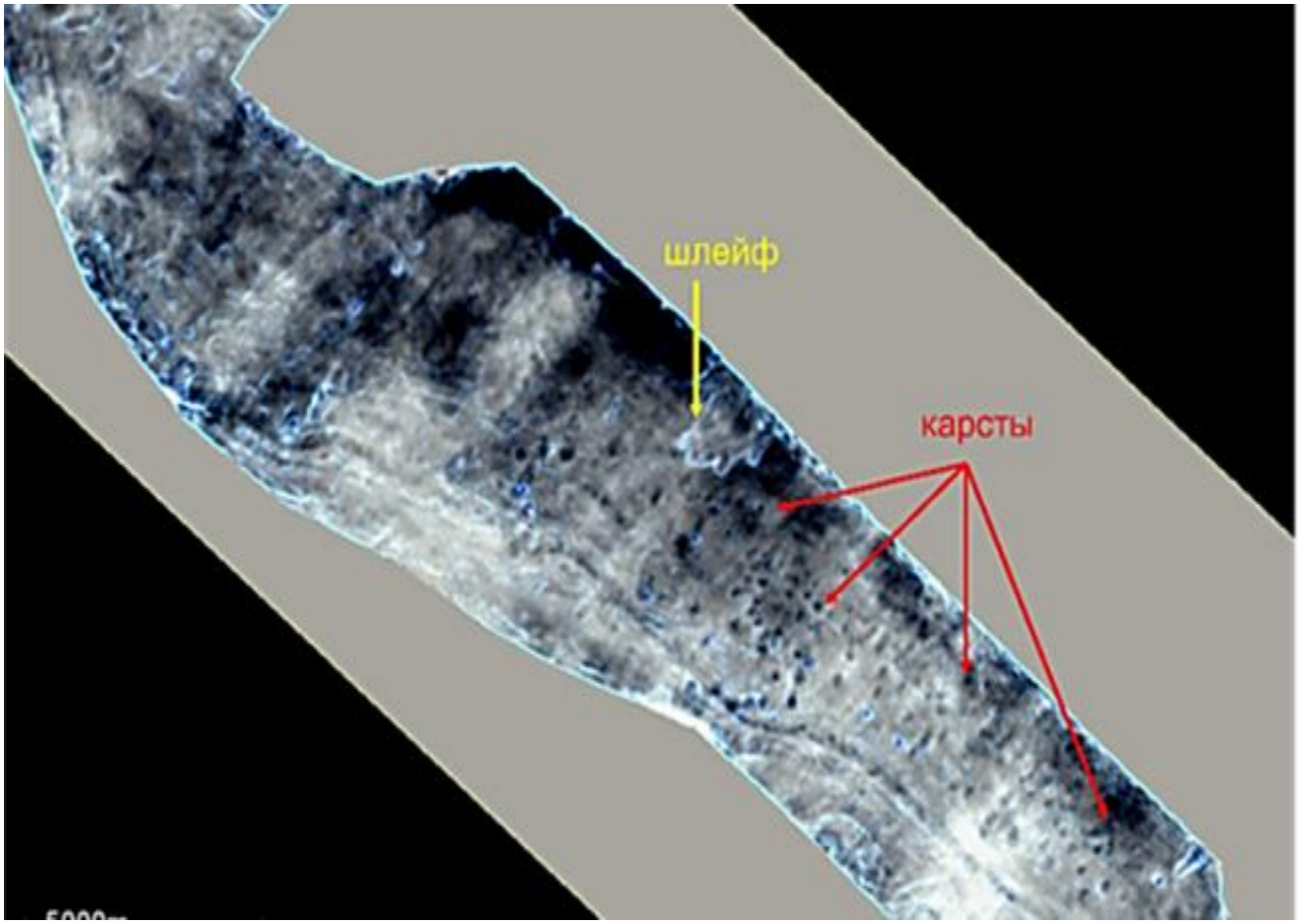


Рисунок 4 – Карсты на седиментационных срезах
(материалы ООО «СЖЖ Восток» 2009 г.)

Евлано-ливенский барьерный риф сближен с сирачойским барьерным рифом, мелководные и рифовые образования евлано-ливенского рифа надстраивались над сирачойскими (рис. 5).

Для детального выявления зон карстообразования предлагается использовать комплексный подход.

- *Сейсмостратиграфический анализ:* анализ сейсмических фаций и конфигураций отражений для выявления карстовых полостей и зон повышенной трещиноватости.
- *Анализ атрибутов сейсмической записи:* использование атрибутов, чувствительных к изменениям литологии и флюидонасыщенности, таких как амплитуда, частота и фаза, для выявления карстовых зон.
- *Литологические методы:* качественная оценка по керну - визуально выделяются каверны, трещины и признаки выщелачивания. Лабораторные исследования керна – определение общей пористости (открытой, закрытой) и газопроницаемости.

• *Анализ данных ГИС:* использование данных гамма-каротаж, нейтронный каротаж, акустический каротаж, резистивиметрия для определения литологии, пористости и проницаемости коллекторов. Особое внимание следует уделять аномальным значениям, которые могут указывать на наличие карстовых полостей.

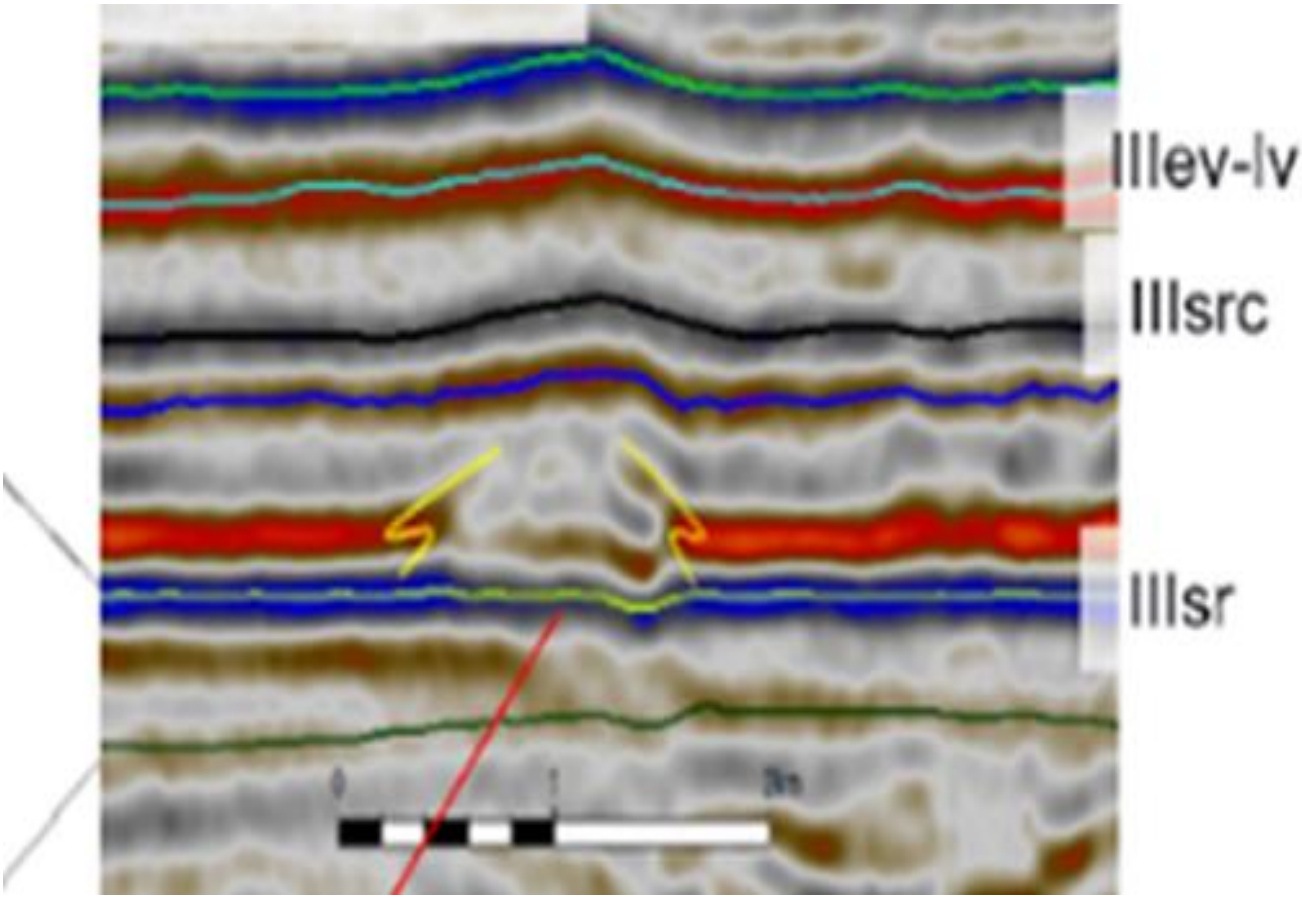


Рисунок 5 – Фрагмент временного разреза с органогенной постройкой сирачойского возраста (материалы ООО «СЖЖ Восток» 2009 г.)

Классификация карстовых зон.

Предлагается классификация карстовых зон, основанная на масштабе и типе проявления карста, а также на его влиянии на коллекторские свойства.

1. **Масштаб карстовых образований:**
   - *Микрокарст:* трещины и каверны размером менее 1 мм, наблюдаются в керне и шлифах.
   - *Мезокарст:* каверны и трещины размером от 1 мм до 10 см, выявляются по данным ГИС и керна.
   - *Макрокарст:* крупные карстовые полости и каналы размером более 10 см, выявляются по данным сейсморазведки и ГИС.
2. **Тип карстовых образований:**
   - *Трещинный карст:* развитие карста по трещинам, формирует сети трещиноватых коллекторов.
   - *Каверновый карст:* образование отдельных каверн, может приводить к формированию крупных пустотных коллекторов.
   - *Порово-каверновый карст:* комбинация порового пространства и каверн, наиболее благоприятный тип коллектора.
3. **Влияние на коллекторские свойства:**
   - *Карст, улучшающий ФЕС:* увеличение пористости и проницаемости за счет образования новых пустот и каналов.
   - *Карст, ухудшающий ФЕС:* заполнение карстовых пустот глинистым материалом или минеральными осадками, снижение проницаемости.

В таблице 1 указывается какие типы карстов выделяются на исследуемой территории.

Таблица 1 – Классификация карстовых образований на исследуемой территории (составила Маракова И. А.)

Отложения/Участок	Масштаб	Тип карстовых образований	Влияние на коллекторские свойства
Сирачойские отложения	Макрокарст	Кавернозный/Трещинный (предположительно)	Улучшающий ФЭС
Тобойский/Мядсейский участки	Макрокарст	Кавернозный/Трещинный (предположительно)	Улучшающий ФЭС

Сравнение фильтрационно-емкостных свойств и геодинамика:

Важно провести сравнительный анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов в карстовых (сирачойские отложения) и некарстовых (эйфельские отложения) зонах. Карстовые зоны характеризуются повышенной пористостью и проницаемостью, однако эти параметры могут сильно варьировать в зависимости от типа и степени развития карста, а также от вторичных процессов, таких как заполнение пустот и перекристаллизация. В эйфельских отложениях ФЕС определяется гранулометрическим составом, степенью глинизации и трещиноватостью пород. Сравнение этих параметров позволит выявить основные факторы, контролирующие формирование коллекторских свойств в различных типах отложений.

Геодинамические процессы, такие как тектонические движения и изменения уровня моря, оказывают существенное влияние на формирование и изменение ФЕС коллекторов как в сирачойских, так и в эйфельских отложениях. Тектонические движения приводят к образованию трещин и разломов, которые служат путями миграции флюидов и способствуют развитию карста в сирачойских отложениях, а также увеличивают проницаемость в эйфельских. Изменения уровня моря вызывают циклические изменения гидродинамического режима, что влияет на процессы растворения и осаждения минералов в карстовых полостях сирачойских отложений и процессы выветривания и переотложения осадков в эйфельских. Необходимо учитывать влияние палеогеодинамических обстановок на формирование зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

Новизна исследования:

Ключевым элементом исследований является применение комплексного подхода к изучению карстовых зон в сирачойских отложениях ВАСЗ. Предлагается использовать комбинацию сейсмостратиграфического анализа, анализа атрибутов сейсмической записи, данных ГИС и геохимических исследований керна, для детального выявления и картирования карстовых зон. Разработанная классификация карстовых зон, ориентированная на геологов-практиков, позволит более эффективно оценивать перспективы нефтегазоносности карстовых отложений.

Выводы:

Проведенный анализ геологического строения и особенностей формирования коллекторов в сирачойских и эйфельских отложениях ВАСЗ позволил выявить перспективные направления поисково-разведочных работ. Развитие карстовых процессов в сирачойских отложениях и наличие продуктивного кварцевого песчаника в основании эйфельских отложений играют важную роль в формировании коллекторов с улучшенными ФЕС. Наиболее перспективными участками для поисков залежей углеводородов являются Тобойский, Перевозный и Мядсейский участки. На Тобойском участке следует учитывать возможность частичного размыва эйфельских отложений. На Мядсейском и Перевозном участках, где вскрыт полный разрез эйфеля, необходимо детально изучать распространение и характеристики кварцевого песчаника в основании эйфельского яруса, а также оценивать перспективы кедровско-омринского горизонта, как потенциально продуктивного. Комплексный подход к изучению данных отложений, включающий анализ сейсмических данных с учетом полярности отражений, позволит более точно прогнозировать распространение коллекторов и оценивать запасы углеводородов.

Библиографический список:
1. Маракова И. А., Богданов Б. П., Ростовщиков В. Б. Вашуткинско-Талотинский взбросо-надвиг как северо-восточное ограничение крупной зоны нефтегазонакопления Варандей-Чернышевского авлакогена // Сборник научных трудов : материалы всероссийской научно-технической конференции : «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (2-3 ноября 2016 года) / под редакцией Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2017. – С. 72-76.
2. Маракова И. А. Геология и перспективы нефтегазоносности малоизученных территорий севера Тимано-Печорского бассейна (Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона) / Сборник научных трудов : материалы всероссийской научно-технической конференции : «Комплексное изучение и освоение недр Европейского Севера России» (5-6 ноября 2020 года) / под редакцией Р. В. Агиней. – Ухта : УГТУ, 2020. – С. 68-70.
3. Маракова И. А. Анализ условий формирования залежей углеводородов в нестандартных коллекторах в связи с разработкой методологии их прогнозирования на территории Тимано-Печорской провинции / Успехи современного естествознания. – № 3. – 2021. – С. 79-85.
4. Маракова И. А., Вельтистова О. М., Сабельников М. Ю., Нуртазаева М. А. Моделирование сложнопостроенных тектонических зон Предуральского краевого прогиба на основе решения обратных задач геофизики // Геофизика. 2024. – № 4. – С. 61-65.

УДК 528.2:622.276

Системы координат, применяемые для целей недропользования

Дудников В. Ю., Осадчая Г. Г., Саприн С. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В начале статьи приведем несколько документов, закрепляющих некоторые важные для рассматриваемой тематики определения и положения:

- выполнение геодезических и картографических работ при осуществлении недропользования регулируется Федеральным законом «О геодезии, картографии и пространственных данных и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 30.12.2015 № 431-ФЗ, а требования к точности, форматам представления специальных карт и к используемым системам координат устанавливаются Министерством экономического развития РФ, которому у нас в соответствии с Указом Президента РФ от 08.12.2022 г. № 889 «О некоторых вопросах федеральных органов исполнительной власти» в стране переданы полномочия в сфере геодезии и картографии;

- карты геологического содержания являются одним из видов специальных карт;

- в Приказе Минэкономразвития России от 29.03.2017 № 143 «Об установлении требований к точности, форматам представления в электронной форме специальных карт, за исключением специальных карт федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики, нормативно-правовому регулированию в области обороны, и к используемым системам координат» (Зарегистрирован в Минюсте России 04.07.2017 № 47288) уточнено, что специальные карты создаются в государственных и местных системах координат.

Еще один срез работ, которые ведутся в геологической отрасли это работы по лицензированию и включение в лицензии на пользование недрами специальной карты не предусмотрено, а включаемая в нее схема расположения участка недр не может ею считаться, и, соответственно, на нее не распространяются требования к системам координат специальных карт. Однако в лицензии указываются географические координаты, представляющие собой результат геодезических работ, которые выполняются с использованием в том числе и международных систем координат (СК).

С 1 января 2021 года в качестве единой государственной системы координат установлена геодезическая система координат 2011 года (Постановлением Правительства РФ от 28 декабря 2012 года № 1463 – дедлайн был до 01.2017, однако Постановлением Правительства РФ

от 24 ноября 2016 г. № 1240 [1] продлил применение СК-42 и СК-95 при выполнении геодезических и картографических работ до 1 января 2021 г. в отношении материалов (документов), созданных с их использованием).

На необходимость использования ГСК-2011 во всех случаях, связанных с установлением или изменением границ участков недр в процессе лицензирования пользования недрами и также управления государственным фондом недр, указало письмом от 15 февраля 2021 г. и Роснедра [2]. В письме перечисляется практически весь спектр задач, которые связаны с этим (оформление лицензии на пользование, изменение границ участков, подготовка и представление фонда геологической информации, геологических отчетов и иной геологической информации о недрах и пр.).

Таким образом, в качестве государственной для целей недропользования может применяться только система координат ГСК-2011. Эту систему координат и должно использовать в работе геологическое сообщество и отменить в использовании системы координат 1942 и 1995 годов. Что это были за системы?

Как известно, в качестве математической фигуры Земли принимают поверхность эллипсоида, образованного вращением эллипса вокруг его малой оси и обработку геодезических измерений выполняют на его поверхности. До 1946 года в России применялся эллипсоид Бесселя, размеры которого оказались ошибочными. Здесь обратим внимание на то, что год указанный в названии системы координат СК не является годом его ввода (так СК-42 была введена в 1946, СК-95 - в 2000 году, ГСК-2011 – в 2021 г.). С 1946 г. и до 1 января 2021 г. Применялся референц-эллипсоид Ф. Н. Красовского, который являлся отсчётной поверхностью как в СК42, так и в СК95, а любой референц-эллипсоид, как известно, имеет внецентренное положение (не является геоцентрическим, т.е. центр масс Земли не совпадает с центром эллипсоида вращения). По своей же геометрической сути СК-42 и СК-95 являются поперечно-цилиндрической проекцией эллипсоида Красовского. Причем СК-95 хоть и была более точной, но являлась просто переуравненной СК-42 с измененным датумом. Эта система была переходной, к моменту полноценной готовности СК-95 уже действовали системы координат глобальных навигационных спутниковых систем (WGS-84, ПЗ-90). Точность созданной наземными методами опорной сети стала ниже точности создаваемой спутниковыми методами. Поэтому СК-95 устарела и широкого практического распространения не получила.

Эту же проекцию (поперечно-цилиндрическая проекция эллипсоида) использует и ГСК2011, только эллипсоиды разные, поэтому, хоть проекция и одна из-за различий в размерах и ориентации эллипсоидов одна и та же точка на местности будет иметь разные плоские координаты в этих системах. Т. е. нельзя просто взять и переподписать координаты сетки, например, с СК-42 на ГСК-2011, изображение на топографических материалах будет геометрически не соответствовать координатам ГСК-2011. Кроме того, номенклатурный лист карты какого-либо масштаба, созданный в СК-42, при пересчете в ГСК-2011 займет несколько иную область, разграфки номенклатурных листов СК-42 и ГСК-2011 любого масштаба «расходятся» на 90-160 м (в силу того, что при перепроецировании старых рамок из СК-42 в ГСК-2011 углы этих рамок будут иметь нецелые значения широты и долготы) [3].

Важно отметить, что при переходе к новой системе координат изменены не только параметры поверхности относимости, но и ее пространственное положение: из внецентренного в геоцентрическое положение (смещение порядка 200 м). Таким образом, ГСК-2011 является геоцентрической системой координат, а эллипсоид вращения – общеземным, тем самым приблизив систему к широко распространённым системам координат, используемым в спутниковой геодезии, так как именно в геоцентрической системе координат действуют все глобальные навигационные системы, в том числе самые известные: GPS, называемой WGS-84 (World Geodetic System, 1984), а ГЛОНАСС - в ПЗ-90 (Параметры Земли, 1990). Эти системы координат близки друг к другу. Их различие сводится к небольшому повороту системы относительно оси Z и смещению начала координат по этой оси. Положение точки фиксируется в системах тремя прямоугольными координатами X, Y, Z, переводимыми в геодезические координаты на эллипсоиде (широту, долготу, высоту над поверхностью эллипсоида).

Как известно, GPS Navstar стала глобальной первой, получила широчайшее использование (большинство современных ГИС, картографических сервисов, привязаны к координатам в системе WGS84), поэтому она фактически стала международным стандартом, в том числе и для создания навигационных морских карт. В том числе и поэтому, например, в письме руководителя Роснедр [4] отмечалось, что при проведении картографических работ по территории Арктики и Антарктики действующее законодательство допускает использование всемирной геодезической системы координат 1984 года. Однако, эта система координат применима в работах по определению географических координат объектов, при создании специальных карт ее использование же не допустимо. Стоит отметить, что при работе со спутниковым оборудованием именно в этой системе координат геодезическое сообщество и получает данные, которые потом преобразует в ГСК-2011 или местные, имеющие, как и СК-63, региональное блочное устройство (когда границы зон совмещены с административными границами) и являющиеся условной системой координат, распространяемой на определенную территорию (естественно, обязательно обладающие наличием параметров перехода в государственную систему координат). Порядок установления местных систем координат утвержден Приказом Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии от 20 октября 2020 г. № П/0387 «Об утверждении порядка установления местных систем координат» [5]. На сегодня Роскадастром получены параметры перехода к ГСК-2011 для всех местных систем координат субъектов РФ (кроме того в рамках исполнения государственных контрактов Роскадастром выполнены работы по уточнению геодезических сетей для обеспечения перехода к ГСК-2011). Отметим, что при работе со ГНСС-приёмниками встает задача настройки местных систем координат. Для этого есть несколько способов: выполнить локализацию системы координат по одной или нескольким известным точкам или задать параметры местной системы координат вручную (стандартные параметры СК для каждого региона общедоступны, в том числе на интернет ресурсах.

Отметим, что до сих пор в силу различных причин некоторые проекты, в том числе «долгоиграющие», требуют представления координат в действующих до 1 января 2021 года. Поэтому в деятельности в том числе и геологического сообщества будут встречаться и СК-42 и СК-95.

Однако, разработка и введение ГСК–2011 является закономерным этапом в развитии геодезического обеспечения РФ, точность системы не уступает спутниковым геодезическим измерениям, основанным на данных глобальных навигационных спутниковых систем (что не отменяет ситуации, когда для получения координат пунктов спутниковым относительным методом, специалистам иногда приходится использовать исходные пункты, координаты которых содержат дециметровые ошибки). Ранее не редкой была ситуация, когда, выполнив спутниковые геодезические измерения, геодезисты вынуждены были искажать полученные данные, переходя к государственной системе координат СК–95 (или, тем более, к СК–42). В результате точность информации, предоставляемой потребителям, снижалась.

Подводя итог, еще раз отметим:

– в качестве государственной для целей недропользования может применяться только система координат ГСК-2011;

– географические координаты как результат геодезических и картографических работ (определение угловых точек лицензий) могут создаваться в таких системах координат как: ГСК-2011, WGS-84 и местных (но не СК-42, СК-95);

– специальные карты (коими являются геологические) создаются в государственных и местных системах координат – ГСК-2011 или МСК.

С переходом на ГСК-2011 страна продолжила переход с классической на спутниковую геодезию, однако профильному сообществу необходимо готовиться к переходу к новому периоду - релятивистской геодезии.

Библиографический список:

1. Постановление Правительства РФ от 24 ноября 2016 г. № 1240 «Об установлении государственных систем координат, государственной системы высот и государственной гравиметрической системы».

2. Письмо руководителя Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) от 15.02.2021 № №ЕК-04-30/2081 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2025.
3. Доклад Немынова М. П. и Безяева А. В. «Геодезическая система координат 2011 года. Особенности и применение в отрасли» на Круглом столе «Цифровизация государственных услуг в области недропользования» // Роснедра URL: https://rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202103/ (дата обращения: 10.11.2025).
4. Письмо заместителя руководителя Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) от 11.02.2021 № № ЕП-02-30/1887 «Об использовании системы координат WGS-84 при картировании территории Арктики и Антарктики» // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2025.
5. Приказ Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии от 20 октября 2020 г. № П/0387 «Об утверждении порядка установления местных систем координат» // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2025.

УДК 550.8.01

Оценка геологических и технологических параметров для выбора участков по интенсификации притоков при освоении трудноизвлекаемых запасов газа

Вишератина Н. П.[1], Кочкина Ю. В.[2]
1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия,
2 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия

Выбранное для анализа месторождение расположено на северном склоне Ставропольского свода Предкавказского региона и содержит залежь трудноизвлекаемых запасов газа, приуроченную к низкопроницаемым отложениям хадумской свиты олигоцена. Месторождение открыто в 1951 г., введено в разработку в 1963 г.

Залежь расположена в антиклинальной складке платформенного типа размерами 60×40 км с пологими крыльями и сводом. Ось складки ориентирована с северо-запада на юго-восток, южная периклиналь имеет структурный выступ. В пределах поднятия выделяются два купола – один, наиболее возвышенный, распложен в северо-западной части, второй – в центральной и восточной части. Прогиб, разделяющий купола, неглубокий, с осью, ориентированной с северо-востока на юго-запад. Амплитуда куполов порядка 60 – 70 м. Глубина залегания залежи 650–730 м. Общий фонд скважин – 490 ед.

Отложения хадумской свиты на территории практически всего Предкавказского региона рассматриваются одновременно и как нефтегазоматеринские, и как нефтегазосодержащие [1].

Основой коллекторского потенциала таких пород является «текстурная неоднородность», которая формируется в месте контакта разных по литологическому составу и текстуре участков, обладающих естественной трещиноватостью [2, 3]. Формирование трещиноватости происходит под влиянием тектонических напряжений в неоднородных хрупких и ослабленных зонах. Протяженность и раскрытость зон контактов определяют фильтрационные возможности пород. Ослабленные зоны при формировании залежей под напором (давлением) мигрирующих углеводородов разъединяются, образуя вторичную пористость, а при разработке, отдав нефть или газ, закрываются при снижении давления [2]. Тоже происходит и при выносе керна. Поэтому свойства ослабленных зон стандартными лабораторными методами не фиксируются и по данным стандартных образцов керна определяются преимущественно параметры матрицы [2].

Хадумская свита по литологическим признакам подразделяется на три горизонта (рис. 1): нижний – пшехский, представлен тонкослоистыми аргиллитоподобными глинами и карбонатно-глинистыми сульфатизированными породами, средний – полбинский (остракодовый пласт), сложен глинистыми известняками и верхний – Морозкиной балки, состоящий из тонко чередующихся темно-бурых и буровато-серых глинистых алевролитов и алевропесчаников и сильно алевролитистых глин с прослойками и линзочками глинистых известняков и мергелей. Это расчленение справедливо для всех разрезов хадумской свиты, однако горизонты, в зависимости от места исследования, могут быть более или менее ярко выраженными.

Аргиллиты и аргиллитоподобные глины хадумской свиты, которые рассматриваются как нефтегазоматеринские, по результатам разносторонних исследований состоят из глинистых минералов (48,0 – 95,0 %), органического вещества (0,4 – 9,3 %), пирита (2,0 – 5,0 %) и содержат битумоиды (0,18 – 2,4 %). Основными породообразующими глинистыми минералами являются гидрослюда (от 55 до 82 %, среднее – 70 %), хлорит (5 – 25 %), каолинит (13 – 31 %, среднее – 18 %), смешано-слойные образования (2 – 12 %, среднее – 7 %). В породах горизонта Морозкиной балки преобладает хлорит-гидрослюдистая ассоциация с примесью каолинита.

Продуктивные пачки приурочены к верхнему горизонту хадумской свиты.

Коллекторами являются тонкослоистые проницаемые и низкопроницаемые глинистые песчаники и алевролиты со сложной структурой порового пространства. Открытая пористость по данным керна изменяется в пределах 16,5 – 39,0 % (в среднем составляет 30,2 %), проницаемость (0,01 – 350) $\cdot 10^{-15}$ м^2 (в среднем 87 $\cdot 10^{-15}$ м^2), среднее значение остаточной водонасыщенности – 77 %.

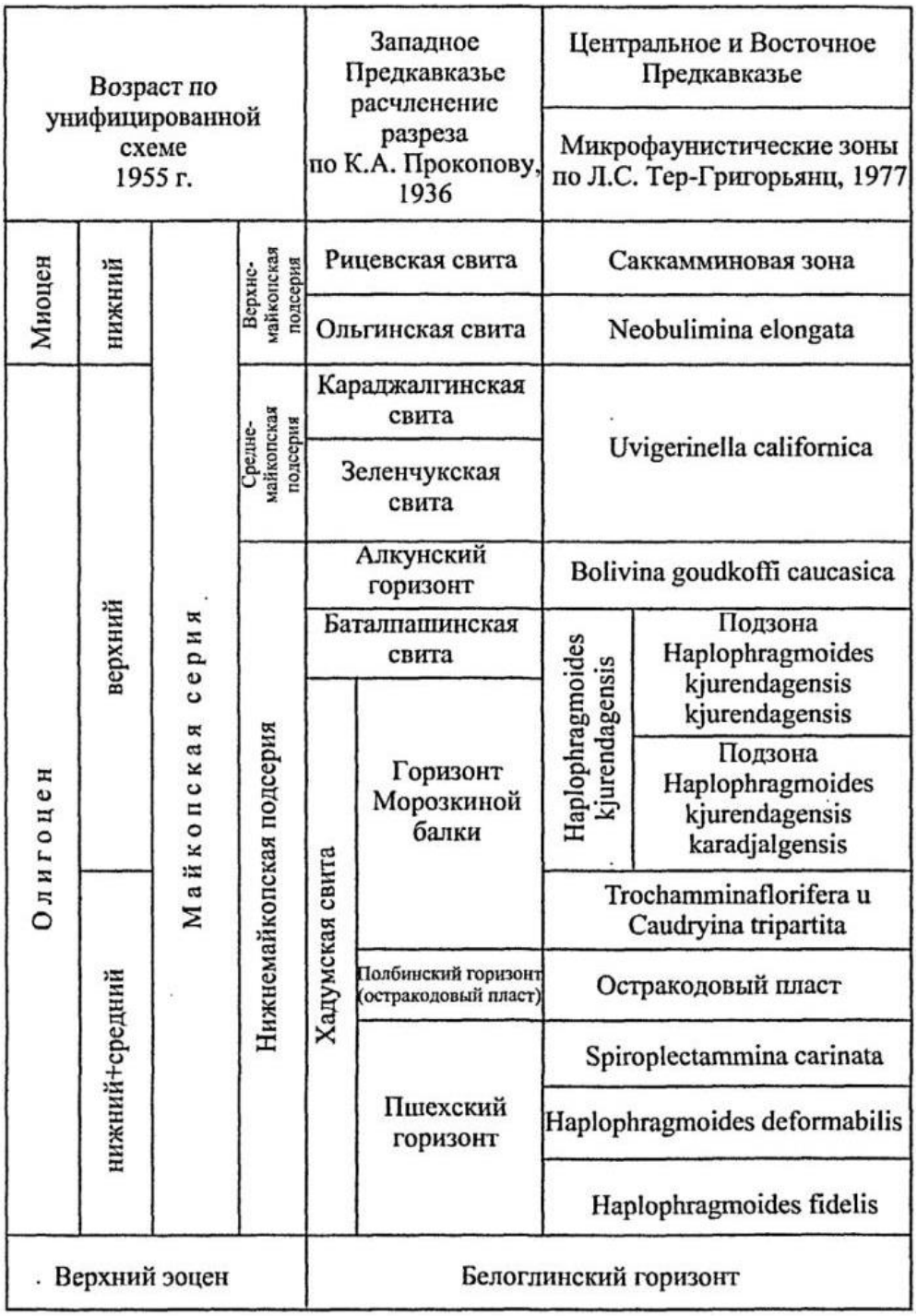


Рисунок 1 – Стратиграфический разрез майкопской серии (по данным [4])

Серьезные проблемы, связанные с коллекторами подобного типа, возникают как на стадии их выделения (тонкослоистость, полимиктовый состав, повышенная глинистость, низкие удельные электрические сопротивления независимо от характера насыщенности и др.), так и при эксплуатации (накопление кондиционной воды на забое скважины, склонность пород к набуханию и разрушению под воздействием скапливающейся на забое конденсационной воды с последующим образованием плотных глинисто-песчаных пробок (ГПП), двухфазные притоки и др.).

Рассматриваемая залежь низкопроницаемых хадумских отложений разрабатывается в условиях газового режима. Объем запасов газа, вовлеченных в разработку, значительно ниже начальных геологических запасов в связи с неравномерным дренированием залежи из-за низких коллекторских свойств и значительной неоднородности коллекторов по площади. В начальный период эксплуатации пластовое давление снижалось пропорционально темпу отбора газа по условиям газового режима. С падением давления в процессе разработки месторождения фазовая проницаемость для газа заметно снижается и происходит снижение дебитов вплоть до полной остановки скважин по причине образования ГПП и снижения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов.

Для повышения конечного коэффициента газоизвлечения на месторождении применяются методы по интенсификации притоков, в частности, гидроразрыв пласта (ГРП). В настоящее время значительно сниженная величина пластовых давлений и техническое состояние фонда скважин, основная масса которых пробурена в конце 1960-х гг., не позволяют выполнять массовое проведение операций ГРП. Цель настоящей работы – выбор участков залежи и скважин с оптимальным набором геологических и технологических показателей для достижения наилучшего эффекта при проведении ГРП.

На первом этапе проводилась локализация областей по ФЕС. Для этого в хадумских отложениях выбраны такие параметры, как эффективная толщина ($h_{эф}$), пористость ($К_п$), газонасыщенность ($К_г$) и комплексный параметр $h_{эф} \cdot К_п \cdot К_г$, характеризующий линейные запасы ($Q_{лин}$) залежи. По всем этим параметрам построены карты, при анализе которых выявлены несколько участков с оптимальными значениями этих параметров.

Так, с целью выделения зон с максимальными толщинами на картах эффективных толщин выбрана изопахита 6 м, по которой оконтурено пять основных участков. Максимальную площадь и толщину (до 13 м) имеет северо-западный, купольный, участок. В северной части месторождения ограничиваются две области с толщиной коллектора > 6 м, которые выделились по результатам геологического моделирования, но результатами интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) не подтверждены.

Коэффициент пористости коллекторов хадумских отложений изменяется от 0,28 до 0,34 доли ед., выделение участков проводилась по значению $К_п \geq 0{,}295$ доли ед. Оконтурено четыре участка с максимальными значениями пористости. Наибольшее значение пористости по данным РИГИС зафиксировано на участке в южной части месторождения.

Коэффициент газонасыщенности варьирует в пределах 0,17 – 0,70 доли ед. Для локализации участков по данному параметру выбраны значения $К_г \geq 0{,}35$ доли ед. Установлено, что области с наилучшими значениями газонасыщенности имеют близкую конфигурацию с зонами максимальной пористости.

Линейные запасы ($Q_{лин} = h_{эф} \cdot К_п \cdot К_г$) изменяются от 0,1 до 0,95 (доли ед.)^2·м. Выделенные на карте участки с максимальными значениями $Q_{лин} \geq 0{,}35$ (доли ед.)^2·м в целом сопоставляются с зонами, выделенными по другим геологическим критериям.

В результате наложения карт, построенных по геологическим параметрам, выявлено пять основных участков с улучшенными характеристиками, которые в разной конфигурации выделяются практически на всех картах.

На втором этапе выполнена локализация участков по технологическим параметрам, таким, как накопленные ($Q_{нак}$) и годовые ($Q_{год}$) отборы, текущее пластовое давление ($р_{пл}$) и проницаемость ($К_{пр}$), определенная по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИ).

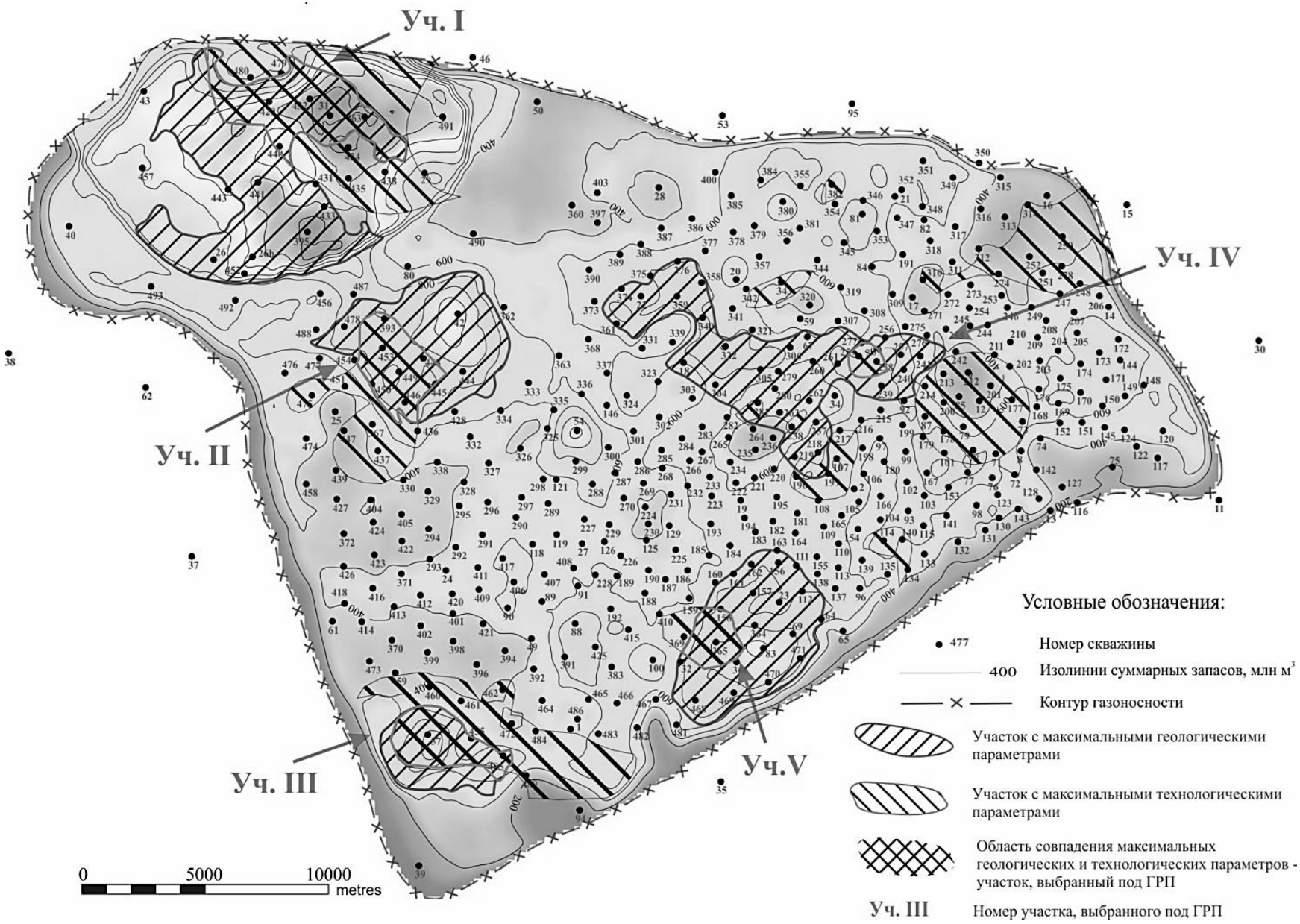


Рисунок 2 – Карта совмещения участков с максимальными значениями геологических и технологических параметров

Карта накопленных отборов газа построена по скважинным данным, согласно которым $Q_{нак}$ изменяется в пределах 1,3 – 69,5 млн м^3. Для локализации участков выбрана линия $Q_{нак}$ = 35 млн м^3. Наибольшие отборы газа произведены из сводовой части на востоке, юго-востоке и юге месторождения, на северном куполе локализуется сравнительно небольшая зона с высокими значениями $Q_{нак}$. Минимальные отборы фиксируются в пределах прогиба, разделяющего купола.

Годовые отборы газа по скважинам варьируют от 1,2 до 1005 тыс. м^3. Участки с максимальными значениями годовых отборов локализовались по линии с равными значениями $Q_{год}$ = 300 тыс. м^3. Наибольшие текущие отборы газа ($Q_{год} \geq$ 300 тыс. м^3) наблюдаются в пределах северного купола, а также в крайней западной, южной и восточной частях месторождения, где текущие пластовые давления характеризуются повышенными значениями.

Пластовое давление и проницаемость определены по ГДИ. Текущее пластовое давление изменяется от 1,07 до 4,22 МПа. Участки со значениями $p_{пл} \geq$ 2,4 МПа сосредоточены в пределах северного купола и южной и восточной частей месторождения. Выделено всего три участка.

Значение коэффициента проницаемости по ГДИ, в основном, изменяется в пределах (0,09 – 16,3)·10^{-15} м^2. Установлено, что области со значениями выше граничного $К_{пр}$ = 7,5·10^{-15} м^2 рассредоточены в разных частях месторождения и имеют небольшую площадь. В единичных скважинах $К_{пр}$ имеет очень высокие значения ((25,7 – 67,4)·10^{-15} м^2), при построении карт данные скважины не использованы.

Наложение карт технологических критериев показало, что совпадение участков с наилучшими характеристиками имеет «пятнистый» вид. Наиболее полное совпадение по всем технологическим параметрам ($p_{пл}$, $Q_{нак}$, $Q_{год}$ и частично $К_{пр}$) наблюдается только в крайней северной части северного купола. Еще на двух участках совпадают три параметра ($p_{пл}$, $Q_{нак}$, $Q_{год}$), на остальных участках – только по два параметра в различных комбинациях.

На третьем, последнем, этапе выполнено совмещение карт, построенных и по геологическим, и технологическим параметрам (рисунок 2). В зонах максимального совпадения всех параметров локализовано пять основных участков, по которым в соответствии с Методическими рекомендациями [5] проведена оценка начальных геологических запасов и их ранжирование по запасам.

Максимальную площадь и запасы имеет участок I, который характеризуется наибольшей средневзвешенной эффективной толщиной, хорошими емкостными свойствами ($К_п$ = 0,30 доли ед., $К_г$ = 0,33 доли ед.), повышенным пластовым давлением, но низким коэффициентом проницаемости, определенным по ГДИ (в среднем 1,52·10^{-15} м^2). На участке расположено пять скважин.

Участок II – второй по площади, включает семь скважин. Он характеризуется похожими с I участком емкостными свойствами ($К_п$ = 0,29 доли ед., $К_г$ = 0,33 доли ед.) и средневзвешенной эффективной толщиной, обладает низким текущим пластовым давлением (в среднем 1,55 МПа), но повышенным значением коэффициента проницаемости по ГДИ (в среднем 6,27·10^{-3} мкм^2).

Участки III и IV включают по три скважины. Они имеют самую низкую из всех участков средневзвешенную эффективную толщину, но наилучшие емкостные свойства ($К_п$ до 0,31 доли ед., $К_г$ до 0,46 доли ед.). Участок III характеризуется максимально высоким по сравнению с другими участками текущим пластовым давлением. На участке IV зафиксировано максимальное значение проницаемости по ГДИ ($К_{пр}$ = 8,25·10^{-15} м^2), но самое низкое пластовое давление.

Участок V самый маленький по площади, включает всего две скважины. Он также имеет достаточно высокие ФЕС ($К_п$ = 0,30 доли ед., $К_г$ = 0,39 доли ед.), для него зафиксировано повышенное значение проницаемости по ГДИ ($К_{пр}$ = 3,15·10^{-15} м^2) и пониженное пластовое давление.

Скважины, находящиеся на выделенных участках и характеризующиеся наилучшими геологическими и технологическими параметрами, рекомендованы в качестве возможных кандидатов для проведения ГРП.

Таким образом, выполненный анализ позволил локализовать участки с наилучшими характеристиками по максимальному количеству геологических и технологических параметров. Из действующего фонда предложены скважины, наиболее оптимальные для проведения методов интенсификации притоков и повышения коэффициента извлечения газа из низкопроницаемых хадумских отложений.

В процессе эксплуатации месторождения необходимо в полном объеме выполнять газодинамические исследования скважин, которые являются основой при выборе скважин для проведения ГРП.

Гидравлический разрыв пласта является высокоэффективным способом воздействия на призабойную зону пласта, обеспечивает увеличение производительности скважин в 2–9 раз. Эффективность операций ГРП составляет до 90 %.

Библиографический список:

1. Разработка технологий и методических приемов выделения коллекторов в глинистом разрезе на основе оптимального комплекса ГИС (на примере хадумитов Восточного Предкавказья) / ВНИПИвзрывгеофизика; рук. Дудаев С. А. – Раменское, 2000. – 265 с.
2. Клубова Т. Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. – М., 1988. – 157 с.
3. Дудаев С. А. Информативность гамма-спектрометрии скважин при изучении глинистых коллекторов Предкавказья // НТВ Каротажник. – 2011. – № 7. – С. 84 – 101.
4. Сейсморазведочные работы на хадумскую свиту Северо-Кавказской НГП. Кн. 3. Литолого-петрофизическая модель хадумских отложений / ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина; рук. В. И. Рыжов, А. В. Постноков, В. Ю. Керимов и др. – М., 2016. – 112 с.
5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Т: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 259 с.

УДК 553.982(470.13)

Владимир Иосифович Богацкий – основоположник системного научного подхода к освоению нефтегазового потенциала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Желудова М. С.
ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г. Ухта, Россия

Владимир Иосифович Богацкий крупный учёный-геолог, основатель и организатор масштабных научных исследований в области региональной нефтегазовой геологии, литолого-фациальных и тектонических разработок для развития минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Тимано-Печоры.

Краткий биографический очерк. Владимир Иосифович Богацкий родился в Москве 4 октября 1932 года. После окончания Московского нефтяного института им. Губкина Владимир Иосифович в 1955 году был направлен на работу в Ухтинский комбинат коллектором полевой партии № 4. Через год трудовой деятельности с февраля 1956 года в этой же партии работает уже в качестве геолога.

В октябре 1956 по 1959 годы продолжает работать старшим геологом полевой партии № 1 «Войвожнефтегазразведка». С 1959 по 1961 годы исполняет обязанности главного геолога геолого-геофизического треста «Войвожнефтегазразведка».

С октября 1961 по ноябрь 1962 гг. – заместитель начальника по геологической службе геолого-поисковой экспедиции Ухтинского Территориального Геологического управления. С ноября 1962 по май 1964 гг. Владимир Иосифович работает старшим инженером Центральной научно-исследовательской лаборатории (ЦНИЛ) Ухтинского Территориального Геологического управления. С мая 1964 по 1972 годы – старший геолог-руководитель группы Ухтинской тематической экспедиции Ухтинского территориального управления (УТЭ УТГУ). С ноября 1972 по март 1973 гг. – руководитель лаборатории региональной геологии и нефтегазоносности

УТЭ Ухтинского геологического управления. С марта 1974 по декабрь 1980 гг. – главный геолог УТЭ Ухтинского управления. С января 1981 года по июль 1984 гг. – главный геолог Комплексной опытно-методической экспедиции Тимано-Печорского отделения Всесоюзного нефтяного геологоразведочного института (ВНИГРИ).



Рисунок 1 – В. И. Богацкий 1932-2025



Рисунок 2 – В. И. Богацкий за работой

За 12 лет трудовой деятельности Владимир Иосифович зарекомендовал себя как хороший специалист и стал руководителем, способным не только живо и своевременно реагировать на поставленные временем задачи, но и умело их решать. Позднее уже в 1984 году Владимир Иосифович Богацкий был назначен директором ТПО ВНИГРИ, затем 1995 году директором ТП НИЦ, где и работал директором до августа 2003 года.

Профессиональная деятельность. Начиная с 1950 годов, по мере продвижения поисков в таежные и тундровые просторы, разделяющие Тиман и Урал, в комплексные научные исследования последовательно подключались: Верхнепечорский район (Джебол, Тыбью, Лемью, бассейн Северной Мылвы и верховья Вычегды), богатая по нефти Печорская впадина (Западный Тэбук, Джьер, Лемью, Пашня, Мичаю, Восточный и Северный Савино-Бор и др.), Печоро-Кожвинский мегавал, высокоперспективные на газ и нефть северные и северо-восточные слабо изученные районы Тимано-Печорской провинции, богатейшие по газоконденсату впадины Приуралья. Среди многочисленных тематических работ по геологии указанных районов особое место занимает составление геологического обоснования к плану развития газонефтяной промышленности Тимано-Печорской провинции в 1959-1965 гг.

В этот период Владимир Иосифович принимает активное участие в полевых поисково-разведочных и тематических работах.

Примерно до середины шестидесятых годов ЦНИЛ-УТЭ-ТПО ВНИГРИ была единственной организацией, выполнявшей весь комплекс работ по обслуживанию геологоразведочных предприятий, работающих в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. Это позволило собрать богатейший фактический материал, начиная с конца тридцатых годов, и привлечь специалистов-геологов с разных концов нашей страны.

Из воспоминаний В. И. Богацкого:

«В конце сороковых – начале пятидесятых начался второй всплеск деятельности нашей организации, которая стала именоваться центральной исследовательской лабораторией. В ней работало уже около сотни человек. Характер работ приобрел новые формы, а уровень исследований по-прежнему оставался высоким.

Впрочем, за все время существования организации он никогда не был периферийным, всегда шел в ногу со временем. Несмотря на ограничения, его специалисты поддерживали связь с научно-исследовательскими центрами Москвы, Ленинграда, Киева, Урала и Поволжья.

Еще один рывок произошел в конце сороковых – середине пятидесятых, когда в Ухту приехало много молодых специалистов. Надо отдать должное и тогдашнему руководителю Татьяне Георгиевне Карасик, которая немало сделала для профессионального роста молодежи.

Коллектив ЦНИЛ пополняется новыми специалистами – Н. К. Дедовым, З. М. Кузьбожевой, Л. П. Голубевой, А. Д. Миклухо-Маклаем, Г. И. Андреевым, Р. Е. Осиповой С. А. Данилевским, Л. А. Некрасовым, Э. Л. Ждановой, А. В. Соломатиным, В. Д. Тельновой, А. Ф. Филипповым и многими другими.

Примерно до середины шестидесятых эта организация была единственной, выполнявшей весь комплекс работ по обслуживанию геологоразведочных предприятий, работающих в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции» [1].

Следует отметить, что отличительной чертой производственной деятельности Владимира Иосифовича являлся исследовательский подход к решению геологических задач, серьезный анализ материалов, обобщающие творческие выводы, глубина исследований. На каждой из занимаемых должностей он проявлял себя как прекрасно подготовленный и эрудированный специалист, который привносил заметный личный вклад в дело изучения геологического строения Тимано-Печоры и определения первоочередных направлений геологоразведочных работ.

Группой оперативного обобщения с участием Н. В. Кузнецовой, Д. А. Саара, В. И. Богацкого, В. И. Шафрана и других специалистов в начале 60-х годов была выполнена сравнительная геологическая оценка перспектив нефтегазоносности, составлены тектонические и прогнозные карты, характеризующие геологическое строение и нефтегазоносность основных структурных элементов Тимано-Печорской провинции.

С 1961 года в ЦНИЛ в рамках геохимического направления началось целенаправленное изучение основных для ТПП в целом закономерностей распространения гелиеносносных газов.



Слева направо: Э.У. Магомадов, В. И. Богацкий, А. Я. Кремс, Т. Г. Карасик, И. И. Крупенский; Э. Л. Жданова, А. В. Дуркина, Н. В. Кузнецова

Рисунок 3 – Сотрудники ЦНИЛа 60-ые годы

На всесоюзном семинаре по выработке рационального комплекса лабораторных анализов были приняты предложенные ЦНИЛ методики: последовательного экстрагирования битумов при люминесцентном исследовании и адсорбционно-оптический метод изучения группового состава нафтидов.

В 1964 году впервые математические обработки аналитических данных нашли свое применение в исследованиях микроколичеств нефтей и битумов. На основании геохимических исследования нефтей, проведенных Г. П. Курбским и З.М. Кузьбожевой, нафтидов и битуминозного вещества пород, выполненных Т. Г. Карасик и С. С. Гейро, был установлен ряд геологических критериев, отражающих условия образования, преобразования и сохранения залежей УВ.



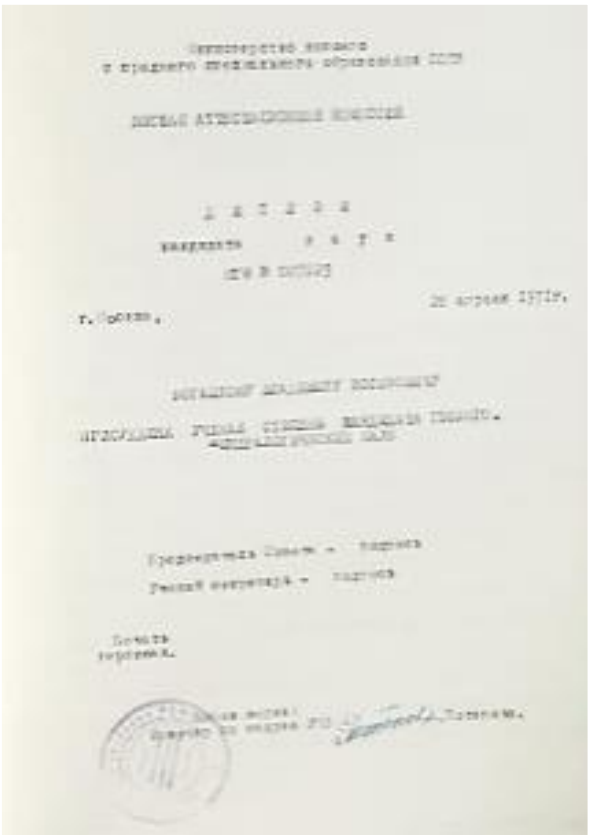




Рисунок 4 – Б. Я. Вассерман, Заслуженный деятель науки и техники Коми АССР (1969), Заслуженный геолог РСФСР (1975), удостоен знака «За заслуги перед Ухтой», лауреат премии Совета Министров РСФСР (1987), награжден орденами Ленина (1971) и «Знак Почета» (1966), медалью «За трудовую доблесть», золотой медалью ВДНХ СССР (1970)

В 1968 году В. И. Богацкий совместно с В. Я. Вассерманом возглавил исследования по условиям формирования нефтяных и газовых залежей Тимано-Печорской провинции. За очень короткий срок (тема была закончена в 1970 году) ему удалось организовать творческий коллектив, ведущий геологов УТЭ, сумевший не только обобщить имеющиеся материалы, но и сделать ряд новых и важных выводов по закономерностям распределения нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей в недрах провинции [1].

В 1971 году В. И. Богацкий защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.

Из справки о научно-производственной деятельности руководителя темы старшего геолога УТЭ кандидата геолого-минералогических наук А. В. Иванова о В. И. Богацком:

«Научно-производственная деятельность В. И. Богацкого весьма обширна и важна, как в научных, так и производственных отношениях. Свой большой производственный опыт поисковых работ в бассейне Верхней Печоры он дополнил весьма квалифицированной научной деятельностью в области изучения строения и нефтегазоносности впадин Предуральского краевого прогиба. Результаты этих работ важны и востребованы для разведчиков. Их геологическая научная ценность общепризнана.

Повышая уровень исследований, В. И. Богацкий за последние годы, помимо углубленного участия в определение прогнозных ресурсов нефти и газа Тимано-Печорской провинции, возглавил работу по изучению условий формирования залежей нефти и газа».

Впервые была выполнена работа коллективом авторов – Сливковой Р. П., Коноваловой М. В., Иоффе Г. А., Енцовой Ф. И., Богацким В. И., Муравьевой И. С. по изучению стратиграфии, фациям, условиям осадконакопления, тектоники и нефтегазоносности верхнекаменноугольных и пермских отложений Ижма-Печорской, Верхнепечорской, Сынинской, Косью-Роговской, Большеземельской впадин, Печорской гряды и Колвинского мегавала.

В 1971 году основан справочно-информационный фонд (СИФ) и геологический музей в УТЭ. Это событие повлияло на структуру геологической партии, на базе которой были организованы три отдела – региональной геологии и нефтегазоносности, литологии и фациального анализа, сбора, хранения и обработки каменного материала. Несколько тематических групп организовалось и в геологические партии.

Проведенная реструктуризация позволила в 1972 году завершить подсчет запасов УВ сырья по Печорогородскому, Печорокожвинскому, Вуктыльскому и Усинскому месторождениям. Кроме того, выполнен большой объем работ по комплексной обработке керна и подготовке подсчетных параметров по новым месторождениям – Кыртаельскому, Южно-Шапкинскому, Лаявожскому, Верхнегрубешорскому, Василковскому, Возейскому и другим. Проводилась монографическая обработка и региональное обобщение результатов ГРР с целью выявления наиболее перспективных направлений поисков нефти и газа на крайнем северо-востоке провинции и в пределах Баренцовоморского шельфа.

Таким образом, В. И. Богацкий принимал непосредственное участие в выработке основных направлений геологоразведочной работ, а также всегда был в курсе основных видов исследований от стратиграфии до размещения скважин.

Открытие газовых месторождений – Курьинского, Рассохинского и огромного Вуктыльского во многом обязано трудам исследователя В. И. Богацкого, который дал обстоятельную характеристику строения Верхнепечорской впадины и прогноз ее запасов, рекомендовал направления поисковых работ.

Под руководством В. И. Богацкого, С. А. Данилевского, В. Г. Черного в 1977 году была выполнена важная работа по теме «Изучение структуры осадочного чехла Тимано-Печорской провинции, и ее зависимости от строения фундамента».

В ней дано современное представление о тектонике провинции, изучен и детально описан Печоро-Колвинский авлакоген, выявлен палеопрогиб по девонским отложениям Большеземелья, убедительно доказана перспективность Предуральского прогиба, с исчерпывающей полнотой охарактеризовано строение Большеземельской, Косью-Роговской и Верхнепечорской впадин. Предложенная тектоническая схема получила признание у геологов, использовавших ее для выбора основных направлений поисковых и разведочных работ.

К числу его заслуг необходимо отнести системный методический подход к исследованиям, благодаря которому нефти, конденсаты, пластовые воды, органическая и минеральная составляющая осадочных пород Тимано-Печорского бассейна исследовались с беспрецедентной детальностью и полнотой. В результате был накоплен массив геолого-геохимической информации, уникальный по своему объему и содержанию.



Рисунок 5 – В. И. Богацкий и А. С. Данилевский за обсуждением геологических проблем

Благодаря поддержке В. И. Богацкого и усилиям Сергея Александровича Данилевского были внедрены многочисленные современные аппаратные методы исследования УВ, рассеянного органического вещества, подземных вод, среди которых спектральные методы анализа группового и элементного состава, хроматографические методы изучения рассеянного органического вещества пород.

Из воспоминаний О. М. Прищепа (проректор по научной деятельности Санкт-Петербурского горного университета, ранее генеральный директор «ВНИГРИ»):

«Под руководством В. И. Богацкого со стороны ТПО ВНИГРИ в этот период проведены совместные исследования двух организаций, сосредоточенные на углубленном изучении геологического строения и нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции, на создании разработок, необходимых для уточнения оценки прогнозных ресурсов углеводородов, на планировании объемов поисково-разведочных работ и приросте запасов, которые включали:

– стратиграфические и корреляционные схемы осадочного чехла ТПП, карты вещественного состава фундамента и литофациальные карты;

– сравнительную оценку генерационных возможностей различных нефтегазоносных комплексов, геохимические особенности формирования залежей углеводородов, прогноз качественного состава и фазовых соотношений УВ;

– закономерности распространения неантиклинальных ловушек, связанных с русловыми и палеодельтовыми отложениями триаса и верхней перми, органогенными постройками нижней перми, карбона, верхнего девона, зонами выклинивания среднедевонских и нижнекаменноугольных отложений;

– тектоническое и нефтегазогеологическое районирование провинции на основе комплекта структурных карт по основным маркирующим горизонтам, карт нефтегазоносных комплексов, схем вертикальной и латеральной зональности залежей углеводородов;

– ежегодную оценку ресурсов углеводородов локальных объектов, оценку кондиционности их подготовки, подтверждаемости и достоверности прогнозных и перспективных ресурсов.

Важное место в работе ТПО ВНИГРИ занимает в этот период изучение коллекторов сложного строения в отделе природных резервуаров, систематическое исследование которых начато в 1976 году. Особое внимание при этом уделяется ордовикско-нижнедевонскому, среднедевонско-нижнефранскому и каменноугольно-нижнепермскому нефтегазоносным комплексам, разработаны модели порового пространства на эталонных участках для нижнесилурийских отложений на западе Хорейверской впадины и для верхнесилурийских отложений и нижнего девона вала Гамбурцева.

Значительными работами Тимано-Печорского отделения ВНИГРИ совместно с ВНИГРИ в 80-90-е годы по обобщению результатов ГРР, прогноз нефтегазоносности нефтегазоносного бассейна (НГБ) в целом, выявление закономерностей размещения залежей нефти и газа. Эти исследования в совокупности позволяли научно обоснованно проводить уточнение количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа, а также составлять Комплексные проекты геологоразведочных работ на нефть и газ. Совместно в этот период были подготовлены две экспозиции, отмеченные золотой и серебряной медалями ВДНХ, впервые представляющие такие направления ГРР в провинции, как рифогенные ловушки и неантиклинальные ловушки, связанные с терригенными отложениями» [1].

Из воспоминаний В. И. Богацкого о ТП НИЦ: «Наш центр активно сотрудничает с другими научными организациями Республики Коми, и отраслевыми, и с институтами геологии и социально-экономических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН, а также остается наиболее действенной организацией данного профиля, которая может обслуживать все предприятия любого вида собственности.



Рисунок 6 – В. И. Богацкий, канд. геол.-мин. наук, Заслуженный деятель науки и техники Коми АССР, Награжден орденом «Знак Почета»

Новое время принесло не только проблемы, но и новые задачи, новые возможности. Когда на Севере стали создаваться совместные предприятия, их руководство сразу стало придавать геологоразведке существенное значение. Мы стали набирать опыт сотрудничества с западными специалистами, которые привыкли к иным стандартам, иному подходу, мышлению.





Рисунок 7 – Научные труды Владимира Иосифовича Богацкого



Рисунок 8 – Научные труды Владимира Иосифовича Богацкого

Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр оказывает квалифицированные консультативные услуги в отношении нефтегазоносности различных районов Тимано-Печорского региона, рентабельности подготовки месторождений и их освоения на нефтеперспективных структурах всем заинтересованным предприятиям и учреждениям различных форм собственности, находящимся не только в Республике Коми и Архангельской области, но и за их пределами.

Особенно это касается совместной деятельности с предприятиями, ведущими поиск углеводородов в акватории Печорского и Баренцева морей» [1].

Прошли годы и находясь на заслуженном отдыхе, Владимир Иосифович всегда живо и с большим интересом следил за деятельностью своего научного центра. Часто общался по телефону с сотрудниками центра, давал рекомендации и советы.

29 мая 2025 года В.И. Богацкий скончался от тяжелой и продолжительной болезни. Проходит время, но в памяти остаются хорошие и теплые воспоминания о человеке-науки, преданному своему любимому делу.

Сотрудники Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра выражают признательность заслугам Владимира Иосифовича Богацкого, научные работы которого и вклад в геологоразведочные исследования до настоящего времени остаются востребованными и актуальными.

Библиографический список:

1. Теплов Е. Л., Кучко Т. А., Трофимов Г. Е., «Мы были первыми!..». Ухта, 2008.

УДК 338.14;330.15;332.36

Возмещение убытков, связанных с занятием земель традиционной хозяйственной деятельности линейными объектами нефтяной и газовой отрасли

Рекова Е. В., Пильник Ю. Н., Соболева О. С.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

На обширных территориях Севера Российской Федерации часть земель отведена под сельскохозяйственные цели, среди которых особое место занимает оленеводство. Этот традиционный промысел активно поддерживается коренными малочисленными народами Севера, проживающими в таких регионах, как Тюменская область, Архангельская область, Республика Саха и Республика Коми. Доля производства оленины по регионам Российской Федерации представлена на рисунке 1. Разведение оленей исторически является частью культуры северных народов, обеспечивая им средства к существованию и являясь важным источником дохода. Питание оленей в основном состоит из мхов и лишайников, произрастающих на пастбищах.

Существование оленеводства напрямую влияет на освоение территорий, сохранения биологического потенциала северной части России. Для ведения оленеводства используются земли сельскохозяйственного назначения, земли лесного фонда, земли особо охраняемых территорий.

В российском оленеводстве важную роль играют организации, находящиеся в общественной и муниципальной собственности, а количество оленей, принадлежащих частным владельцам, пока невелико.

Прокладка нефте- и газопроводов в районах традиционного оленеводства может вызвать проблемы, связанные с нарушением экосистемы и социальной напряжённостью. Проблемы могут быть экологическими и социальными характера, а также требовать законодательных мер.

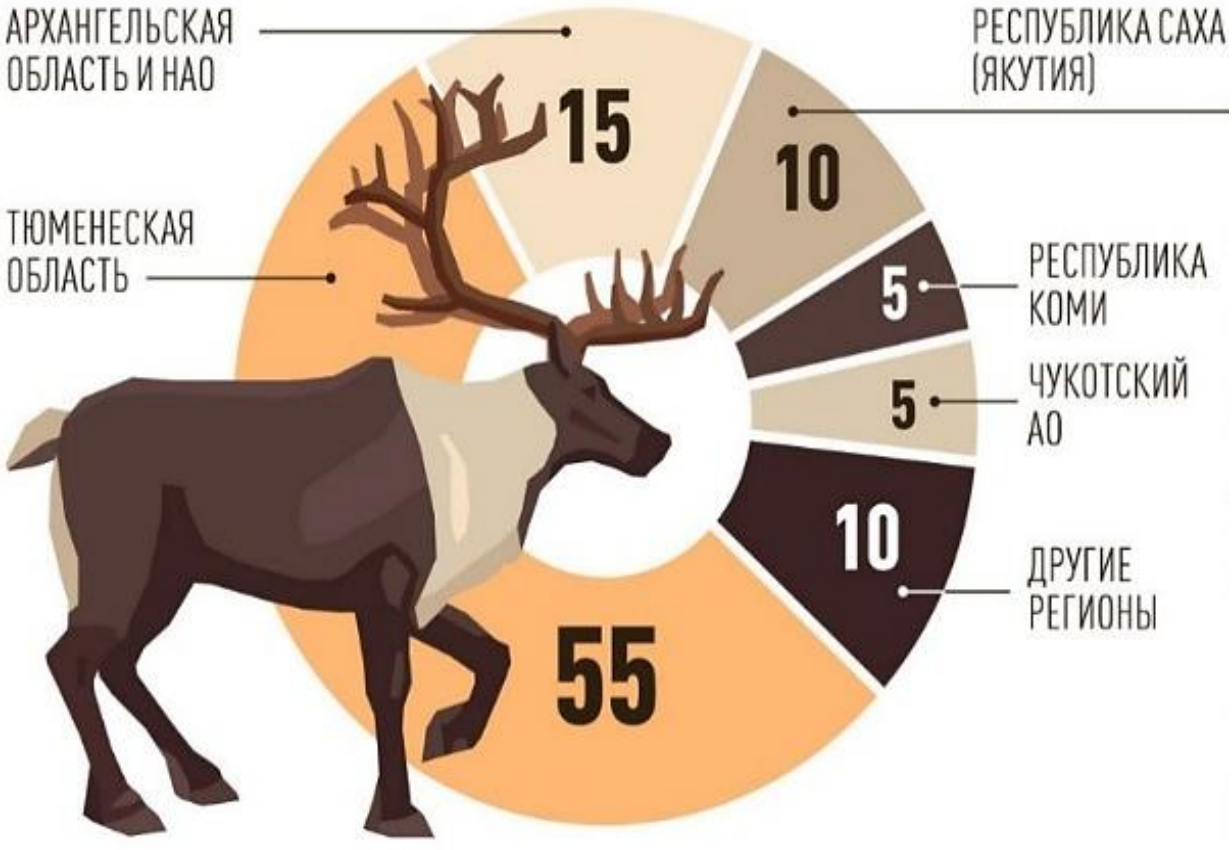


Рисунок 1 – Производства оленины по регионам РФ

К экологическим относятся: затруднение миграции оленей, сокращение пастбищных площадей, загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами.

К социальным: напряженность между разными группами оленеводов из-за того, что под промышленные разработки отводятся более удобные земли, вынуждение оленеводов изменять традиционные пути миграции оленей.

К законодательным: учет объектов, связанных с традиционным хозяйствованием, при разработке планов прокладки трубопроводных систем; предварительное утверждение маршрутов трубопроводов с владельцами и арендаторами земельных наделов; компенсация ущерба, нанесенного оленеводческим хозяйствам.

Трудности возникают не только у тех, кто занимается разведением оленей, но и у компаний, разрабатывающих полезные ископаемые, при эксплуатации земель, предназначенных для ведения сельского хозяйства:

- сложности с переводом земель, если их целевое назначение не соответствует целям недропользования. К примеру, в случае обнаружения залежей полезных ископаемых на территориях, используемых для сельского хозяйства, необходимо изменить целевое назначение данного земельного участка на категорию, предназначенную для нужд промышленности, энергетики или транспортной инфраструктуры. Для этого необходим проект рекультивации нарушенных земель.

- несоблюдение сроков освоения месторождения, зафиксированных в лицензии.

- отсутствие на генеральном плане муниципального образования данных о месторождении полезных ископаемых. В таком случае обращение с ходатайством о переводе земель влечёт отказ.

- невозможность договориться с собственником участка о индивидуальных условиях землепользования. Это может быть связано с завышенной арендной платой или отказом владельца от сотрудничества.

- отсутствие ясных правил выкупа земли при изъятии и порядка компенсации убытков собственников.

Действующее законодательство Российской Федерации, в частности статья 57 Земельного кодекса [1], гарантирует правообладателям полное возмещение понесённых убытков, включая упущенную выгоду, финансовые потери, возникшие из-за ограничений в использовании земли, а также вследствие ухудшения её качественных характеристик.

Гражданский кодекс РФ, в статье 15 [2], также закрепляет право лица, чьи права были нарушены, на получение компенсации в полном объеме. Убытки, подлежащие возмещению, включают в себя фактические расходы, понесенные для восстановления нарушенного права, ущерб, нанесенный имуществу (прямой ущерб), и доходы, которые лицо не получило из-за нарушения его прав (упущенная выгода).

Существующие нормативные акты предоставляют инструменты для всесторонней и точной оценки размера упущенной выгоды [3, 4].

Опираясь на положения приказа Минрегиона РФ №565 [4], годовой валовой доход рассчитывается исходя из основного направления деятельности предприятия, в частности, оленеводства.

Определение совокупного размера убытков, возникающих из-за обременения земельного участка Правообладателя ($R_{уб\ обр}$), осуществляется по следующей общей формуле:

$$R_{уб\ обр} = R_{зд\ обр} + R_{ув\ обр} + R_{прр\ обр}\ ,$$

где $R_{зд\ обр}$ - ущерб имуществу при обременении, выраженный в денежной форме;

$R_{ув\ обр}$ - неполученные доходы в результате обременения;

$R_{прр\ обр}$ - иные документально подтвержденные затраты Правообладателя, связанные с обременением.

Величина упущенной выгоды, обусловленной обременением площади земельных участков, вычисляется в соответствии с геоботаническими контурами по следующей формуле:

$$R_{ув\ обр} = D_{д\ обр\ i} \times S_{обр} \times K_{ув\ обр},$$

где i – конкретный вид традиционной экономической деятельности;

$D_{д\ обр\ i}$ – годовой доход до вычета расходов с обремененного участка по видам традиционного хозяйства, руб./га;

$S_{обр}$ – размер обремененного участка, га;

$К_{ув\ обр}$ – коэффициент для перерасчета теряемого годового валового дохода в упущенную выгоду вследствие обременения.

Величина убытков хозяйства напрямую связана с количественными и качественными характеристиками занимаемых земельных участков и промышленного объекта, а также экономической деятельностью самого предприятия.

В производственной структуре сельскохозяйственного предприятия могут быть и другие виды традиционной хозяйственной деятельности (ТХД), например, охота, рыболовство, производство побочной продукции оленеводства, изготовление северных сувениров, сбор дикорастущих плодов, ягод, грибов и пр. Размер убытков учитывает удельный вес всех видов ТХД в структуре хозяйственной деятельности предприятия (по валовому доходу от оленеводства). У хозяйства отсутствует доход от других отраслей ТХД, тогда удельный вес отраслей традиционных хозяйственных деятельностей относительно оленеводства будет 1.

Рассмотрим пример расчета убытков при реализации проекта «Строительство и реконструкция трубопроводов месторождения» при изъятии земель, исходя из размера площади занимаемых земельных участков – 0,2265 га, учета зимнего сезона и основных экономических данных, характеризующих эффективность предприятия таких как:

- среднее январское поголовье оленей, гол. - 506;
- выход продукции с одной головы оленя, ц - 1,12;
- цена реализации продукции, руб./кг. – 290,0;
- затраты на содержание одного оленя, руб. - 3835,00;
- удельный вес отраслей традиционных хозяйственных деятельностей относительно оленеводства – 1.

Годовая прибыль предприятия, занимающегося оленеводством, формируется за счет эксплуатации всей территории, предназначенной для этой деятельности, в соответствии с утвержденным проектом. Под упущенной выгодой понимается неполученная прибыль от неиспользуемых земель. Эти земли характеризуются определенными количественными и качественными показателями и потенциально могли бы вносить свой вклад в общий годовой доход хозяйства.

Из поконтурной ведомости расчета единого валового дохода на участок пользователя в разрезе геоботанических контуров берутся показатели единого валового дохода с одного гектара и пересчитываются пропорционально площади участков в полосах интенсивности стрессового воздействия. Для определения влияния стрессовых факторов строятся полосы интенсивности стрессового воздействия (беспокойства) на выпасаемое поголовье от границы используемого участка территории.

Согласно данных геоботанического и аэровизуального обследования получим результат убытков: 105 207 руб.

Но, до момента введения на законодательном уровне требования установления в проекте землеустройства должного раздела по определению убытков, влияющего на установление размера выкупа либо аренды между недропользователем и собственником, все перечисленные методики и расчеты неприменительны.

Для преодоления сложностей предлагаются меры по улучшению законодательства в сфере землепользования, создание инструментов для достижения соглашений и принятие во внимание нужд всех заинтересованных лиц.

Например, для решения проблем недропользователей необходимо урегулировать земельные отношений:

- Для выделения земельного участка под разработку недр следует ввести особый вид ограничения прав на землю. Данное ограничение должно представлять собой обременение в пользу компании, занимающейся недропользованием, с предоставлением ей права на возведение объектов и изменение функционального назначения участка.
- Необходимо предусмотреть штрафные санкции для собственника земли в случае его отказа от заключения договора аренды с недропользователем.
- В целях информирования заинтересованных лиц о наличии обременения в пользу компании, занимающейся недропользованием, предлагается включить информацию о границах лицензионных участков в Единый государственный реестр недвижимости (ЕГРН).

Для решения проблем оленеводов необходимо учитывать интересы коренных народов при выделении земельных участков под промышленную деятельность, например:

- строительство переходов для оленьих стад в местах, где сооружения перекрывают пути миграции животных;
- выделение территорий традиционного природопользования и при необходимости – резервных территорий;
- возмещение ущерба, нанесенного экологической среде и традиционным угодьям в результате деятельности компаний, занимающихся добычей полезных ископаемых. К примеру, в среде оленеводов существует запрос на расчет размера компенсаций с учетом времени, необходимого для восстановления кормовой базы, в частности ягеля.

Вывод: Разногласия между компаниями, занимающимися добычей полезных ископаемых, и оленеводческими хозяйствами при выделении земельных наделов под трубопроводы для транспортировки газа и нефти обусловлены рядом специфических факторов: с законодательными и нормативными, с конфликтами из-за выделения земель под промышленную деятельность и с необходимостью учитывать интересы коренных малочисленных народов (оленеводов).

Величина убытков хозяйства напрямую связана с количественными и качественными характеристиками занимаемых земельных участков и промышленного объекта, а также экономической деятельностью самого предприятия. Анализ ценообразующих факторов выявил следующий перечень факторов, влияющих на стоимость упущенной выгоды: срок восстановления правового положения, доходность сельскохозяйственного предприятия, оленеёмкость геоботанических контуров, интенсивность стрессового воздействия.

Современные законы предусматривают определенные инструменты для урегулирования земельных вопросов, такие как установление сервитута или разделение участка. Однако, эти механизмы не позволяют в полной мере разрешить сложные вопросы, связанные с компенсацией ущерба.

Действующие методики и расчеты остаются неприменимыми до тех пор, пока в законодательстве не будет закреплено обязательное требование о включении в проект землеустройства раздела, определяющего убытки, влияющие на величину выкупной цены или арендной платы, согласованной между недропользователем и владельцем земли.

Библиографический список:

1. 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. 2025).
2. Гражданский кодекс Российской Федерации: фед. закон № 14–ФЗ от 26.01.1996 (ред. от 24.06.2025) // СПС Консультант Плюс. – URL: https://www.consultant.ru/ (дата обращения 15.10. 2025).
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.01.2022 №59 «Об утверждении Положения о возмещении убытков при ухудшении качества земель, ограничении прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков, а также правообладателей, расположенных на земельных участках объектов недвижимости и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» // СПС Консультант Плюс. – URL: https://www.consultant.ru/ (дата обращения 23.09. 2025).
4. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 09.12.2009 № 565 «Об утверждении методики исчисления размера убытков, причиненных объединениям коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации в результате хозяйственной и иной деятельности организаций всех форм собственности и физических лиц в местах традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Российской Федерации» // СПС Консультант Плюс. – URL: https://www.consultant.ru/ (дата обращения 25.09. 2025).

УДК 553.982.2:550.8.05(470.13)

Содержание сероводорода в пластовых флюидах месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Ростовщиков В. Б., Каменских С. В.
Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

В пластовых флюидах месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП, рис. 1) сероводород (H_2S) присутствует в трех карбонатных нефтегазовых комплексах (НГК): верхнеордовикско-нижнедевонском, доманико-турнейском и верхневизейско-нижнепермском [1, 2].

Содержание сероводорода в верхнеордовикско-нижнедевонском НГК оценивается высоким уровнем, что обусловлено богатым законсервированным органическим материалом в толщах верхней части позднеордовикской и нижнесилурийской систем. Высокая сероводородность, зарегистрированная в нижнесилурийских отложениях, отмечена на территории Колвинского мегавала, Косью-Роговской и Денисовской впадин (обстановка мелководно-морская и лагунно-морская) из-за их обогащенности глинисто-карбонатной толщи сульфатами и органическим материалом, которая охватывает значительные площади ТПНГП. Здесь отмечается невыдержанный характер сероводородности, который связан с изменением рельефа нижнесилурийского моря из-за тектонических движений и регрессии, в результате чего большая часть отложений оказалась в условиях мелководья и размывов. Все это способствовало полной или частичной деградации органического вещества и углеводородов с окислением серы. На этой территории открыты многочисленные залежи углеводородов с различным уровнем сероводородной агрессии. Флюиды нижнедевонских и верхнесилурийских отложений ТПНГП, как правило, не содержат сероводорода. Однако возможны локальные проявления сероводорода в северо-восточных районах ТПНГП в связи с увеличением карбонатности разреза и связаны с миграционными флюидами. Верхнеордовикско-нижнедевонский комплекс характеризуется:

- максимальным содержанием сероводорода до 7,0 % об. в нижнесилурийских (Колвинский мегавал: Центрально-Возейское, Восточно-Возейское, Верхне-Возейское месторождения; Лайский вал: Командиршорское месторождение; Косью-Роговская впадина: Кочмесское, Верхне-Роговское, Ярвожское, Норийшорское месторождения; Варандей-Адзьвинская структурная зона: Степковожское месторождение; Денисовская впадина: месторождение имени А. Алабушина) отложениях;
- локальным присутствием сероводорода в верхнеордовикских (Косью-Роговская впадина: Кочмесское месторождение), верхнесилурийских (Колвинский мегавал: Усино-Кушшорское месторождение; Ижма-Печорская впадина: Прилукское, Безымянное месторождения) и нижнедевонских (вал Гамбурцева: Хасырейское, Ярвожское месторождения) отложениях в концентрациях соответственно до 3,6; 0,1 и 0,7 % об.

Флюиды доманико-турнейского НГК являются наиболее разнообразными по свойствам и содержанию сероводорода. Комплекс является одним из наиболее продуктивных в ТПНГП и имеет повсеместное распространение большой мощности. Продуктивность комплекса и присутствие сероводорода связаны в основном с рифогенными отложениями. Значительная концентрация осадочных веществ в рифах и сульфатность осадков обеспечили высокую концентрацию сероводорода в углеводородах. В тектонически активных (мобильных) областях концентрация сероводорода более высокая. Повышение происходит в восточном направлении от внешних зон барьерных рифов по направлению к зонам современного глубокого погружения, где в период формирования осадков комплекса на шельфовых отмелях в типично морском бассейне обеспечивались условия для образования единичных рифогенных построек. Агрессивность флюидов мобильных зон изменяется в широком диапазоне: от бессероводородных во внешней зоне барьерных рифов и толщах заполнения до средне- и высокоагрессивных нефтей и газоконденсатов на востоке зон. Доманико-турнейский комплекс содержит наиболее высокие концентрации сероводорода в углеводородах евлано-ливенского и задонского горизонтов и характеризуется:

- высоким содержанием сероводорода от 4,0 до 18,5 % об. (Денисовская впадина: Баяндыское, Южно-Баяндыское, Северо-Ипатское, Восточно-Ламбейшорское, Верхне-Амдермаельское, имени А. Алабушина месторождения; Косью-Роговская впадина: Верхне-Лодминское, Юрвож-Большелягское месторождения);

- повышенным количеством сероводорода от 1,0 до 4,0 % об. (Ижма-Печорская впадина: Аресское, Северо-Аресское, Восточно-Сотчемьюское, Лузское, Талыйюское, Западно-Тэбукское, Южно-Тэбукское месторождения; Печоро-Кожвинский мегавал: Южно-Тереховейское, Печоро-Кожвинское месторождения; Лайский вал: Командиршорское месторождение; Колвинский мегавал: Харьягинское, Южно-Харьягинское, Восточно-Возейское, Верхне-Возейское месторождения);

- умеренным содержанием сероводорода до 1,0 % об. (Шапкина-Юрьяхинский вал: Пашшорское, Южно-Юрьяхинское месторождения; Варандей-Адзьвинская структурная зона: Лабоганское, Тобойское, Степковожское, Надейюское месторождения Печоро-Кожвинский мегавал: Восточно-Пыжьельское месторождение).

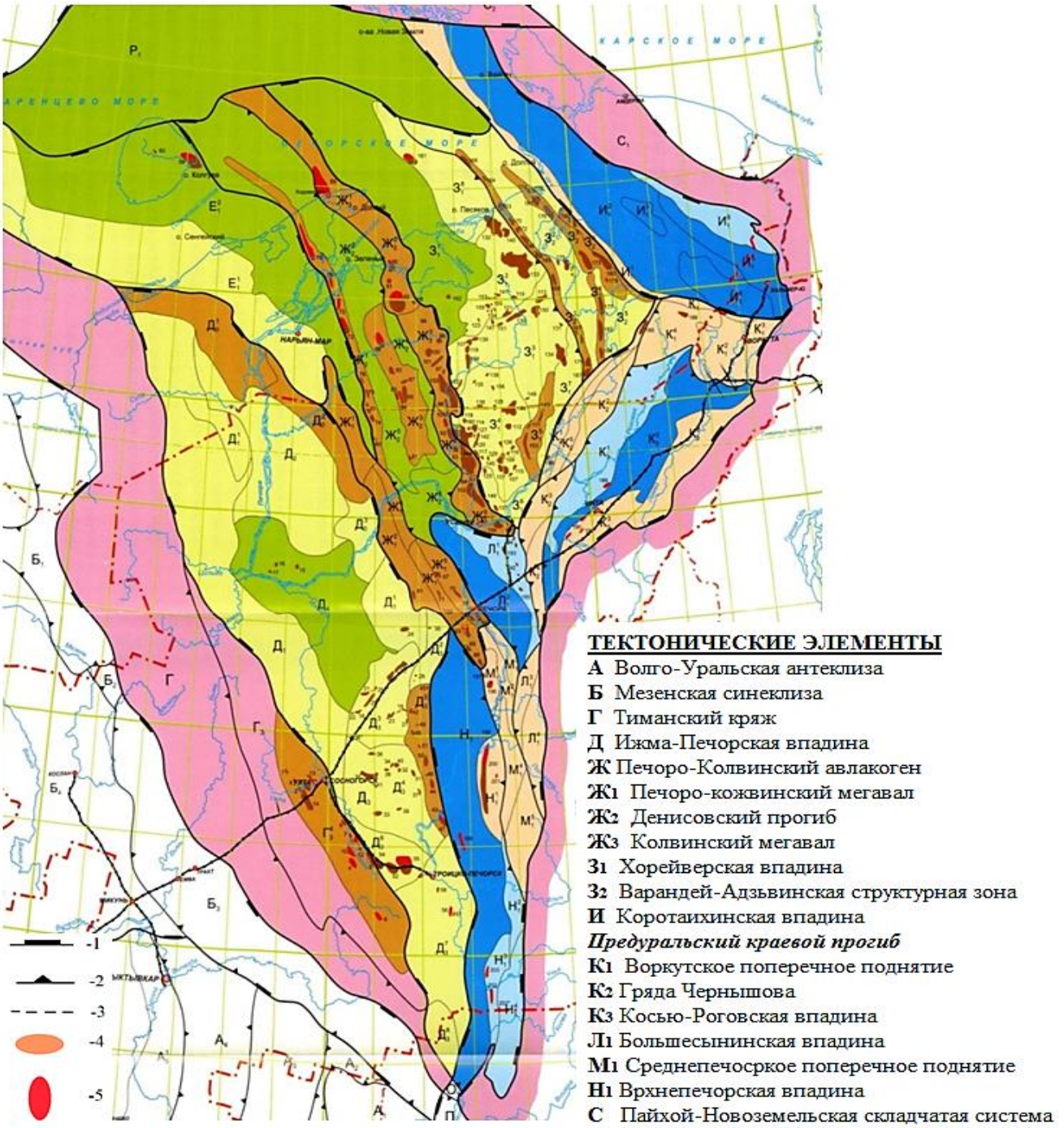


Рисунок 1 – Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

В отложениях верхневизейско-турнейского НГК аккумулированы основные запасы свободных газов и самая крупная нефтяная залежь ТПНГП – Усинская. Отложения комплекса имеют повсеместное распространение, основная часть которого сосредоточена в северной части ТПНГП. Практически повсеместным в северной территории ТПНГП является сероводородное заражение углеводородных флюидов. В ранне-серпуховский период (обмеление моря) формировались сульфатно-карбонатные осадки, зона распространения которых охватывает всю центральную часть северной территории ТПНГП (Шапкино-Юрьяхинский вал, Большесынинская впадина, Варандей-Адзьвинская зона, Косью-Роговская впадина). На территориях Хорейверской впадины и Колвинского мегавала, за исключением южных областей, присутствовал режим открытого моря, который обусловил накопление полидетритовых известняков с примесью глин и алевролитов. В районах мелководных шельфовых равнин (Денисовская и Большесынинская впадины, южные части Колвинского мегавала и Хорейверской впадины) отмечено существование наиболее богатого органического мира. Верхний карбон представлен здесь известняками детритовыми, биоморфнодетритовыми, биогермными, органогенно-обломочными с прослоями глинистых пород. В пермский период наблюдается обмеление бассейна. По сравнению с поздне-каменноугольным периодом область накопления органогенных известняков сместилась к востоку. В этих условиях (шельфовое мелководье) получили развитие биогермные постройки, зона распространения которых контролируется тектоническим фактором: они осложняют положительные структуры на севере вала Сорокина, Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверской, Большесынинской, Верхнепечорской и Косью-Роговской впадинах. Верхневизейско-турнейский НГК обособлен:

- высоким содержанием сероводорода от 4,0 до 16,0 % об. в серпуховских (Косью-Роговская впадина: Лемвинское месторождение) и ассельско-сакмарских (Ярейюский вал: Южно-Хыльчуюское, Хыльчуюское месторождения) отложениях;

- повышенным количеством сероводорода от 1,0 до 4,0 % об. в ассельско-сакмарских (Колвинский мегавал: Харьягинское, Южно-Харьягинское месторождения); средне- и верхнекаменноугольных (Хорейверская впадина: Сандивейское, Веякошорское, Мастеръельское, Ярокутовожское месторождения; вал Сорокина: Ярейягинское месторождение; Косью-Роговская впадина: Кочмесское, Интинское, Кожимское, Романъельское месторождения) отложениях;

- умеренным содержанием сероводорода до 1,0 % об. в нижнепермских (Косью-Роговская впадина: Интинское, Кожимское месторождения); средне- и верхнекаменноугольных (Шапкина-Юрьяхинский вал: Ванейвисское, Василковское, Кумжинское, Коровинское, Южно-Шапкинское месторождения; Колвинский мегавал: Костюкское, Возейское, Усинское, Салюкинское, Южно-Баганское месторождения; Хорейверская впадина: Сандивейское, Веякшорское месторождения; Ижма-Печорская впадина: Исаковское месторождение; Южно-Печорская впадина: Рассохинское, Мишпарминское, Лебяжское, Едъжидельское и Верхнесочинское месторождения) отложениях.

В результате выявлено, что сероводород формировался исключительно в карбонатных НГК. Наличие примесей терригенного материала с окислами металлов способствовало переводу серы в сульфидные формы. В целом, повышение содержания сероводорода наблюдается в восточном направлении от преимущественно континентальных осадков запада к зоне, пограничной между нормально-морскими и глубоководными условиями осадконакопления на востоке ТПНГП. По причине смены обстановок осадконакопления (трансгрессия и регрессия моря) толщи комплексов различаются по литофациальному составу и содержанию сероводорода. Наибольшей концентрацией сероводорода отличаются осадочные толщи, сформированные во внутренних морях в обстановке шельфового мелководья, потому что именно здесь обеспечивались условия для развития животных и растительных организмов при карбонатной и сульфатно-карбонатной седиментации.

Проведенные ТП НИЦ исследования позволили распределить начальные суммарные ресурсы газов (свободный и растворенный сероводород) ТПНГП по категориям. Более половины газов относятся к бессероводородным. В общих начальных сырьевых ресурсах доля прогнозных ресурсов сероводородных газов значительно выше, чем разведанных.

В карбонатных отложениях газ не всегда является агрессивным. На долю бессероводородных газов приходится примерно 26 % начальных сырьевых ресурсов свободных газов и 15 % растворенных. При этом свободные сероводородсодержащие газы представлены низким содержанием сероводорода (H_2S до 0,5 % об.).

Большая часть свободных сероводородсодержащих газов сосредоточена в Архангельской области Шапкина-Юрьяхинского нефтегазового района (НГР) и представлена низкосероводородным сырьем (H_2S менее 0,5 % об.). Основные ресурсы высокосероводородных свободных газов приходятся на Республику Коми (Интинско-Лемвинский, Кочмесский, Верхнепечорский НГР).

Основные запасы свободных сероводородсодержащих газов (низкосероводородных) связаны с верхневизейско-нижнепермским НГК и сосредоточены в Шапкина-Юрьяхинском, Интинско-Лемвинском и Лайско-Лодминском НГР (прогнозные). Основные ресурсы (учтенные) сероводородсодержащего растворенного газа приходятся на доманиково-турнейский НГК, представлены, в основном, высокосероводородными газами, сосредоточенными в Харьяго-Усинском и Лайско-Лодминском НГР.

Проведенный анализ позволил выявить основные закономерности распределения сероводорода в пластовых флюидах месторождений ТПНГП.

1. Верхнеордовикско-нижнедевонский НГК характеризуется максимальным содержанием сероводорода в нижнесилурийских отложениях (H_2S до 7,0 % об.), локальным – верхнеордовикских (H_2S до 3,6 % об.).

2. Доманико-турнейский НГК содержит наиболее высокие концентрации сероводорода в углеводородах евлано-ливенского и задонского горизонтов верхнедевонских отложений. Наибольшее содержание растворенного в нефти сероводорода (H_2S до 18,5 % об.) установлено в задонском горизонте верхнего девона (доманико-турнейский НГК) группы месторождений Денисовской впадины (им. А. Алабушина, Баяндыское, Южно-Баяндыское и др.).

3. Верхневизейско-нижнепермский НГК обособлен большим содержанием H_2S в пластовых флюидах серпуховских (H_2S до 16,0 % об.), средне- и верхнекаменноугольных отложений (H_2S до 4,0 % об.), в отдельных случаях – ассельско-сакмарского яруса (H_2S до 4,0 % об.). Наибольшая концентрация сероводорода в свободном газе (H_2S до 16,0 % об.) установлена в серпуховских отложениях (верхневизейско-нижнепермский НГК) Лемвинского месторождения (Косью-Роговская впадина).

4. Доманико-турнейский НГК представлен рифогенными отложениями, поэтому кроме сероводородной агрессии строительство скважин в подобных условиях сопровождается возникновением сопутствующих осложнений: поглощений и дифференциальных прихватов.

Присутствие H_2S подтверждается практическим опытом строительства скважин на месторождениях ТПНГП. В работе [3] (1983 г.) предлагается всю территорию ТПНГП разделить на три группы.

1. Площади с содержанием H_2S в пластовых флюидах более 5,0 % объемных: Лемвинская, Усть-Лемвинская и Северо-Усть-Лемвинская, расположенные на юго-востоке Косью-Роговской впадины. Также к этой группе можно добавить Юрвожскую структуру.

2. Площади с содержанием H_2S в пластовых флюидах от 5,0 до 1,0 % объемных: Кочмесская, Интинская, Берганты-Мыльская и Ярвожская (Косью-Роговская впадина).

3. Площади с содержанием H_2S в пластовых флюидах менее 1,0 % объемных: Кожимская (южная часть Косью-Роговской впадины), Возейская, Харьягинская, Северо-Харьягинская, Южно-Харьягинская (южная часть Колвинского мегавала). Такая же сероводородность характерна для площадей Шапкино-Юрьяхинского вала и примыкающей к нему западной окраине Денисовской впадины, гряды Сорокина, Хорейверской и Верхне-Печорской впадины.

В работе [4] представлены результаты исследований концентрации H_2S в добываемой продукции ТПНГП, выполненные Управлением «Экология» ОАО НК «Коми ТЭК». Отбор проб осуществлялся аттестованной лабораторией ООО «Наука» (г. Усинск) на 11 месторождениях (16 залежей) ТПНГП. Во всех фазах транспортируемой по магистральному нефтепроводу «Харьяга-Головные сооружения «Уса» продукции отмечено присутствие сероводорода.

Наибольшее количество сероводорода обнаружено в фазе нефть Усинского (до 71,4 мг/л) и Веякшорского (до 53,6 мг/л) месторождений. На Головные сооружения «Уса» поступала нефтегазоводяная смесь (НГВС), содержащая H_2S в количестве 99,16 г/м^3, в том числе в фазах:

– газ – 3,52 г/м^3;

– нефть – 26,48 мг/л;

– вода – 69,16 мг/л.

Представленные в работах [4] результаты не дают полного представления о концентрации H_2S в пластовых флюидах ТПНГП, т. к. исследования выполнены только для месторождений, добываемая продукция которых транспортировалась по нефтепроводу «Харьяга-Головные сооружения «Уса» в 1998 г. Остальные же площади и месторождения ТПНГП, содержащие в своих недрах сероводород, не были затронуты исследованиями.

Представленная в работе [3] классификация по содержанию H_2S в пластовых флюидах ТПНГП уже устарела (1983 г.), т. к. благодаря разбуриванию новых площадей и месторождений ТПНГП выявлен ряд перспективных залежей пластовых флюидов, вмещающих H_2S.

По данным лабораторных исследований физико-химических параметров добываемых пластовых флюидов на 01.01.2021 (ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз») сероводород присутствует в нефти следующих месторождений:

- им. А. Алабушина (растворенный 17,1 % об.; газообразный 15,9 % об.);
- Восточно-Ламбейшорское (растворенный 9,1 % об.; газообразный 9,2 % об.);
- Баяндыское (растворенный 4,4-12,9 % об.; газообразный 1,2-3,9 % об.);
- Верхне-Ипатское (растворенный 4,93 % об.; газообразный 1,82 % об.);
- Верхне-Возейское (растворенный 5,1-5,8 % об.; газообразный 0,1-2,1 % об.);
- Южно-Баяндыское (растворенный 7,0 % об.; газообразный 0,1 % об.);
- Усинское (газообразный 0,13 % об.).

В результате выявлено высокое содержание сероводорода в добываемой продукции ТПНГП, который оказывает негативное влияние и значительно осложняет процессы строительства скважин, добычи и транспортировки агрессивных пластовых флюидов.

Проведенный анализ позволил установить, что на территории ТПНГП из открытых месторождений нефти и газа порядка 40 % с агрессивными флюидами. Несмотря на актуальность вопроса о негативном влиянии H_2S на свойства и характеристики буровых и тампонажных растворов, оборудования и инструмента, объем информации об исследованиях в этой области сравнительно невелик. Положение осложняется рифогенными (высокопроницаемыми) отложениями (доманико-турнейский НГК), в которых при строительстве скважин возможно возникновение сопутствующих осложнений (поглощения и дифференциальные прихваты). К настоящему времени разработан широкий спектр рецептур буровых растворов, а также специальных тампонажных составов. Накоплен значительный опыт их использования в интервалах, насыщенных агрессивными флюидами, но, к сожалению, до сих пор строительство скважин сопровождается возникновением осложнений, довольно часто переходящих в аварии. Поэтому требуется разработка комплекса буровых технологических жидкостей (буровой, буферный и тампонажный растворы), обеспечивающего качественную изоляцию и надежную герметичность разобщения высокопроницаемых пластов, содержащих H_2S [5].

Библиографический список:

1. Близнюков, В. Ю. Агрессивность флюидов месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В. Ю. Близнюков, С. В. Каменских, Л. В. Пармузина, В. Б. Ростовщиков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 10. – С. 38–42.

2. Данилевский, С. А. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции / С. А. Данилевский, З. П. Склярова, Ю. М. Трифачев. – Ухта, 2003. – 298 с.

3. Ахмадеев, Р. Г. Разработка и совершенствование техники и технологии бурения и крепления глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных геологических условиях с наличием кислых газов в пластовых условиях : отчет о НИР / Р.Г. Ахмадеев, В.А. Кузнецов. – Ухта : Ухтинский индустриальный институт, 1983. – 138 с.

4. Каменских, С. В. Строительство скважин в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии : монография. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2023. – 112 с.
5. Быков, И. Ю. Комплекс высокощелочных рецептур технологических жидкостей для качественного вскрытия и крепления скважин в коррозионно-активных средах / И. Ю. Быков, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 10. – С. 26-30.

УДК 553.98(470.13)

Перспективы открытия новых месторождений УВ в пределах гряды Чернышева и на прилегающих к ней территориях

Ростовщиков В. Б[1]., Демченко Н. П[1]., Сбитнева Я. С[1]., Сотникова А. Г[2]., Колоколова И. В[2].
1 - ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический унтиверситет г. Ухта, Россия,
2 - ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва, Россия

Аннотация. В условиях снижения качественных и количественных характеристик сырьевой базы по нефти в Республике Коми требуется открытие новых рентабельных месторождений.

Учитывая относительную высокую разведанность ресурсов нефти (около 50 %), процесс открытия новых месторождений связан с новыми недостаточно изученными территориями, к которым относится сложнопостроенная гряда Чернышева и пограничные с ней зоны Косью-Роговской и Хорейверской впадин.

В статье рассматриваются перспективы открытия месторождений на данной территории.

Ключевые слова: гряда Чернышева, рифы, Цильегорская депрессия, соли, гипергенные ловушки.

Актуальность.

- Исследуемая территория относится к новому району с развивающейся нефтедобычей.
- Для поддержания (2 млн тонн в год) и увеличения уровней добычи необходимы новые месторождения.

Особенности:

- Территория находится на стыке двух тектонических элементов: Печорской плиты и Предуральского краевого прогиба.
- Характеризуется исключительно сложным строением и многообразием нефтегазоперспективных ловушек.
- Разведанный потенциал не более 30 %.

Объект исследования: Цильегорская депрессия Хорейверской впадины, гряда Чернышева, Кочмесская ступень, в частности Воргамусюр-Поварницкая структурная зона Косью-Роговской впадины.

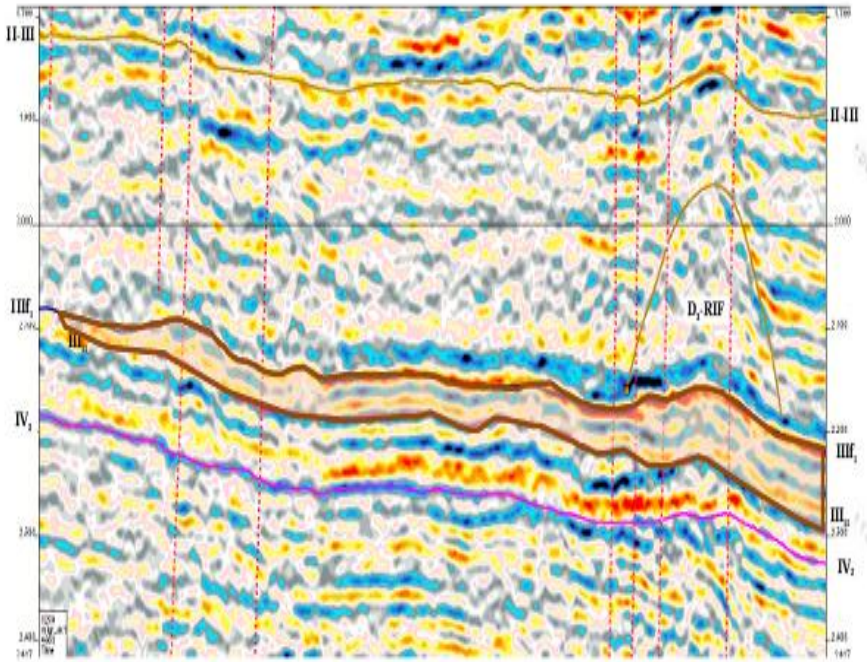
В статье рассматриваются три нефтегазоносных комплекса (НГК): среднеордовикско-нижнедевонский, доманиково-турнейский, верхневизейско-нижнепермский.

Хорейверская впадина. Цильегорская депрессия.

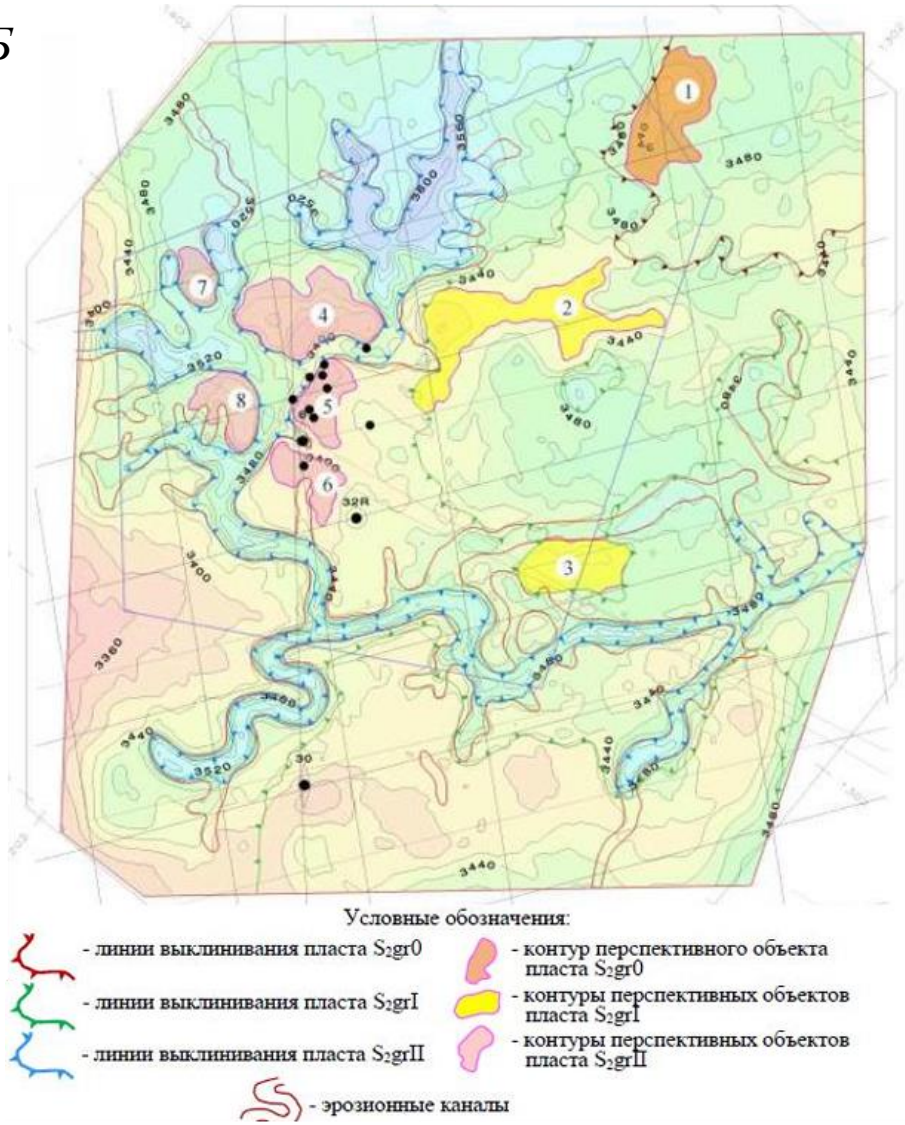
Исследование условий осадконакопления и постседиментационных процессов позволяют прогнозировать здесь два типа ловушек: структурно-стратиграфических и гипергенных. На сейсмическом материале, по данным бурения, возможно наличие крупной структурно-стратиграфической ловушки в нижнедевонских отложениях, аналог Колвинского месторождения, а также гипергенные ловушки в верхнесилурийских отложениях, образованных в предтиманский перерыв в осадконакоплении (рис.1).

Крупный предтиманский перерыв в осадконакоплении с последующей трансгрессией способствовал образованию значительного количества гипергенных ловушек в приповерхностных зонах размыва разновозрастных отложений.

А



Б



А - Фрагмент временного сейсмического разреза по линии ПР 4600, иллюстрируюший выклинивание и внутреннее строение нижнедевонских отложений; Б - Структурная карта эрозионной поверхности предтиманского размыва с вынесенными контурами перспективных объектов (по материалам ООО «НГК Горный», 2018 г.)

Рисунок 1 – Хорейверская впадина. Цильегорская депрессия

Гряда Чернышева. Шовная структура, со сложнейшей историей геологического развития и исключительным строением.

Здесь рассматриваются СЗ Хоседаю-Неруюская и Кымбожьюская антиклинальные зоны, в целом представляющие валообразное структурно-надвиговое строение с выделением автохтона и аллохтона. В аллохтоне уже открыты месторождения (Усино-Кушшорское, Хоседаю-Неруюское, Восточно-Адзвинское, Южно-Степкавожское), автохтон пока не изучен, но может иметь значительный ресурс УВ в среднеордовикско-нижнедевонском НГК, который практически не изучен (рис. 2).

Кочмесская ступень. Воргамусюрско-Поварницкая структурная зона.

По мнению авторов, данная зона относится к Кочмесской ступени по условиям формирования в доорогенный период и все критерии нефтегазоносности присущи Кочмесской ступени приемлемы и для Воргамусюр-Поварницкой зоны (рис. 3).

Средне-ордовикско-нижнедевонский комплекс этой зоны скрыт под надвинутым козырьком гряды Чернышева и представлен в виде цепочек антиклинальных структур, ограниченных тектоническими нарушениями и структурно-тектоническими блоками (Воргамусюрская, Адакская, Поварницкая, Западно-Поварницкая и др.). Из вышележащих отложений получены притоки разгазированной и тяжелой нефти, не привязанных точно к разрезу (скв. № 1 Воргамусюрская, Адакская). Структуры перекрываются солями среднего ордовика, роль которых в формировании ловушек и залежей пока не выяснена.

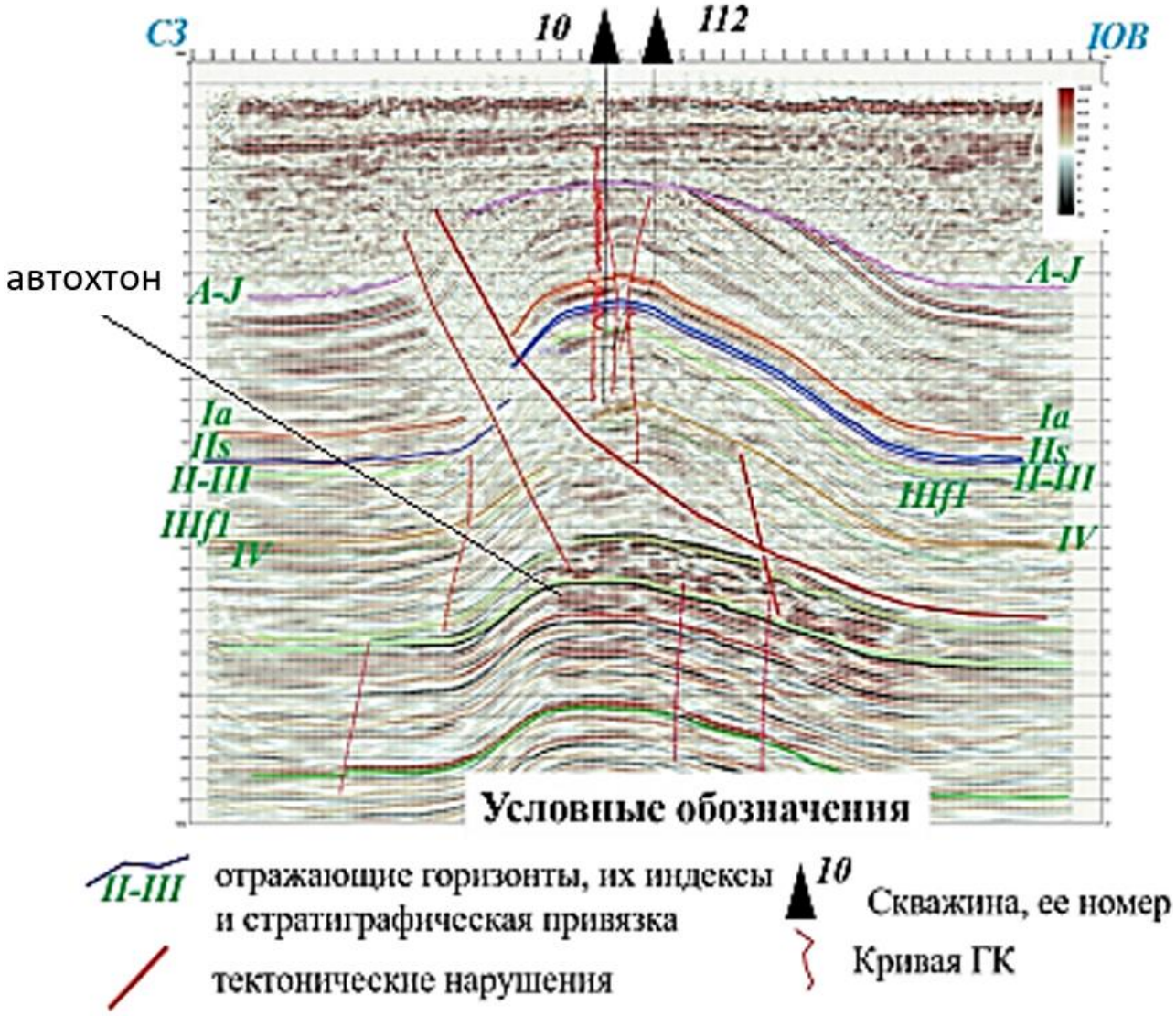


Рисунок 2 – Гряда Чернышева. Хоседаю-Неркуюское месторождение (по материалам ООО «НГК Горный», 2018 г.)

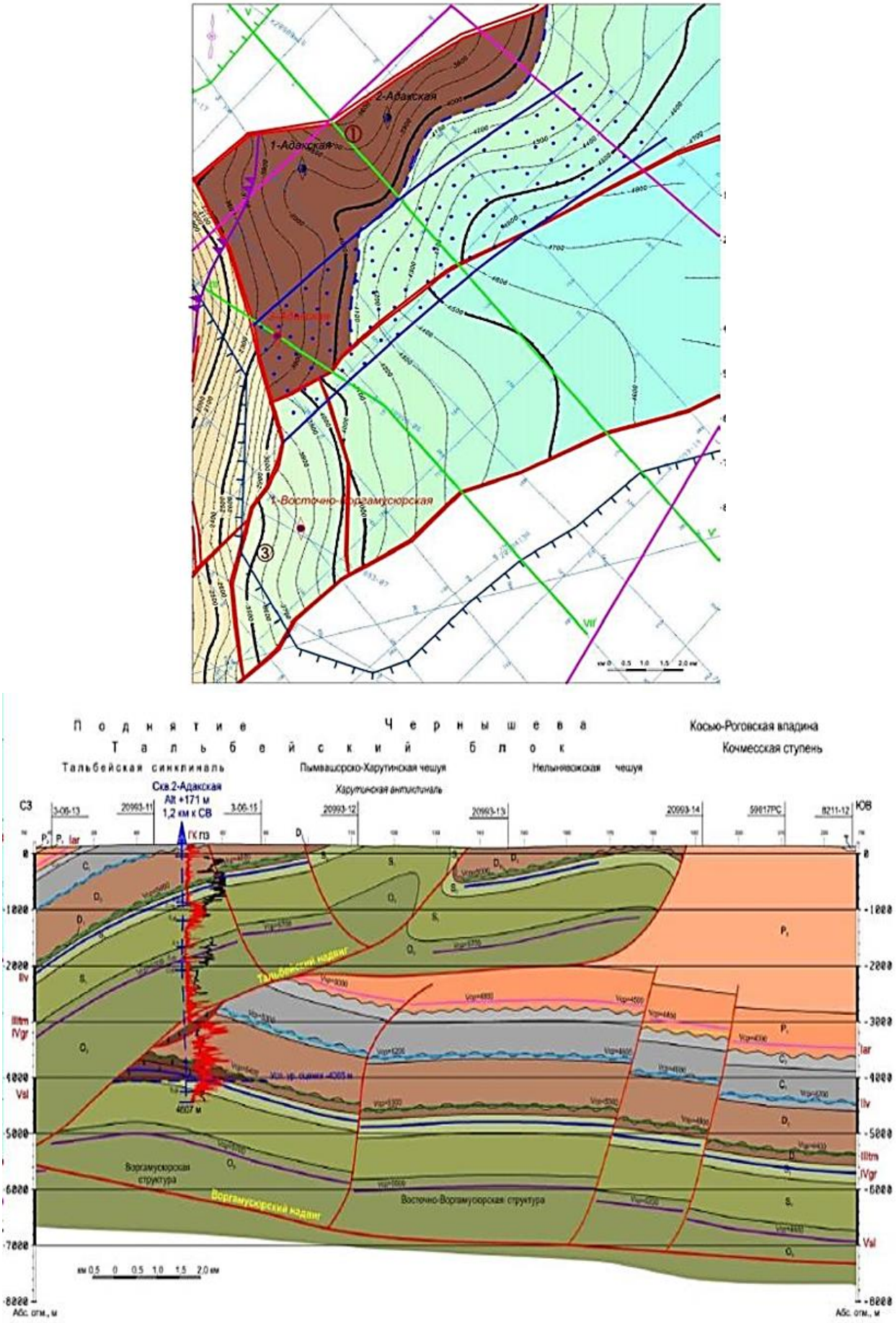


Рисунок 3 – Строение возможной залежи нефти в верхнесилцурийско-нижнедевонских отложениях, приуроченной в Воргамусюрской тектонически ограниченной ловушке (по материалам «ООО Газпром ВНИИГАЗ Ухта»)

Выводы:

- Рассматриваемая территория состоит из генетически связанных между собой зон, где основные предпосылки нефтегазоносности были заложены в доорогенный период.
- В орогенный период формирование Уральской складчатой системы) произошли существенные тектонические преобразования, в результате которых были сформированы гряда Чернышева и претерпели структурные изменения Цильегорская депрессия и северо-западная часть Кочмесской ступени.
- Анализ нефтегазоносности показывает на переформирование залежей доорогенного периода и изменения физико-химических свойств нефтей (легкие, тяжелые и др.).
- В настоящее время необходимо вернуться к этой территории с задачами построения модели нефтегазообразования и оценки потенциальных ресурсов.

Библиографический список:

1. Данилов В. Н. Издание: Реноме, Санкт-Петербург, 2017 г., 288 стр.
2. Сбитнева, Я. С. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью / Грунис Е. Б., Ростовщиков В. Б., Колоколова И. В., Сбитнева Я. С., Ахметжанова З. М. // Геология нефти газа. – 2021. – № 1. – С. 7-18.
3. Сбитнева, Я. С. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Грунис Е. Б., Ростовщиков В. Б., Давыденко Б. И., Сбитнева Я. С., Колоколова И. В., Сотникова А. Г., Лукова С. А. // Геология нефти газа. – 2022. – № 3. – С. 7-16.

УДК 550.8.013

Расчёт критического газосодержания пластовых углеводородных систем доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса

Сенин С. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Критическое газосодержание определяет такое соотношение газовых и жидких компонентов в пластовой УВ системе, свыше которого существование системы в жидком (нефтяном) фазовом состоянии невозможно. В данной работе на основе природного углеводородного состава летучих нефтей Денисовского прогиба рассчитаны предполагаемые составы пластовых флюидов и их потенциальные газосодержания. Далее при помощи специализированного программного обеспечения определены критические параметры смесей и рассчитано критическое газосодержание для термобарических условий зоны перехода к большим глубинам.

За последние полтора десятилетия в Денисовском прогибе был сделан ряд значительных открытий, связанных в основном с отложениями доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса. Был открыт ряд нефтяных месторождений в отложениях фамена, а также карбона: крупное Восточно-Ламбейшорское, средние по запасам Баяндыское, им. А.Алабушина, Прохоровское, мелкие Южно-Баяндыское, Тибейвисское, очень мелкое Северо-Тибейвисское, что сделало данный район одним из основных поисковых направлений в Тимано-Печорской провинции на ближнюю и среднесрочную перспективу. Углеводородные скопления в данном районе залегают на глубинах около 3800-4400 м, что вплотную приближается к зоне больших глубин, условно выделяемой глубже 4500 м.

В фаменских залежах Денисовского прогиба отмечаются большие вариации газосодержания пластовых нефтей. В большинстве залежей газосодержание не превышает 150-170 $м^3/т$. Исключение составляет Баяндыское месторождение. В скважине 21-Баяндыская получены глубинные пробы нефти с газосодержанием 275-592 $м^3/т$. На Восточно-Ламбейшорском месторождении газосодержание составляет 183-301 $м^3/т$.

На Верхнеамдермаёльском месторождении в скважине 1 был получен приток газа дебитом 50,1 тыс. $м^3$/сут с нефтеподобной жидкой фазой. По результатам исследования глубинных проб из скважины 2 доказан нефтяной фазовый состав залежи с газосодержанием 860,9-864,7 $м^3$/т.

Таким образом, вещественный состав залежей Денисовского прогиба на обычных глубинах уже достаточно хорошо изучен по результатам бурения, а в зоне больших глубин может быть спрогнозирован расчетными методами. Так, ранее нами с использованием бассейнового моделирования было показано, что в силу влияния геохимических, тектонических и резервуарных факторов газосодержание пластовых УВ систем доманиково-турнейского НГК в районах погружения комплекса на большие глубины, таких как впадины Предуральского прогиба и южная часть Денисовского прогиба, теоретически может достигать 2500-3000 $м^3/м^3$ и более [3]. В связи с выделением в Тимано-Печорской провинции перспективных объектов в зоне перехода к большим глубинам вопрос о фазовом составе ожидаемых здесь залежей имеет большую практическую важность и требует обоснованного решения.

Экспериментальными исследованиями рекомбинированных проб пластовых УВ систем из разных нефтегазоносных провинций установлено, что легкие нефти при достижении некоторых величин газосодержания и термобарических условий могут без остатка переходить в газоконденсатное (парообразное) фазовое состояние [1, 2, 4].

В этой связи практический интерес с целью прогноза фазового поведения залежей на больших глубинах представляет определение величины критического газосодержания, т. е. такого газосодержания пластовой УВ системы, при которой существование ее в жидкой (нефтяной) фазе при данных пластовых температуре и давлении становится уже невозможно.

Критическое газосодержание определяют экспериментально путем создания серии рекомбинированных проб пластовых УВ систем, последовательно увеличивая долю газа и изучая фазовое поведение данных проб на PVT установке [1]. Та величина газосодержания, при которой критическая температура при соответствующем давлении окажется ниже соответствующих пластовых значений, и будет критическим газосодержанием для данной пластовой УВ смеси.

Критическое газосодержание при прочих равных условиях зависит от пластовой температуры, при которой залегает конкретная углеводородная смесь. При увеличении пластовой температуры для нефтяной и газовой фракций фиксированного состава величина критического газосодержания снижается [1].

В данной работе выполнено расчетное моделирование фазового поведения пластовых смесей с использованием модуля *PVT дизайнер* программного комплекса *тНавигатор* (обладатель академической лицензии - ФГБОУ ВО «УГТУ»).

Исходный вещественный (т.е. химический, молекулярный) состав нефтяной и газовой фракций принят по результатам стандартной сепарации пластовой нефти Верхнеамдермаёльского месторождения.

Моделируемый диапазон изменения газосодержания – от 864,7 $м^3$/т (наблюдаемая величина по результатам сепарации) до 2000 $м^3$/т. Последнее значение, как показывают результаты бассейнового моделирования, в природных условиях доманиково-турнейского НГК может быть достигнуто не только в области больших, но и «обычных» глубин до 4500 м, при наличии каналов миграции газа из более погруженных очагов генерации.

Теоретические составы пластовых смесей с повышенным газосодержанием рассчитаны путем пропорционального увеличения мольной доли газовых углеводородных и неуглеводородных компонентов.

Расчеты фазового поведения полученных углеводородных смесей выполнены на основе уравнения состояния Пенга-Робинсона для многокомпонентной смеси. Выделение псевдокомпонентов не производилось.

В результате была построена серия фазовых диаграмм, иллюстрирующих фазовое поведение каждой расчетной углеводородной смеси (рис. 1), и определены критические давления и температура. Критические показатели смесей сравнивались с пластовыми

термобарическим условиями Верхнеамдермаёльского месторождения (пластовая температура 105,6 ºС, пластовое давление 46,9 МПа). Превышение пластовой температуры над критической температурой модельной смеси означает ее закритическое состояние в данных пластовых условиях, т.е. невозможность существования в жидкой фазе.

Как показывают результаты замеров пластовых температур в пределах Денисовского прогиба и сопредельной Большесынинской впадины и их экстраполяция в область больших глубин, пока недостижимых бурением, современные температуры по подошве доманиковых отложений варьируют от 70-80 ºС в пределах Шапкина-Юрьяхинского вала, 95-110 ºС – в пределах Лайского вала, и могут достигать 180-200 ºС во внутренней зоне Большесынинской впадины, где доманиково-турнейский НГК залегает в области сверх больших глубин 7000-8000 м. Таким образом, залежь Верхнеамдермаёльского месторождения по пластовым термобарическим условиям можно рассматривать как своего рода типовой объект для территории Лайского вала, и определение критического газосодержания привязывать к пластовой температуре и давлению данного объекта.

Ниже приводятся результаты расчетов и построений, иллюстрирующие исходный состав УВ системы и составы, при которых фиксируется искомый переход системы через точку критического газосодержания (рис. 1).

Вариант 1 (исходная пластовая УВ смесь):

– газосодержание 864,7 $м^3/т$;

– расчетные значения Ткрит. = 196,5 ºС, Ркрит. = 30,5 МПа;

– при пластовой температуре 105,6 ºС и пластовом давлении 46,9 МПа пластовый флюид находится в жидкой (нефтяной) фазе.

Вариант 2:

– газосодержание 1500 $м^3/т$;

– расчетные значения Ткрит. = 113,5 ºС, Ркрит. = 31,8 МПа;

– при пластовой температуре 105,6ºС и пластовом давлении 46,9 МПа пластовый флюид находится в жидкой (нефтяной) фазе.

Вариант 3:

– газосодержание 1600 $м^3/т$;

– расчетные значения Ткрит. = 103,5 ºС, Ркрит. = 31,6 МПа;

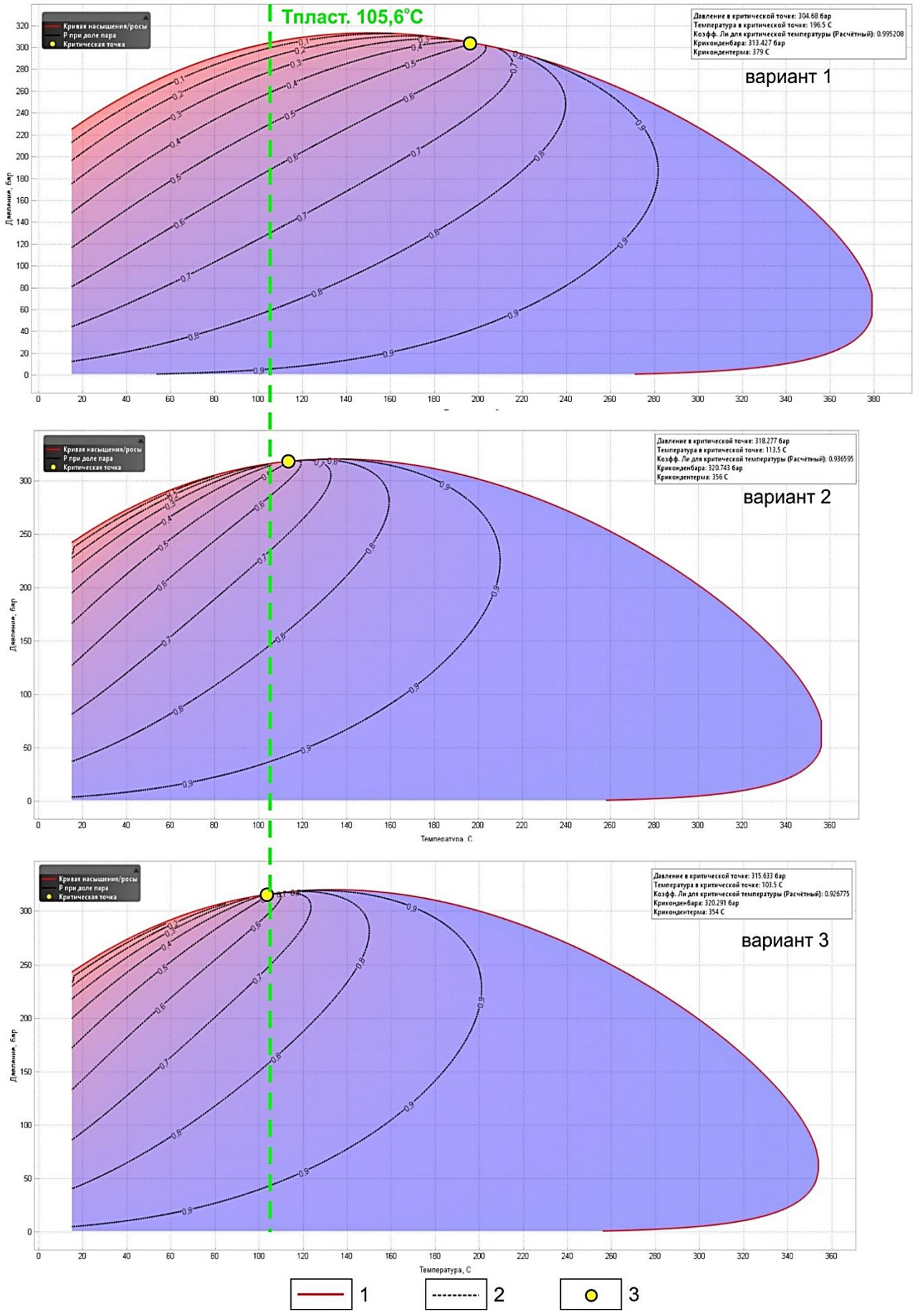
– при пластовой температуре 105,6ºС и пластовом давлении 46,9 МПа пластовый флюид находится в газовой фазе.

Таким образом, по результатам расчетного PVT моделирования найдена величина критического газосодержания пластовых УВ систем, лежащая в области 1500-1600 $м^3/т$.

В сравнении с найденной величиной становится очевидно, что рекордно высокое газосодержание летучих нефтей Верхнеамдермаёльского месторождения, равное 864,7 $м^3/т$, ещё далеко от предельной величины.

По мере роста газосодержания критические температуры пластовых смесей закономерно снижается (рис. 2).

Найденная величина критического газосодержания относится к термобарическим условиям и молекулярным составам газовой и жидкой составляющих пластовой смеси, выбранным в качестве исходных для выполнения расчетов. С ростом пластовых температур по мере увеличения глубин эта величина будет закономерно уменьшаться. Кроме того, по мере погружения в область высоких и сверх высоких глубин будет увеличиваться не только абсолютная величина газосодержания пластовых УВ смесей, но под влиянием первичных и вторичных геохимических факторов будет меняться и их вещественный (молекулярный) состав: относительная концентрация высокомолекулярных соединений будет снижаться за счет увеличения доли низкомолекулярных. Это, в свою очередь также приведет к снижению величины критического газосодержания. Таким образом, по мере достижения бурением области больших и сверх больших глубин критическое газосодержание будет уменьшаться по сравнению с рассчитанной в настоящей работе величиной, что создаст более благоприятные условия для формирования газоконденсатных скоплений, а не залежей летучих нефтей.



Условные обозначения: 1 – линии точек кипения / точек росы,
2 – линии равных содержаний газовой фазы, 3 – критическая точка

Рисунок 1 – Фазовые диаграммы моделируемых пластовых УВ смесей

Выводы:

На основе расчетного PVT моделирования определено критическое газосодержание для залежей доманиково-турнейском НГК Денисовского прогиба, которое при пластовой температуре 105,6 ºС и пластовом давлении 46,9 МПа лежит в диапазоне 1500-1600 м^3/т.

Данные значения применимы к вещественным составам газовой и жидкой фаз в углеводородной смеси, выбранным в качестве исходных для выполнения расчетов.

Выполненные расчеты позволяют уточнить прогноз фазового состава прогнозируемых залежей, в том числе на больших и сверхбольших глубинах, с известным или предполагаемым вещественным составом.

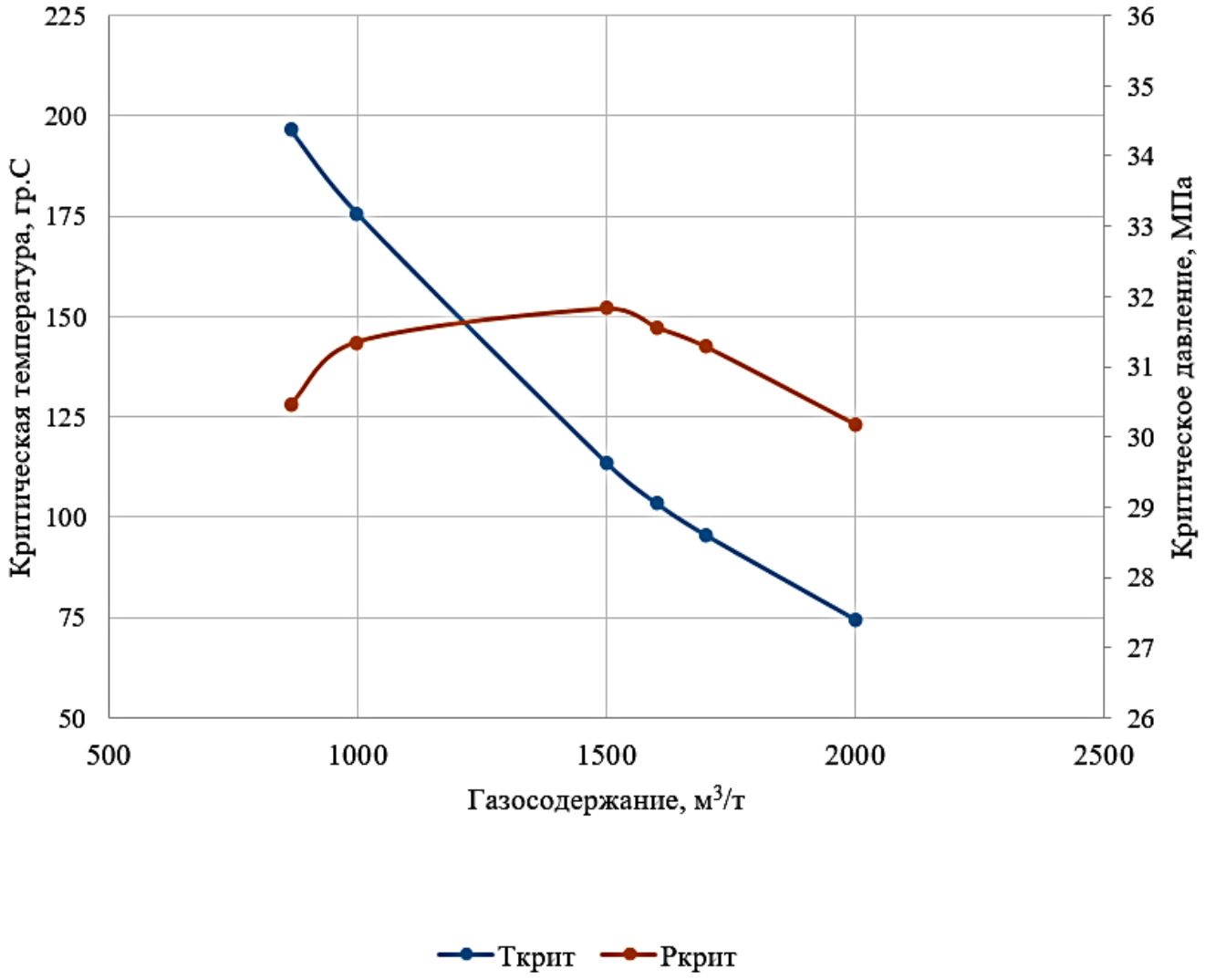


Рисунок 2 – Изменение критических параметров УВ смеси в зависимости от газосодержания

Библиографический список:

1. Былинкин Г. П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов // Геология нефти и газа. – 2006. – №2. – с. 55-60.

2. Волков А. Н., Огданец Л. В. Проблемы освоения глубокозалегающих залежей углеводородов. // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: Материалы XVI Геологического съезда Республики Коми. Т.III. - Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014. – с. 34–36.

3. Сенин С. В. Прогноз состава залежей УВ на больших глубинах в Интинской складчатой зоне Предуральского краевого прогиба // Рассохинские чтения – 2025 : материалы конференции / под редакцией Р. В. Агиней. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2025. – с. 88–94.

4. Склярова З. П. Геохимия трудноизвлекаемых углеводородных флюидов Тимано-печорской провинции. – Ухта, 2007. – 68 с.

УДК 553.983

О влиянии Восточно-Тиманского глубинного разлома на процесс заполнения углеводородами ловушек Ухта-Ижемского вала

Куранов А. В.
ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г. Ухта, Россия

Вопрос прогнозирования фазового состава пластовых флюидов является крайне важным для рассматриваемой территории, поскольку он, в первую очередь, влияет на выбор конструкций поисково-оценочных скважин и устьевого оборудования, а также на проектирование освоения продуктивных горизонтов.

Рассматриваемая территория находится в пределах Восточно-Тиманского сложного мегавала (рис. 1) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, нефтегазоносность осадочного чехла которого известна около трехсот лет. Подавляющая часть промышленных залежей углеводородного сырья (УВС) принадлежит терригенным поддомаником отложениям, установлены также многочисленные нефтегазопроявления в метаморфических породах протерозойского фундамента.

Южнее – юго-восточнее находится группа месторождений (Сускинаельское, Кушкоджское, Нямедьское, Северо-Седъельское газовые, Средне-Седъельское нефтегазовое) с промышленной нефтегазоносностью в поддоманиковых терригенных отложениях (**зона преимущественного газонакопления**), а с северо-запада примыкает Ярегское уникальное нефтяное месторождение, севернее которого находится крупное Нижнечутинское нефтяное, составляющие **единую зону преимущественного нефтенакопления**.

А. Я. Кремс полагал, что ранее на Ярегском месторождении присутствовала газовая шапка [1]. Это подтверждается значительным количество газопроявлений при бурении эксплуатационных скважин, а также на шахтных полях. В нефтешахтах некоторые подземные скважины работали с большим дебитом газа (60-100 тыс. $м^3$/сут).

По всем шахтам установлено, что свободный газ в пласте присутствовал в виде отдельных скоплений – «карманов» (а не в виде газовой шапки, которая, видимо, в течение геологического времени рассеялась по системе трещин).

На Нижнечутинском месторождении при проходке скв. 3-Казенная был отмечен выброс нефти с газом с глубины 150 м (II пласт).

Территория находится в «переходном поясе» между двумя этими зонами – преимущественного газонакопления и преимущественного нефтенакопления, поэтому состав пластового флюида в данном районе будет определяться, в основном, термобарическими условиями, которыми характеризуются продуктивные пласты, и удаленностью ловушки от зоны Восточно-Тиманского глубинного разлома.

Восточно-Тиманский глубинный разлом является восточным ограничением Восточно-Тиманского предконтинентального прогиба – фрагмента пассивной окраины Восточно-Европейского микроконтинента [2]. Глубинный разлом формирует естественную «ступеньку» – препятствие на пути миграции углеводородов.

В настоящее время преобладает гипотеза о заполнении ловушек Тиманского мегавала углеводородами в результате миграции их из пластов-коллекторов Ижма-Печорской синеклизы по восстанию с дифференциальным улавливанием углеводородов в ловушках разных уровней глубин [1, с. 18-20].

Основной вклад в процессы генерации УВС принадлежит доманиковым отложениям Ижма-Печорской синеклизы.

При латеральной миграции фазовый состав миграционного потока изменялся: от однофазного (нефть с растворенным газом) по мере снижения пластового давления ниже давления насыщения поток становится двухфазным, газонефтяным или нефтегазовым, заполняя ловушки следующего уровня.

В самых гипсометрически верхних ловушках формируются или нефтяные залежи с газовой шапкой по типу Ярегской или чисто нефтяные залежи.

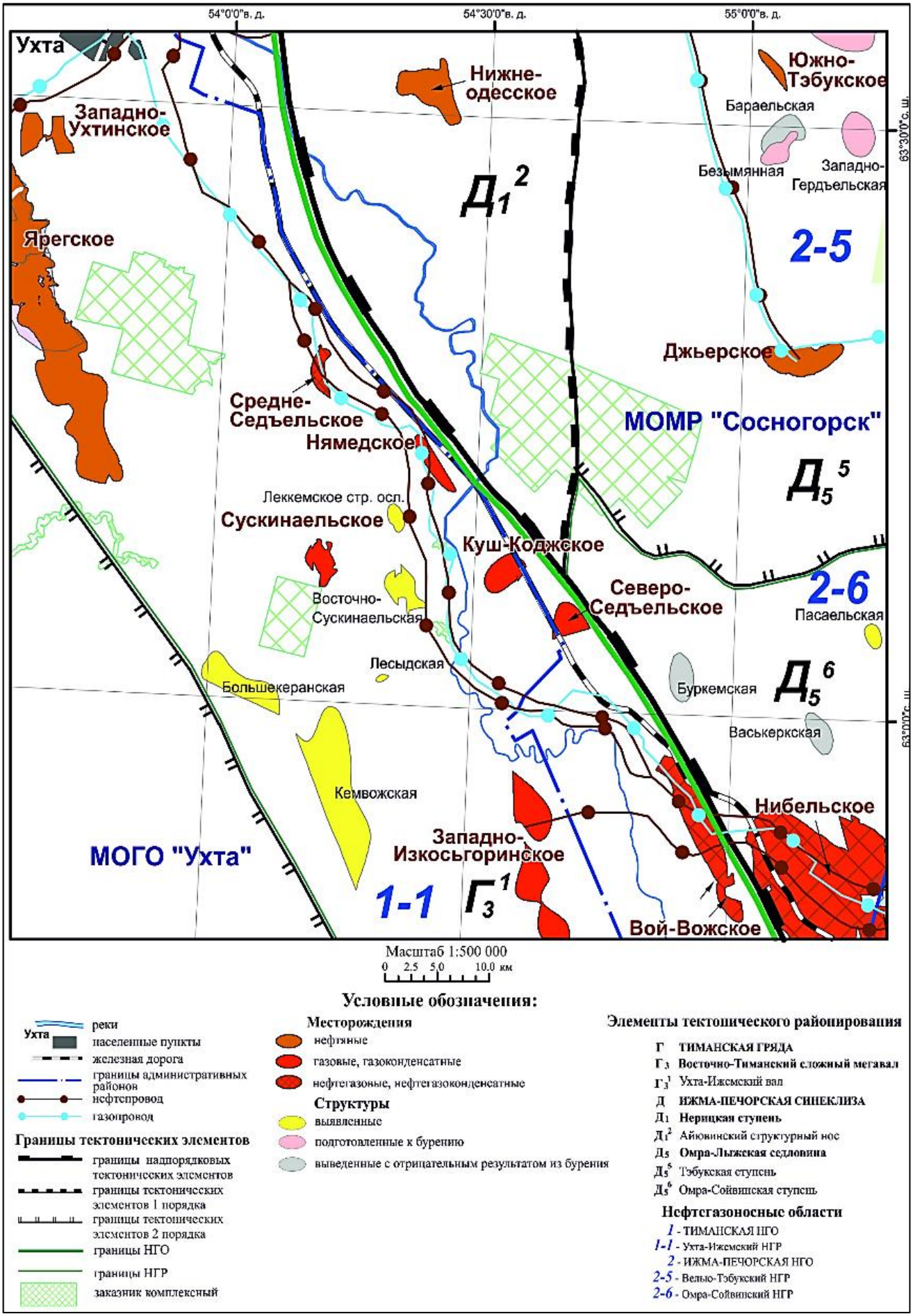


Рисунок 1 – Выкопировка из схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ООО «ТП НИЦ», 2025)

Возможен также вариант, когда при высоких пластовых давлениях и резком преобладании в углеводородной смеси газообразных компонентов наиболее легкие фракции нефтей растворяются в газе, и миграция может происходить в виде однофазной конденсатной смеси.

Подтверждением латеральной миграции углеводородов из нефтематеринских пород в пласты-коллекторы Ухта-Ижемского вала являются признаки нефтенасыщения в протерозойских породах в скважинах целого ряда площадей – Ярегской, Изкось-Горинской, Верхнеижемской, Зеленецкой и др. В скв. 700-Ярега остаточная нефтенасыщенность отмечена в целом ряде интервалов протерозоя.

Соотношение давления насыщения и начального пластового давления будет характеризовать одно- или двухфазную углеводородную систему в прогнозируемых ловушках.

К настоящему времени достоверные сведения об определениях давления насыщения нефти газом, которые было бы возможно и использовать для определения состава пластового флюида на исследуемой территории, есть только по месторождениям, находящимся в прибортовой зоне Ижма-Печорской синеклизы – Нижнеомринскому и Верхнеомринскому.

Так, на Нижнеомринском месторождении давление насыщения нефти пластов Ia и Iб джьерского горизонта верхнего девона составляет 7,6 МПа при начальном пластовом давлении 8,0-8,1 МПа.

На Верхнеомринском месторождении давление насыщения нефти в пласте Iб джьерского горизонта верхнего девона составляет 6,6 МПа при начальном пластовом давлении 7,5 МПа.

Градиент пластового давления на месторождениях Ухта-Ижемского вала и вблизи него составляет 0,007-0,012 МПа/м (в среднем 0,010), соответственно, при глубине залегания прогнозируемых продуктивных пластов 400-600 м пластовое давление составит 4,0-6,0 МПа, что ниже давления насыщения.

Температурные градиенты на месторождениях Ухта-Ижемского вала в 1,5-2,5 раза выше, чем на смежных месторождениях Ижма-Печорской синеклизы. Это свидетельствует об увеличенных тепловых потоках, связываемых с влиянием Восточно-Тиманского глубинного разлома (рис. 2, синей заливкой показаны месторождения Ижма-Печорской синеклизы, коричневой – месторождения Ухта-Ижемского вала).

Таким образом, на исследуемой территории прогнозируются залежи либо чисто газовые (в восточной части территории), либо залежи с двухфазным составом флюида – газонефтяные или нефтегазовые.

Еще одним фактором, который может влиять на фазовый состав пластового флюида, является **содержание гелия в свободном и растворенном газе**.

Практически во всех залежах УВС исследуемого района газовая составляющая флюида (свободный или растворенный газ) содержит гелий в промышленных кондициях (кондиционное значение 0,05 % и более, согласно «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», 2016 [3]).

На Средне-Седъельском нефтегазовом месторождении содержание гелия в свободном газе пластов $Ia^{н}$ и $Ia^{в}$ составляет 0,142 %, то есть трехкратно превышает минимально кондиционное значение (0,05 %). На Сускинаельском газовом месторождении фиксируется почти восьмикратное превышение минимальной кондиции гелия – 0,381 %, на Северо-Седъельском газовом месторождении содержание гелия в свободном газе трех продуктивных пластов варьирует от 0,16 % до 0,24 %, на Кушкоджском газовом месторождении содержание гелия в свободном газе составляет 0,27 %, на Нямедьском – 0,27-0,28 %.

В некоторых скважинах нефтешахт, фонтанировавших свободным газом, наблюдалось явление люминесценции исходящего газа – вследствие его ионизации при движении по трубам (по данным производственного отчета «Природа газа Ярегского месторождения и его распределение на структуре в пределах шахтных полей», ЦНИЛ Ухткомбината. Евдокимов, 1957 г.).

Все вышеупомянутые месторождения находятся вблизи глубинного Восточно-Тиманского разлома. По мере удаления от глубинного разлома в Ижма-Печорскую синеклизу с глубиной содержание гелия в свободном газе снижается до 0,16-0,17 % на Нижнеомринском,

Верхнеомринском месторождениях и до 0,10-0,12 % на Троицко-Печорском и Джебольском месторождениях (рис. 3, синей заливкой показаны месторождения Ижма-Печорской синеклизы, коричневой – месторождения Ухта-Ижемского вала).

На Ярегском нефтяном месторождении содержание гелия в растворенном газе составляет 0,03%об (по данным производственного отчета С.А. Данилевского, 2004 г.). Гелиеносность попутного газа увеличивается ближе к подошве пласта, по мере приближения к кровле протерозоя (метаморфическим сланцам), как указывает В.А. Евдокимов (производственный отчет 1957 г.) – вследствие миграции из сланцев протерозоя.

В настоящее время в результате снижения пластового давления на участке шахтной разработки Ярегского месторождения пластовая нефть почти полностью дегазирована (по данным подсчета запасов, Титаренко, 2008 г.).

На Нижнечутинском месторождении содержание гелия не определено.

Генезис гелия. О радиоактивном генезисе гелия (как продукте распада радиоактивных элементов), содержащегося в пластовых флюидах Тимано-Печоры, писал еще Б.Н. Любомиров в 1955 г. [4], опираясь, по-видимому, на исследования видного советского геофизика, специалиста по урановым рудам И.Н. Яницкого, основоположника гелиеметрии (например, [5]).

Гелиеметрия используется для исследования глубинного строения Земли и поиска руд цветных и редких металлов [6, с. 85].

С повышением температуры и давления ковалентная активность гелия с глубиной прогрессивно увеличивается, т.е. растет способность закачки гелия в кристаллическую решетку породы с переводом её в метастабильную субстанцию [5, с. 22].

Радиогенная природа основной массы гелия в земной коре подтверждается и другими исследователями [7, с. 184] [8].

На Тимане процессы генезиса гелия происходили (и, возможно, происходят в настоящее время), по всей вероятности, в породах гранито-гнейсового фундамента, содержащих радиоактивные элементы.

Так, к примеру, гелиеносность газа на Яреге В. А. Евдокимовым объясняется распадом радиоактивных элементов фундамента – в пачках, залегающих на отложениях протерозоя, повсеместно наблюдается метанизированный газ с повышенной гелиеносностью и тяжелая вязкая окисленная нефть, озокерит (по В. А. Евдокимову, 1957 г.).

В зонах, приближенных к глубинным разломам земной коры, формируются зоны разгрузки (рис. 4) и активизируются процессы миграции высвободившегося гелия в пласты осадочного чехла как по самому глубинному разлому, так и по тектоническим нарушениям, его оперяющим.

Эксперименты показали [9], что поток гелия по разломам идет вместе в фазой-носителем, т. е. с водой, обычно минерализованной и газонасыщенной.

Восточно-Тиманский глубинный разлом, по данным В. Г. Гецена [10], прослеживается до верхней мантии.

Этот глубинный разлом является зоной разгрузки и путем вертикальной миграции гелия, захватывающего при вертикальной миграции углеводородные газы, в том числе и глубинного происхождения (о возможности генерации углеводородов в породах промежуточного верхнепротерозойского комплекса упоминали еще Л. Г. Каретников и В. И. Богацкий при проведении количественной оценки УВС ТПП в 1988 г.).

«Захватывание» углеводородных газов гелием при вертикальной миграции объясняется повышенной растворимостью гелия в сжатых углеводородных газах – она почти на два порядка выше, чем растворимость гелия в пластовых водах (растворимость гелия в нефтях занимает промежуточное значение) [8].

Поскольку плотность гелия по воздуху (0,14) в разы ниже, например, плотности метана (0,56), то его наличие в углеводородных газах в товарном количестве несколько снижает общую плотность углеводородного газа и, соответственно, увеличивает его подвижность при заполнении ловушек пластов.

Соответственно, вблизи Восточно-Тиманского глубинного разлома будут преобладать преимущественно газовые залежи (что подтверждается открытием ряда газовых месторождений).

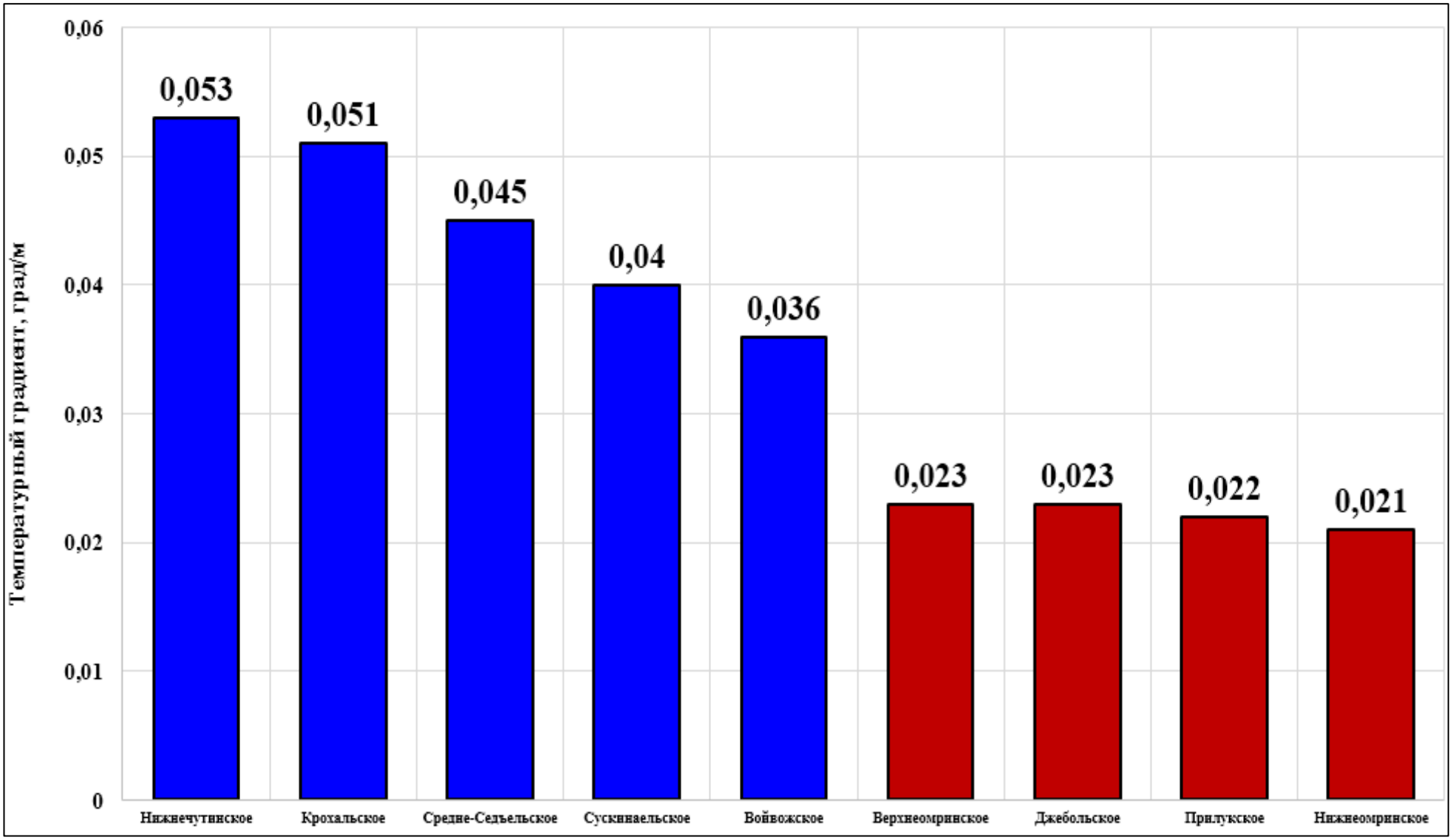


Рисунок 2 – Температурные градиенты на месторождениях Ухта-Ижемского вала и прилегающей территории Ижма-Печорской синеклизы

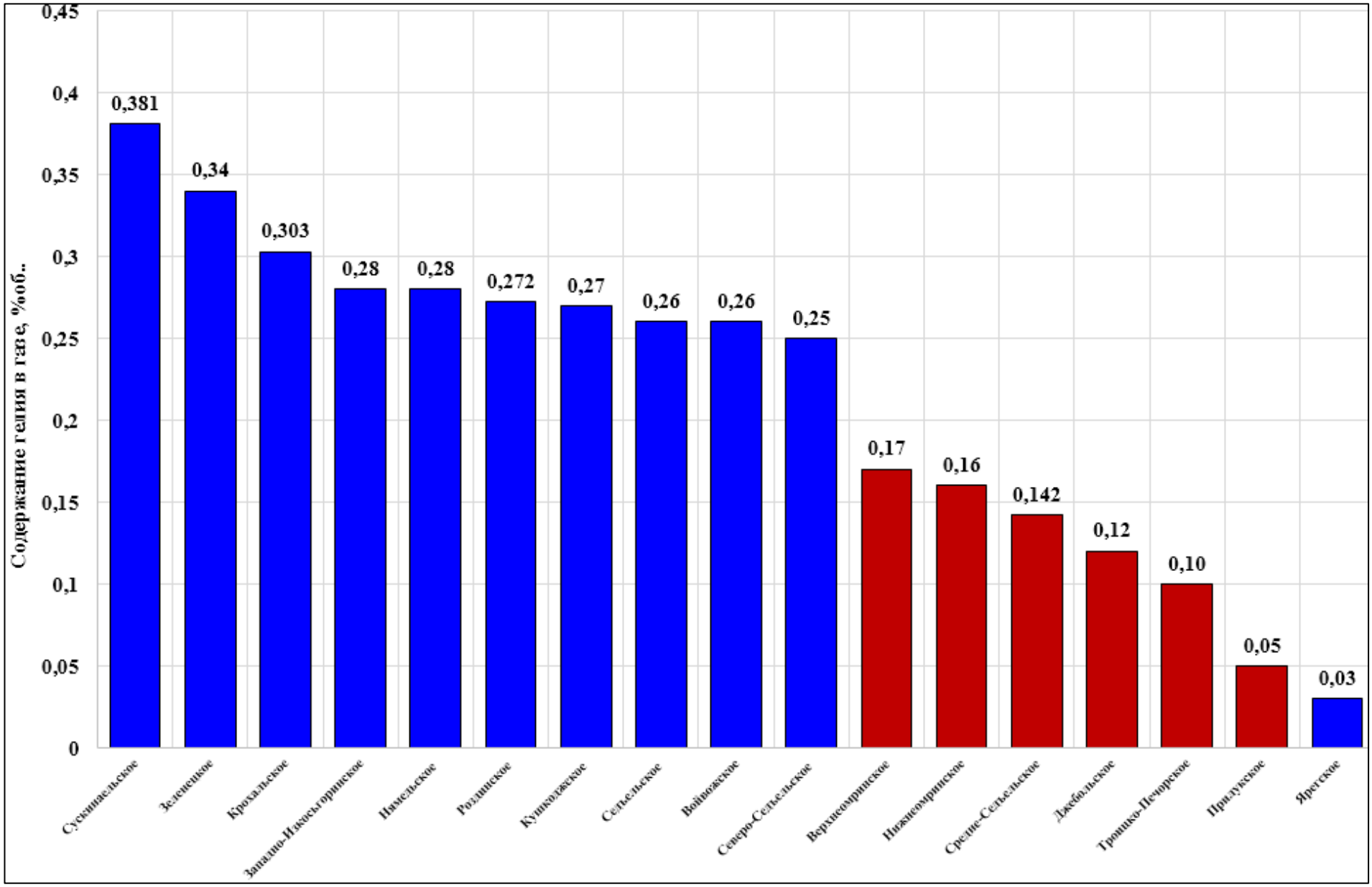


Рисунок 3 – Содержание гелия в свободном/растворенном газе месторождений Ухта-Ижемского вала и прилегающей территории Ижма-Печорской синеклизы

В. П. Якуцени упоминает также о возможности формирования сингенетичного гелия в результате процесса альфа-распада [7, с. 184] во вмещающих отложениях, но это касается лишь районов с высокой радиоактивностью вмещающих пород, что не относится к исследуемой территории, где углеводородная продуктивность осадочного чехла связана с песчаниками поддоманика.

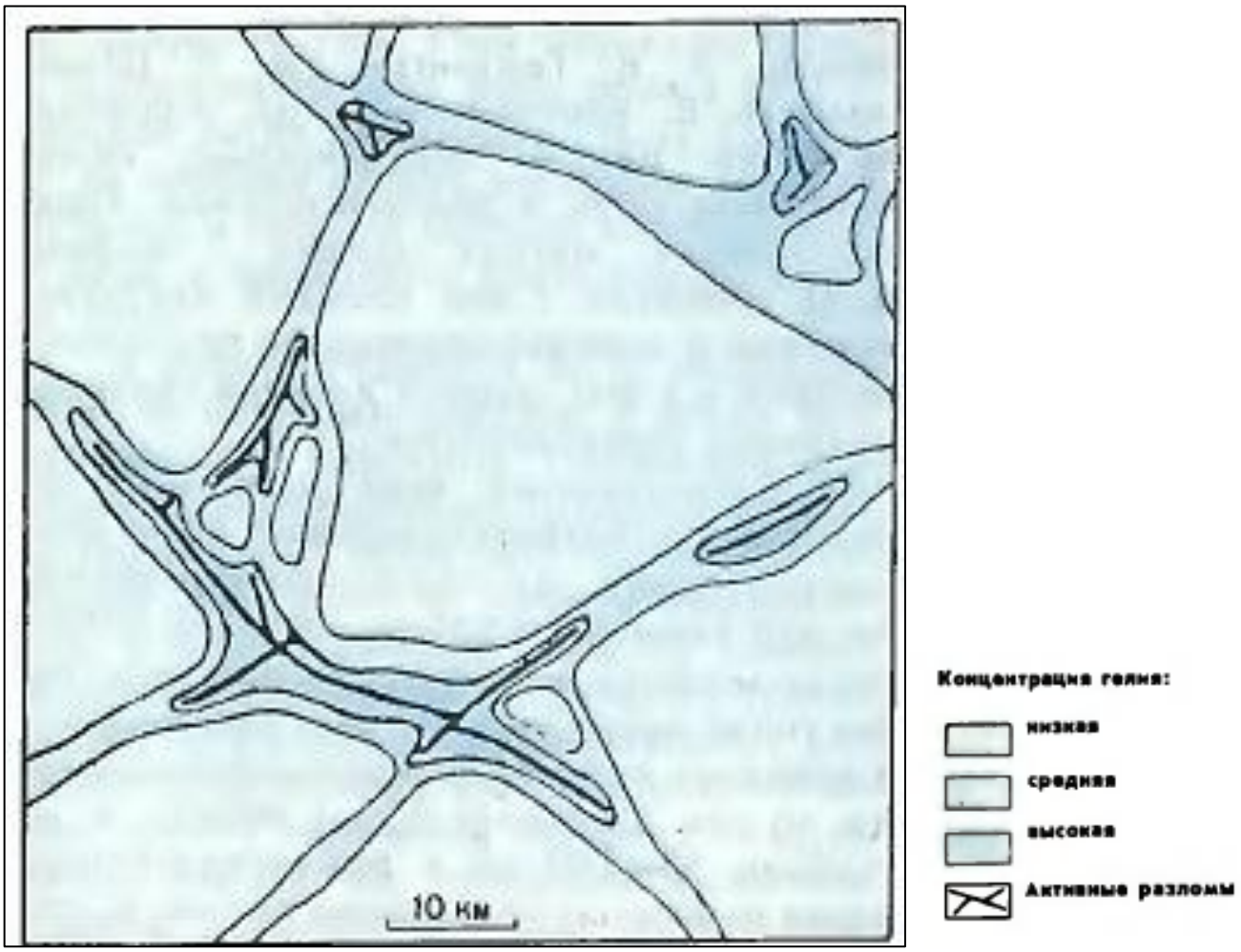


Рисунок 4 – Фрагмент карты гелиевой съемки, составленной по данным анализа концентрации гелия в верхнем горизонте подземных вод (по [9, с. 22])

Существует также гипотеза плутонического генезиса гелия с последующей его миграцией в верхние слои литосферы, однако, достоверных подтверждений этой гипотезы пока нет.

Таким образом, наличие гелия в газе дополнительно повышает вероятность преобладания газовой составляющей в залежах исследуемой территории.

Вывод. Существует три основных фактора влияния Восточно-Тиманского глубинного разлома на процессы миграции УВ и формирования залежей углеводородов:

1. Структурный фактор на пути миграции УВ;
2. Фактор увеличения теплового потока и температурного градиента;
3. Фактор увеличения содержания гелия в углеводородных системах.

На исследуемой территории в поддомаником терригенных отложениях ожидается открытие либо чисто газовых залежей, либо залежей с двухфазным составом флюида – газонефтяных или нефтегазовых.

В восточной и юго-восточной частях ожидаются чисто газовые залежи, а также нефтегазовые (к ним относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи, «Классификация…», 2016 [3]).

В центральной части территории ожидаются нефтегазовые залежи, а в крайней западной – вблизи Ярегского месторождения – при наличии ловушек в изолированных тектонических блоках возможны газонефтяные и/или чисто нефтяные залежи.

Библиографический список:
1. Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., Недра, 1974.
2. Белякова Л. Т., Богацкий В. И., Богданов Б. П., Довжикова Е. Г., Ласкин В. М. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. ГУП РК ТП НИЦ, г. Ухта, 2008.
3. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утв. приказом № 477 Минприроды России от 01.11.2013 г., Москва, 2016 г.
4. Любомиров Б. Н. Подземные воды промысловых и разведочных площадей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. ВНИГРИ, Ленинград, 1955.
5. Яницкий И. Н. Состав и свойства вещества в недрах Земли. РИЦ ВИМС, М., 2005.
6. Устьянцев В. Н. Гелий как показатель синтеза углеводородов. Науки о Земле. Сырьевая база и геологоразведка. Август, 2022. с. 85-90. https://nedra21.ru/upload/iblock/228/gcqlkla9of8vpy16qd8co340y3nqfvk3/85_90_V.N.-Ustyantsev.pdf
7. Якуцени В. П. Геология гелия. Л., Недра, 1968.
8. Воронов А. Н., Тихомиров В. В., Якуцени В. П. Факторы, определяющие размещение зон интенсивного гелиенакопления. Геология нефти и газа, № 8, 1982. http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1982/08/Stat/stat11.html.
9. Бородзич Э. В, Еремеев А. Н., Яницкий И. Н. Газовое дыхание Земли. Природа, № 2, 1983. с. 18-27.
10. Гецен В. Г. Тектоника Тимана. КФ АН СССР. Л., Наука, 1987, с. 135.

УДК 550.34:553.982.2(470.21)

Перспективы открытия крупных залежей битуминозной нефти в Коротаихинской впадине

Маракова И. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Коротаихинская впадина, расположенная в пределах Тимано-Печорской провинции, представляет собой перспективный регион с точки зрения выявления залежей битуминозной нефти (рис. 1) [1,2].

В условиях исчерпания традиционных запасов углеводородного сырья, изучение и освоение нетрадиционных ресурсов приобретает особую актуальность, особенно в контексте развития арктических территорий Российской Федерации.

Формирование осадочного чехла в пределах Коротаихинской впадины в пермский период происходило в обстановке активного терригенного осадконакопления, сменившей карбонатную седиментацию раннеартинского времени. Литогенез осуществлялся в условиях прибрежно-морских, дельтовых и аллювиальных фациальных обстановок. В результате орогенных процессов на данной территории сформировались обширные регрессивные системы, характеризующиеся развитием клиноформных комплексов, интерпретируемых как дельтовые отложения.

В контексте формирования и размещения залежей битуминозной нефти, ключевую роль играют проградационные клиноформы, представляющие собой седиментационные тела, формирующиеся в результате продвижения береговой линии в сторону морского бассейна [3] (рис. 2).

Дельтовые отложения, сложенные чередованием песчаных и глинистых слоев, выступают в качестве перспективных коллекторов и покрышек для аккумуляции углеводородов. Гетерогенное строение дельтовых комплексов обуславливает наличие множественных ловушек различного генезиса, способствующих концентрации нефти.

Необходимо отметить, что перспективность дельтовых отложений определяется не только их литологическим составом и структурой, но и геодинамическими факторами, включающими тектонические режимы, объемы и состав поступающего осадочного материала, а также эвстатические колебания уровня моря. Тектоническая активность оказывает влияние на формирование разломных зон, которые могут служить путями миграции углеводородов. Объем и состав осадочного материала определяют мощность и фациальную зональность дельтовых отложений. Эвстатические колебания уровня моря приводят к формированию циклических последовательностей, характеризующихся чередованием коллекторов и флюидоупоров [4].

Для оценки перспектив нефтегазоносности необходимо проведение комплексного анализа геолого-геофизических данных [2]. Интерпретация сейсмических данных позволяет выявить клиноформные структуры и определить их геометрию. Литолого-петрофизическое изучение кернового материала обеспечивает получение информации о литологическом составе, текстурно-структурных особенностях и коллекторских свойствах пород. Геохимические исследования позволяют оценить нефтематеринский потенциал отложений и масштабы генерации и миграции углеводородов.

На основе анализа полученных данных возможна разработка классификации проградационных клиноформ с учетом геодинамических факторов. К примеру, возможно выделение следующих типов клиноформ:

- **Разлом-контролируемые клиноформы:** формируются в зонах активной тектоники, где разломы играют роль структурных элементов, контролирующих осадконакопление и миграцию флюидов. Часто ассоциируются с зонами повышенной трещиноватости и проницаемости.
- **Дельта-фронтовые клиноформы:** образуются в дельтовых системах, где преобладают процессы, связанные с речным выносом и перераспределением осадочного материала под воздействием волновой и приливной энергии. Характеризуются сложной фациальной зональностью и наличием песчаных тел, сформированных русловыми и баровыми процессами.
- **Клиноформы, связанные с эвстатическими колебаниями уровня моря:** формируются при периодическом изменении уровня моря, что приводит к цикличному осадконакоплению с чередованием регрессивных (песчаных) и трансгрессивных (глинистых) фаций. Трансгрессивные глины часто выступают в роли региональных флюидоупоров.
- **Клиноформы, контролируемые палеорельефом:** образуются в условиях, когда осадконакопление происходит на фоне уже существующего рельефа, что приводит к формированию клиноформ, адаптирующихся к форме подстилающей поверхности.

Каждый тип клиноформы характеризуется определенными особенностями строения, литологического состава и потенциалом нефтегазоносности, и требует индивидуального подхода при проведении поисково-разведочных работ.

Результаты исследований указывают на то, что наиболее перспективными для формирования залежей битуминозной нефти в Коротаихинской впадине являются дельтовые комплексы, формирующиеся в условиях стабильного тектонического режима и активного поступления терригенного материала. Данные комплексы характеризуются значительной мощностью, сложным строением и высокой степенью фациальной изменчивости.

Важную роль в формировании и сохранении залежей битуминозной нефти играют стадии катагенеза, отражающие степень термического преобразования органического вещества. В Коротаихинской впадине можно выделить следующие стадии на основании имеющихся данных, прошлых исследований, а также реконструкции термобарических условий и стратиграфо-геологических событий:

1. **Ранняя (диагенетическая – пре-катагенетическая) стадия:** продолжительность - от отложения нефтематеринских горизонтов (силурийско-нижнедевонские и далее) до начала значимого погружения и прогрева (до начала карбона для верхнесилурийско-нижнедевонских горизонтов). Особенности: аккумуляция органического вещества и первичное преобразование (диагенез), благоприятные условия для генерации углеводородов (низкие температуры, анаэробные лагунно-морские условия).

2. **Главный этап нефтегенеза (пик нефтегенного катагенеза; зона генерации нефти – ГФН):** Временные рамки: карбон – палеозой до триаса в различных частях впадины (для некоторых горизонтов наиболее активная реализация потенциала завершилась к началу триаса). Особенности: максимальная эмиграция нефти и начало значительной вертикальной и латеральной миграции; накопление палеозалежей нефти в вышележащих ловушках и аллохтонных блоках. В южных частях впадины отложения достигли границ формирования нефти (ГФН), тогда как на севере и северо-востоке в триасе погружение вело к дальнейшему прогреву.

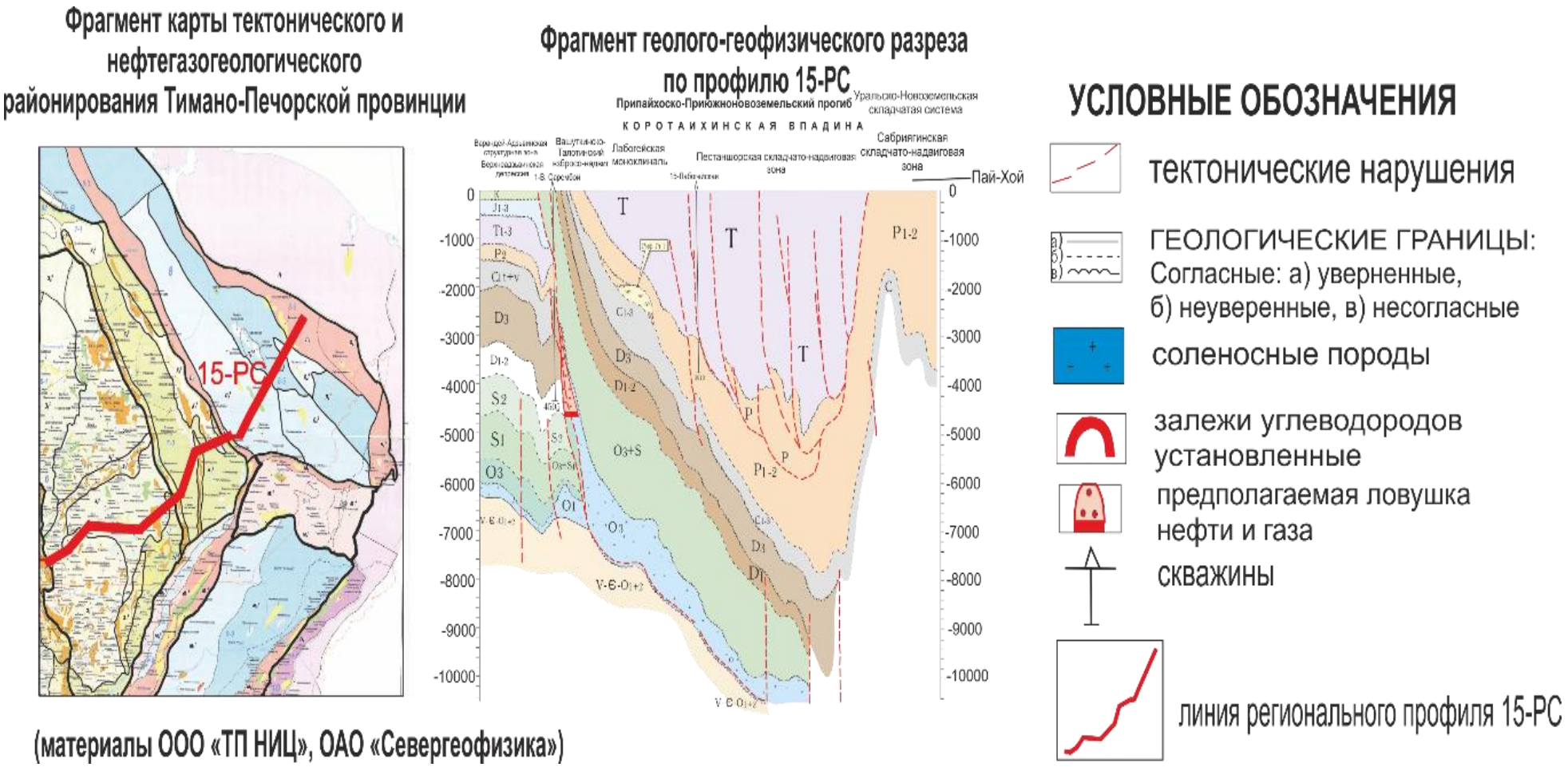


Рисунок 1 – Расположение и перспективы осадочного чехла Коротаихинской впадины

3. **Переход к газогенезу / термокатагенез (средний-высокотемпературный катагенез; катагенез АК стадии):** временные рамки: триас-юра и далее; в северо-восточной части впадины части нижнепермских отложений достигли стадии катагенеза АК уже в верхней перми; активный катагенез продолжился в триасе при интенсивном погружении. Особенности: глубинное и быстрое погружение приводило к повышению температуры и давления, что вызвало ускоренный переход нефти в газ (газогенерация), а также усиленный вторичный крекинг нефти (разрушение палеозалежей нефтей). В результате на северо-востоке ожидаются в основном газоконденсатные и газовые залежи.

4. **Поздний катагенез / катагенез высокой степени (катагенез АК1 и выше, зона апокатагенеза):** Временные рамки: поздний триас и далее; в некоторых районах значительная часть отложений вошла в зону апокатагенеза в триасе (особенно в северной части). Особенности: глубокая термальная переработка органического вещества до метагенеза/апокатагенеза, уничтожение первичных нефтезалежей, доминирование газогенерации и дегазации. Нефтенасыщения сохраняются только в районах с меньшим прогревом (например, Лабогейская моноклиналь и Вашуткина-Талотинская зона, где катагенез не выше $МК_3$).

5. **Эпигенный и пост катагенетический этапы (послекатагенетическая переработка, вторичная миграция, деградация):** Временные рамки: мезозой – кайнозой и современность. Особенности: тектонические движения (надвиги, разломы) и перерывы в осадконакоплении влияли на локальную герметичность покрышек, способствовали вертикальной миграции, дегазации, окислению и образованию тяжёлых нефтей. Вследствие надвига в мезозое северная и восточная части подверглись сильной нарушенности и глубокому погружению, что завершило газогенерацию и вторичный крекинг.

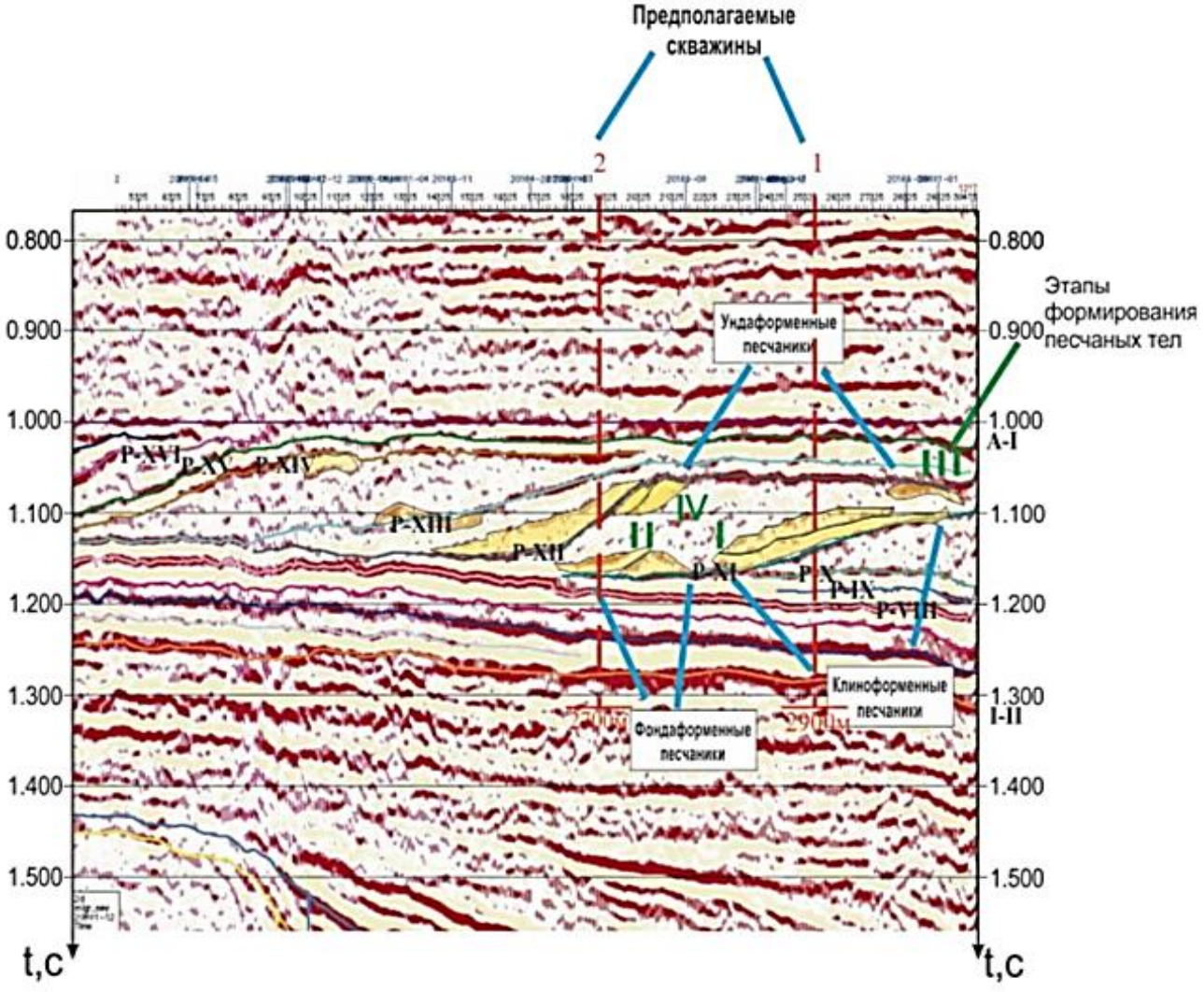


Рисунок 2 – Фрагмент временного разреза по профилю 20891-12
(интерпретация Мараковой И. А.)

Краткое сопоставление по территориям впадины:

- Южная и центральная части: условия для нефтеродного катагенеза и сохранения нефтяных запасов (достигнута ГФН, но ограниченный дальнейший прогрев).
- Северо-восточная часть: более глубокий прогрев, катагенез $АК_1$ и выше, доминирование газовых и газоконденсатных залежей.
- Лабогейская моноклиналь и Вашуткина-Талотинская зона: сохранение нефтеносности благодаря более низким стадиям катагенеза (не выше $МК_3$).

В результате проведенных исследований выявлены основные геодинамические критерии, контролирующие формирование и размещение зон аккумуляции битуминозной нефти в пермских отложениях Коротаихинской впадины:

1. Формирование и развитие впадины: общий режим погружения/поднятия контролировал степень прогрева органического вещества в нефтематеринских толщах и стадию катагенеза.

2. Тектоническая активизация: вызвала повторную мобилизацию углеводородов из залежей, их дегазацию и окисление, а также формирование тяжелых нефтей.

3. Создание морфологически выраженных пространств для осадконакопления: тектонические движения определяли морфологию дна морского бассейна, контролируя формирование клиноформ и другие особенности осадочного чехла.

4. Контроль за сносом терригенного материала: горообразовательные процессы в прилегающих областях влияли на интенсивность сноса обломочного материала, состав и распределение осадков в пределах клиноформ.

В пределах Лабогейской моноклинали, Вашуткина-Талотинского надвига прогнозируется крупная зона нефтенакопления, далее простирающаяся в Сарембой-Леккейягинскую зону в стратиграфическом диапазоне от верхнего девона до триаса. Подтверждением этому являются многочисленные проявления из отложений пермского возраста, битумонасыщение и примазки бурой окисленной нефти по керну из интервалов девонского и пермского возрастов. Формирование залежей может быть связано с перетоком нефтей в вышележащие отложения, в т. ч. в аллохтонные блоки каменноугольных отложений.

В заключение следует отметить, что Коротаихинская впадина обладает значительным потенциалом в отношении залежей битуминозной нефти. Зона битуминозной нефти выделена на карте (рис. 3, м 1:500 000).

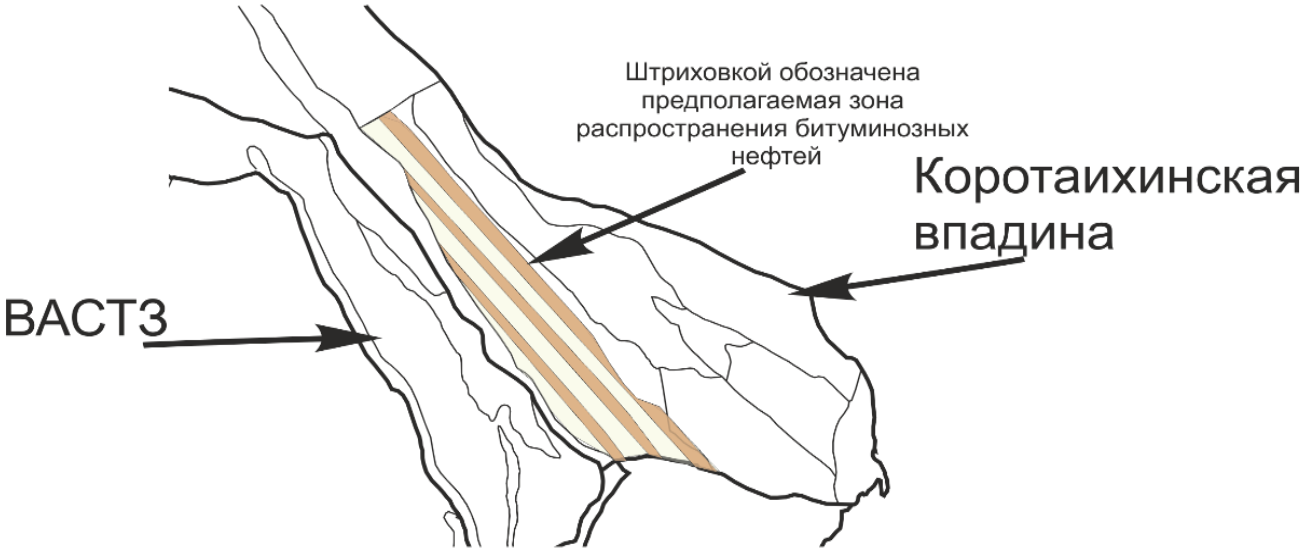


Рисунок 3 – Перспективная зона распространения битуминозной нефти в пределах Лабогейской моноклинали (составила Маракова И. А.)

Комбинация благоприятных факторов: богатые нефтематеринские толщи, оптимальная стадия катагенеза, наличие многочисленных ловушек и доказанные проявления нефти и битума – делает Коротаихинскую впадину весьма перспективной для открытия именно крупных залежей битуминозной нефти.

Проведение комплексных геолого-геофизических исследований, с учетом геодинамических факторов, стадий катагенеза и разработанной классификации проградационных клиноформ, позволяет выявить наиболее перспективные зоны и оптимизировать стратегию поисково-разведочных работ. Освоение данного ресурса может оказать существенное влияние на укрепление энергетической безопасности России и социально-экономическое развитие арктических регионов.

Библиографический список:

1. Маракова И. А. Перспективы нефтегазоносности терригенных отложений пермского возраста в пределах Коротаихинской впадины на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных // Успехи современного естествознания. 2020. № 10. С. 91-96.
2. Демченко Н. П., Ростовщиков В. Б., Колоколова И. В., Маракова И. А., Волков Д. С. Новые технологии прогноза и поисков залежей углеводородов с целью повышения эффективности геологоразведочных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – Горные науки и технологии. – 2022. – 7(4). – С. 274–286.
3. Posamentier, H. W., & Allen, G. P. (1999). Siliciclastic sequence stratigraphy: Concepts and applications. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology, 6.
4. Mitchum, R. M., Vail, P. R., & Thompson, S. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. AAPG Memoir, 26, 53-62.

СЕКЦИЯ 2. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

УДК 622.276.6

Применение матричной оценки технологий для оптимизации обработки призабойной зоны пласта в условиях тульско-бобриковских терригенных коллекторов

Горячкин Д. А., Харочкин Я. И., Иванов П. А., Денисов И. А, Семенычева К. Д.
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

Практическая реализация обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) сталкивается с множеством осложняющих факторов, снижающих эффективность технологий извлечения [1].

Актуальность исследования обусловлена высокой частотой осложнений при проведении обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) на тульско-бобриковских терригенных коллекторах, таких как заколонная циркуляция, образование стойких эмульсий и резкое обводнение продукции, что ведет к значительным экономическим потерям. Целью работы является применение матричной оценки технологий (МОТ) на основе модифицированной методики RICE для системного анализа и выбора оптимальных методов ОПЗ, позволяющего ранжировать технологии по критериям эффективности, экономической целесообразности и рисков.

Материалы и методы

Для сравнительного анализа технологий ОПЗ была применена матричная оценка технологий (МОТ) на основе модифицированной методики RICE. Ключевые параметры оценки включали:

- Эффективность (E_t): прирост дебита нефти, снижение обводненности.
- Экономическая целесообразность (C_t): затраты на реагенты, оборудование, мониторинг.
- Инновационность (I_t): использование новых технологий.
- Потенциал масштабирования (P_r): возможность применения на других объектах.
- Риски (R_t): технологические, экологические, операционные.

Итоговый приоритетный индекс (ПИ) рассчитывался по формуле:

$$ПИ = \frac{Et \cdot 0{,}3 + Ct \cdot 0{,}2 + It \cdot 0{,}25 + Pr \cdot 0{,}25}{Rt \cdot 0{,}3}$$

Объектом исследования являются тульско – бобриковские терригенные отложения на N месторождении.

Объектом исследования являются тульско-бобриковские терригенные отложения на N месторождении, представленные тремя продуктивными пластами ($С_{тл-1}$, $С_{тл-2}$, $С_{тл-3}$). Для пластов характерны неоднородная глинистость (15-25%), слабая цементация и низкая проницаемость, что создает проблемы для проведения ОПЗ.

Общие показатели по скважинам рассматриваемого месторождения:

- Накопленная добыча нефти – 2 931 тыс. т (85,6 % от НИЗ);
- КИН – 0,459;
- Обводненность – 78,6 %;
- Дебит нефти – 4,6 т/сут/скв., жидкости – 21,6 т/сут/скв.;
- Фонд скважин – 20 добывающих, 18 нагнетательных;
- Закачка воды в 2021 г. – 213,2 тыс. м³ (приемистость – 46,2 м³/сут/скв.).

При сборе данных о проведенных работах, связанных с методом интенсификации притока - обработкой призабойной зоны пласта (ОПЗ), проведен анализ действующего фонда скважин, по которому были выделены следующие скважины, эксплуатирующие различные горизонты (рис. 1).

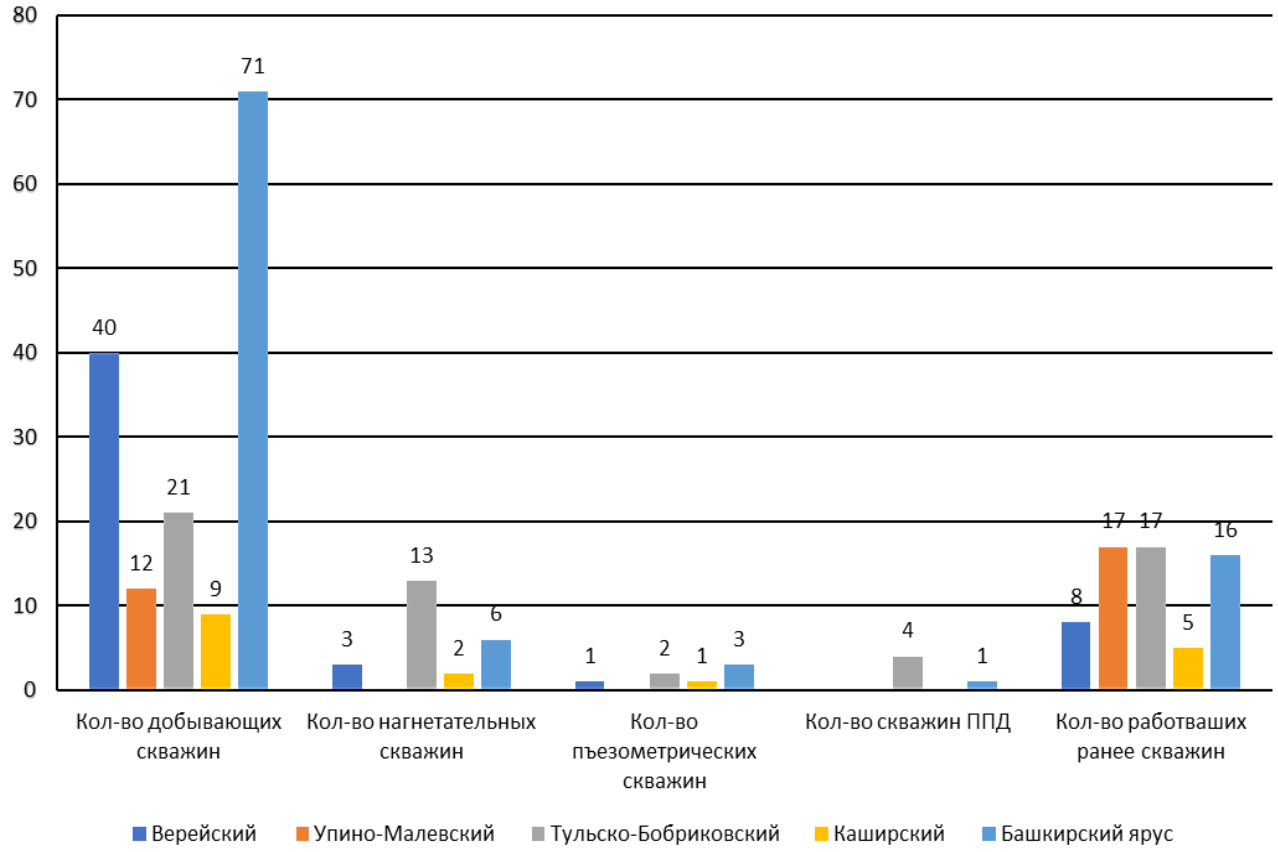


Рисунок 1 – Состояние скважин исследуемого объекта

Всего на изучаемом объекте на 23 скважинах было проведено ОПЗ, при этом на тульско-бобриковские отложения приходятся около 4 скважин.

В анализ работы по отобранным скважинам входили следующие данные: интервал перфорации, геофизические исследования (ГИС), данные кривых восстановления уровня (КВУ), кривых восстановления давления (КВД), анализ пластовых вод, акты и материалы данных КРС, анализ месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), данные гидродинамических исследований скважин (ГДИ) и т.д.

Произведен анализ скважины № 1, по которой было выделено, работа осуществлялась на объект $С_{тл-2}$ на глубине 1167 – 1172 м.

Было принято решение провести первичное ОПЗ: глинокислотная обработка. Однако, стала наблюдаться тенденция к резкому росту обводненности, где с 01.11.2017 по 01.09.2018 обводненность продукции увеличилась с 7,5 % до 28,5 % (рис. 2).

Для того, чтобы оценить причины увеличения обводненности необходимо провести анализ скважинной жидкости лабораторным путем для соотнесения минерализации воды к определённому водонасыщенному коллектору, которая в бобриковском горизонте превышает 8000 мг-экв/л.

Однако, данных по отбору проб жидкости по текущей скважине не наблюдалось с 2014 года, что затрудняет составление рекомендаций. Также по данным ГИС, а именно проведение акустического цементного каратожа (АКЦ) после ОПЗ можно оценить состояние цементного камня, что в свою очередь может вызывать затрубную циркуляцию.

Возможной причиной может являться неправильно выполнения технология проведения ОПЗ. Сюда можно относить такие факторы как: низкая изученность объекта исследования, так и неправильно подобранный комплекс химической композиции. При проведении ОПЗ по использовалась глинокислотная композиция с удельным весом 1,126 г/см^3 в количестве 9,6 тонн.

В качестве рекомендации можно привести статью Хасанова М. М. и Мальцева А. А., в которой расписано подробное моделирование кислотной обработки полимиктового коллектора [2].

Анализ скважины №2 показывает следующее:

Было произведено ОПЗ нескольких интервалов 1206 – 1209 $С_{тл-2}$ и 1220 -1227 – $С_{бобр+р}$. Эффект от проведенных работа представлен на рисунке 3.

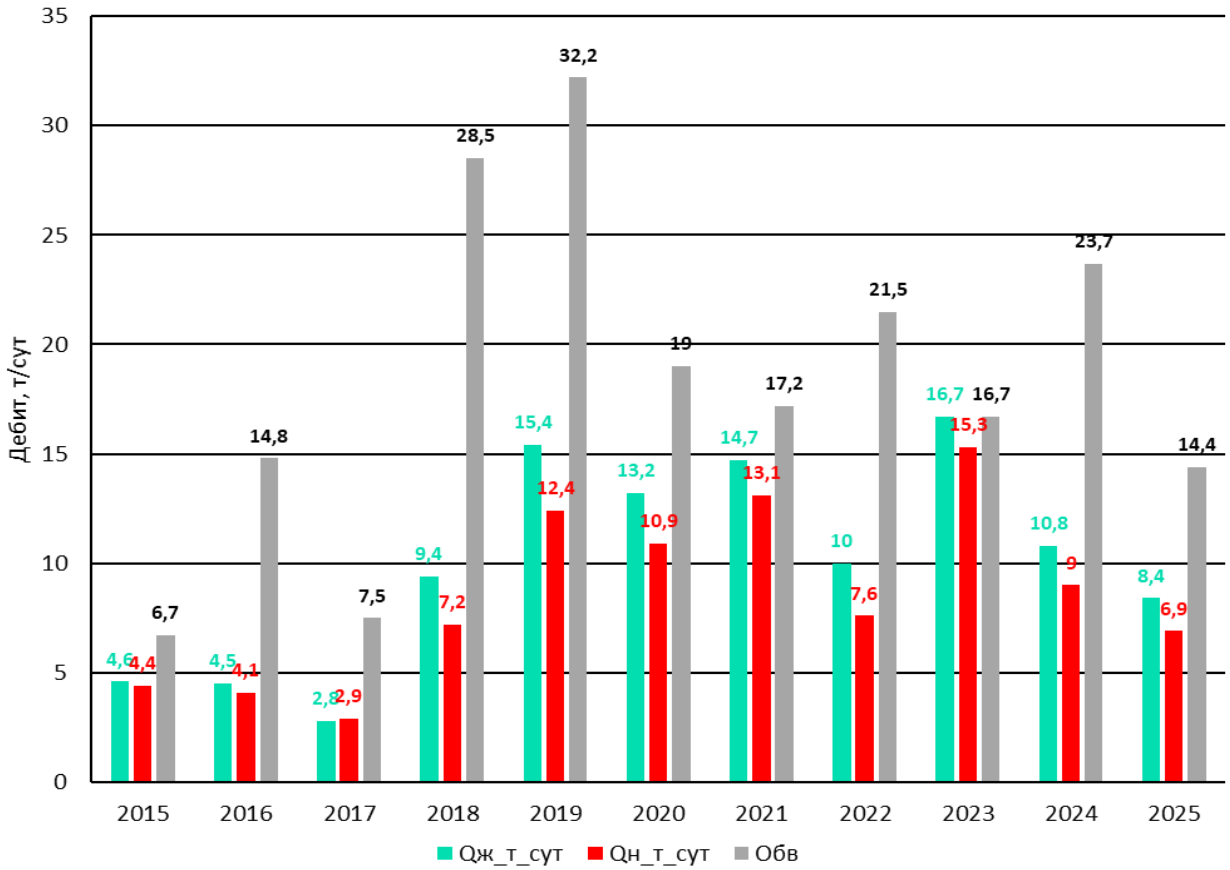


Рисунок 2 – Динамика работы скважины № 1

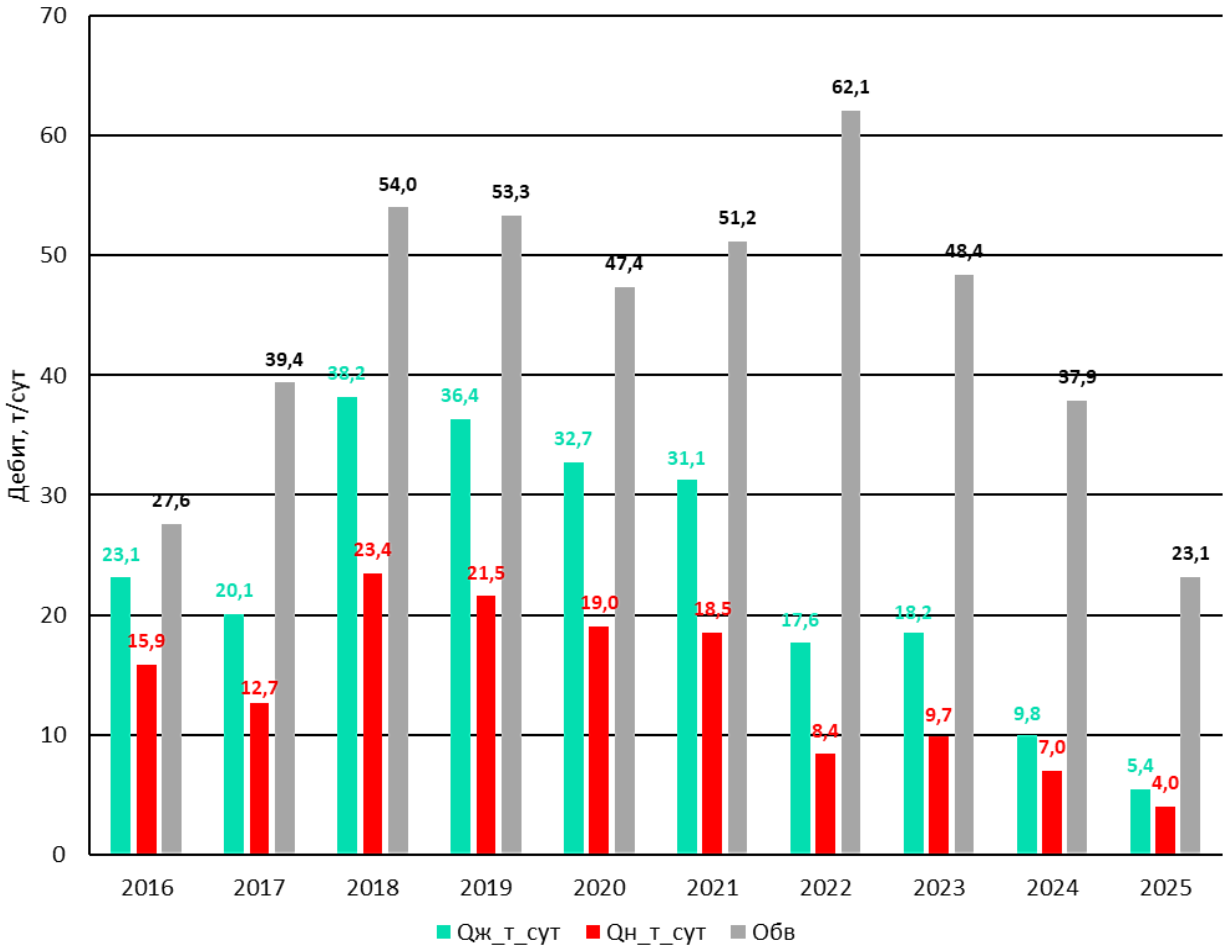


Рисунок 3 – Средние дебиты по скважине № 2

По текущему графику видно, что проведенное ОПЗ в конце 2017 году дал значительный прирост к дебиту нефти с 12,7 т/сут до 23,4 т/сут, жидкости с 20,1 до 38,2, обводненность с 39,4 до 54 %. В последствии, конструкция скважины была заменена на ОРД, где рост обводненности не наблюдался.

Для того чтобы достаточно подробно проанализировать последствия проведенного ремонта необходимы данные АКЦ, а также химический анализ воды.

Наиболее обоснованная причина образования эмульсии – высокая ионная сила раствора в сочетании с присутствием сульфатов и гидрокарбонатов. Высокая концентрация ионов (Na^+, K^+, Ca^{2+}, SO_4^{2-}, HCO_3^-) создаёт электростатическое экранирование, снижая растворимость полярных компонентов нефти. Это приводит к агрегации частиц и стабилизации водонефтяных эмульсий. Ионы сульфатов и гидрокарбонатов взаимодействуют с природными поверхностно-активными веществами (ПАВ) в нефти (например, асфальтенами, смолами), образуя прочные межфазные плёнки. Это делает эмульсию устойчивой к разрушению.

По результатам анализа скважинного материала была применена методика матричной оценки технологий (МОТ). Результаты оценки представлены в таблице 1.

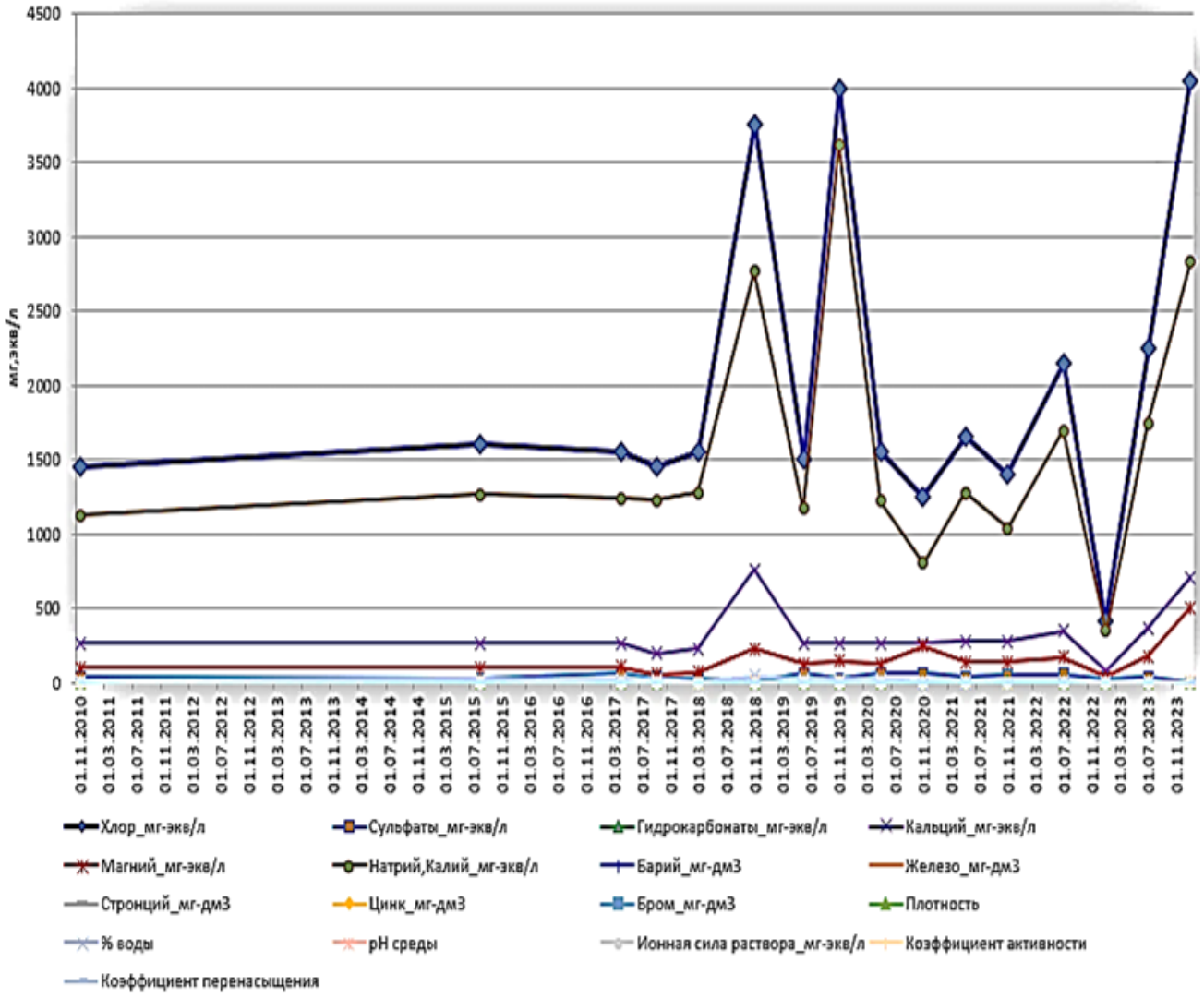


Рисунок 4 – Полный химический анализ воды по скважине № 2

Как видно, наивысшие показатели приоритетного индекса (ПИ) имеют технологии, основанные на цифровизации: ИИ-алгоритмы (ПИ=12,1) и цифровые двойники скважин (ПИ=10,2), что обусловлено их высокой эффективностью и минимальными рисками при наличии данных. Среди химических методов для условий высокоминерализованных коллекторов оптимальны буферные кислотные системы (ПИ=8,5) и «умные» реагенты (ПИ=8,9). В то же время, традиционная солянокислотная обработка показала наименьший ПИ (5,8) из-за высоких рисков осложнений, что подтверждается данными по скважине № 1.

Таблица 1 – Сравнение технологий

Технология	E_t	C_t	I_t	P_r	R_t	ПИ
Буферные кислотные системы	8	7	6,5	9	4	8,5
Гели с наночастицами	7,8	6	9	7,5	5,5	7,2
Многофункциональные кислоты	7	8	5	8,5	7	5,8
Биоразлагаемые гели	6,5	5,5	8,5	6	4,5	7,1
«Умные» реагенты	8,5	6,5	9,5	7	5	8,9
Цифровые двойники	9	4	9	8	3	10,2
ИИ – алгоритмы	8	7,5	9,5	9,5	2,5	12,1

Применение матричной оценки технологий (МОТ) на основе модифицированной методики RICE доказало свою эффективность для выбора оптимальных методов ОПЗ в сложных условиях тульско-бобриковских терригенных коллекторов. Установлено, что наибольший потенциал имеют цифровые решения (ИИ-алгоритмы, цифровые двойники), а среди химических методов – буферные системы и «умные» реагенты, в то время как традиционные кислотные обработки признаны высокорисковыми. Внедрение предложенного подхода позволит повысить эффективность ОПЗ за счет минимизации осложнений и оптимизации затрат, что в конечном итоге положительно скажется на коэффициенте извлечения нефти.

Библиографический список:

1. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И. А. Петров, М. А. Азаматова, П. М. Дрофа.
2. Хасанов М. М. Моделирование кислотной обработки полимиктового коллектора / М. М. Хасанов, А. А. Мальцев // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 678–687.

УДК 681.518:622.276

Системный анализ и обработка информации для прогнозирования нарушений герметичности скважин на основе машинного обучения

Карсаков А. В.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздних стадиях, сопровождается рядом технологических вызовов, среди которых одной из наиболее острых проблем является высокая обводненность добываемой продукции. Одним из ключевых факторов, усугубляющим эту проблему, выступают нарушения герметичности эксплуатационной колонны (ЭК).

Возникновение нарушений герметичности приводит к тяжелым последствиям: межпластовым перетокам, прорывам пластовых вод, резкому росту обводненности, потерям добычи нефти, значительным непроизводительным затратам на ремонты и ликвидацию последствий, а также к серьезным экологическим рискам. В дополнение к этому, фактическое наличие нарушения герметичности ЭК вызывает проблемы при мониторинге и проектировании разработки, снижая достоверность адаптации гидродинамической модели (ГДМ). Отсутствие подтверждений нарушения герметичности приводит к тому, что фактическое поступление воды из водоносных пластов учитывается в модели как добыча из целевого объекта разработки.

Традиционные методы диагностики, основанные на промыслово-геофизических исследованиях (ПГИ), аналитических исследованиях динамики работы скважин и анализе химического состава пластовых вод [1], демонстрируют высокую надежность, но зачастую недостаточно оперативны, трудозатратны и не всегда позволяют проводить превентивный анализ для всего фонда скважин.

Цифровая трансформация отрасли с активизацией методов машинного обучения (МО) открывает новые возможности для прогнозирования и раннего выявления рисков нарушений герметичности ЭК. Как показывают исследования, современные алгоритмы МО способны анализировать сотни признаков – от статических параметров скважины (глубина, конструкция, свойства цементирования) до динамических данных о ее работе (режимы добычи, история ремонтов, гидрохимический анализ воды). Это позволяет перейти от реагирования на уже случившиеся инциденты к их прогнозированию и предотвращению.

В данной работе проводится обобщение опыта ведущих российских компаний по внедрению программных модулей и методов МО для оперативной диагностики и прогнозирования негерметичности и их эффективности как инструмента для повышения экономической и эксплуатационной надежности разработки месторождений.

Целью работы является оценка исследуемых признаков с точки зрения их влияния на выходной результат прогнозирования.

Проблематика данных при построении модели.

Одной из центральных задач при реализации проекта стала подготовка и формирование исходных данных для обучения модели. Именно на этом этапе были выявлены основные методические и практические сложности, определяющие как текущие результаты, так и направления для дальнейшего развития.

1. Проблема формирования репрезентативной обучающей выборки.

Ключевым вызовом является создание достоверной и репрезентативной обучающей выборки. Исходные данные были сформированы по нескольким десяткам скважин с подтвержденными нарушениями герметичности эксплуатационной колонны, выявленными в период с 2021 по 2024 год.

Основные трудности при этом заключались в следующем.

Временная неоднородность данных, так как нарушения были обнаружены в разные моменты времени, что требует сбора исторических данных по каждой скважине на конкретную дату, предшествующую диагностике, что усложняет автоматизацию процесса построения выборки.

Проблема «негативного» класса, обусловливающая формирование выборки по скважинам без нарушений герметичности ЭК является не менее сложной задачей. Отсутствие зафиксированного нарушения не гарантирует его действительного отсутствия; оно может быть следствием того, что скважина не исследовалась или исследование было проведено недостаточно качественно.

Влияние ремонтов, выраженное в том, что данные со скважин, где уже были проведены ремонтно-изоляционные работы по ликвидации аварий, могут вносить искажения в модель, так как она будет обучаться на «исправленном» состоянии, не соответствующем моменту возникновения проблемы.

На данном этапе для упрощения задачи был применен срез данных на единую дату, однако в перспективе требуется разработка более сложного механизма формирования временных рядов для каждого объекта учета.

2. Анализ существующих входных параметров и их потенциал.

В работах [2-5] приведены примеры входных параметров, используемых для работы модели МО. Работа алгоритма МО во многом похожа на «чёрный ящик», в который входят параметры, при этом зависимости между параметрами ищутся автоматически. Однако, мы можем повлиять на работу алгоритма путём введения весовых коэффициентов для параметров.

Рассмотрим на примере возраста скважины на месторождении «Х» Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По результатам ПГИ в количестве 446 штук была построена гистограмма распределения выявленных нарушений герметичности ЭК по возрасту скважины (рис. 1). Анализ гистограммы четко показывает прямую корреляцию: с увеличением возраста

растет количество аварий, при этом основная масса нарушений герметичности выявлена на скважинах старше 28 лет, с пиком в интервале 32–34 года. Это подтверждает логичное предположение о том, что длительная эксплуатация и естественный износ являются критическим фактором риска.

Таким образом, для повышения результативности работы модели МО, мы можем дать экспертную оценку параметру возраста скважины в виде повышенного весового коэффициента данного показателя.

Опыт ведущих недропользователей, описанный в литературе [2-5], демонстрирует, что повышение точности моделей МО напрямую связано с расширением перечня входных параметров. Для дальнейшего развития нашего алгоритма планируется интегрировать следующие группы признаков.

1. Гидрохимические данные. Результаты химического анализа пластовой воды (содержание сульфатов, хлоридов, кальция, натрия, удельный вес, минерализация). Как показывают исследования, ключевыми индикаторами являются отношения Cl/Ca и Na/ИСР (ионная сила раствора).

2. Данные о проведенных работах. История геолого-технических мероприятий (ГТМ), капитальных и подземных ремонтов (КРС, ПРС), особенно таких интенсифицирующих воздействий, как гидравлический разрыв пласта (ГРП) и кислотные обработки.

3. Конструктивные особенности. Глубина спуска колонны, зенитный угол, наличие и интервалы установки центрирующих элементов, данные о цементировании.

4. Режимные параметры. Текущие и накопленные отборы/закачки, устьевое и забойное давление.

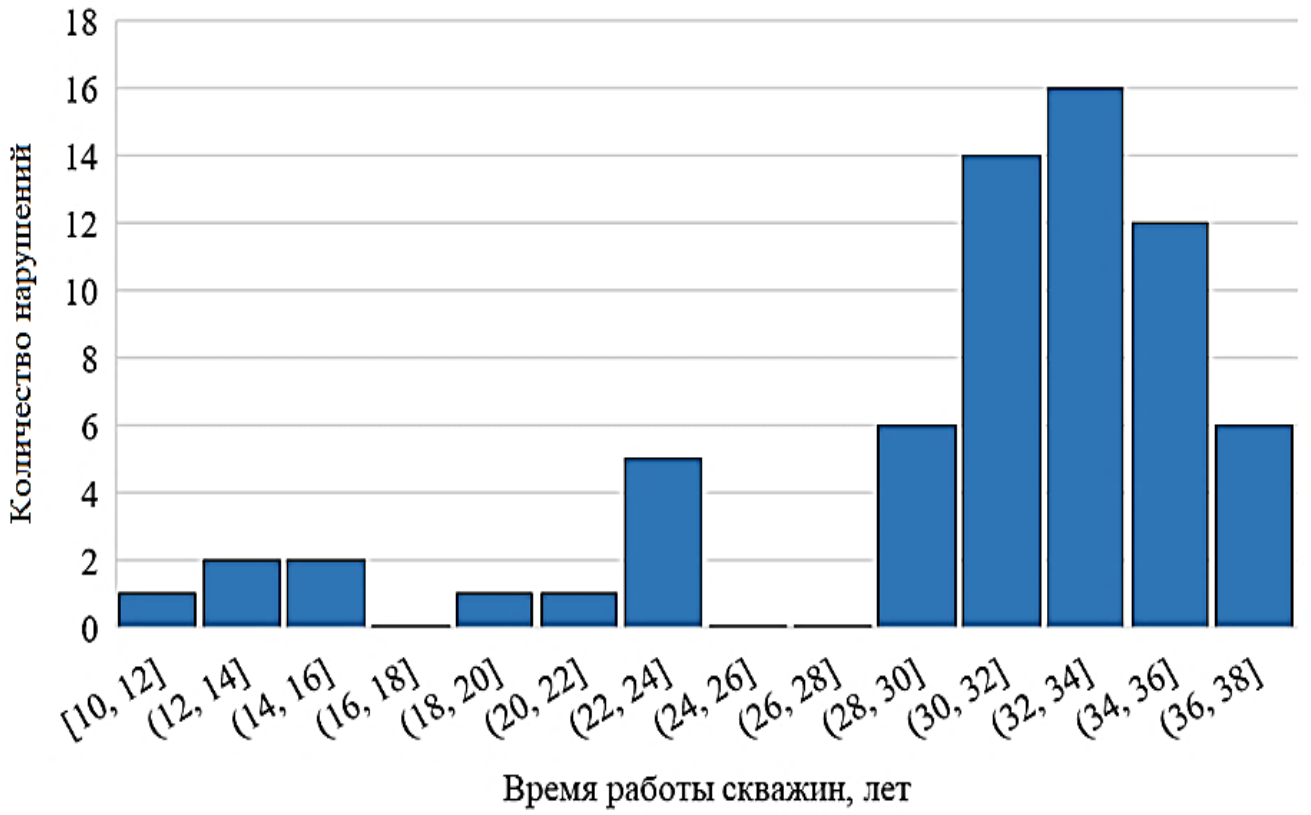


Рисунок 1 – Распределение выявленных нарушений ЭК по возрасту скважин

Анализ этих параметров на предмет наличия статистически значимых зависимостей предложенным выше методом, даёт возможность повысить достоверность результата работы алгоритма МО.

Следует отметить, что окончательно подтвердить наличие нарушения герметичности возможно только при проведении ПГИ. Для проведения ремонтных работ нужно уточнить локализацию нарушения и его тип. Исследуя результаты ПГИ по той же выборке видно, что часть нарушений связана с заколонным перетоком в интервал перфорации (рис. 2).

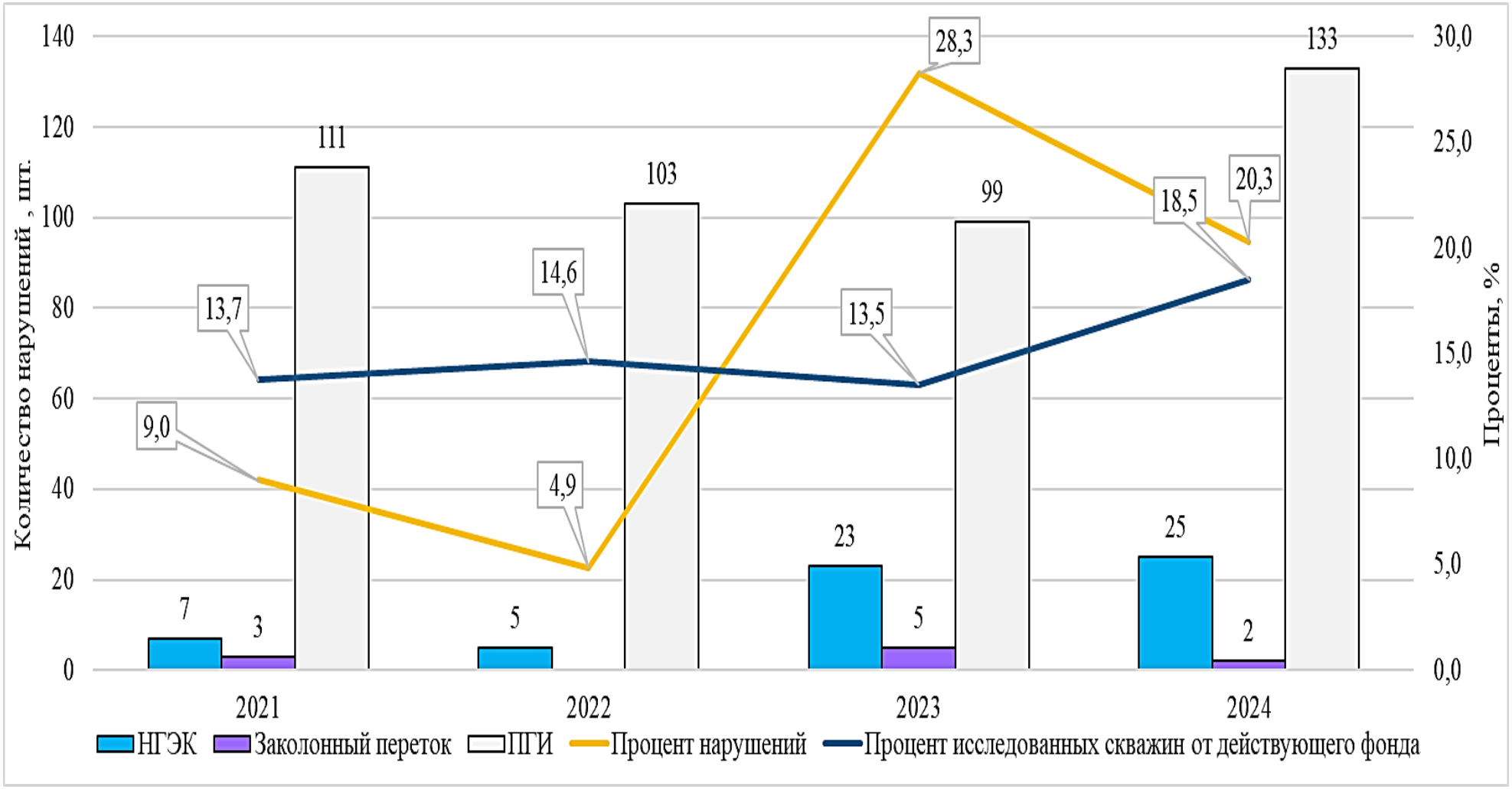


Рисунок 2 – Динамика промысловых геофизических исследований в период 2021–2024 г.

Так, в 14 % случаев было зафиксировано поступление пластового флюида в эксплуатационную колонну через заколонный переток, обусловленный, как правило, некачественным цементированием пространства между ЭК и горной породой. В остальных 86 % случаев причиной обводнения стала локальная негерметичность тела колонны (коррозия, износ, разрыв муфтового соединения), через которую флюид из выше- или нижележащих пластов поступает непосредственно в ствол скважины. Важно отметить, что на текущем этапе разработки модель МО решает задачу классификации «есть нарушение / нет нарушения». Задача дифференциальной диагностики типа нарушения требует дальнейших исследований и, вероятно, применения более сложных моделей и признаков. Тем не менее, окончательное подтверждение и локализация дефекта возможны только при проведении целевых ПГИ.

Заключение по основной части.

Таким образом, текущий этап работы позволил выявить ключевые методические проблемы, связанные с качеством исходных данных. Наиболее значительным барьером является формирование репрезентативной и чистой обучающей выборки. Дальнейший прогресс в проекте напрямую зависит от решения этой задачи и обогащения модели новыми группами параметров с оценкой их веса, что позволит перейти от констатации общих зависимостей к точному прогнозированию рисков нарушений герметичности для каждой конкретной скважины.

Перспективы развития технологии.

Проведенная работа по оценке входных параметров для прогнозирования нарушений ЭК является важным шагом на пути к построению комплексной цифровой системы управления целостностью скважин и оптимизации разработки месторождения. Полученные результаты открывают несколько ключевых направлений для дальнейшего развития технологии.

Потенциал развития заключается не в замене традиционных методов, а в их интеграции в новый, более интеллектуальный рабочий процесс.

Наиболее перспективным представляется применение результатов работы модели МО для адаптации гидродинамической модели (ГДМ) пласта. В настоящее время ГДМ часто калибруется по данным обводненности, однако причина этого обводнения (прорыв по пласту, прорыв по нарушению в колонне, заколонный переток) часто остается предметом интерпретации. Алгоритм МО, выдающий вероятностную оценку наличия нарушения герметичности ЭК по каждой скважине, может стать мощным инструментом для этой интерпретации.

Предлагается следующий подход: если модель МО присваивает скважине высокий риск нарушения ЭК, это становится гипотезой, которую можно проверить на ГДМ. Вместо того, чтобы вслепую подбирать параметры пласта для объяснения аномальной обводненности, геолог-модельер может целенаправленно добавить в модель искусственный водоносный горизонт и соединить скважину с источником воды.

Подключение такого «искусственного» водоносного горизонта и последующая успешная адаптация истории работы скважины (воспроизведение скачка обводненности и дебитов) будет являться косвенным, но существенным подтверждением наличия нарушения, предсказанного моделью МО. Это позволяет замкнуть петлю данных: прогноз, сгенерированный моделью МО, находит свое физическое обоснование в гидродинамической модели.

Таким образом, синергия МО и ГДМ позволяет перейти от реактивного устранения проблем к их прогнозированию, комплексной оценке и проактивному управлению. Развитие технологии в данном направлении позволит создать самообучающуюся систему, где данные с промысла непрерывно улучшают алгоритм МО, а его прогнозы повышают адекватность ГДМ, формируя надежную цифровую основу для принятия оптимальных технологических и экономических решений на зрелых месторождениях.

Библиографический список:

1. Шорохов, А. Н. Внедрение программного модуля оперативной диагностики источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах / А. Н. Шорохов, М. А. Азаматов // Научно-технический журнал Георесурсы. – 2013. – № 2 (52). – С. 11–14.

2. Ишкулов, И. М. Определение негерметичности колонны скважин с использованием моделей машинного обучения / И. М. Ишкулов, Д. Д. Тахауов, Р. Р. Вафин, И. Г. Фаттахов, А. А. Пименов // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 4. – С. 260–267. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-4-260-267.
3. Ишкулов, И. М. О методах определения негерметичности эксплуатационной колонны скважины / И. М. Ишкулов, Р. Р. Вафин, Д. Д. Тахауов, И. Г. Фаттахов, А. А. Пименов // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 7. – С. 56–60. – DOI: 10.24887/0028-2448-2024-7-56-60.
4. Вильданов, Т. Ф. Прогнозирование негерметичностей эксплуатационных колонн с использованием алгоритмов машинного обучения / Т. Ф. Вильданов, Р. О. Мехоношин // Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: материалы научно-практической конференции – 2024. – С. 43–50.
5. Мухаметшин, В. Г. О причинах нарушений герметичности эксплуатационных колонн и мероприятиях по их предотвращению / В. Г. Мухаметшин, Г. С. Дубинский, А. П. Аверьянов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3 (105). – С. 19–24. – DOI: 10.17122/nij-oil-2016-3-19-24.

УДК 622.276.6:622.279(575.1)

Интенсификация нефтегазовых пластов и кислотная обработка на месторождениях Узбекистана

Шарипов К. К., Тожиев О. О., Яминов Ф. Ф.
Бухарский государственный технический университет, г. Бухара, Узбекистан

С каждым годом доля трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в Узбекистане увеличивается. Традиционные методы разработки месторождений уже не обеспечивают стабильный уровень добычи. В связи с этим особое значение приобретают технологии интенсификации нефтегазоотдачи, направленные на восстановление и повышение проницаемости пластов. Одним из наиболее распространённых и эффективных методов является кислотная обработка призабойной зоны скважин.

Кислотная обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) является стандартной технологией, применяемой в нефтегазовой отрасли Узбекистана для повышения проницаемости и продуктивности скважин. Этот метод включает закачку кислотных растворов в призабойную зону для растворения минеральных отложений и загрязнений, восстанавливая тем самым фильтрационные характеристики породы и увеличивая дебит нефти или газа. Технология применяется на всех стадиях разработки месторождений и является ключевой для поддержания добычи, особенно в условиях низкой проницаемости пород или высокой вязкости нефти.

Принципы кислотной обработки ПЗП

Цель: Увеличить проницаемость ПЗП путем растворения минеральных отложений и других загрязнений, которые снижают продуктивность скважины.

Процесс: Кислотные растворы (например, соляная кислота) закачиваются в призабойную зону и продавливаются глубже с помощью давления.

Результат: Восстановление и повышение продуктивности скважин за счёт улучшения фильтрационных свойств пласта.

Применение: Методика используется на всех этапах разработки месторождений, от освоения до завершающих стадий, чтобы поддерживать или восстанавливать добычу.

Актуальность для Узбекистана

Узбекистан является крупным добытчиком газа и нефти, причем значительная часть добычи приходится на Бухаро-Хивинский регион.

Кислотная обработка призабойной зоны необходима для эффективной разработки существующих и новых месторождений, а также для поддержания уровня добычи, несмотря на возможное снижение продуктивности скважин со временем.

Интенсификация представляет собой комплекс мероприятий, направленных на улучшение фильтрационно-ёмкостных свойств пласта и увеличение притока углеводородов к забою скважины. На практике применяются следующие основные методы:

Гидроразрыв пласта (ГРП) – закачка жидкости под высоким давлением для образования трещин и увеличения проницаемости.

Кислотная обработка (КО) – растворение карбонатных или глинистых пород кислотами.

Термические методы – закачка пара или горячих газов для снижения вязкости нефти.

Химические методы – применение поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, микробиологических реагентов.

Газовые методы – поддержание пластового давления за счёт закачки газа (CO_2, N_2, природный газ).

Кислотная обработка пластов

Кислотная обработка является одним из самых эффективных методов интенсификации, особенно в карбонатных коллекторах. Суть метода заключается в закачке кислотных растворов в призабойную зону, где кислота реагирует с породой и растворяет её, образуя каналы для лучшего притока нефти или газа.

Наиболее распространённые реагенты:

- Соляная кислота (HCl) – применяется для известняков и доломитов;
- Фтористоводородная кислота (HF) – для песчаников;
- Органические кислоты (муравьиная, уксусная) – используются при высоких температурах.

После обработки происходит увеличение дебита скважины, улучшение проницаемости и снижение скин-фактора.

Применение методов на месторождениях Узбекистана

На территории Узбекистана значительная часть месторождений (Мубарекское, Кокдумалакское, Шуртанское, Газлийское и др.) содержит трудноизвлекаемые запасы. В этих районах активно применяются кислотные обработки призабойной зоны, комбинированные методы ГРП и кислотного воздействия, а также многоступенчатые стимуляции для глубоких и высокотемпературных пластов. Практика показывает, что после проведения кислотных обработок дебит скважин возрастает в среднем на 30–80 %, а коэффициент нефтеотдачи увеличивается до 0,45–0,55.

1. Мубарекская группа месторождений – многотомные (multi-volume) кислотные обработки на 20 скважинах; суммарный дополнительный приток газа для населения в осенне-зимний период составил ≈ 2 28 000 м³/сутки. В публикации приведены примеры по отдельным скважинам с ростом дебита (например, с 182 500 → 218 500 м³/сутки у одной из скважин).

2. Пример – Скважина № 54 (Кулбешкак): после гидравлических работ с использованием HCl (короткая кислотная обработка), обеспечен коммерческий приток газа ≈ 233 100 м³/сутки. (компания и отчёты по пуску скважины).

3. Пример восстановления скважины № 26 (Северный Мубарек): после работ (включая стачинг / стимуляцию и кислотные мероприятия) получен коммерческий приток ≈ 259 600 м³/сутки.

4. ERIELL Group сообщает, что в Узбекистане проводятся как отдельные кислотные обработки, так и кислотный фрекинг / кислотно-песчаная ГРП; за период внедрения (с 2018 и далее) – более 100 операций кислотного и проппанта-фрекинга в проектах партнёров в Узбекистане. Это показывает масштаб применения этих технологий в последние годы.

На этом графике видно, что после кислотной обработки дебит газа на скважинах Мубарек, Кулбешкак и Северный Мубарек значительно увеличился – в отдельных случаях до 30–80 %. Это наглядно демонстрирует эффективность данного метода.

В условиях Узбекистана масштабные программы стимуляции уже дают измеримые результаты. Так, при применении многотоннажных кислотных обработок в Мубарекской группе месторождений было выполнено кислотное вмешательство на 20 скважинах, что в сумме обеспечило дополнительный приток газа порядка 228 000 м³/сутки в пиковый зимний период.

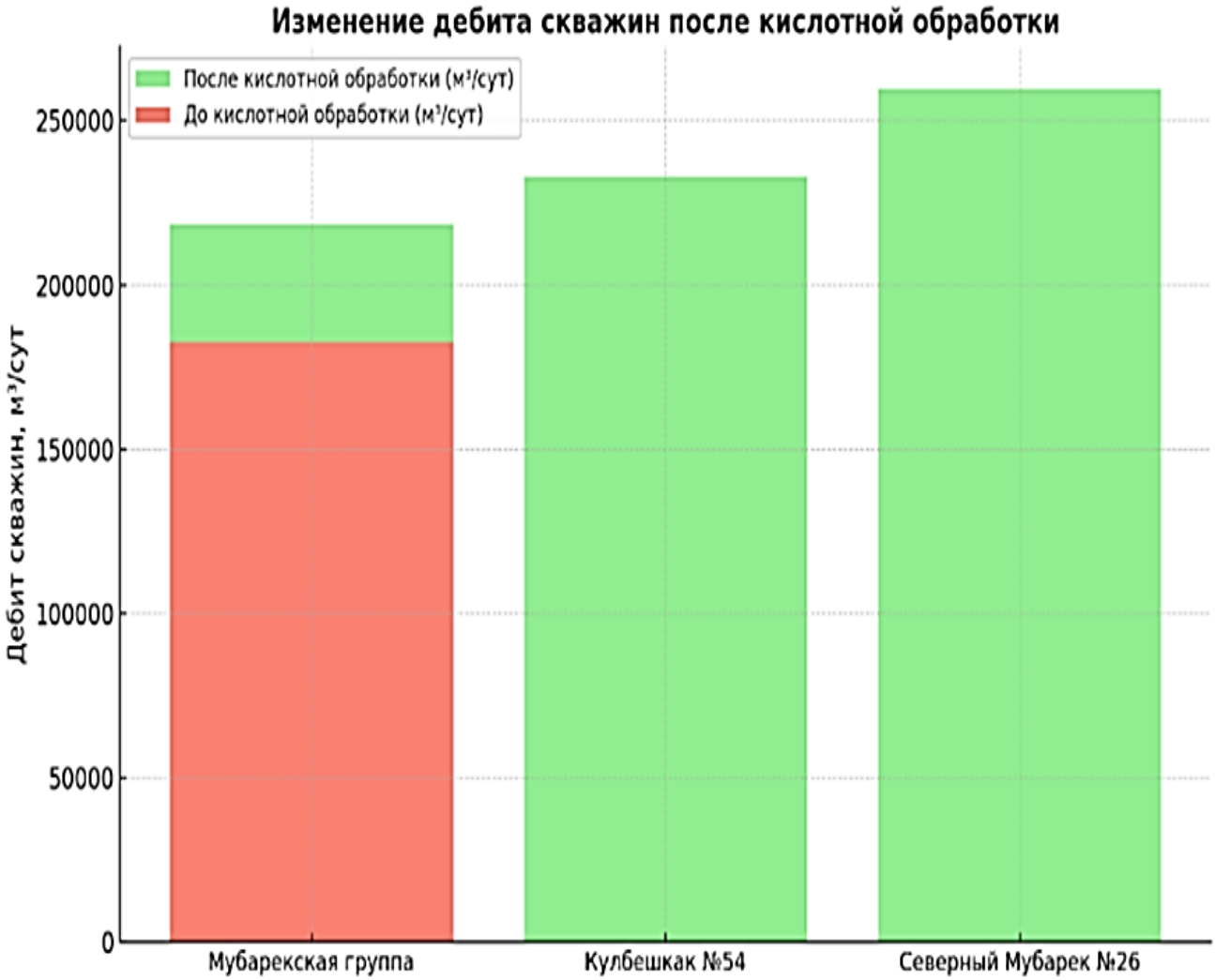


Рисунок 1 – Примеры кислотной обработки

В отдельных случаях единичные скважины показали рост дебита с ~ 96–182 тыс. м³/сутки до 120–218 тыс. м³/сутки после кислотных вмешательств; похожие эффекты отмечены и при восстановлении отдельных скважин (например, после работ скважина № 26 получила коммерческий приток ≈ 259 600 m³/сутки, скважина № 54 – ≈ 233 100 m³/сутки). Эти примеры демонстрируют, что при правильном инженерном подходе кислотные методы могут быстро вернуть коммерческую продуктивность скважины и существенно увеличить месячные и годовые объёмы добычи.

Интенсификация нефтегазовых пластов играет ключевую роль в развитии нефтегазовой промышленности Узбекистана. Применение кислотных обработок и других методов стимуляции позволяет эффективно разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, повышать производительность скважин и продлевать срок эксплуатации месторождений.

Библиографические ссылки:

1. ERIELL Group. Отчёты и пресс-релизы по выполнению операций кислотного и проппантфрекинга в Узбекистане (2018–2024 гг.). – ERIELL Group Official Website: https://eriellgroup.com.
2. Мубарекская группа месторождений. Технические отчёты и результаты многотоннажных кислотных обработок на 20 скважинах. – Бухарский государственный технический, 2023.
3. Абдуллаев А. А., «Современные методы повышения нефтеотдачи пластов в Узбекистане», Ташкент, 2021.
4. Ходжаев Б. Б., «Кислотные обработки скважин на карбонатных коллекторах», Журнал «Нефть и Газ Узбекистана», № 4, 2022.
5. Каримов У. Р., «Методы интенсификации добычи углеводородов», Ташкент, 2023.

УДК 622.276.012

Анализ эффективности защитных покрытий для борьбы с осложнениями при добыче нефти

Хурматуллин С. Р., Осипов К. М.
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений серьезную проблему представляет собой формирование солеотложений по всей технологической цепочке. Актуальность решения данной задачи особенно возрастает при эксплуатации истощенных месторождений с высокой обводненностью [1].

Одним из эффективных методов, обеспечивающих бесперебойную работу скважин, является использование различных материалов и нанесение защитных покрытий на внутреннюю поверхность труб и оборудования, направленное на создание барьерного слоя с низкой адгезионной способностью. В настоящее время исследуются и применяются различные типы покрытий и материалов, в том числе:

а) металлические покрытия. Данные покрытия наносятся гальваническим или газотермическим методами и обеспечивают повышение коррозионной стойкости и износостойкости базового металла. Их защитные свойства обусловлены формированием плотного, пассивного оксидного слоя. Однако их поверхность часто остается гидрофильной, что может способствовать адгезии солевых и парафиновых отложений [2];

б) полимерные покрытия. Этот класс покрытий специально разрабатывается для придания поверхности выраженных гидрофобных или гидрофильных свойств. За счет низкой поверхностной энергии они эффективно препятствуют начальной адгезии неорганических (соли) отложений. [3].

Основным критерием, определяющим силу прилипания вещества к поверхности, является работа адгезии (Wa). Она характеризует энергию, необходимую для разделения двух фаз. Чем выше работа адгезии, тем прочнее соединение. Для систем «жидкость – твёрдое тело» работа адгезии рассчитывается через краевой угол смачивания (θ) по уравнению Дюпре-Юнга:

$$Wa = \sigma_{(жг)} * (1 + cos\theta),$$

где σ_(жг) – поверхностное натяжение на границе жидкость-газ.

θ – краевой угол смачивания. Жидкость с $\theta < 90°$ хорошо смачивает поверхность (гидрофильность), с $\theta > 90°$ – плохо (гидрофобность) [4].

Краевой угол смачивания для разных покрытий измерялся на специальном оборудовании.

Для определения краевого угла смачивания проводилось по 10 измерений на каждой пластине с шагом в 120 секунд. Данные КУС и вычисленной работы адгезии приведены в таблице 1.

Зависимость работы адгезии от КУС была построена в логарифмических координатах. Прологарифмировав значения работы адгезии и краевого угла смачивания был простроен график. Представленная зависимость может быть описана математической моделью y = –1,314x + 2,1147 и может быть использована для оценки защитных свойств покрытий и материалов.

Проведенный анализ на основе расчета работы адгезии показывает, что полимерное покрытие (Wa = 76,05 мДж/м²) является наиболее эффективным для решения проблем солеотложений в нефтедобыче. Металлические (Wa = 116 мДж/м²) покрытия демонстрируют высокую склонность к смачиванию водой, что способствует адгезии солей. Низкая работа адгезии полимерного покрытия, обусловленная его гидрофобностью, обеспечивает эффект «антиприлипания», что делает его предпочтительным выбором для защиты оборудования.

На основе полученных экспериментальных данных получена математическая зависимость для оценки энергии взаимодействия поверхности покрытий и материалов с водой. Данная зависимость может быть использована для прогнозирования защитных свойств поверхностей.



Рисунок 1 – Прибор для измерения краевого угла смачивания DSA25

Таблица 1 – Результаты определения КУС и работы адгезии

№	Тип поверхности			
	Металл		Полимер	
	КУС	Работа адгезии	КУС	Работа адгезии
1	1,09	106,60	1,75	59,60
2	1,06	108,40	1,66	66,54
3	1,02	111,14	1,62	69,48
4	1,01	111,70	1,60	70,61
5	0,98	113,49	1,57	73,09
6	0.97	113,69	1,54	75,07
7	0,87	119,84	1,49	78,43
8	0,82	122,49	1,49	78,69
9	0,66	130,23	1,33	89,87
10	0,66	130,30	1,20	99,13

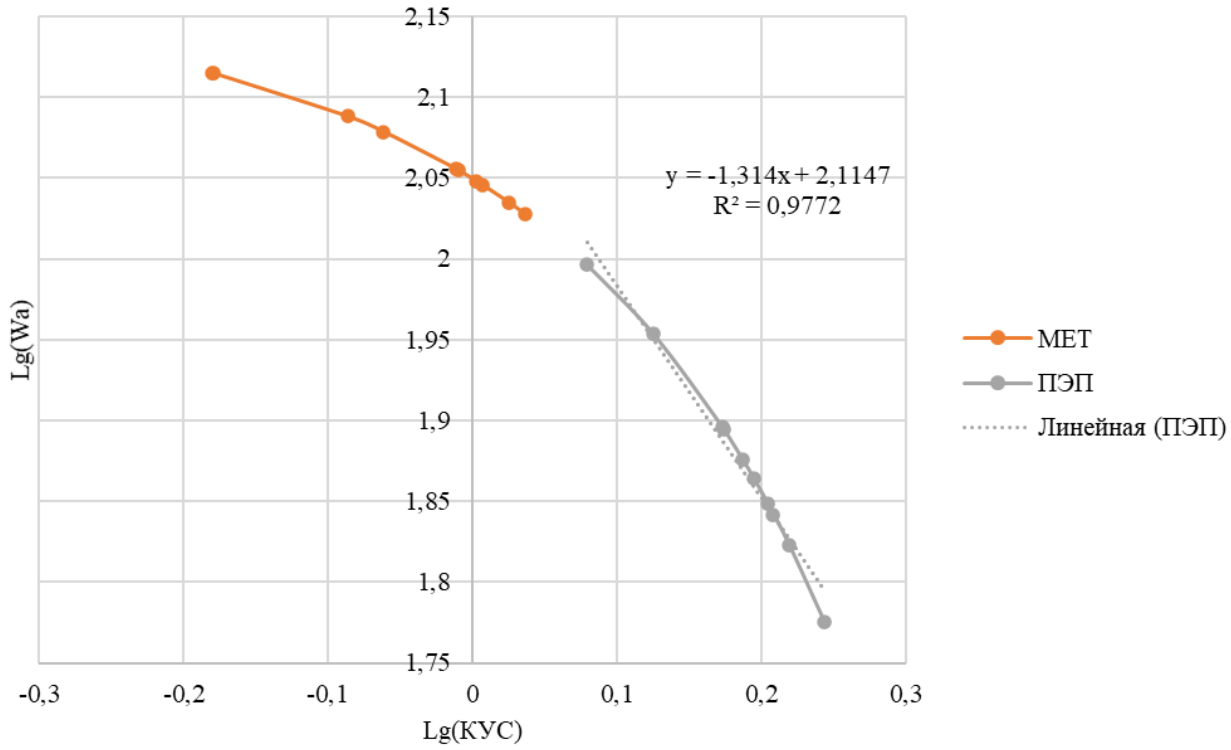


Рисунок 2 – График зависимости работы адгезии от КУС

Библиографический список:

1. Гуськова, И. А. Комплексная экспериментальная методика выбора ингибитора солеотложений / И. А. Гуськова, Д. Р. Хаярова, Р. Р. Закиров // Нефтяная провинция. – 2021. – № 4-2(28). – С. 393-405. – DOI 10.25689/NP.2021.4.393-405. – EDN WFOUKF.
2. Защитные покрытия металлов. Электронный ресурс. URL: https://atf.ru/articles/obzory/zashchitnye-pokrytiya-metallov-kak-i-dlya-chego-oni-sozdayutsya/.
3. Михайлов В. В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВИДОВ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ // Материалы X Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум».
4. Пономарева, М. А. Использование уравнения Дюпре – Юнга для решения задачи о растекании жидкости при ограниченном смачивании / М. А. Пономарева, Г. Р. Шрагер, В. А. Якутенок // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2008. – № 1(2). – С. 90-96. – EDN KHOGMF.

УДК 622.276

Новая методика расчёта рабочих параметров жидкостно-газового эжектора по среднеинтегральной характеристике

Горелкина Е. И.

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

Всемирная обеспокоенность выбросами парниковых газов указывает на необходимость разработки и совершенствования технологий, которые повысят эффективность технологических процессов и достичь углеродной нейтральности. Анализ данных об источниках выбросов показывает, что значительная доля выбросов связана с деятельностью нефтегазодобывающих предприятий. В этой связи многочисленные исследования направлены на внедрение методов, позволяющих суммировать увеличение КИН и захоронение газов в пластах.

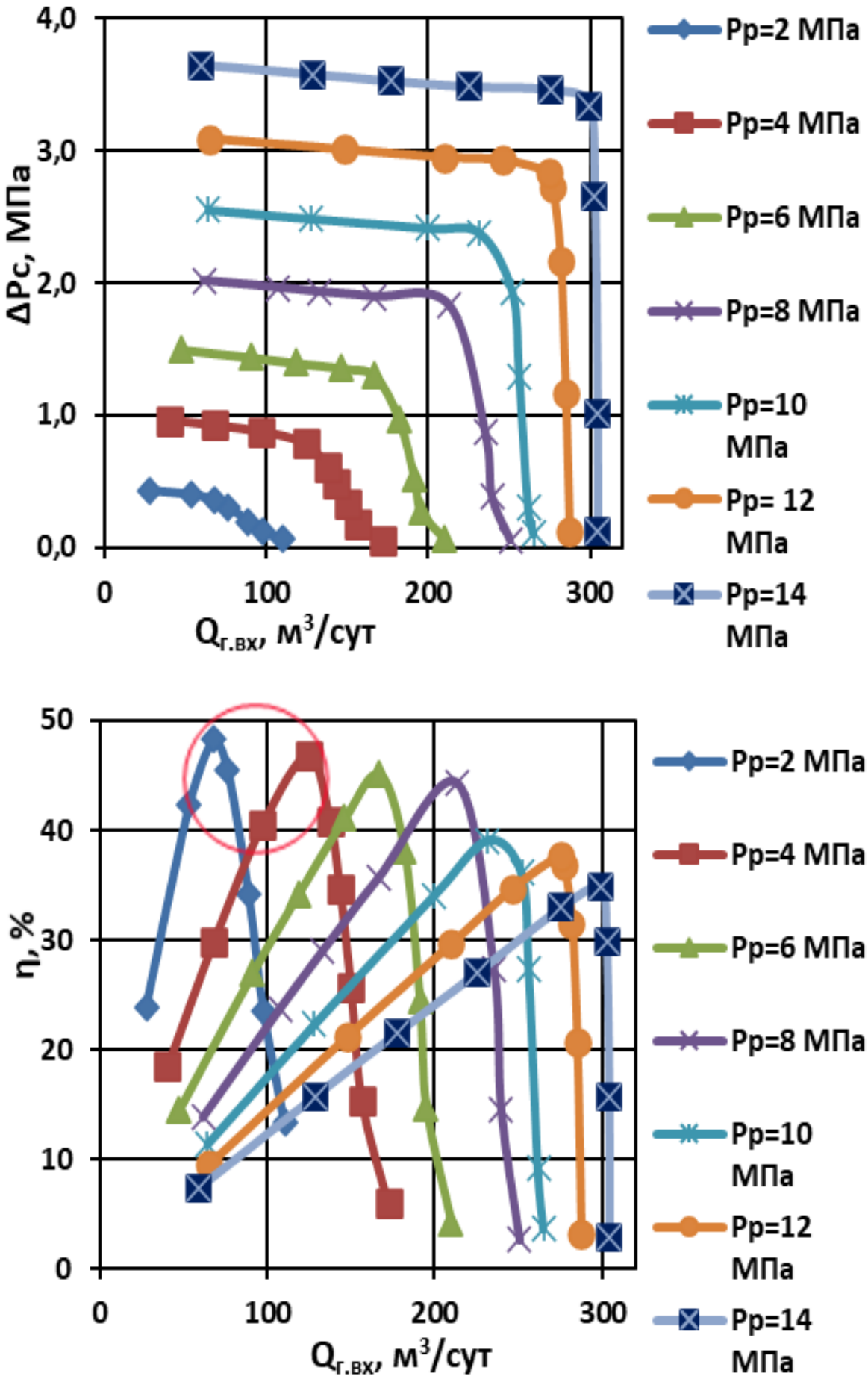


Рисунок 1 – Улучшение напорной энергетической характеристики при уменьшении рабочего давления: красная область – η_{max}

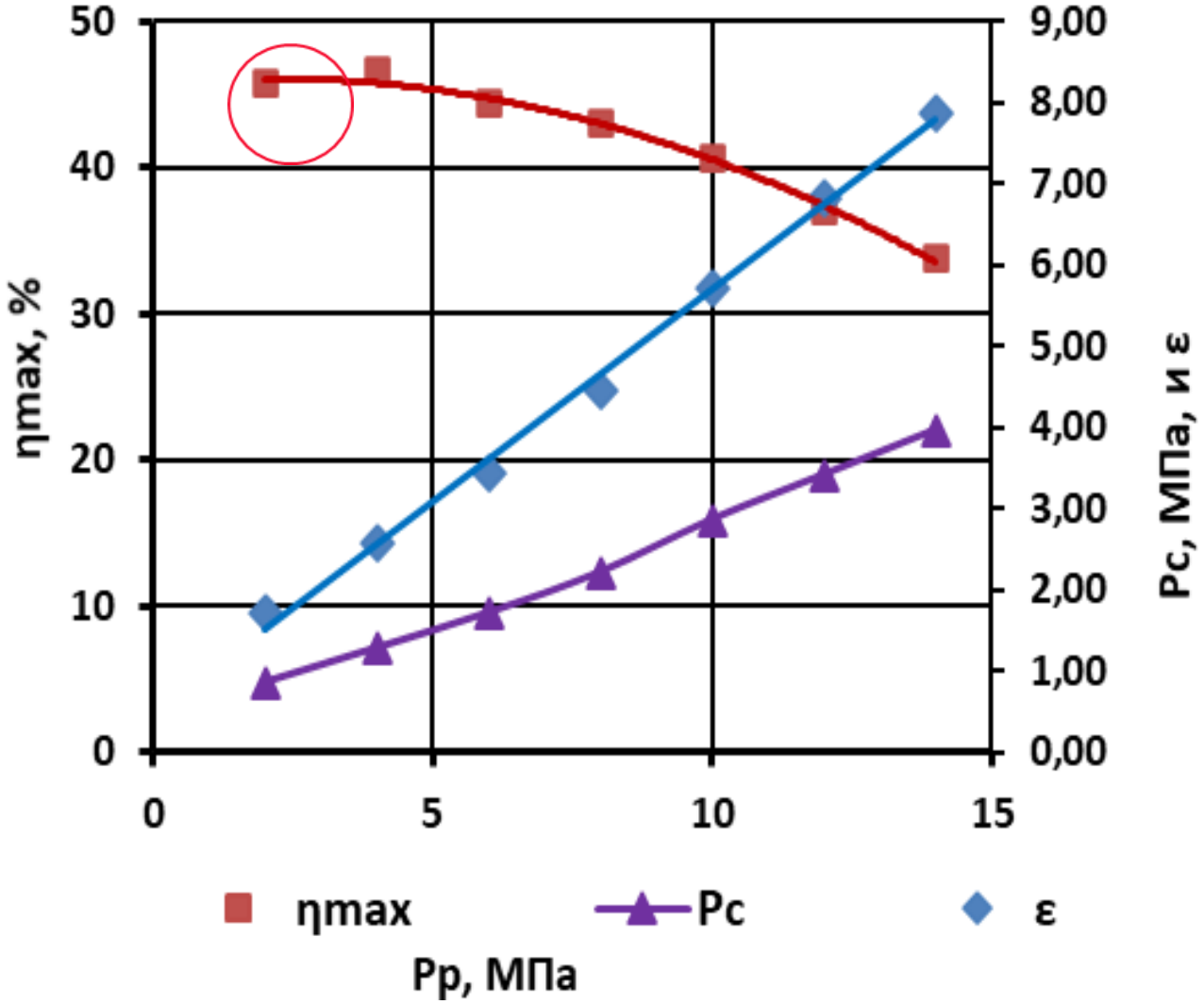


Рисунок 2 – Зависимости максимального КПД η_{max}, давления на выходе из эжектора P_c и степени сжатия ε от P_p: красная область – η_{max}

Заводнение как способ поддержания пластового давления имеет ряд недостатков. В литературных источниках [1-4] даны рекомендации для предотвращения преждевременного прорыва воды, в [5-7] – рекомендации по системе ППД. В [8-10] предложено добавлять в воду газообразные реагенты или реагенты для генерации газа для возможности изменения степени вытеснения и охвата пласта воздействием.

Рациональное использование ПНГ на промысле может осуществляться закачкой газа в пласт в процессе газового и водогазового воздействия (ВГВ). Однако не все технологии и технические решения для их реализации исследованы на достаточно высоком уровне, что сдерживает тиражирование методов на промыслах [11, 12].

При реализации эжекторных технологий необходимо грамотно подобрать форму проточной части, геометрические параметры эжектора и режимы эксплуатации, т. к. это непосредственно влияет на КПД.

Целью исследования является разработка методики расчёта рабочих параметров жидкостно-газового эжектора по среднеинтегральной характеристике, которая упрощает выбор эжектора при компоновке насосно-эжекторной системы. Данная методика в отличии от [13] должна учитывать состав закачиваемого газа и степень растворимости газа в различных условиях.

Зависимости напорной и энергетической характеристик от различных режимных параметров отражены на рисунках 1–3, исходя их которых η_{max} достигается при рабочем давлении P_p 2 МПа. Стоит отметить: при нагнетании водогазовых смесей рабочее давление увеличивается, что влечёт снижение КПД. Большое количество параметров ещё более затрудняет подбор эжектора.

Обобщение характеристик эжектора при рабочих давлениях P_p от 2 до 4 МПа (в области наивысших КПД) с использованием безразмерных параметров – относительного перепада давлений и среднеинтегрального коэффициента инжекции разрешит трудность выбора эжектора для технологии ВГВ.

Ранее проведенные исследования [14] показали, что имеется возможность обобщить характеристики эжектора с использованием безразмерных параметров – относительного перепада давлений и среднеинтегрального коэффициента инжекции. Однако сам метод с разъяснением не был разработан и опубликован.

Для устранения указанного пробела была создана и протестирована методика расчета рабочих размерных параметров эжектора (подачи газа и развиваемого давления) по среднеинтегральной характеристике.

За основу взяты расчёты [14], согласно которым возможно обобщение характеристики эжектора с использованием безразмерных параметров – относительного перепада давлений и среднеинтегрального коэффициента инжекции.

Расчёт реализуют следующим образом. Среднеинтегральный коэффициент инжекции [11] по газу:

$$U_{\text{Г.СР}} = \frac{1}{\text{P}_\text{с} - \text{P}_\text{пр}} \int_{\text{P}_\text{пр}}^{\text{P}_\text{с}} U_\text{Г}(\text{P})\, dP, \tag{1}$$

где $U_Г(P)$ – зависимость коэффициента инжекции газа от давления, P_c – давление газожидкостной смеси на выходе эжектора, $P_{пр}$ – давление в его приемной камере.

При откачке эжектором газа давление по длине камеры смешения и диффузора возрастает. Вследствие этого газ сжимается и может растворяться в жидкости, что приводит к снижению его объемного расхода.

$$U_\text{Г}(\text{P}) = \text{P}_\text{пр} \int_{\text{P}_\text{пр}}^{\text{P}_\text{с}} \frac{U_{\text{Г.ПР}}}{P} dP. \tag{2}$$

Здесь $U_{\text{Г.ПР}}=Q_{\text{Г.ПР}}/Q_\text{р}$ – отношение расхода газа на приёме эжектора к расходу рабочей жидкости.

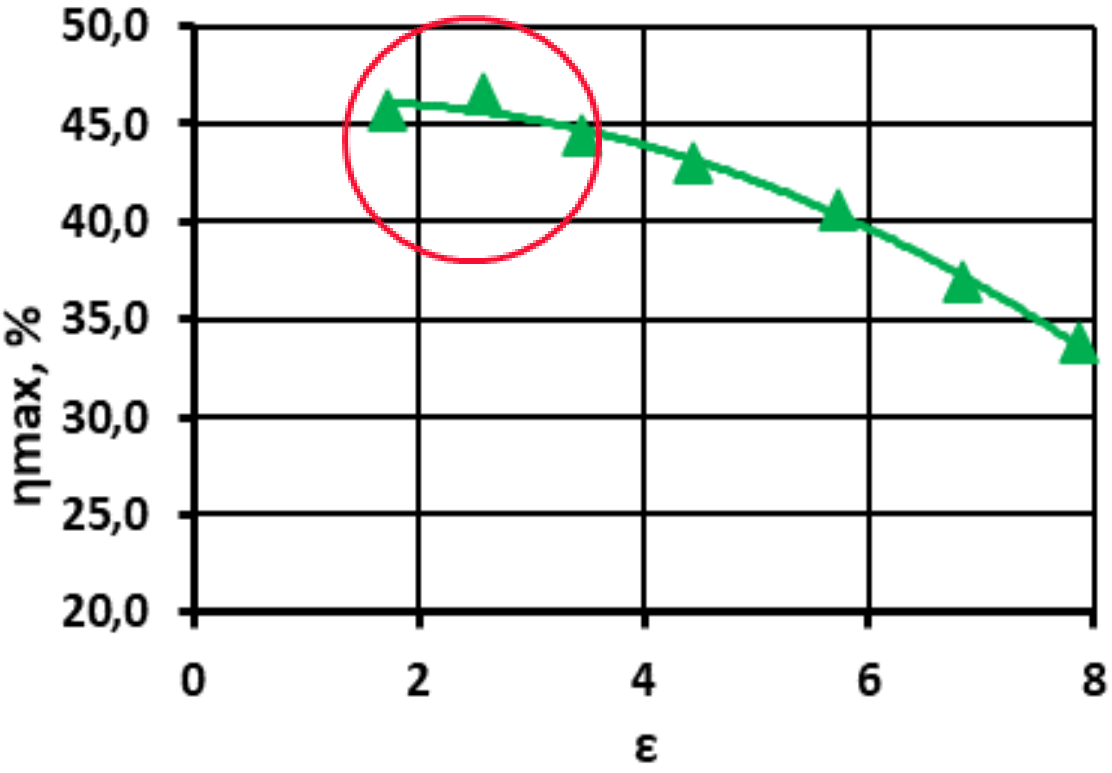


Рисунок 3 – Взаимосвязь между степенью сжатия ε и максимальными КПД η_{max} на оптимальных режимах для исследуемого эжектора: красная область – η_{max}

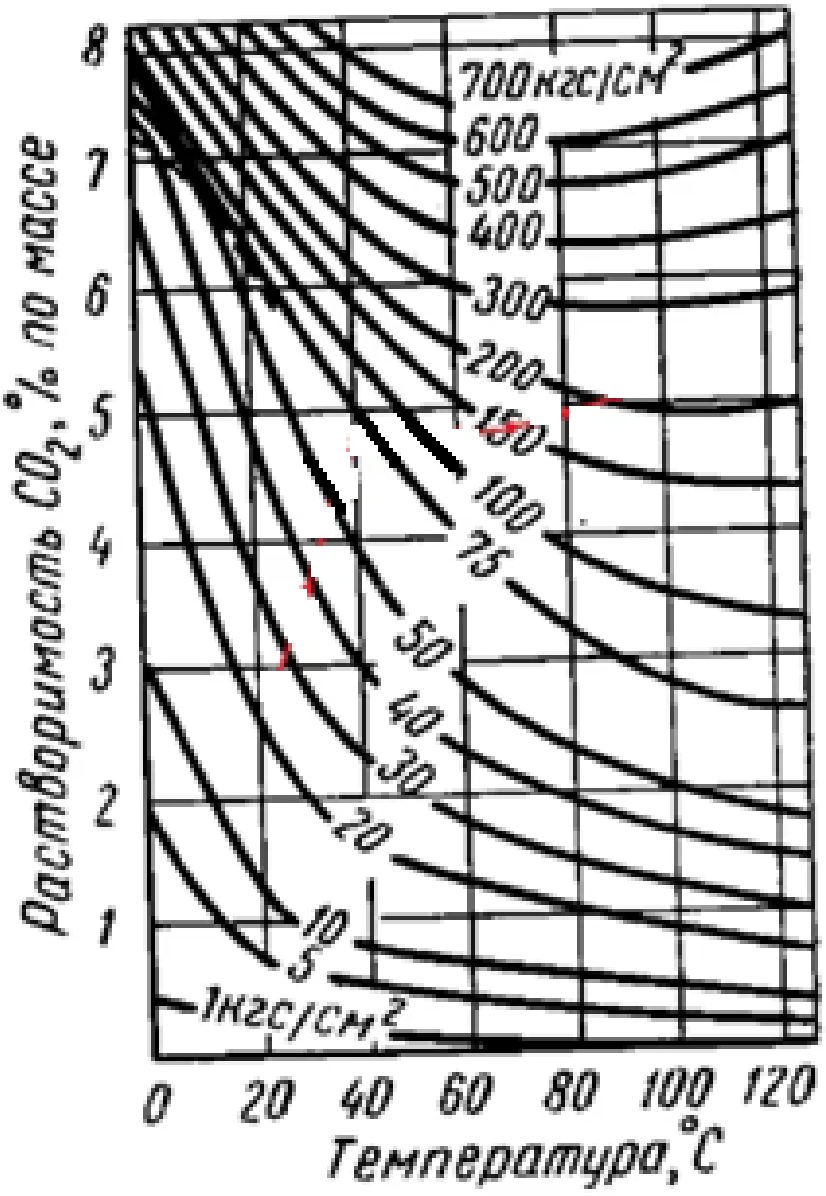


Рисунок 4 – Зависимость растворимости CO_2 от температуры и давления

Процесс сжатия газа в эжекторе является практически изотермическим вследствие того, что теплоемкость жидкости намного выше теплоемкости газа. Для случаев эксплуатации, когда растворимостью газа можно пренебречь, $U_{\text{Г.СР}}$ вычисляется по формуле (3):

$$U_{\text{Г.СР}} = \frac{U_{\text{Г.ПР}} \text{P}_{\text{пр}} \, ln\frac{\text{P}_{\text{с}}}{\text{P}_{\text{пр}}}}{\text{P}_{\text{с}} - \text{P}_{\text{пр}}}. \quad (3)$$

Отдельно исследовательский интерес представляет технология закачки водогазовой смеси, ПНГ которой содержит значительную долю углекислого газа. Как известно, CO_2 обладает ярко выраженной способностью растворяться в воде, и чем выше давление, тем сильнее выражается данный эффект. Зависимость способности к растворению от давления выражается законом Генри.

Также растворимость газа зависит от температуры (рис.3). В период эксплуатации эжектора температура может колебаться в широком диапазоне.

При введении поправки согласно зависимостям рисунке 3 формула (3) преобразуется следующим образом:

$$U_{\text{Г.СР}} = K(t, P) \frac{U_{\text{Г.ПР}} \text{P}_{\text{пр}} \, ln\frac{\text{P}_{\text{с}}}{\text{P}_{\text{пр}}}}{\text{P}_{\text{с}} - \text{P}_{\text{пр}}}. \quad (4)$$

Значение расхода газа $Q_{г.пр}$, откачиваемого эжектором, в условиях его приёмной камеры, вычисляется с учётом расхода $Q_р$ рабочей жидкости – воды по формуле

$$Q_{\text{Г.ПР}} = Q_{\text{р}} U_{\text{Г.ПР}}. \quad (5)$$

Конечный и обобщающий итог работы – усовершенствованная методика подбора эжектора для перекачки различных газов для водогазовой смеси, которая позволит подбирать жидкостно-газовый эжектор для конкретных промысловых условий, что, в конечном итоге, увеличит нефтеотдачу за счёт внедрения метода водогазового воздействия (ВГВ) и снижения затрубных давлений.

Одним из объектов-кандидатов для внедрения технологии CO_2-SWAG с применением насосно-эжекторной системы является месторождение Т Ханты-Мансийского автономного округа. Здесь промышленный интерес связан с юрскими нефтенасыщенными образованиями.

Ключевой проблемой, с которой пришлось столкнуться при эксплуатации объекта, является содержание углекислого газа в нефтяном газе – более 60 %.

В настоящее время планируется обустройство месторождения для утилизации ПНГ с CO_2 с использованием компрессоров высокого давления путем закачки газа в нефтенасыщенные толщи; это является весьма дорогостоящим мероприятием, требующим больших капитальных вложений и высоких эксплуатационных затрат.

Учитывая сложность строения юрских отложений необходимо применить метод, который вовлечёт в разработку больший объём запасов, при этом исключит ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны. В этой связи технология [15, 16] не рекомендуется: необходимо применить способ для широкомасштабного воздействия на залежь, при этом контролировать процесс воздействия с учётом сложности геологического строения и распределения запасов. Напротив, закачка ПНГ объекта в виде водогазовой смеси позволит отказаться от дорогостоящих мероприятий и снизить риски кинжального продвижения закачиваемых реагентов, как это случается при заводнении или реализации газовых технологий. Применение насосно-эжекторной системы позволит закачивать нефтяной газ с расходом более 100 тыс м^3/сут CO_2.

Библиографический список:

1. Шахвердиев А. Х. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений : 25.00.17 : дисс. … д.т.н. / А. Х. Шахвердиев ; РГУНГ. – Москва, 2001.
2. Захаров И. В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64-68.
3. Панахов Г. М. О возможности регулирования вязкостной аномалии в гетерогенных смесях // Вестник РАЕН. 2014. Т. 14. № 1. С. 28-33.
4. Способ разработки нефтяной залежи / Мандрик И.Э. [и др.] // Патент RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
5. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. [и др.] // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
6. Шахвердиев А. Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
7. Горбунов А. Т., Шахвердиев А. Х. Об установлении оптимального забойного давления при упругопластическом режиме фильтрации // Добыча нефти. Москва, 1977. Т. 61. С. 122-129.
8. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO_2 in EOR technology / Bakhtiyarov S.I. [et al.] // 2007 Proc. of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conf., FEDSM 2007., San Diego, CA, 2007. P. 1583-1589.
9. Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves / Bakhtiyarov S. et al. // Отчет о НИР № DE-FC26-05NT15478. 2008.
10. High efficiency in-situ CO_2 generation technology: the method for improving oil recovery factor / Panakhov G.M. [et al.] // Petroleum Science and Technology. 2024. P. 2157010.
11. Дроздов А. Н. Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос : 05.15.06 : дисс. к.т.н. /А. Н. Дроздов / РГУНГ. – Москва, 1982.

12. Дроздов А. Н., Дроздов Н. А. Исследование характеристик эжектора для совершенствования технологии откачки газа из затрубного пространства при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами // Нефтяное Хозяйство. 2020. № 2. С. 54–57.
13. Gorelkina E. I. Methodology for calculating the operating parameters of a liquid-gas ejector using the average integral performance // SOCAR Proceedings. 2024. № 4. P. 102-110.
14. Дроздов А. Н. Обобщение характеристик жидкостно-газовых эжекторов // Экспресс-инф., сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 1991. № 9. С. 18-22.
15. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction / Bakhtiyarov S.I. [et al.] // American Society of Mechanical Engineers, IMECE2006 - Fluids Engineering Division" 2006.
16. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO_2 / Панахов Г. М. [и др.]. // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90-95.

УДК 622.276.1/.4:622.324:681.3.06

Применение НТС на примере нефтегазоконденсатного месторождения с применением технологий моделирования РН-СИМПЕТ

Ковалев С. А.[1], Леонтьев С. А.[2]
1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия,
2 - Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В данной работе рассматривается нефтегазоконденсатное месторождение и на основании данных с этого месторождения проанализирована работа системы сбора и подготовки и проведен анализ для оптимизации системы сбора и подготовки.

Данная темя является актуальной в наше время в связи с необходимости удешевления готовой для дальнейшей эксплуатации нефти и конденсата.

Шлейфы являются основным связующим на промысле. Они связывают основные части промысла и межпромысла и являются стратегически важными объектами. На шлейф уделяется особое внимание на обслуживание и диагностику, т. к. данные трубопроводы подвергаются большими нагрузками и подвергаются тяжелыми осложнениями при эксплуатации.

Особое внимание уделяется очистки и диагностике. Очистку внутренней полости трубопровода проводится на регулярной основе, если пренебрегать очисткой произойдет уменьшение объемов перекачки, дополнительно увеличится абсолютная шероховатость стенок трубы, которая в свою очередь ускорит процессы образования парафиноотложений и гидратообразований, увеличится темп коррозионного износа внутренней полости трубопровода.

1. Стандартная модель системы сбора.

На всех нефтегазовых промыслах существует своя система сбора которая собирается исходя из особенностей реологии и состава флюида, добываемого на промысле.

Хамальское месторождение является нефтегазоконденсатным, поэтому на месторождении предусмотрены своя система сбора и подготовки.

На сегодняшнее время система сбора продукции внутрипромысла включает в себя:

– трубопроводы, транспортирующие углеводород от устья скважин до установки подготовки попутного нефтяного газа (в дальнейшем УППНГ);

– метанолопроводы подачи ингибитора гидратообразования на устья скважин (рис. 1).

По технологическому регламенту на эксплуатацию существующей установки подготовки УВ Хамальского нефтегазоконденсатного месторождения предусмотрены варианты подачи продукции скважин по коллекторам условным диаметром 100 мм на пару основных рабочих сепараторов С-1 № 1, С-1 № 2, а также замерный сепаратор и разделительные емкости Р-1, Р-2. При этом продукция, добываемая со скважин распределяется следующим образом:

– со скв. 57, 60, 62, 70 добывается флюид и поступает в С-1 №1, с давлением на входе от 3,92 до 7,85 МПа и температурой от 0 до + 15 °С;

– со скв. 129, 143 флюид поступает в нефтяной коллектор и после коллектора подается в емкость Р-1, с давлением от 2,4 до 4,9 МПа и температурой на входе от +1 до + 5 °С.

Из сепараторов первой ступени газ поступает в трубное пространство теплообменника с рабочим давлением от 6,0 до 10,0 МПа и рабочей температурой от минус 10 до плюс 15 °С. Пройдя теплообменник, охлажденный газ редуцируется на сопле эжектора до давления в диапазоне от 3,0 до 5,0 МПа, а температура снижается до минус 25 - минус 5 °С. Газ из теплообменника поступает в вертикальный сепаратор второй ступени С-2.

Отделившаяся в сепараторе С-2 жидкость отводится в разделительную емкость первой ступени Р-1.

Газ из сепаратора второй ступени С-2 с давлением 2,8 МПа и температурой от минус 15 до минус 12 °С поступает в затрубное пространство теплообменника и далее в сепаратор третьей ступени С-3, где происходит окончательная очистка газа от жидкости и механических примесей.

Газ из сепаратора третьей ступени С-3, пройдя замерный узел, подается в межпромысловый газопровод Хамаль-Шератан условным диаметром 300 мм. Предусмотрена возможность переключения потока газа в газопровод

Жидкость из сепаратора третьей ступени С-3 сбрасывается в замерную емкость. В замерной емкости поддерживается минимальное давление, для чего выветренный газ сбрасывается на факельный сепаратор и далее – в атмосферу. Жидкость, накопившаяся в замерной емкости, передавливается в разделительную емкость первой ступени Р-1. При этом, когда накопленная жидкость достигнет верхнего уровня, что соответствует 60 % от всего объема сосуда начинается передавливание жидкости в разделительную емкость второй ступени (Р-2), в этой емкости поддерживается рабочее давление в диапазоне от 2,0 до 3,5 МПа.

Газ, выветренный в разделительной емкости первой ступени Р-1, с давлением от 2,2 до 3,5 МПа, сбрасывается в линию на вход сепаратора третьей ступени.

Газ, выветренный в разделительной емкости второй ступени Р-2, с давлением от 2,0 до 3,0 МПа, поступает в линию эжекции.

Жидкость из разделительной емкости второй ступени Р-2 постоянным потоком подается в подпорные емкости ПЕ-1,2, в которых поддерживается рабочее давление от 1,9 до 3,0 МПа и температура от минус 15 до плюс 10 °С. Выветренный газ по мере накопления сбрасывается на вход сепаратора третьей ступени С-3. Жидкость из подпорных емкостей поступает на прием одного из трех консольных насосов, расположенных в помещении машинного зала насосной по перекачке жидкого углеводорода (в дальнейшем ЖУВ). Насосы обеспечивают повышение давления до уровня от 3,0 до 5,0 МПа.

Смесь ЖУВ, перекачиваемая насосами, поступает на замерный узел, который состоит из трех линий (основной, резервной и байпасной).

Жидкость, пройдя замерный узел, подается по конденсатопроводу-отводу диаметром 219 мм, длиной 860 м в межпромысловый конденсатопровод Альфа-Шератан.

Для исследования продукции скважин на УППНГ имеется замерная линия в составе замерного сепаратора, замерного конденсатосборника и замерной емкости. В период, когда исследования скважин не производятся, замерная линия подключается параллельно технологической линии нефтегазоконденсатных скважин с целью ее разгрузки.

Для предотвращения гидратообразования подается метанол: на устье скважин, в шлейфы, вход и выход сепараторов первой ступени; затрубное пространство теплообменника; вход газа в сепаратор С-3 и выход жидкости из сепаратора С-1. Подача метанола осуществляется по межпромысловому метанолопроводу Альфа-Ариес диаметром 100 мм.

Дополнительных шлейфов и оборудования для подготовки продукции скважин не предусмотрено (рис. 2). Параметры первой ступени сепарации в течение первых 10 лет разработки:

– давление от 5,8 до 3,9 МПа (минимальное давление сепарации составит 1,96 МПа);

– температура от минус 8 до минус 12 °С.

Минимальное значение входного давления на установку для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скважин составит соответственно 3,75 и 3,06 МПа.

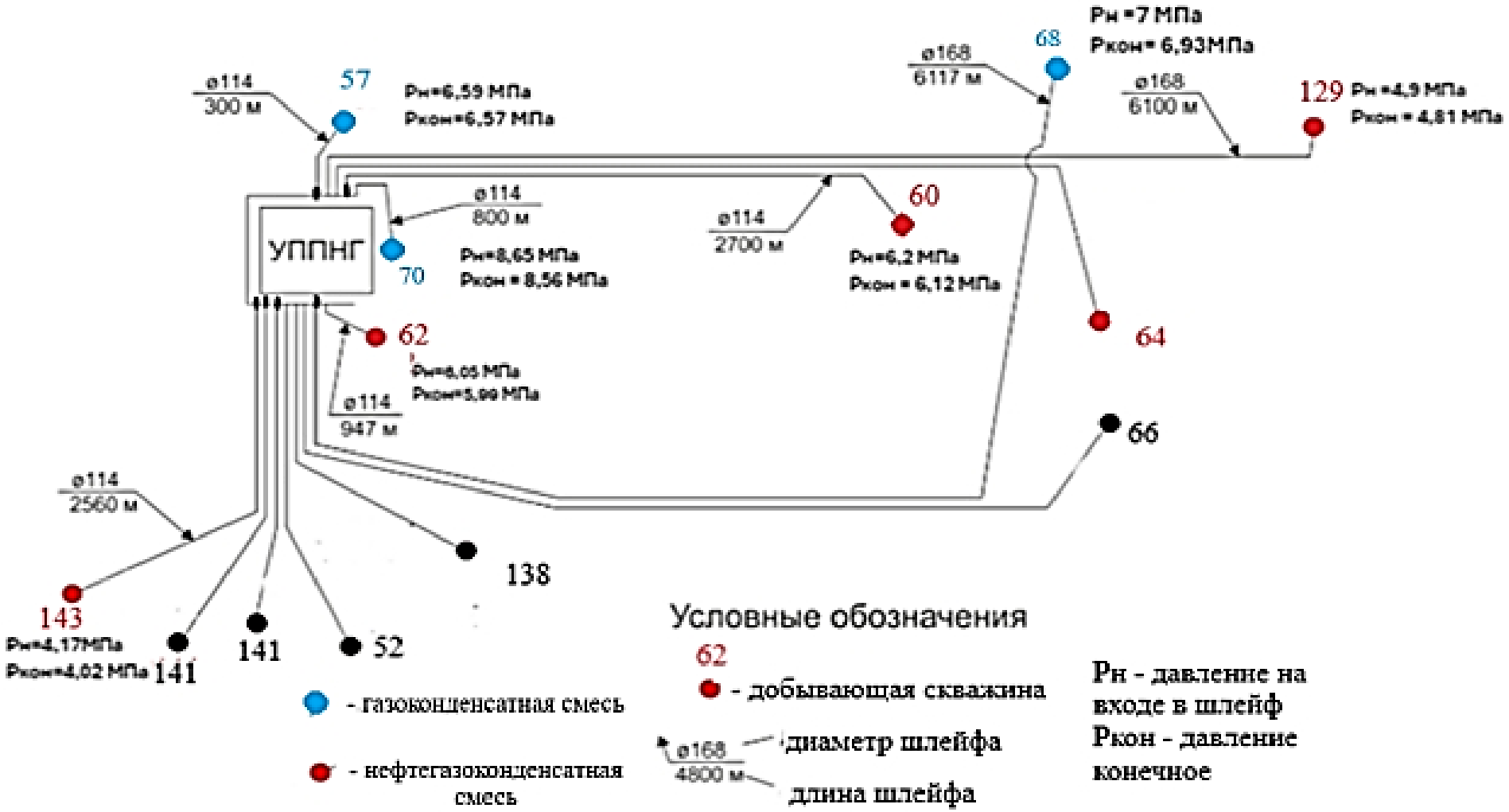
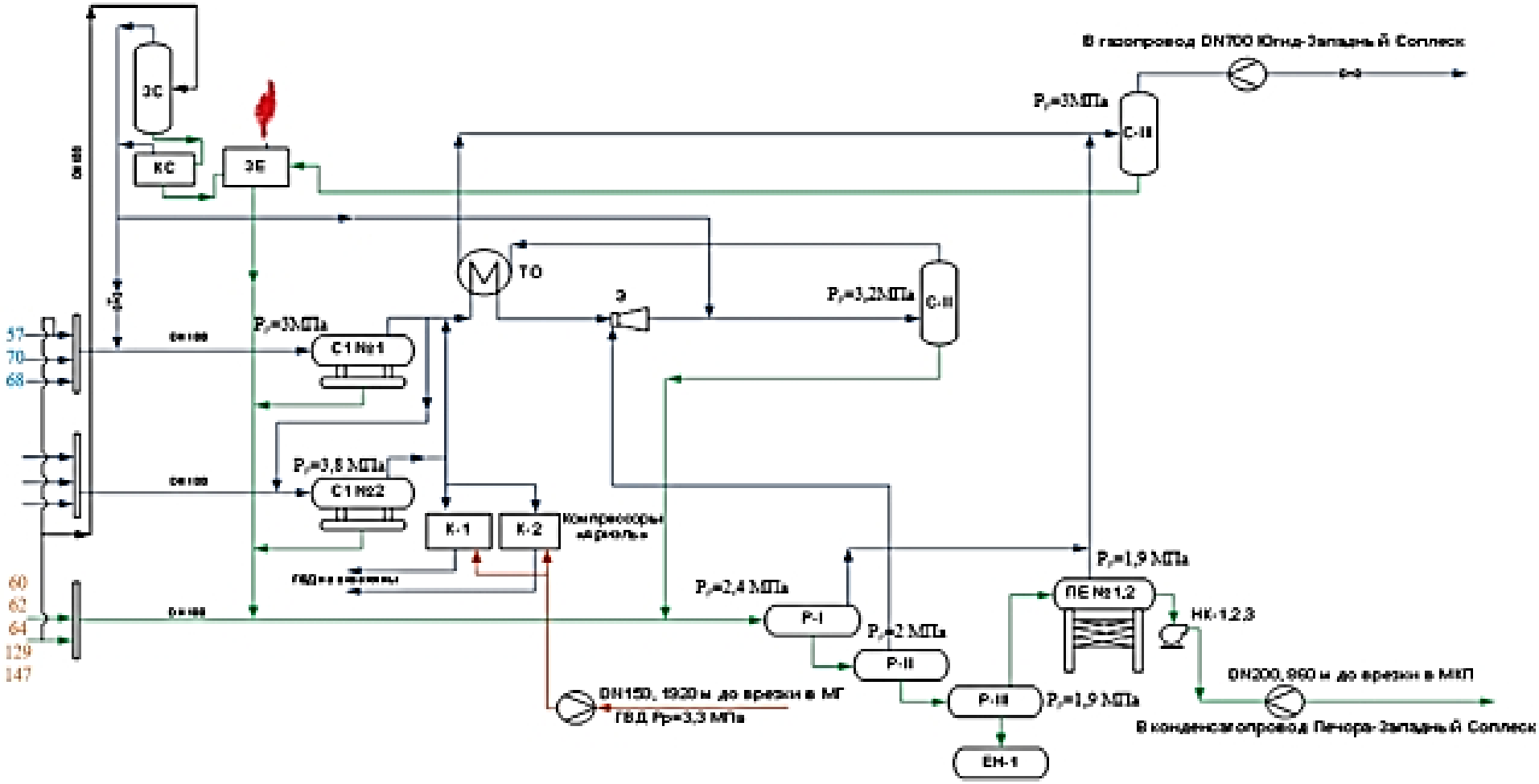


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема сбора углеводородного сырья Хамальского НГКМ



С1 № 1, 2 – сепараторы I ступени; С-II – сепаратор II ступени; С-III – сепаратор III ступени; ЗС – замерный сепаратор; КС – конденсатосборник; ЗЕ – замерная емкость; Р-I (Р-II, Р-III) – разделительная емкость первой (второй, третьей) ступени; ПЕ-1, 2 – подпорная емкость; НК-1, 2, 3 – насос; ЕН-1 – емкость наземная; МКП - межпромысловый конденсатопровод; ТО№1 – теплообменник; Э – эжектор

Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема подготовки углеводородного сырья НГКМ

Газ для газлифта планируется отбирать после I ступени сепарации УППНГ НГКМ. Ввод системы подачи тюменского газа на газлифт не предусматривается. Для обеспечения транспортировки продукции нефтяных скважин до УППНГ предусматривается ввод блоков подачи химреагентов на устьях скважин с обеспечением электроэнергией от существующей энергосети промысла.

Для подробного рассмотрения вопроса было выполнено моделирование системы сбора в программе РН-СИМПЕТ.

Одним из способов оптимизации данной схемы применение низкотемпературной сепарации.

В простейшей схеме установки НТС газ из скважин с давлением значительно выше рабочего давления в газопроводе поступает в сепаратор-каплеотбойник, где из газового потока удаляется часть жидкости, после чего газ охлаждается до температуры 5–15 °С в рекуперативном теплообменнике и дросселируется до рабочего давления в магистральном газопроводе. При дросселировании температура газа снижается обычно до минус 5–10 °С. В поток газа перед его охлаждением вводится ингибитор (обычно спирты) для предотвращения гидратообразования. Затем газ поступает в сепаратор, где из него удаляется конденсат и водный раствор ингибитора, а осушенный газ, проходя через теплообменник, охлаждает поток сырого газа и направляется в газопровод.

По мере отбора газа пластовое давление снижается и оказывается недостаточным для достижения заданной точки росы; процесс обработки газа ухудшается. Это основной недостаток промысловой подготовки газа с использованием НТС, т. к. к этому времени обычно свыше 50 % запасов газа ещё остаётся неизвлечённым. Для продления работы установки НТС используют предварительное охлаждение газа в водяных и воздушных теплообменниках или холодильных машинах. Для совершенствования НТС ведутся работы по созданию малогабаритных скоростных турбохолодильных агрегатов.

Для более точного анализа были выполнены построения фазовые диаграммы для нефтегазоконденсатных скважин, чтоб определить критические параметры температуры и давления (рис. 3–5).

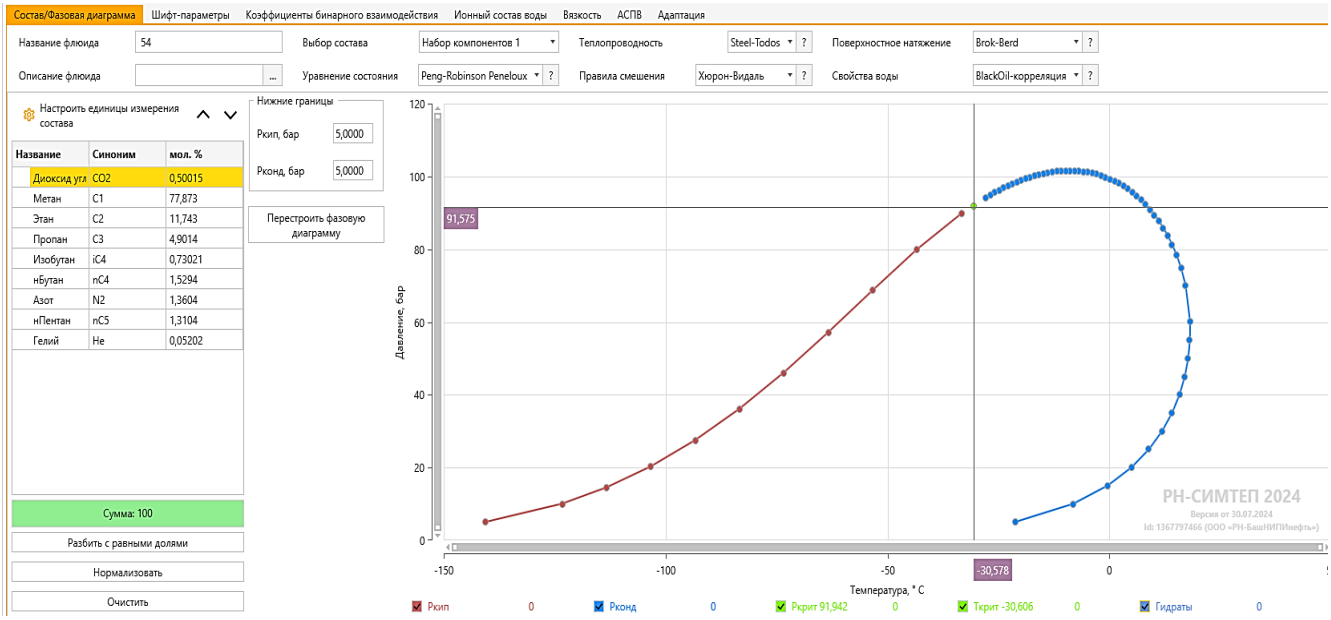


Рисунок 3 – Фазовая диаграмма 54 скважины

Для подбора данных примем среднее значение критических показателей. $P_{кр}$ = 80,3 бар, $T_{кр}$ = - 42,1 °С.

Составим и рассчитаем систему сбора и подготовки для месторождения с применением НТС.

Берем среднее значение состава с 3 скважин, представленный в таблице 1.

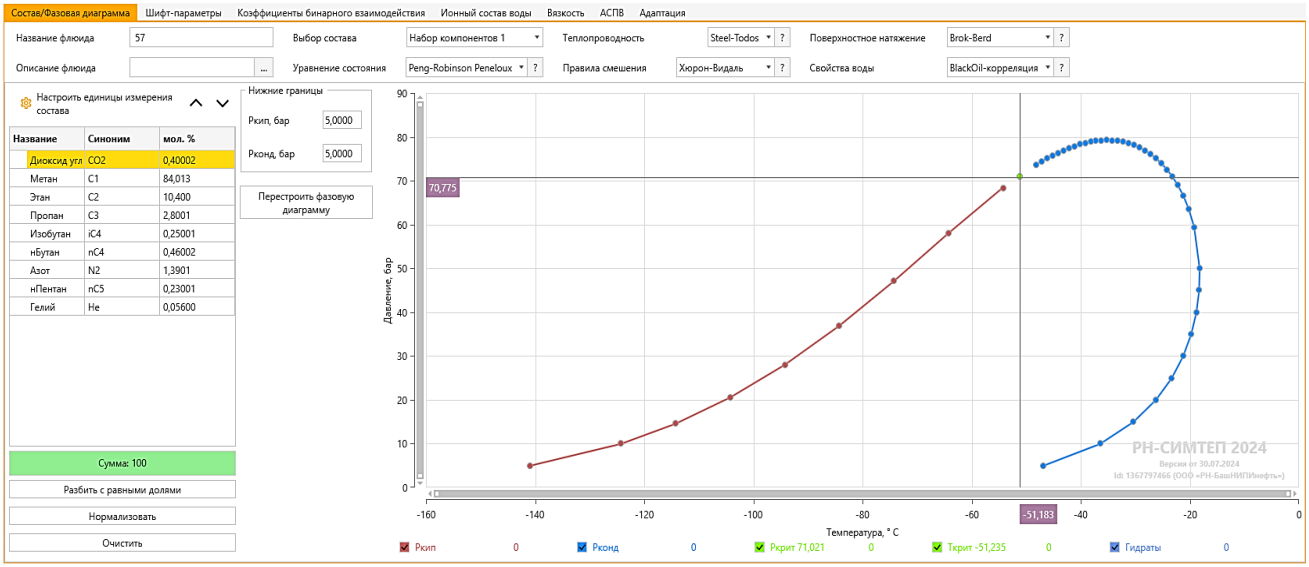


Рисунок 4 – Фазовая диаграмма 57 скважины

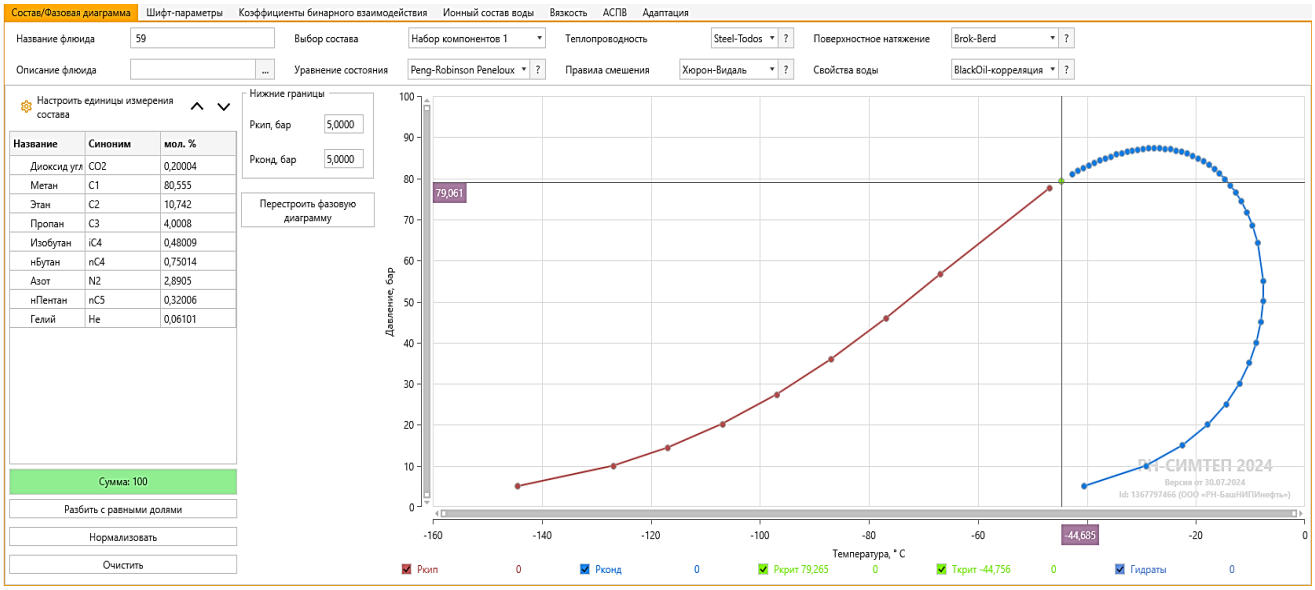


Рисунок 5 – Фазовая диаграмма 59 скважины

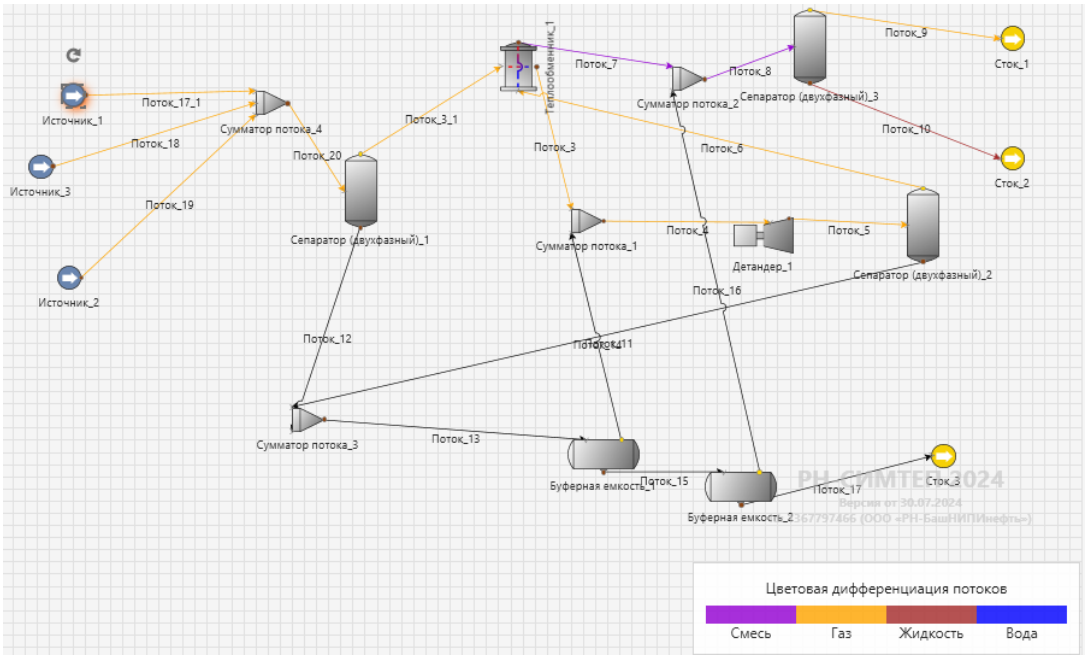


Рисунок 6 – Система сбора и подготовки с применением НТС

Таблица 1 – Данные по составу флюида по скважинам

Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Изобутан i-C_4H_{10}	Нормальный бутан n-C_4H_{10}		Пентаны C_5H_{12+} вышекипящие
80,98	10,24	4,1	0,52	1,13		1,05
Азот N_2	Двуокись углерода CO_2	Гелий He	Молекулярная масса, кг/кмоль	Плотность газа, кг/м^3	Относительная плотность газа по воздуху	Пластовое давление, МПа
1,62	0,3	0,057	20,3	0,848	0,704	31,9

При использовании детандера и при перепаде давления до 12.4 МПа, температура газа на рекуперацию составила -148.7 °С. при этом поток имеет только паровую фазу, соответственно точка росы данной газовой смеси соответствует данному значению. Рекуперация тепла на теплообменнике позволяет снизить температуру газа до -140.2 ºС и подавать рабочую среду на дроссельный клапан с температурой -166.7 °С.

Компонентный состав газа, подаваемый в магистральный газопровод представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав газа подаваемый в магистральный газопровод

Состав	Мольный состав (%)
1	2
Метан	82,31
Этан	9,62
Пропан	3.67
Изо-Бутан	0,4565
Н-Бутан	0,9683
Пентан и выше	0,8863
Азот	0,17819
Углекислый газ	0,2953

По проведенным результатам можем сделать вывод, что выходит получен результат с большим содержанием метана, значит жирные фракции отделились в «сток 2» и количество конденсата должно увеличиться состав выделившегося конденсата таблица 3.

Таблица 3 – Состав конденсата

Состав	Мольный состав (%)
Метан	2,007
Этан	4,008
Пропан	9,99
Изо-Бутан	15,29
Н-Бутан	4,652
Пентан и выше	63,98
Азот	0,0007
Углекислый газ	0,053

Вывод: При использовании детандера и при перепаде давления до 12.4 МПа, температура газа на рекуперацию составила -148.7 °С. при этом поток имеет только паровую фазу, соответственно точка росы данной газовой смеси соответствует данному значению. Рекуперация тепла на теплообменнике позволяет снизить температуру газа до -140.2 ºС и подавать рабочую среду на дроссельный клапан с температурой -166.7 °С.

Сравнивая состав входного потока и поток на выходе можно сделать вывод: Используя НТС на месторождении получаем больший объем выделяемого конденсата.

Библиографический список:

1. Бачкова, Ю. А., Шигапова, А. Р. Библиографическое описание печатных и электронных документов: методические указания (3-е изд., испр. и доп.). Ухта : Изд-во УГТУ. Текст : электронный., 2022.
2. ВНТП 3-85. /Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений Текст: ВНТП, 1985.
3. ВРД 39-1.13-010-2000. / Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО «Газпром». Текст: ВРД., 2000.
4. ВСН 51-3-85. / Проектирование промысловых стальных трубопроводов Текст: ВСН., 1985.

УДК 622

Отечественный и зарубежный опыт рудничных и шахтных методов разработки нефтяных и битумных месторождений

Чупров И. Ф., Саврей Д. Ю., Пармузина М. С.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Шахтный способ добычи нефти является одним из самых древних способов разработки нефтяных месторождений. За время своего существования этот метод прошел путь от нефтяных колодцев до высокомеханизированных и частично автоматизированных нефтяных шахт в Республике Коми.

Рассмотрим зарубежный опыт разработок.

Первые попытки уйти от колодезной добычи нефти были с помощью штолен (рис. 1). Штольня представляет собой горизонтальную или наклонную выработку, которая имеет выход на поверхность.

Впервые в мировой зарубежной практике шахтный способ разработки нефтяных месторождений осуществлен во Франции, в Эльзасе на месторождении Пешельбронн. В 1835 году была построена первая штольня, а в 1845 году был построен шахтный ствол глубиной 72 метра, от ствола проведены горизонтальные штреки, протяженностью 300 метров (штрек – горизонтальная горная выработка, без выхода на поверхность). Из выработок извлекались битумные пески и на заводе путем «отмыва» горячей водой получали тяжелую нефть (плотность 975 кг/м^3). Неудовлетворительное состояние проветривания привело к нескольким несчастным случаям. В 1875 году произошел сильный взрыв, и шахта была закрыта.

Однако история Пешельбронна на этом не закончилась. На новых площадях этого месторождения были построены две шахты глубиной 70 и 100 метров (рис. 2).

В 1880 году шахтным способом было добыто 1000 тонн нефти. Шахты были закрыты в 1888 году. Причиной стало открытие на этом месторождении легкой нефти, где в начальный период добыча была фонтанной. Подземные выработки шахт Пешельброна – 45 км. Эти две шахты проработали около 10 лет.

На площадях с легкой нефтью на месторождениях Пешельбронна коэффициент нефтедобычи составил 0,15-0,20. В целях повышения коэффициента нефтеотдачи в 1917 году было решено вести дренажную добычу шахтным способом. Было построено 5 стволов и сеть дренажных выработок непосредственно в пластах (штреки длиной примерно 4,5 км). С 1917 по 1920 годы было добыто 55 тыс. м^3 нефти. Результаты были совсем не плохие, но из-за испарений было несколько катастроф. С 1922 года дренажные выработки стали располагать выше кровли пласта на 15-20 метров. При добыче легкой нефти за счёт применения скважинной разработки с поверхности нефтеизвлечение составило 17 %, а за счёт применения шахтного способа получено ещё 43 %.





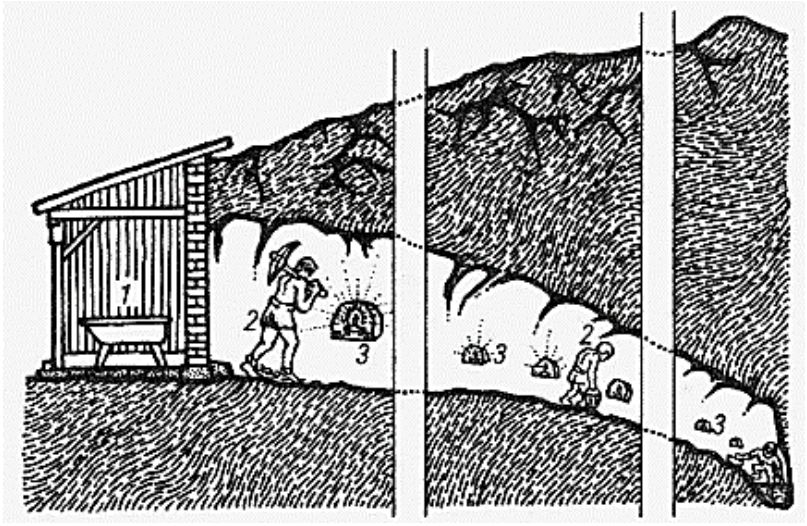


Рисунок 1 – Нефтяная штольня

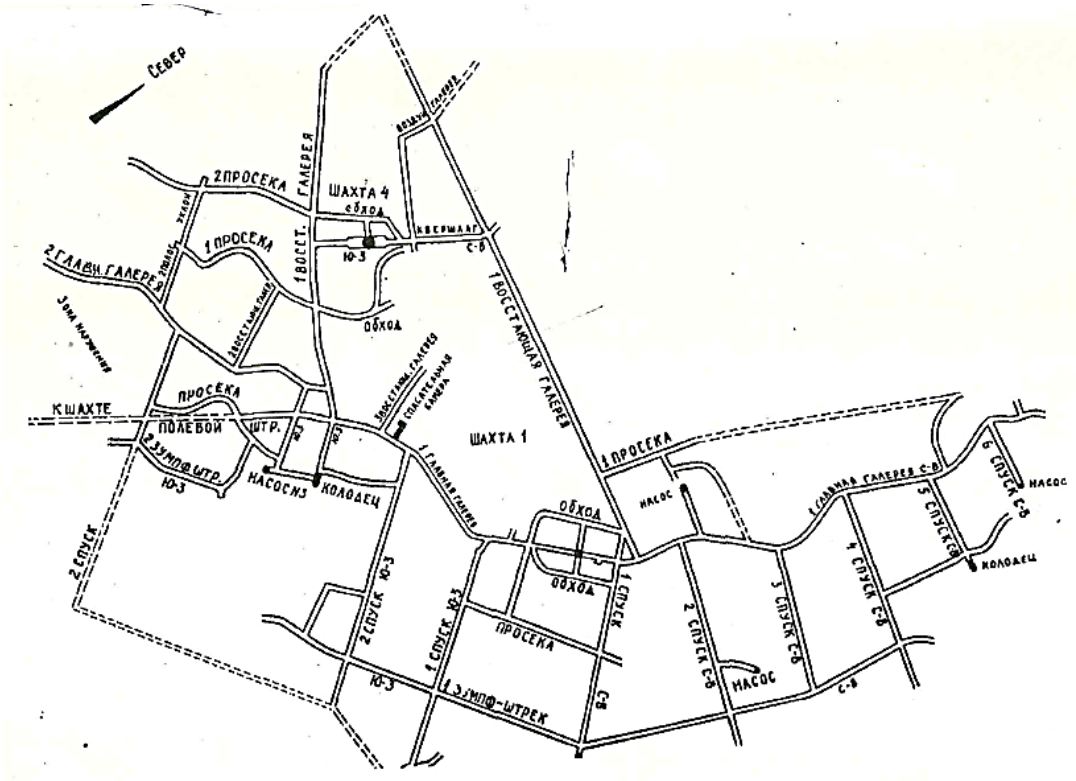


Рисунок 2 – Схема горных выработок в Пешельбронне (Франция)

К концу 1952 года общая длина горных выработок Пешельброна составила 421 км. В 1953 году шахтная добыча составила 80 т/сут. В 1963 году шахты были закрыты, так как нашли месторождения в Сахаре. Эта история разработки шахтными методами с перерывами продолжалась с 1835 до 1963 года, около 130 лет.

Основываясь на положительном опыте разработки Пешельброннского месторождения шахтным способом, с 1920 года этот метод начали применять в Германии на месторождении Витце, близ Ганновера. Была построена шахтные стволы, от стволов – дренажные штреки, затем подземные скважины. Нефть при 20 °С в пластовых условиях малоподвижная вязкостью 1200-1300 мПа·с и плотностью 940 кг/м^3. Глубина месторождения от 194 до 250 метров. Месторождение до этого длительно эксплуатировалось с поверхности, поэтому было дегазировано. Первая шахта с двумя стволами (основной и вентиляционный) глубиной 260 метров, а на глубинах 222 и 246 метров проведены дренажные выработки с сечением 3,5 м^2 различной формы. К концу 1952 года на этой шахте было добыто 27 тонн нефти с каждого погонного метра выработки и извлечено 26,5 % остаточных запасов. В пласте оставалось еще 60 %. Далее была организована выемка нефтяного песка и промывка на поверхности. В итоге было извлечено 70-80 % содержащихся в породах нефти. Таким образом, за 32 года (1920-1952 года) было добыто 765 тыс. тонн нефти, а скважинами с поверхности за 51 год (1874-1925) – 338 тыс. тонн.

За счёт применения скважинной разработки с поверхности нефтеизвлечение на месторождении Витце составило 20–25 %, а за счёт применения шахтного способа получено ещё 60 %.

Шахтный способ в Германии так же был применен на месторождении Гайде (провинция Гольштейн). Нефть в меловых отложениях крепко связна с породой и неподвижна, поэтому вынимали на поверхность породу и отделяли нефть от породы с большими трудностями. Но это первое месторождение в мире, которое сразу начали разрабатывать шахтным способом.

Положительные результаты добычи нефти шахтным способом были получены в Румынии, месторождение Сарата-Монтео. С 1925 года от шахтного ствола построены галереи выше пласта и углубления до подошвы для дренирования нефти. Затем проходку стали проводить в пласте. Максимальная добыча была в 1933 года – 15,8 тыс. тонн. Затем постепенно снижалась и в 1945 году составила 4,6 тыс. тонн. За счёт применения шахтного способа нефтеизвлечение на данном месторождении достигло 55–60 %.

Хороший опыт промышленной разработки нефтяных месторождений получен в Японии, на месторождении Хигашияма, вблизи города Нагаока на острове Хонсю. На этом месторождении нефтяные пласты состоят из пяти горизонтов, толщиной от 5 до 10 метров, месторождение 4,5 на 0,9 км. До 1938 года велась поверхностная разработка – 1228 скважин. Залежь была полностью истощена. Подземная добыча началась в 1940 году. Проведены два наклонных ствола: подъемный и вентиляционные стволы. Система штреков делила пласт на блоки. Шахта работа с 1941 по 1946 года и было добыто 24914 м^3 нефти.

Попытки применения шахтного способа были в Чехословакии и Польше, но они были недостаточно эффективны.

Большие запасы ВВН и битумов имеется в США. Первые опыты подземной разработки относятся к 1866 году. Нефтяные пески «Северных гор» в Калифорнии, где было построено 26 штолен. Из всех шахтных методов американские специалисты дают предпочтение гравитационному дренированию, считая его наиболее простым и безопасным.

В конце 20 века в США действовали две небольшие опытные шахты. В одной шахте плотность 890 кг/м^3 и вязкостью 19 мПа·с (легкая нефть), во второй шахте – тяжелая нефть, 976 кг/м^3. Глубина 150 метров. Технология предусматривает закачку пара. Начата работа 1982 году, далее сведений нет.

Исследования и проектные работы на месторождении Атабаска в Канаде начаты в 1983 году и продолжаются по настоящее время. Опытная нефтешахта для добычи ВВН занимает площадь 9 га ($9\cdot10^4$ м^2). Для добычи нефти был применен двухскажинный процесс гравитационного дренирования пласта (SAGD). На Атабаске широко применяется карьерный способ разработки битумных песчаников.

Отечественный опыт шахтных методов разработки начался с кустарной добычи нефти колодцами, которая применялась в Азербайджане до 1921 года (уже после революции). Глубина колодцев 40-50 метров, самые глубокие до 200 метров. Крепь (сруб) была деревянной. Добыча составляла до 25 тонн в сутки. По данным на 1915 год в Азербайджане было до 15 тыс. колодцев. На них работала 13,6 тыс. рабочих. Максимальная колодезная добыча составила в 1913 году 300 тыс. тонн.

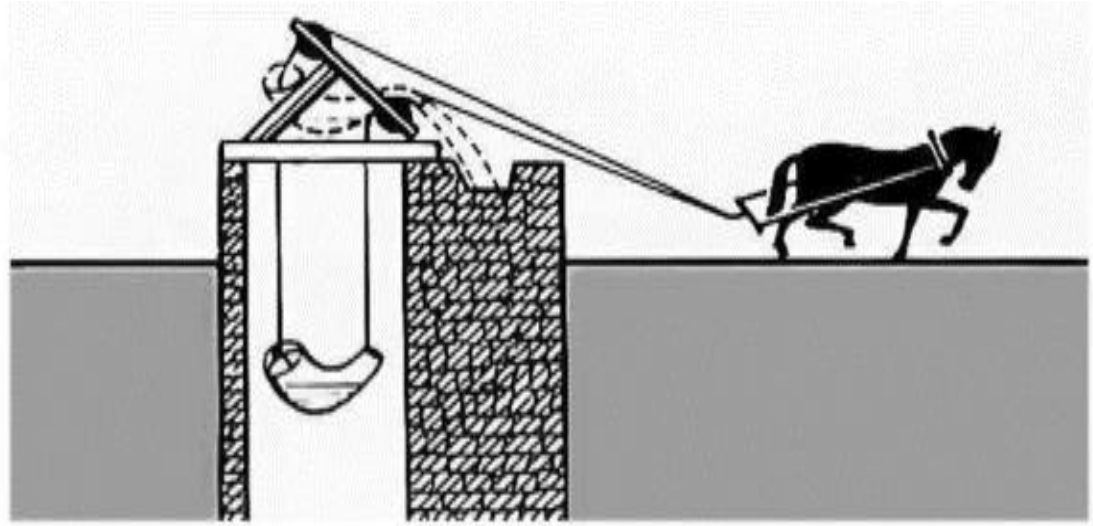


Рисунок 3 – Добыча нефти из колодца

Первые штольни были заложены до 1900 года на месторождении в Дагестане длиной 180 метров. Добывалось около 50 пудов в сутки (плотность 960 кг/м^3).

В 1920 году в районе Баку заложена штольня проектной длиной 600 метров, но пройдено 465 метров. Результат оказался отрицательный, добыча была меньше 1 тонны/сут.

С 1913 по 1943 годы в Татарии на Шугурском месторождении были заложены 4 штольни, добывался природный битум с отделением нефти от породы на заводе (500 тыс м^3/год – песчаник).

Еще один вид добычи нефти с помощью рудников. В 1930 году трестом Грознефть был составлен проект рудничной разработки верхних пластов Старогрозненского местрожения. Глубина залегания пластов 70-125 метров. Предполагалось добыть примерно 1 млн тонн нефти при нефтеотдаче 50 %. К 1935 году протяженность горных выработок составила 645 метров. Нефти получено совсем немного, работы прекратились.

Следующим этапом развития стало строительство нефтешахт. В 1959 году на Украине в Бориславле на месторождении «Мирам» была построена нефтешахта производительностью 36,5 тыс. тонн нефти в год. Проект предусматривал два периода работ: первый – опытно-эксплуатационный и второй – эксплуатационный. В период опытной эксплуатации начали эксплуатировать верхние пропластки, примерно, как по Ухтинской системе. Дебит скважин составлял от 50-70 кг/сут, в среднем по шахте 200-250 кг/сут.

Все хозяйство нефтешахты в период ее кратковременной эксплуатации работало хорошо, но решением Львовского Совнархоза в 1962 году шахта была поставлена на консервацию, но она так и не была разконсервирована.

В разные годы были составлены проекты и ТЭО (технико-экономические обоснование) на шахтную разработку других месторождений: в Грузии 1952 год, в Казахстане 1955 год, в Башкирии 1968 год. Но реализацию эти проекты не получили.

В 1720 году при поиске руд на реке Ухта (Республика Коми) геологом Черепановым Г. И. и его работниками был обнаружен капельный выход нефти со дна реки, а также нефтяной ключ, который скапливался в колодец. Нефть из данных колодцев была доставлена в столицу, после чего в этом месте указом Петра I от 05.10.1724 был организован нефтяной промысел. В то время нефть добывалась в небольших количествах из неглубоких колодцев вблизи естественных ее выходов на поверхность, но этого хватало для обеспечения в те времена текущих потребностей России в нефти. Продолжателем работы на данном нефтепромысле был Прядунов Ф. С.

«18 ноября 1745 года архангельский купец и рудопромышленник Фёдор Савельевич Прядунов получил разрешение Берг-коллегии «завести… на малой реке Ухта нефтяной завод» [5]. Это был первый нефтяной промысел в России. Но нефть в тот период не пользовалась большим спросом, а добыча была достаточно дорогостоящей, поэтому к концу XVIII века данный завод прекратил свое существование.

Самый большой опыт шахтной разработки накоплен на Ярегском месторождении Республики Коми, где шахтная разработка ведется более 90 лет. В истории разработки этого месторождения нефти вязкости 12,5-15,3 Па·с при начальной пластовой температуре 6-8 °С можно выделить три основных этапа, характеризующие различными способами разработки и различной величиной, достигаемой нефтеотдачи (табл. 1):

– разработка скважинами (1935–1944 годы);

– шахтная дренажная разработка за счет энергии пласта (1939–1974 годы);

– термошахтная разработка, опытные работы с 1968 года, а промышленная разработка с 1972 года.

Таблица 1 – Основные этапы разработки Ярегского месторождения [3]

Способ разработки	Годы применения	Расстояние между скважинами, м	Средняя величина нефтеотдачи, %
Скважинами с поверхности	1935-1944	75-100	1,8
Дренажный шахтный на естественном режиме	1939-1974	12-25	4
Термошахтный	1968-2025	10-20	50-55

К 1950 году в Яреге были построены три нефтешахты. С 1939 года разработка велась по Ухтинской системе до 1954 года, с 1954 года была введена уклонно-скважинная система. 33 года месторождение эксплуатировалась на естественном режиме истощения.

Самый низкий годовой объем 130 тыс. тонн/год был в 1972 году, хотя 90 тыс. тонн получили уже с использованием тепловых методов. К началу 70-х годов эксплуатация на естественном режиме была полностью исчерпана. Встал вопрос о закрытии шахт и увольнения 10,5 тыс. человек и закрытия поселка.

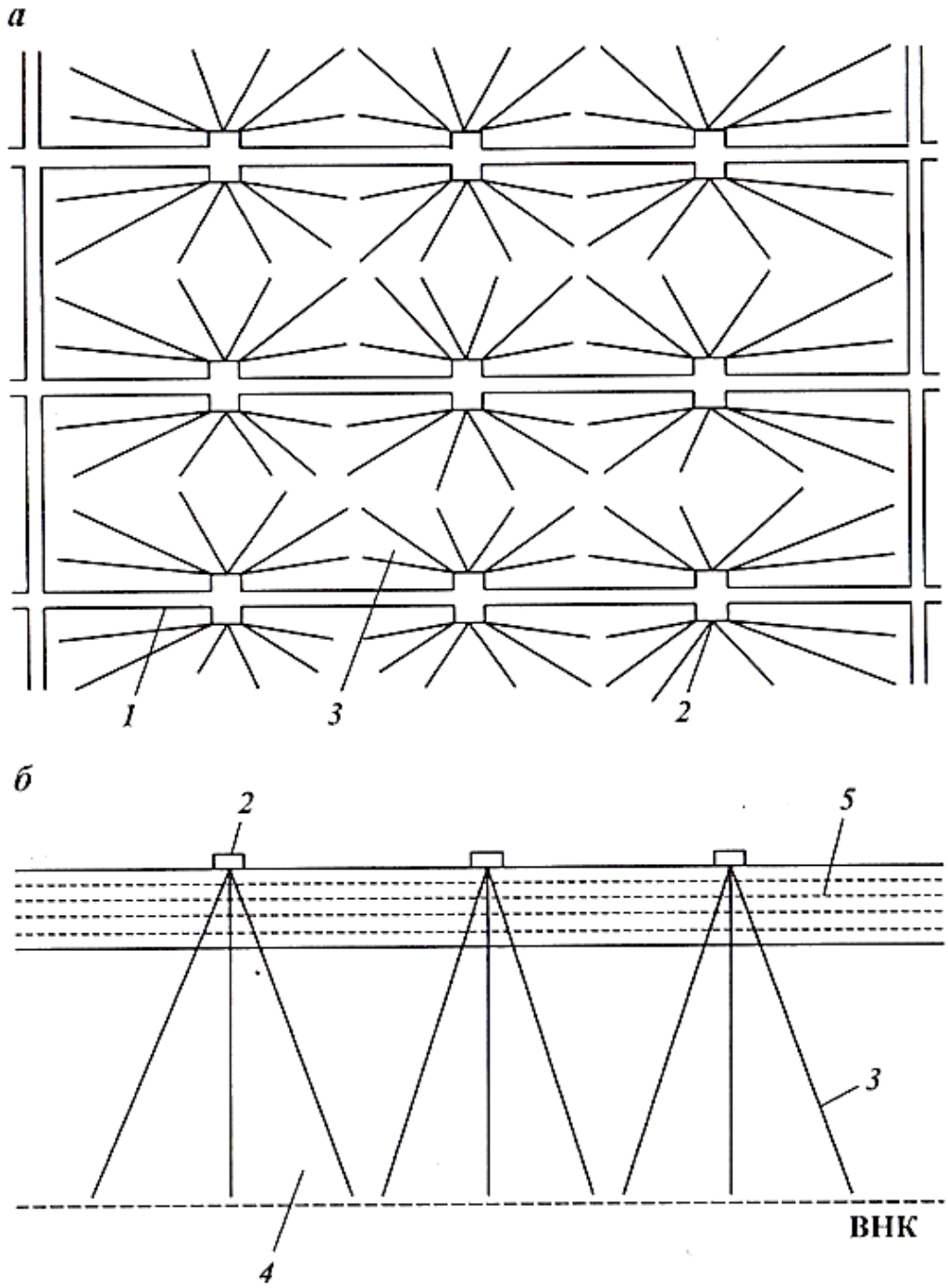
С момента открытия Ярегского месторождения многими учеными шли поиски и внедрение новых эффективных технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи. Приведем принципиальные схемы разработки Ярегского месторождения, которые позволяют вести разработку Ярегского месторождения и по сей день.

1. Скважинами с поверхности (применялось на начальном этапе разработки месторождения).

2. «Ухтинская система» (без теплового воздействия, рисунок 4). Применялось с 1939 по 1954 годы. Сущность данного метода: с надпластового горизонта, расположенного на 20-30 м выше кровли, осуществлялось разбуривание пласта по плотной сетке скважин. Разработка на естественном режиме, в основном на режиме растворенного газа. Нефтеизвлечение составило 4–6 %.

С 1954 по 1974 годы применялась уклонно-скважинная система. При этой системе из горной выработки пласт разбуривался пологонисходящими скважинами длиной до 180-280 м с расстояниями между забоями 15-20 м. Разработка также велась на естественном режиме, в основном на режиме растворенного газа. Нефтеизвлечение оставалась на уровне 4-6 %.

С 1972 года и по настоящее время разработка ведется термошахным способом. В 1968 году были проведены исследования и опытные работы по испытанию различных систем паротеплового воздействия на пласт. Это привело к созданию, впервые в мировой практике, термошахтного способа разработки. Выделим три системы термошахтной разработки.



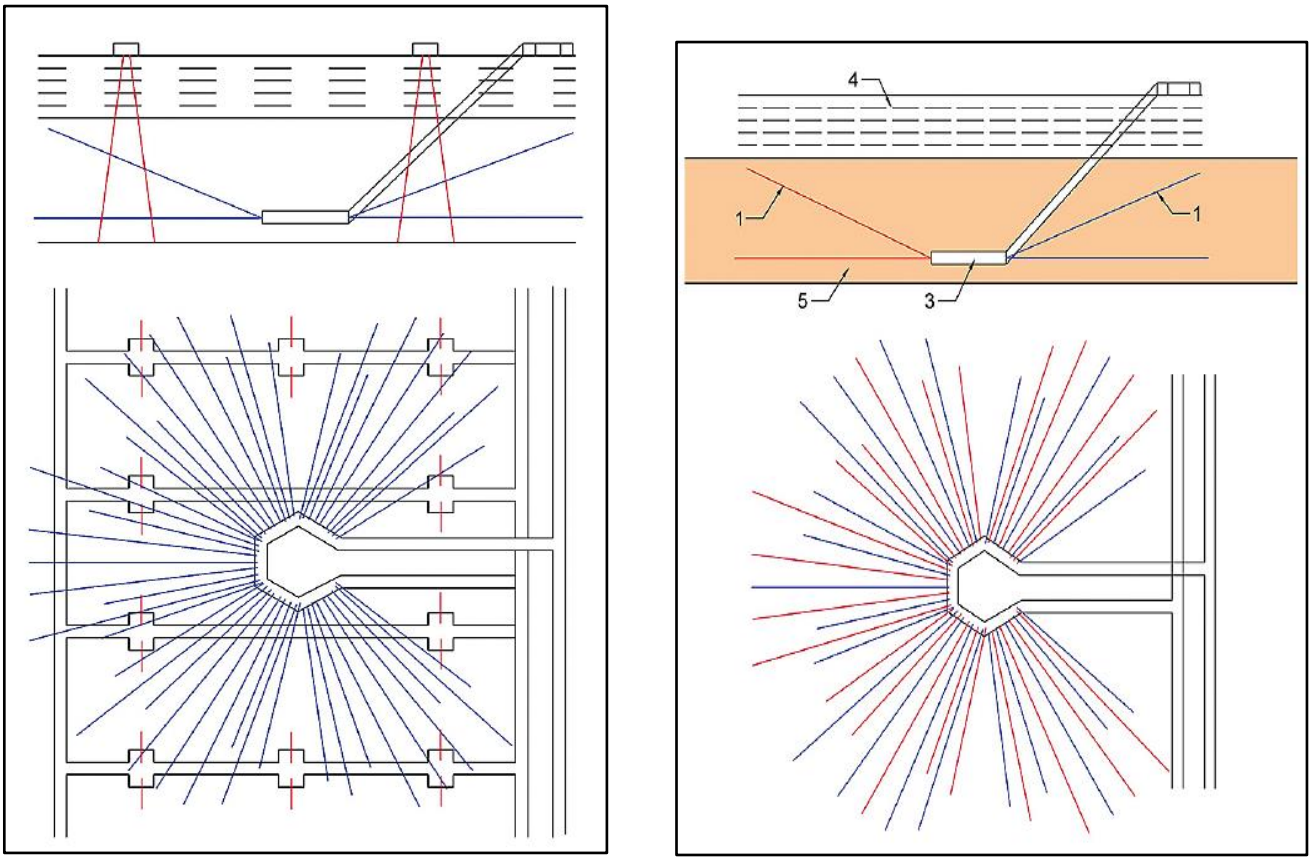
а) план; б) разрез; 1 – полевой штрек; 2 – буровая камера; 3 – добывающая скважин; 4 – нефтяной пласт; 5 – надпластовые породы (туффит)

Рисунок 4 – Принципиальная схема ухтинской системы [2]

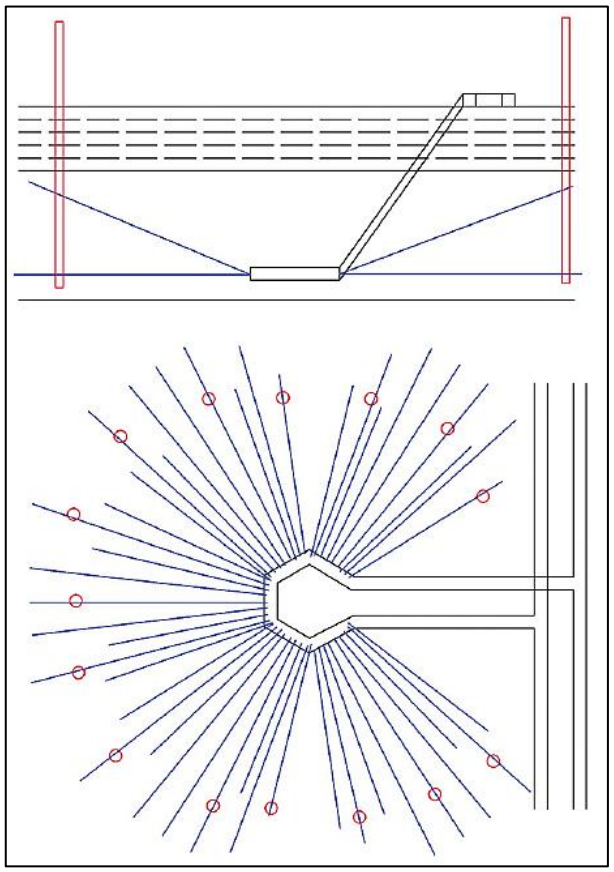
3. Двухгоризонтная система (основная, рис. 5, *а*). Заключается в создании двух систем горных выработок. Одна из которых расположена над продуктивным пластом, из них бурятся кусты нагнетательных скважин. Другая (добывающая галерея) расположена в нижней части продуктивного пласта и из нее пробурены пологовосходящие добывающие скважины.

4. Одногоризонтная система (рис. 5, *б*). Отличие от двухгоризонтальной состоит в том, что пологовосходящие нагнетательные и добывающие скважины бурятся из одной галереи, сооруженной в подошве пласта или ниже него.

5. Подземно-поверхностная система (рис. 5, *в*). Пар закачивается через скважины, пробуренные с поверхности (нагнетательные скважины), а добыча производится через подземные добывающие скважины. В таком случае есть возможность повысить параметры теплоносителя, что приходит к увеличению темпов разработки и снижению затрат на бурение.



а *б*



в

а – классическая двухгоризонтная система; б – классическая одногоризонтная система;
в – классическая подземно-поверхностная система

Рисунок 5 – Схемы разработки Ярегского месторождения

На Ярегском месторождении испытывались и другие разновидности этих схем, но практика показала, что более эффективны именно эти схемы и в промышленных масштабах применяют только перечисленные три.

В настоящее время наиболее применяемыми являются подземно-поверхностная система и двухгоризонтная системы. На конец 2020 г. в разработке термошахтным методом находилось 19 участков на трёх нефтешахтах, из них подземно-поверхностная система разработки используется на 16 участках (84,2 % от общего количества).

В настоящее время начальные балансовые запасы оставшихся участков по всему Ярегскому месторождению составляют 62,7 млн т нефти, из которых отобрано – 9,6 млн т нефти (15,34 %). В год добывается около 1,6 млн т/год, доля добычи за счёт подземно-поверхностной системы составляет примерно 80 %.

Шахтная или термошахтная разработка может быть успешно применена на некоторых нефтяных или битумных месторождениях Канады, США, Венесуэлы, России.

К преимуществам шахтного метода разработки можно отнести:

– высокая нефтеотдача месторождения,

– возможность добычи тяжелой нефти и битума, которые содержат в себе редкие дорогостоящие вещества.

К наиболее существенным недостаткам можно отнести:

– высокие затраты на строительство и содержание шахт,

– высокие требования к технике безопасности работников шахт, применение только здоровье сберегающих методик и материалов в шахте;

– сложности прогнозирования.

К перспективам развития шахтной добычи нефти можно отнести совершенствование технологий термошахтной добычи нефти, внедрение новых методов и оборудования для повышения нефтеотдачи и снижение затрат.

Библиографический список:

1. Тюнькин Б. А., Коноплев Ю. П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти. Ухта : НИиПИ «Печорнипинефть», 1996. – 160 с.

2. Коноплев Ю. П., Буслаев В. Ф., Ягубов З. Х., Цхадая Н. Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений / под ред. д-ра техн. наук Н. Д. Цхадая. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 288 с.

3. Коноплев, Ю. П., Питиримов, В. В., Табаков, В. П., Тюнькин, Б. А. Термошахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2005. – № 3. – С. 246-253. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/termoshahtnaya-razrabotka-mestorozhdeniy-s-tyazhelymi-neftyami-i-prirodnymi-bitumami-na-primere-yaregskogo-neftyanogo-mestorozhdeniya (дата обращения: 12.11.2025).

4. Нор М. А., Коноплёв Ю. П., Митрошин А. В., Андреев Д.В. Основы термошахтной разработки / Нор М. А., Коноплёв Ю. П., Митрошин А. В., Андреев Д. В. – Сыктывкар, Коми республиканская типография, 2022. – 240 с.

5. Егоров А. А. Нефть Ухты – родина первой Российской нефти // Автоматизация и it в нефтегазовой области. – 2022. – № 1 (47). – С. 40-61. URL: https://www.avite.ru/download/ngk/2022/№1/nom_neftegaz_1_47_all_Егоров.pdf (дата обращения: 12.11.2025).

УДК 622.276:628.336.42

Анализ и механическое предотвращение пескопроявлений при разработке месторождений высоковязкой нефти

Анашкин Н. В.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

В России весомую долю в трудноизвлекаемых запасах занимают высоковязкая нефть и битумы, запасы которых составляют около 10 млрд м^3, степень выработанности оценивается в 14 %. К категории трудноизвлекаемых запасов относят запасы нефти с вязкостью более 200 мПа·с [2]. При разработке месторождений высоковязкой нефти проблема пескопроявлений становится весьма актуальной, так как даже при низких скоростях флюида на частицы коллектора будет действовать значительная сила вязкого трения.

Разработка месторождений нефти повышенной вязкости, а также высоковязкой нефти, может проводиться как на естественных режимах, так и с применением методов воздействия, к которым, например, относятся тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Одним из осложняющих факторов при реализации тепловых МУН является вынос песка [2].

На интенсивность выноса механических примесей влияет ряд факторов, а именно: геомеханические, геологические, гидродинамические и физико-химические [5]. В настоящей статье рассматривается влияние физико-химических факторов, а именно вязкости пластовых флюидов, на вынос механических примесей.

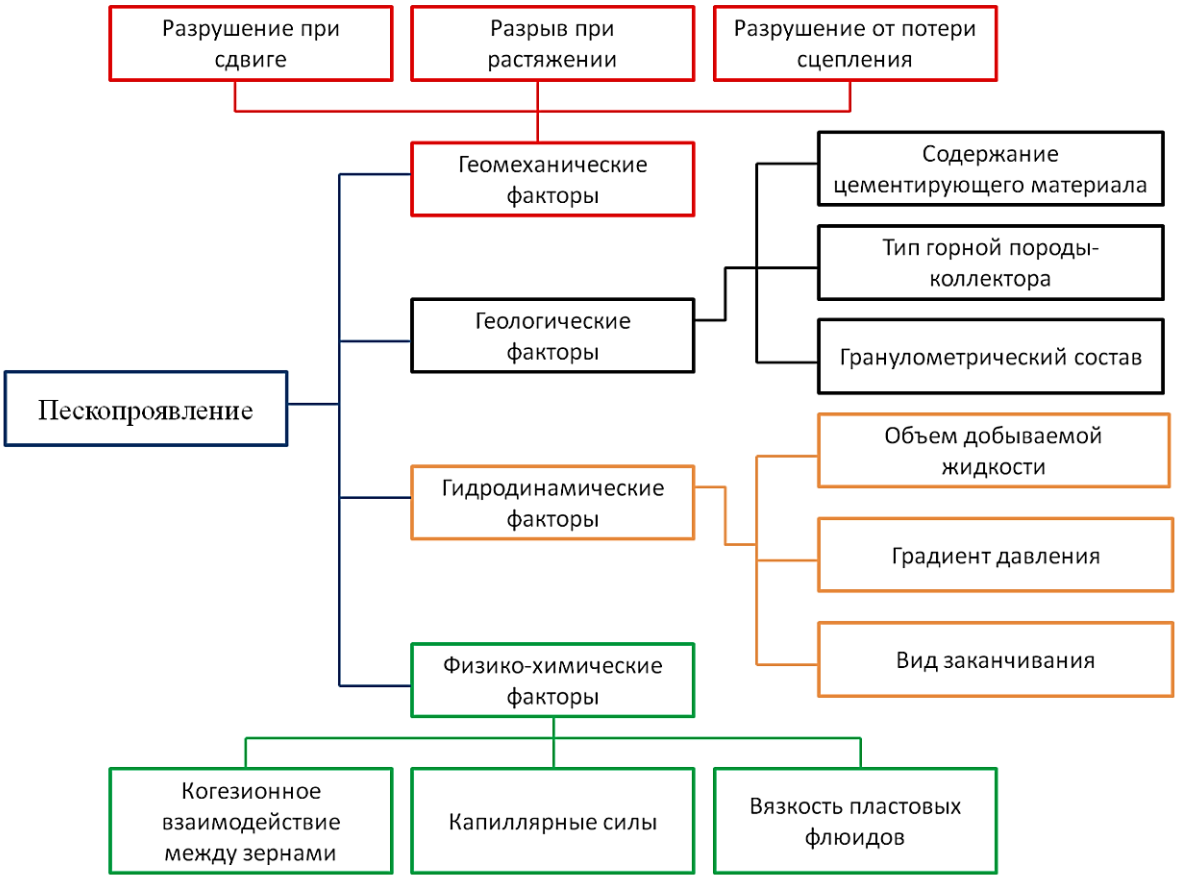


Рисунок 1 – Классификация основных факторов, влияющих на интенсивность пескопроявления [5]

Поток вязкой жидкости оказывает силу трения, действующую на породу, через которую происходит фильтрация. Более того, при фильтрации вязкой жидкости по коллектору с низкой проницаемостью только усиливается вынос песка. При фильтрации высоковязкой нефти вероятность отрыва большего числа частиц от породы увеличивается, поскольку на частицы будет действовать значительная сила вязкого трения, пропорциональная вязкости жидкости и скорости потока.

Однако, зависимость выноса механических примесей от вязкости нефти носит нелинейный характер: при незначительной вязкости вынос частиц увеличивается, достигает максимума и далее снижается по мере увеличения вязкости нефти. Таким образом, для выноса частиц вязкость нефти должна находиться в определённом диапазоне, поскольку чрезмерно высокая вязкость затрудняет транспортировку частиц [5].

Выделяют три подхода к эксплуатации скважин в условиях, осложненных выносом механичеческих примесей [5]:

1. Добыча флюида со значительным содержанием механических примесей. Сегодня разрабатывается значительное количество погружных насосов в износостойком исполнении для добычи нефти с высокой концентрацией механических примесей.

2. Ограничение пескопроявлений. В рамках данного подхода применяются технологические (снижение депрессии, обводненности и др.) и профилактические (мероприятия, связанные с контролем количества взвешенных частиц и очисткой призабойной зоны и др.) методы ограничения выноса механических примесей. Это оперативный подход, заключающийся, например, в регулировании технологических параметров работы скважины: снижение депрессии до минимально допустимых значений. Недостаток подхода – искусственно заниженный дебит. В случае добычи высоковязкой нефти – стремительное уменьшение продуктивности скважины [3].

3. Предотвращение пескопроявлений. Для предотвращения пескопроявлений принято выделять химические, физико-химические и механические (физические) методы и их комбинации (комбинированный метод) [4] (табл. 1).

Таблица 1 – Методы предотвращения выноса механических примесей

Метод	Принцип	Пример
Химический	Укрепление околоскважинной зоны пласта с помощью вяжущих веществ	Смолы, полимеры, кремнийорганические соединения и др.
Физико-химический	Укрепление околоскважинной зоны пласта термическим воздействием на высоковязкую нефть	Коксование нефти
	Создание искусственного коллектора в зоне каверн	Цементные, песчано-цементные, цементно-полимерные, полимерные и др. смеси RCP-пропант (resin coated proppant)
Механический (физический)	Оборудование скважин противопесочными фильтрами различных конструкций	Намывные гравийные, щелевые, проволочные, перфорированные и др. фильтры
Комбинированные	Гибридные технологические решения по предупреждению пескопроявлений	Песчано-цементные смеси с вяжущими добавками и др.

Статья посвящена разработке скважинного фильтра с гироидной структурой (механический метод) с применением аддитивного технологического процесса.

В последние годы аддитивные технологии стремительно развиваются и внедряются во все отрасли, вытесняя традиционные технологии. Изделия, изготовленные с использованием аддитивного технологического процесса, широко применяются в ряде отраслей, в том числе и нефтегазовой, из-за экономии исходного сырья, возможности их безотходной переработки после

истечения срока эксплуатации, а также доступности и дешевизны полимерного сырья. Использование методов аддитивного (послойного) наращивания позволяет получать материалы со сложной структурой, к которым относятся проницаемые изделия, нашедшие широчайшее применение во многих отраслях промышленности.

Для разработки материалов с прогнозируемыми свойствами на макроструктурном уровне применяются трижды периодические поверхности. Изготовление материалов с упорядоченной структурой трижды периодических минимальных поверхностей стало доступно ввиду активного развития аддитивных технологий. Структуры с топологией трижды периодической поверхности минимальной энергии (ТППМЭ) состоят из повторяющихся элементов с минимально возможной площадью. Представителями данных поверхностей являются гироиды.

Существует ряд работ, целью которых стало изучение свойств материалов с топологией ТППМЭ. Материалы с гироидной структурой заполнения сочетают низкую массу и высокие удельные механические характеристики, в связи с чем они могут найти применение во многих отраслях, в том числе нефтегазовой. Учитывая достоинства данных проницаемых структур, целесообразно изготавливать фильтрующие элементы с гироидной структурой для предотвращения попадания механических примесей в добываемую жидкость [1].

Важнейшей задачей является выбор материала для изготовления опытных образцов фильтрующих элементов. Целесообразно рассматривать распространенные полимеры, чтобы не сталкиваться с логистическими проблемами. В качестве материала для изготовления фильтрующего элемента стоит рассматривать полимеры: акрилонитрилбутадиенстирол (ABS), полилактид (PLA) и полиамид, поскольку они по-прежнему остаются главными полимерными материалами на рынке аддитивных технологий.

Полимер должен обладать термостойкостью, химической стойкостью к составу флюида, высокими прочностными и износостойкими характеристиками. Ввиду чего оптимальным вариантом материала для изготовления фильтрующего элемента является полиамид.

Проектирование опытного образца фильтрующего элемента кубической формы с гироидной структурой без граничных стенок реализовано в системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D, а также современных программных продуктах, которые позволяют выбирать варианты заполнения спроектированной формы различными структурами. Для создания различных по размеру пор в структуре использован параметр «плотность», т. е. степень заполнения. Вторым ключевым параметром при проектировании является ширина линии, т. е. размер нити, выдавливаемой из сопла экструдера при 3D-печати [1].

Технология 3D-печати позволяет создавать проницаемые структуры. Изготовление опытных образцов фильтрующих элементов предлагается с использованием аддитивной технологии 3D-печати по методу FDM (послойное наплавление полимерной нити). Данный метод печати является самым используемым и занимает первое место среди всех методов печати, поскольку прост и доступен. Суть метода заключается в продавливании расплавленного материала из сопла, создавая заданное изделие слой за слоем. Для изделий, напечатанных методом FDM, характерна анизотропия свойств.

С целью создания различных по размеру каналов изготовлены кубические образцы с длиной ребра 30 мм со степенью заполнения 40–70 %. Образцы напечатаны с использованием полимерной нити шириной 0,2 мм.

Определение проницаемости полученных фильтрующих элементов реализовано на фильтрационной установке. Проницаемость фильтрующего элемента с гироидной структурой заполнения определялась по закону Дарси в направлении координатных осей OX, OY, OZ по отдельности (табл. 2).

Определение проницаемости проводилось при ламинарном режиме потока, поскольку число Рейнольдса менее 400. В направлениях OX и OY значения проницаемостей близки, а проницаемость по направлению OZ значительно превышает проницаемость по направлению OX, поскольку образцы напечатаны по методу FDM. Получена взаимосвязь между степенью заполнения образца (настраиваемый параметр при печати) и его проницаемостью.

Таблица 2 – Зависимость проницаемости от степени заполнения фильтрующего элемента

Степень заполнения фильтрующего элемента, %	Пористость фильтрующего элемента, д. ед.	Проницаемость по направлению, Д		
		OX	OY	OZ
40	0,6	4753	4302	5463
50	0,5	2880	2645	3506
60	0,4	1740	1729	1806
70	0,3	985	970	1003

Финансирование: Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (Рег. № НИОКТР 125021302095-2).

Библиографический список:

1. Анашкин Н. В., Каушанский Д. А. Ограничение пескопроявлений в нефтедобывающих скважинах на поздней стадии разработки месторождений // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. 2025. № 3(292). С. 53-55.
2. Назарова Л. Н. Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учебник. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2019. 340 с.
3. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин, осложненных пескопроявлением, за счет учета геомеханического состояния призабойной зоны пласта / М. И. Королев, И. А. Стецюк, Д. С. Тананыхин, М. Б. Григорьев // Инженер-нефтяник. 2021. № 1. С. 41-47.
4. Совершенствование физико-химических технологий укрепления прискважинных зон на месторождениях нефти и газа Сербии / А. А. Кильмаматов, М. М. Трипкович, Н. Н. Ефимов, В. И. Ноздря, А. И. Ермолаев // Нефтепромысловое дело. 2021. № 12(636). С. 54-62.
5. Тананыхин Д. С. Научное обоснование системы прогнозирования и ограничения пескопроявления при разработке нефтяных месторождений: дис. … д-ра техн. наук: 2.8.4. Санкт-Петербург, 2024. 418 с.

УДК 331. 452

Проблема классификации паропроявлений в горных выработках

Нор М. А.[1], Нор Е. В.[2]
1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Ухта, Россия,
2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Проблема классификаций сложных явлений является актуальной на любой стадии развития любой науки. Особенно, если данная классификация носит не только общетеоретическое, но и прикладное значение. В данной работе рассматривается такой процесс, как выделение водяного пара в горную выработку (иначе именуемое паропроявлением) и его влияние на безопасность процесса термошахтной разработки.

Непосредственно паропроявление является обязательным спутником существующего варианта термошахтной разработки, так как уникальная эффективность технологии обусловлена высокой степенью трещиноватости коллектора и вмещающих пород, большим количеством скважин и давлением в горных выработках ниже атмосферного. Меры же по борьбе с паропроявлениями носят скорее характер компромиссный, так как теоретические высокоэффективные методы не целесообразны, а принятые приводят к снижению темпов добычи нефти.

Будем различать два варианта образования паровоздушной смеси:

– прорыв пара;

– испарение.

Под прорывом пара в данном случае имеется ввиду выделение уже сформированного за пределами рассматриваемого объёма водяного пара за счёт стремления газовой среды к равновесию давлений.

Испарение как следствие кипения – наличия энергии в воде сверх равновесного при изменении исходных физических условий (например, снижение внешнего давления на жидкую фазу). Критически важно понимать, что испарение идёт до тех пор, пока насыщение парами жидкости не придёт к равновесному, а потому само по себе не может привести к перенасыщению. При этом скорость испарения будет обратно пропорциональна разнице относительных концентраций воды в жидкой и газовой фазе (см. модель испарения Дж. Дальтона).

Соответственно под паропроявлением в данной работе понимается наблюдаемое по источнику образование в некотором объёме смеси водяного пара с воздухом посредством прорыва, кипения или кипения, локально обладающей опасной температурой, выше температуры денатурации белка – возможности получить ожог поверхности кожи (с поправкой на термическое сопротивление зоны теплообмена).

Процесс перехода водяного пара в жидкое состояние – конденсация. Причина этого процесса – отвод тепловой энергии (температуры), что ведёт к снижению равновесного парциального давления и, очевидно, выделению газообразной воды в жидкую фазу. Отметим и то, что при конденсации влажность атмосферы, очевидно, стремится к максимально возможной. Процесс образования оптически слабопроницаемой среды в атмосфере называют туманообразованием – образованием в воздухе водяных капель, достаточно мелких, чтобы восходящие потоки газа компенсировали воздействие на эти капли гравитации. Соответственно можем считать туманообразование тем явлением, что сопровождает паропроявление.

При термошахтной разработке в горную выработку, оборудованную сборным каналом (канавкой) для продукции скважин, закреплённую арочной крепью, водяной пар может проникать через нарушения сплошности горных породы, заколонного пространства скважины или испаряться из сборной ёмкости (рис. 1).

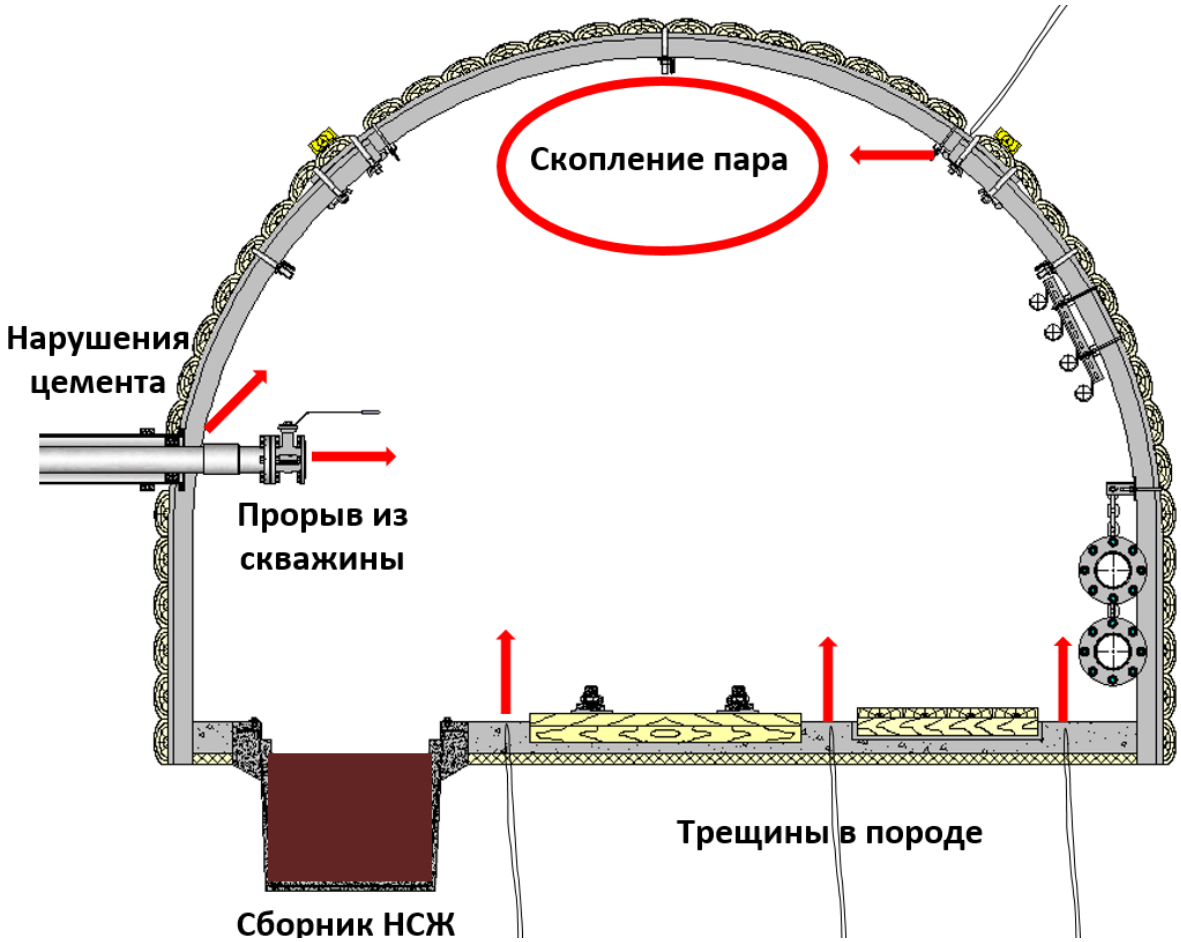


Рисунок 1 – Точки паропроявлений

При этом очевидно, что под действием разницы плотностей водяной пар будет стремится вверх, что будет приводить к его скоплению в первую очередь у кровли выработки. Так как оговоренная минимальная скорость движения воздуха в горных выработках многим больше области перехода от ламинарного (несмешиваемого) течения к турбулентному (перемешивающемуся), то по направлению движения вентиляционной струи пар будет смешиваться с воздухом, повышая его температуру и влажность, образуя туман и капли горячего конденсата в зоне контакта с поверхностями конденсации.

Непосредственно в горной выработке можно выделить следующие работы:

1. Передвижение людей;
2. Перевозка грузов;
3. Измерение параметров рудничной атмосферы;
4. Оценка состояния элементов крепи;
5. Ведение строительно-монтажных и буровых работ;
6. Горно-проходческие работы;
7. Ремонт крепи.

На рисунке 2 представлены рабочие зоны в горной выработке.

Зона I передвижения людей регламентирована требованиями безопасности и представляет собой пространство 0,7 м шириной и 1,8 м высотой. Препятствием для передвижения людей будут непосредственно прорыв пара в зону передвижения, капли горячего конденсата, падающие сверху, высокая температура воздуха и туман, препятствующий минимальной видимости.

Зона II перевозки грузов и зона III эксплуатации скважин, как и остальные области горной выработки, ограничены по паропроявлениям аналогично, но требования могут разниться по температуре (уровень тепловой нагрузки среды в зависимости от тяжести работ) и видимости (более опасные или групповые работы, требующие командного взаимодействия, очевидно не допускают плохой видимости).

Отметим, что у горной выработки два основных функции, а именно перемещение воздуха (подача свежего и отвод загрязнённого) и передвижение людей (как к местам ведения работ, так и запасной выход при эвакуации). Также температура воздуха в горной выработке может превышать установленные нормы [1] только лишь за счёт нагрева от поверхностей оборудования или горной породы.

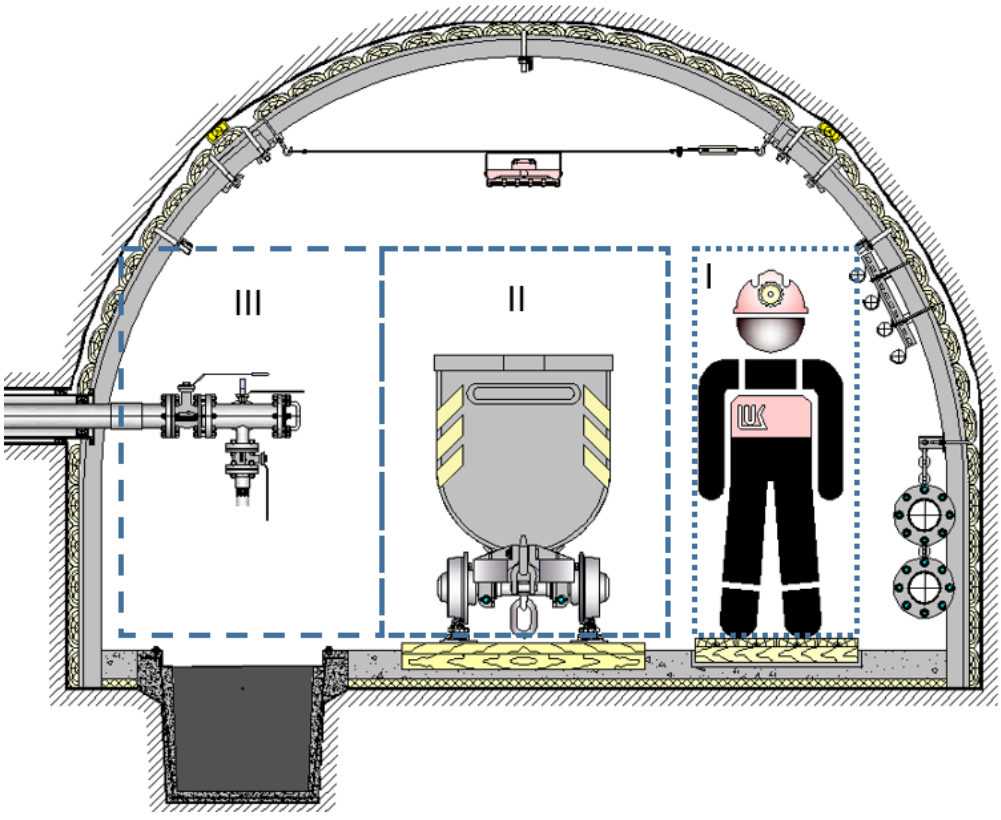


Рисунок 2 – Рабочие зоны горной выработки

В связи с вышеизложенным будем рекомендовать следующий порядок категорирования опасных зон с точки зрения именно тепловлажностного состояния атмосферы горной выработки как основной или шаблонный для создания иной типизации (табл. 1).

Таблица 1 – Категорирование опасных зон

<table>
<tr><td rowspan="2">Категория\Видимость</td><td rowspan="2">1 – без ограничений</td><td colspan="2">Туман
(возможно указание доли перекрытия сечения)</td></tr>
<tr><td>2 – без ограничения скорости пешего передвижения</td><td>3 – ограниченная</td></tr>
<tr><td>0 – тепловой режим допускает работу</td><td></td><td>Относительно безопасная эксплуатация</td><td>Выполнение микроклиматических замеров, передвижения, наблюдения за состоянием крепи</td></tr>
<tr><td>I – тепловой режим допускает эвакуацию</td><td colspan="2">0-3 + эвакуация персонала</td><td rowspan="2">Только для вентиляции (временно)</td></tr>
<tr><td>II – тепловой режим допускает частичную эвакуацию</td><td colspan="2">0-3 + ограниченная эвакуация персонала</td></tr>
<tr><td>III – тепловой режим критический</td><td colspan="3">Только для вентиляции (временно)</td></tr>
</table>

Библиографический список:
1. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [Электронный ресурс] // Справочно-поисковая система КонсультантПлюс.

УДК 622.276

Изучение процесса моделирования распространения трещин при проведении ГРП в программе тНавигатор

Ордина В. С., Савельев Д. Ю., Демченко Н. П.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Одним из наиболее эффективных способов повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин является технология гидравлического разрыва пласта-коллектора (ГРП). Технология позволяет повысить дебит как скважин, пробуренных в низкопроницаемых коллекторах, так и скважин с сильным ухудшением проницаемости в призабойной зоне пласта. Гидравлическим разрывом продуктивного пласта называется процесс, при котором напор жидкости разрыва воздействует непосредственно на горную породу вплоть до возникновения искусственной трещины. Сущность ГРП заключается в закачке в вертикальную или наклонную скважину с помощью высокопроизводительных насосных агрегатов жидкости разрыва при давлениях, превышающих давление разрыва коллектора углеводородов. Поддержание трещины в раскрытом состоянии, обыкновенно, выполняется с использованием проппанта [1].

В целом ежегодно совершенствуются как информационная база проектирования ГРП, так и непосредственно технология проведения разрыва. Появляется большое количество новых методов для проведения и прогноза результатов гидравлического разрыва пласта. С использованием специальных программ с учётом целей ГРП осуществляется «дизайн» трещины. По мере развития вычислительных мощностей современных компьютеров все большую популярность получают программные комплексы, позволяющие не только выполнить расчет параметров разрыва пласта, но и визуализировать процесс ГРП в скважинах любой конфигурации.

Существенное расширение области применения гидравлического разрыва пласта связаны с интенсивным развитием технологий проведения обработок. Например, к новым эффективным методам относят концевое экранирование трещины (TSO), которая позволяет целенаправленно увеличить её ширину, остановив рост в длину, и тем самым существенно увеличить проводимость.

Кроме того, с целью предотвращения выноса проппанта из трещины создана технология PropNET, предусматривающая закачку в пласт одновременно с проппантом специального гибкого стекловолокна, которое, заполняя промежутки между частицами проппанта, обеспечивает максимальную устойчивость проппантной пачки.

Также отметим технологию селективного гидроразрыва, направленную на снижение риска попадания трещины в водо- или газоносные горизонты, а также на интенсификацию выработки запасов. Селективный гидроразрыв пласта – разновидность ГРП, при которой воздействие давлением осуществляется на конкретный выбранный интервал продуктивного пласта [2].

Основной целью было изучить процесс моделирования распространения трещин при проведении ГРП. Для моделирования было выбрано российское программное обеспечение тНавигатор.

Актуальность заключается в практическом применении программного обеспечения, позволяющего оптимизировать параметры проведения операции, т. е. создания трещины с максимальной продуктивностью, снизить риски прорыва трещины за пределы целевого интервала, обеспечить экономическую целесообразность за счет наиболее точных прогнозов

Задача моделирования включает в себя моделирование течения жидкости гидроразрыва, моделирование окружающей породы и взаимодействия породы и жидкости. Симулятор трещин ГРП позволяет задавать необходимые свойства породы, параметры работы скважины.

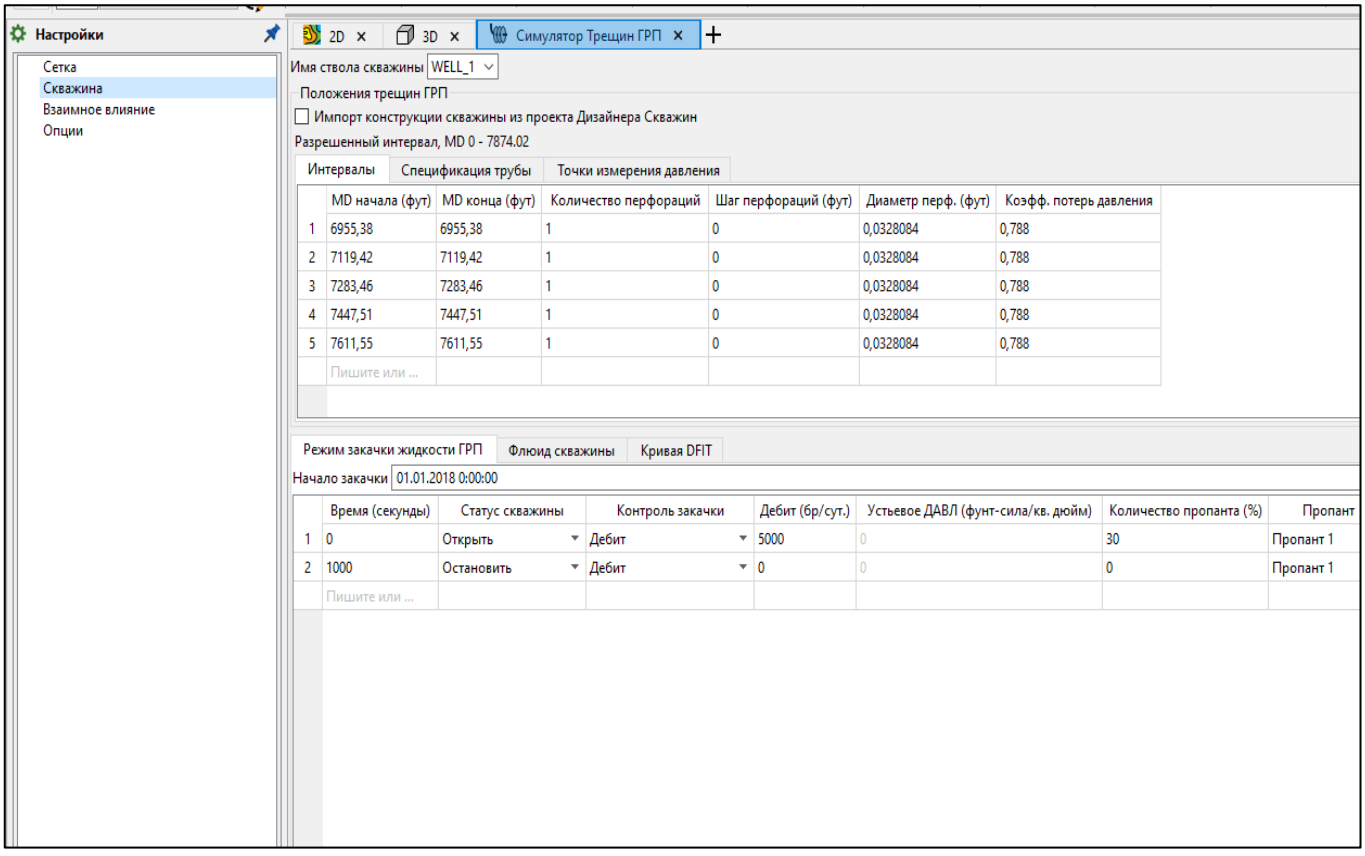


Рисунок 1 – Расположение стадий ГРП

В данной работе в качестве модели пласта использовалась базовая модель, заложенная в симулятор ГРП в ПО тНавигатор. В этой модели содержатся все необходимые геомеханические и коллекторские свойства, а также параметры двух скважин «well_1» и «well_2», пользовательским свойствам присваиваются соответствующие группы шаблонов. Разумеется, что в дальнейшем после выбора конкретного объекта (пласта) для моделирования трещины исходные данные модели пласта будут скорректированы.

Основными объектами (разделами) симулятора трещин в ПО тНавигатор являются «Настройки симулятора ГРП» и «Результаты симулятора ГРП». Каждый объект в секции «Настройки симулятора ГРП» содержит набор входных параметров, соответствующих данной стадии ГРП: свойства породы, дизайн трещины ГРП, реология закачиваемого флюида. Количество объектов в папке «Настройки Симулятора ГРП» эквивалентно количеству стадий, которые могут быть рассчитаны в Симуляторе трещин.

Объект в секции «Результаты Симулятора ГРП» позволяет запускать моделирование для стадии, выбранной в папке «Настройки Симулятора ГРП», и копировать результаты расчетов в модель пласта.

Порядок моделирования трещины в симуляторе ПО тНавигатора следующий. В первую очередь создавались настройки для скважины «well_1» и вносились входные параметры. Для этого использовалась вкладка «Симулятор Трещин ГРП», которая содержит в себе настройки сетки, скважины, взаимного влияния и опции расчета. Была выбрана необходимая сетка, внесены свойства горной породы.

Во вкладке условий пласта введены значения пористости, проницаемости и параметры флюида, насыщающего продуктивный пласт.

Далее была скорректирована вкладка настройки скважин. В таблице с названием «Интервалы» указано расположение стадий на глубинах. Количество строк в таблице соответствует числу трещин на стадии (рис. 1).

Проппант и жидкость ГРП задаются в таблице чуть позднее, для начала их необходимо создать. Для этого в симуляторе имеется каталог жидкостей и каталог проппанта, в которых можно выбрать как готовые шаблоны, так и создать пользовательский вариант со своими свойствами (рис. 2, 3).

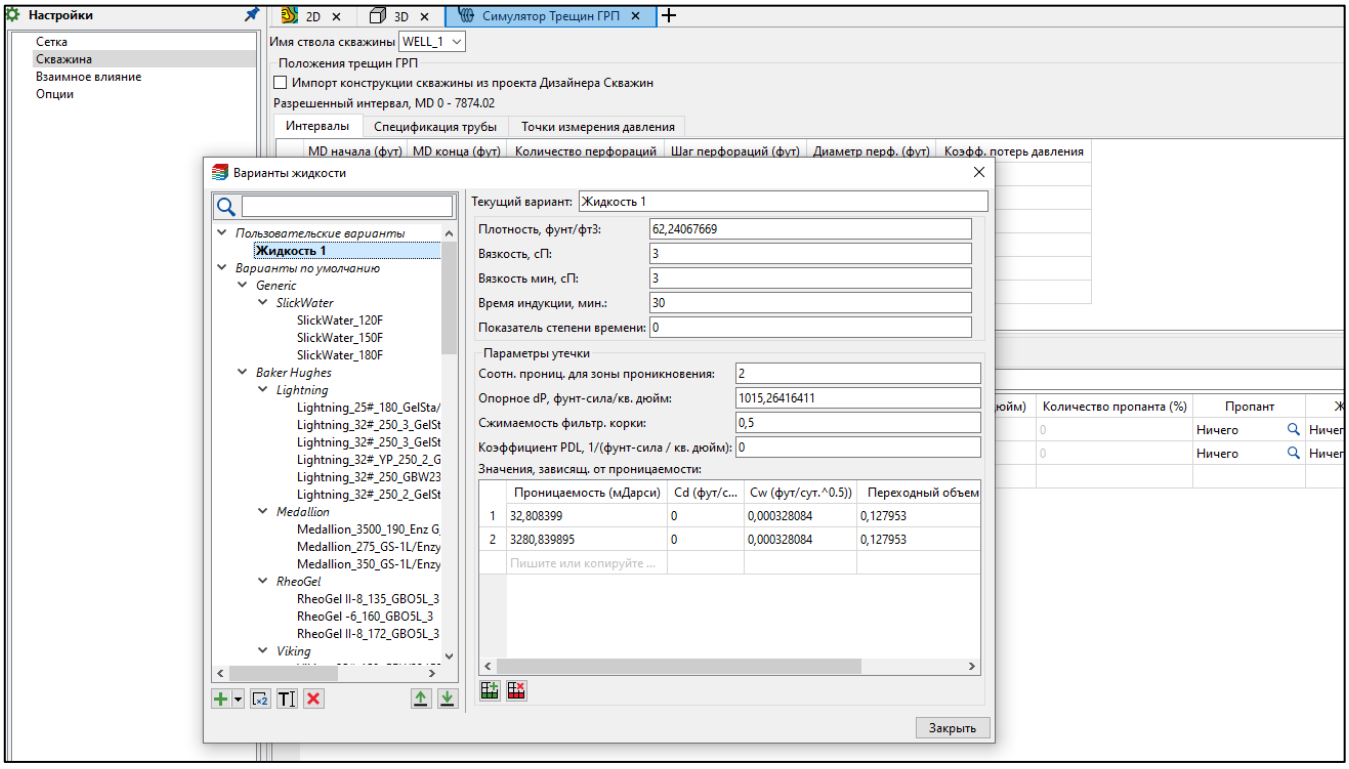


Рисунок 2 – Каталог жидкостей ГРП

После создания выбирались свои варианты в таблице с названием «Режим закачки жидкости ГРП».

В левом меню во вкладке «Взаимное влияние» был введен множитель взаимного влияния, который регулирует силу взаимодействия между трещинам внутри стадии гидроразрыва пласта.

Во вкладке «Опции расчета» задавались необходимые параметры и выставлялась точность критерия разрушения, которая используется в алгоритме отслеживания фронта трещины. На этом этапе настройка скважины «well_1» была закончена, аналогичные действия были выполнены для скважины «well_2».

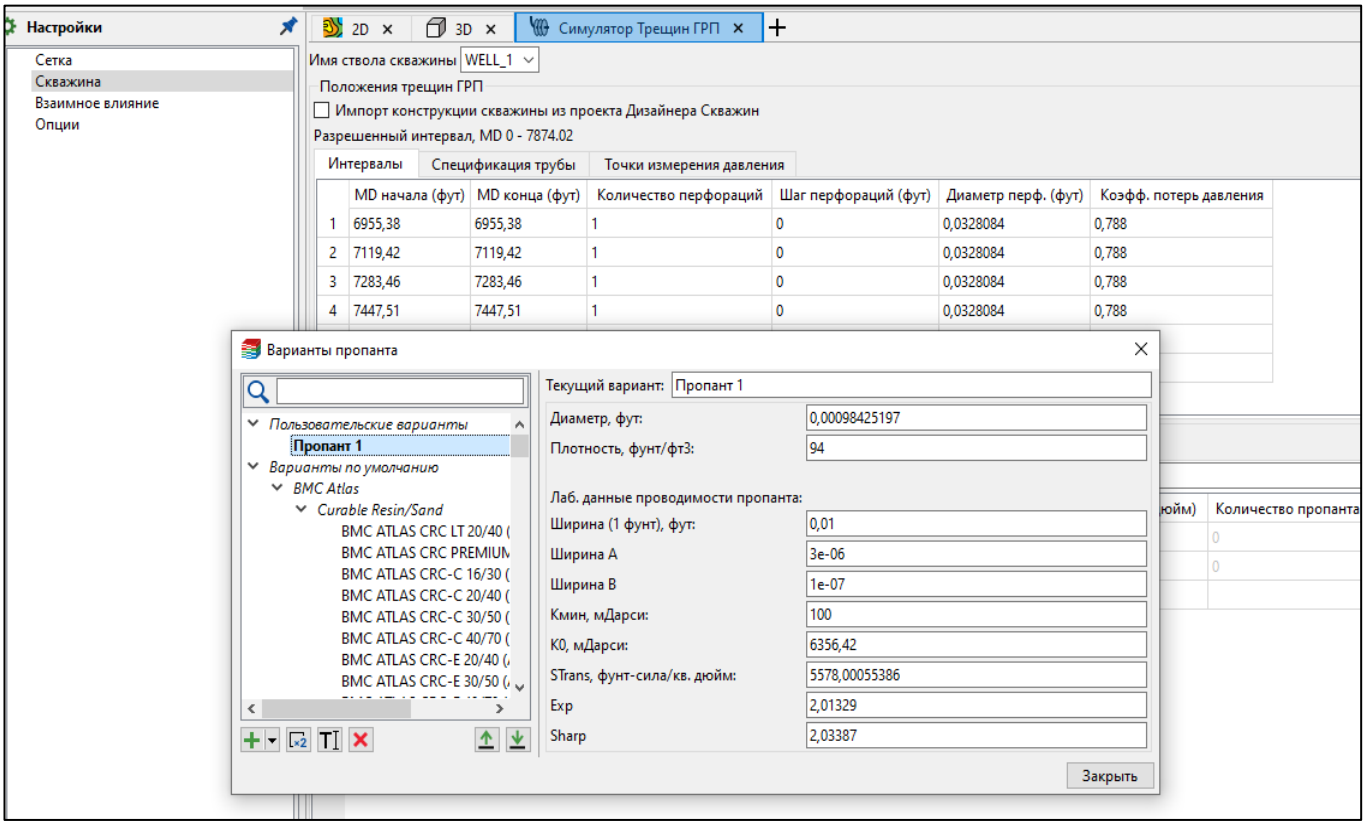


Рисунок 3 – Каталог проппантов

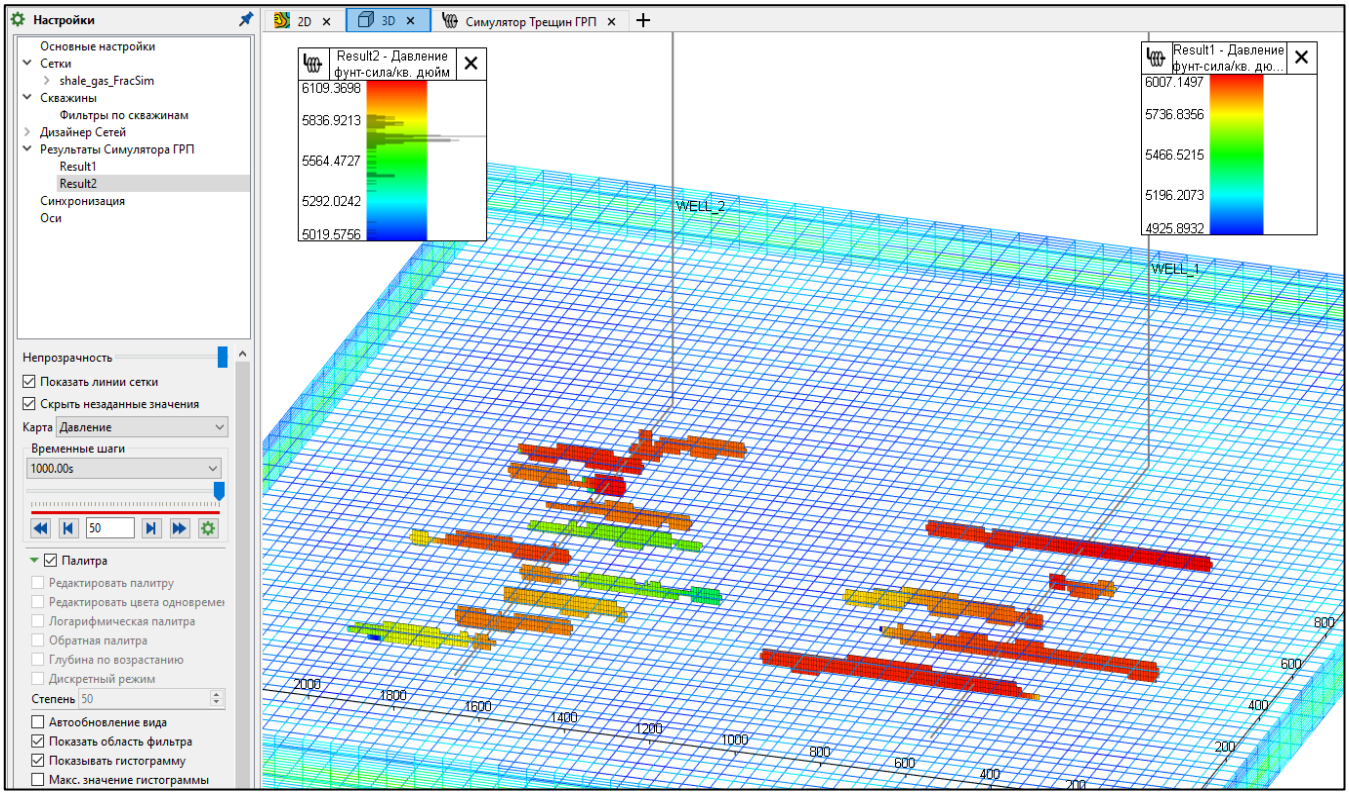


Рисунок 4 – Результаты симулятора ГРП

После этого можно перейти к созданию результатов расчета Симулятора трещин ГРП. Создание результатов расчета с помощью таблиц симулятора ГРП позволяет запустить несколько расчетов совместно, если это необходимо. По завершении этого этапа моделирования можем наблюдать результаты на соответствующих вкладках. Например, на вкладке 3D-визуализации можно увидеть изменение параметров трещины в пространстве и с течением времени (рис. 4).

Для переноса данных ГРП в гидродинамическую модель необходимо создать данные по трещине. Данный этап позволяет экспортировать стадии из симулятора трещин ГРП в дизайнер моделей (создаются Проекции ГРП, Шаблоны ГРП, Стадии ГРП, Арифметика ГРП и Наборы точек), и правила по скважинам (Активировать трещину) будут автоматически созданы в стратегии скважин на соответствующую дату.

Инициализируем и запускаем расчет динамической модели. После окончания расчета во вкладке 3D можно в динамике наблюдать изменения рассчитанных свойств. Во вкладке «Графики» на левой панели можно выбрать отображение графиков по необходимым показателям каждой скважины для сравнения и выполнения анализа [3].

Одним из перспективных объектов для моделирования процесса ГРП могут быть скважины месторождения Х. Исходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для скважины месторождения Х

Параметры и размерность	Численное значение
Внутренний диаметр НКТ, м	0,074
Плотность жидкости разрыва ρ, кг/м^3	910,0
Вязкость жидкости разрыва μ, Па·с	0,04
Плотность проппанта $\rho_{пр}$, кг/м^3	1570,0
Концентрация проппанта, %	32
Пористость m	0,1
Проницаемость k, мкм^2	0,04
Толщина пласта h, м	14,3
Объем жидкости разрыва $V_ж$, м^3	230,45
Плотность пород $\rho_п$, кг/м^3	2560,0
Темп закачки Q, м^3/с	0,025
Длина скважины L, м	1778,5
Глубина скважины H, м	2978,6
Внутренний диаметр обсадной колонны $d_{ок}$, м	0,146
Содержание проппанта G, кг	65000,0

Заключение

При выполнении данной работы были решены следующие задачи:

– изучен теоретический материал по теме «Гидроразрыв пласта»;

– изучен теоретический материал по новым технологиям ГРП;

– изучены научные исследования на выбранную тему;

– получены базовые навыки работы в программе тНавигатор;

– проведена практическая лабораторная работа в программе и выделены основные моменты при моделировании распространения трещин ГРП.

Библиографический список:

1. Ивашев, О. Е. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде / О. Е. Ивашев, Н. Н. Смирнов. – Текст: непосредственный // Вестник Московского университета. Математика. Механика. – 2003. – № 6. – С. 28-36.

2. Константинов, С. В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта за рубежом: учебное пособие / С. В. Константинов, В. И. Гусев. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1985. – 60 с. – Текст : непосредственный.

3. ИРМ : Симулятор ГРП. URL: https://irmodel.ru/modules/simulyator-treshhin-grp/ (дата обращения: 03.11.2025). – Текст : электронный.

УДК 622.276

Надёжность и долговечность центробежных насосов при эксплуатации в нефтяных скважинах

Рагимова М. С., Ахмедов А. С.
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
г. Баку, Азербайджан

Аннотация. При эксплуатации нефтяных скважин происходят многочисленные виды осложнений, неполадок и аварий. Их можно разделить на группы: главные виды осложнений, производные виды осложнений. Промысловая практика показала, что в первую очередь следует устранить главные виды осложнений, так как при этом одновременно устраняются некоторые производные виды. Однако встречаются такие виды осложнений, которые следует устранить без задержки, чтобы не было больше потери в добыче нефти.

Ключевые слова: электрические погружные насосы, долговечность, надежность, механизированные способы эксплуатации, различные физико-химические свойства.

Введение: В новом способе изоляции пластовых вод рекомендуется закачивать в пласт мертвую дегазированную нефть, которая собирается из нефтеловушек нефтепромыслов. Она в пластовых условиях может быть ньютоновской и вязко-пластичной жидкостью и удельный вес мертвой нефти должен быть равен удельному весу пластовой воды в пласте или они должны иметь близкие значения.

Вязкость мертвой нефти в пластовых условиях несколько раз превышает вязкость пластовой воды, после закачки этого водоизолирующего агента в пласт скважина исследуется гидродинамическим способом и устанавливается оптимальный технологический режим работы (строятся индикаторные диаграммы и регулировочные кривые), после этого скважину пускают в эксплуатацию, при этом происходит процесс вытеснения мертвой нефти пластовой водой из пласта к скважине. Добыча нефти увеличивается, добыча воды сокращается.

Электрические центробежные погружные насосы получили широкое распространение для откачки самых различных жидкостей с забоя обводнившихся нефтяных скважин на дневную поверхность. Эти откачиваемые жидкости обладают различными физико-химическими свойствами и могут иметь различные реологические характеры, которые поставили ряд задач, от их решения зависит эффективность работы отмеченных насосов.

Использование центробежных электрических погружных насосов (ЭЦПН-ов) для перекачки вязких жидкостей (нефтей, нефтепродуктов и т. д.) выдвигает ряд задач, связанных с воздействием вязкости жидкости на работоспособность центробежных погружных и непогружных насосов. Разница между ними заключается в том, что размеры их рабочих колес разные, различны их направляющие аппараты, различны параметры работы и т. д.

Использование же ЭЦПН-а для откачки и перекачки обводненных нефтей ставит ряд задач по исследованию влияния устойчивых эмульсий «вода в нефти» на работу центробежных насосов.

Промышленное использование этих насосов для откачки продукции нефтяных скважин дают дальнейший толчок изучению их работы, когда откачиваемая жидкость является смесью вязкой жидкости и свободного газа.

Выше отмеченные проблемы появились с расширением области применения ЭЦПН-а и сейчас находятся в различных стадиях решения. Одни из этих проблем решены более и менее подробно, к решению других проблем приступили только в последние годы.

Актуальность темы. Старые нефтяные месторождения, разрабатываемые на суше и на море, в настоящее время находятся в режиме истощения и большинство продуцирующих скважин обводнились и степень обводненности их продукций в основном составляет 80÷90 %-ов; например, имеются скважины, имеющие дебит нефти 2÷3 $м^3$/сут и дебиты пластовой воды 80÷90 $м^3$/сут. С целью повышения эффективности процессов разработки всегда стараются изолировать пластовые воды или ограничивать притоки этих вод к скважине. Однако, в большинстве случаев, становится не возможным получение положительного результата и поэтому вынуждены бывают осуществить форсированный отбор обводненной продукции, чтобы получить нефть в определенном количестве.

В ряде случаев эти изоляционные работы дают положительные результаты, то скважины, эксплуатирующиеся установкой ЭЦПН-а переводят на другой вид механизированных способов эксплуатации, т. е. на способ эксплуатации со штанговой глубиннонасосной установкой.

Рекомендуется изолировать пластовую воду в обводнившихся нефтяных скважинах универсальным гидродинамическим периодическим способом или ограничивать приток воды к скважинам этим же способом.

После получения эффективной изоляции перевести скважину на способ эксплуатации со штанговой глубиннонасосной установкой.

Осуществление мероприятий с коррозией металлических узлов и деталей установки ЭЦПН-а.

Применение мероприятий с эрозией металлических узлов и деталей установки.

Установление на приеме ЭЦПН-а газового якоря для уменьшения отрицательного влияния газа.

Установление на приеме ЭЦПН-а песчаного якоря с целью уменьшения процесса эрозии.

Осуществление смазки деталей и узлов подходящими смазочными материалами.

Изоляция пластовых вод в обводнившихся нефтяных скважинах универсальным гидродинамическим периодическим способом;

Перевод скважины на способ эксплуатации со штанговым глубинным насосом;

Защита от коррозии, эрозии, борьбы с влиянием газа и песка на работу ЭЦПН-а.

Электроцентробежные погружные насосы (ЭЦПН) применяются с целью осуществления форсированного отбора продукции эксплуатационных нефтяных скважин, состоящей из меньшего количества нефти и высокого количества пластовой воды. Откровенно говоря, форсированный отбор обводнившейся продукции эксплуатационных нефтяных скважин с точки зрения рациональности процессов разработки нефтяных месторождений является серьезным недостатком, так как при этом за короткое время разработки значение пластового давления резко понижается, и оно доходит до такого низкого значения, которое не позволяет прилагать допустимые значения депрессии и поэтому дебиты нефтяных скважин уменьшаются, а время разработки месторождения увеличивается. Этот факт недопустим, особенно при разработке морских нефтяных месторождений, потому что сроки службы гидротехнических сооружений, то-есть стационарных платформ и эстакад составляет 25÷30 лет.

Таблица – Технические показатели системы гидравлической охраны двигателя

Показатели	1Г51	1Г61
Рабочий объем жидкого масла, дм^3:		
- протектор	2,8	4
- компенсатор	4,5	7
Мощность в холостых ходах, кВт, не более	0,2-0,3	0,25
Передаваемая мощность, не более, кВт	100	180
Диаметр, мм		
- протектор	92	114
- компенсатор	103	123
Длина, мм		
- протектор	1374	1435
- компенсатор	1007	1012
Масса, кГ		
- протектор	40	60
- компенсатор	21	31

Здесь получается один вывод о том, что вместо осуществления форсированного отбора обводнившейся продукции в высоких процентах следует выполнять изоляции пластовых вод, при этом добываемая вода остается в пласте, дебит нефти растет, дебит пластовой воды уменьшается, при этом можно считать, что в залежи осуществляется искуственное воздействие в залежи путем закачки в пласт чистой воды.

Рассмотрим схему электроцентробежного погружного насоса (ЭЦПН). Эта установка состоит из следующих частей: в основном заполненный маслом электродвигатель, узел гидравлической охраны или протектор, приемная сетка насоса, многоступенчатый центробежный погружной электрический насос, насосно-компрессорная колонна труб, трехжильный электрический кабель, хомут, крепляющий кабель колонны насосно-компрессорных труб, устьевая арматура, барабан для обмотки кабеля, трансформатор или автотрансформатор, станция управления и компенсатор.

Погружной насосный агрегат состоит из погружного электрического двигателя, узла гидравлической защиты (охраны) и компенсатора.

Электроцентробежный погружной насос (ЭЦПН) по принципу работы практически не отличается от центробежных многоступенчатых насосов, используемых на поверхности земли для закачки жидкости из одного места к другому. У ЭЦПН-ов имеется такая отличительная особенность от обычных центробежных насосов, что он состоит из нескольких разделов и направляющие аппараты собираются в многоступенчатой форме. Для нефтяной промышленности предусмотрено ЭЦПН с числом ступеней от 130 штуков до 415 штук.

Если все ступени, состоящие в показанном количестве рабочих колес и направляющих аппаратов, собираются в одном корпусе, то её длина становится 15–20 метров. При транспортировке таких насосов могут возникать некоторые трудности; поэтому их изготовливают из отдельных разделов длинами не более 5,5 метров. Валы этих разделов связаны друг с другом шлицевыми муфтами и на устье скважины друг к другу прикрепляются болтовым соединением.

Основной рабочий орган ЭЦПН-а состоит из рабочего колеса 1 и направляющей прокладки. Рабочее колесо и направляющая прокладка изготовливается из чугуна. Рабочие колеса на валу посаживаются свободно и могут перемещаться по направлению оси. Для передачи крутяшего момента с вала рабочее колесо с валом связывается посредством шпонки. Рабочее колесо имеет кольцевые опоры, в верхней и нижней частях изготовленные из материала текстолит. Кольцевая опора в нижней части сидит на выступе направляющего аппарата и принимает осевую силу, возникающую в рабочем колесе в процессе работы.

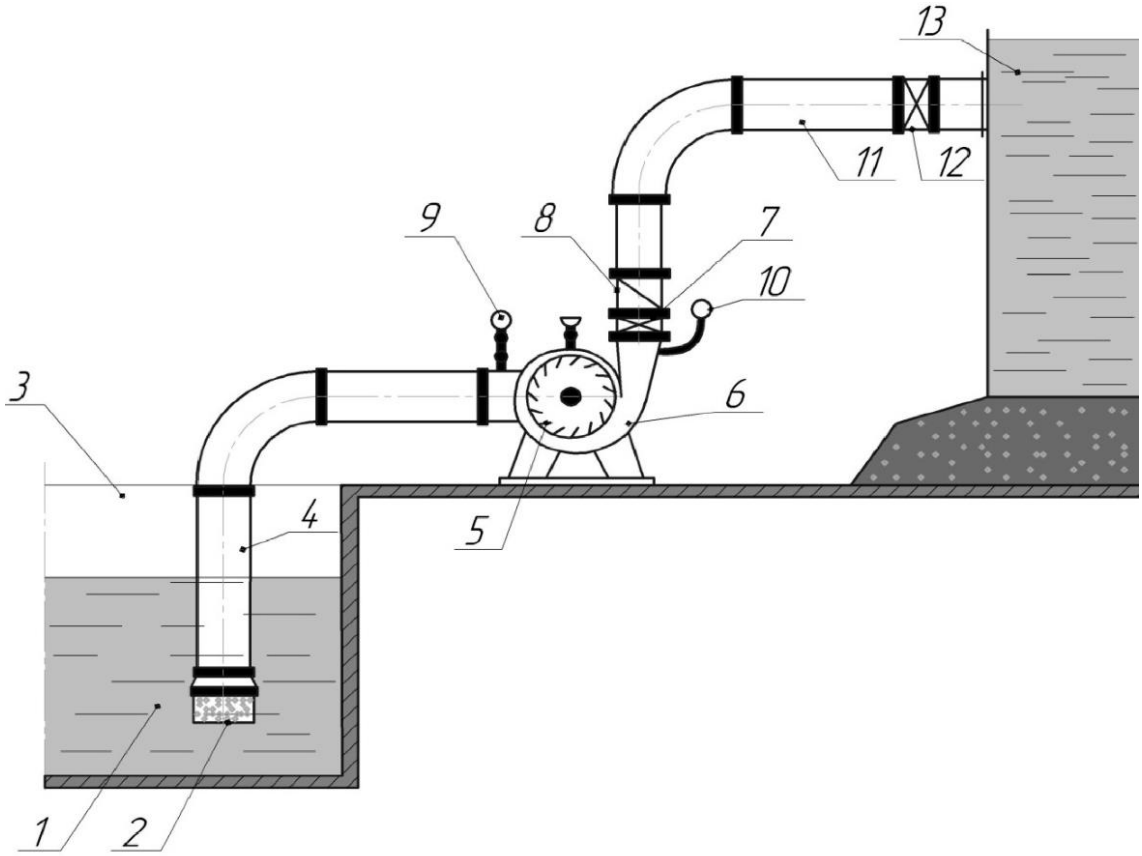
На ЭЦПН-а осевые силы, действующие на вал ЭЦПН-а принимаются гидродинамической пятой. Вал размещается внутри радиальных подшипников скольжения, одновременно размещенные между рабочими колесами бронзовые внутренности, вращаясь внутри полости направляющего аппарата играют роль подщипника для вала. С вала крутящий момент передается рабочему колесу посредством шпонки. Все вращающиеся части ЭЦПН-а размещаются внутри корпуса и сверху сжимается к корпусу подшипника, а снизу фундамента размещается приемная сетка.

В верхней части ЭЦПН-а к корпусу подшипника для соединения колонны насосно-компрессорных труб крепляется головка-держатель, который имеет резьбу.

Для связывания вала ЭЦПН-а с валом гидравлической охраны его нижняя часть имеет шлицовую муфту. Конструкции всех разделов ЭЦПН-а имеют одинаковые формы. Длина раздела, размещенного поверху зависит от числа ступеней и может быть меньше чем 5,5 метров. В ЭЦПН-е фундамент и приемная сетка бывают в нижнем разделе, а захватывающая головка в разделе верхней части.

Аналогично установке этого насоса, по размерам поперечного сечения ЭЦПН разделяется на группы 5; 5А и 6. В 5-ую группу входит с внешним диаметром 92 мм, в группу 5А – 103 мм, в группу 6 – 114 мм. Напор, созданный ЭЦПН-ом прямо-пропорционален с его числом ступеней. В оптимальном режиме работы каждой ступени созданный насосом напор зависит от диаметра рабочего колеса, то-есть от размера ЭЦПН-а. Например, при диаметре корпуса насоса 92 мм напор, созданный одной ступени в среднем составляет 3,86 м, а 114 мм-ового насоса – 5,76 м.

Все типы ЭЦПН имеют рабочую характеристику в виде принятах $H(Q)$ (давление, подача), $\eta(Q)$ (к.п.д., подача), $N(Q)$ (требуемая мощность, подача).



1–приемный клапан; 2–сетчатый фильтр; 3 – резервуар; 4 – всасывающий трубопровод; 5 – насос; 6 – спиральная камера; 7 – напорная задвижка; 8–обратный клапан; 9 – вакуумметр; 10 – манометр; 11 – напорный трубопровод; 12 – коренная задвижка; 13 – резервуар
Рисунок 1 – Схема центробежного насоса

Выводы: Установка электроцентробежного погружного насоса применяется в обводнившихся нефтяных скважинах с целью откачки продукции с забоя на дневную поверхность. При эксплуатации обводнившихся нефтяных скважин, в том числе скважин с установками ЭЦПН возникают пять главных осложнений и аварий, из которых получаются многочисленные производные осложнения. В первую очередь следует предупредить или устранить главные осложнения.

Библиографический список:

1. Мустафаев С. Д., Гулиев Р. А., Ханалиев В. Б. Проведение контроля за работой скважинной насосной установки с прибором «Квантор – 4 микро» Международный научно-исследовательский журнал 01(43), январь 2016, часть 2. Екатеринбург.
2. Гурбанов В. Ш., Мустафаев С. Д., Эйвазова З. Э., Байрамов Ф. Г., Гулиев Р. А. Универсальный гидродинамический способ периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся насосных скважинах. Эко-Энергетика науч. тех. журнал, №4, 2019, стр.23-26.
3. Самедов Т. А., Мустафаев С. Д., Ханалиев В. Б. Полифункциональное мероприятие, применяемое для повышения эффективности эксплуатации штанговых насосных нефтяных скважин. Булатовские чтения. Материалы Межд.науч. практ. конферен. (31 марта 2018 г.). Сборник статьей. Том 3: Бурение нефт-х и газ-х скважин. Краснодар 2018, стр.289-294.
4. Искендеров Д. А., Мустафаев С. Д., Гулиев Р. А. Методы интерпретации результатов стационарных гидродинамических исследований обводнившихся нефтяных скважин. Нефтегазовый научно-исследовательский проектный институт, № 3, 2014, стр.52-57.
5. Асадов А. Ш., Гумбатов Г. Г., Мустафаев С. Д. Некоторые методы интерпретации кривых восстановления давления галерей и скважин. Изв.вузов, «Нефть и газ», № 2, 1990, стр.32-36.
6. Рагимова М. С., Аббасов С. Г., Ахмедов А. С., Кероимова И. М. Вибрационно структурное изучение центробежных насосов. «Проблемы машиностроения и надежности машин» № 3, 2025, стр.49-50.

УДК 622.276

Перспективы закачки водогазовой смеси на месторождении V

Горелкина Е. И.
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Многопластовое месторождение V является одним из месторождений М-гряды. На месторождении насчитывают более 300 залежей нефти, газа, воды и газового конденсата, однако промышленный интерес представляет один нефтенасыщенный пласт. Коллектор сложен песчано-алевритовыми породами с включением глинистых толщ. Объект расположен в зоне многолетнемёрзлых пород, по разрезу температуры увеличиваются согласно нормальному геотермальному градиенту. Наличие большого количества тектонических нарушений разделяет месторождение на несколько блоков, что также осложняет разработку.

Проницаемость коллектора изменяется в диапазоне от 20 до 400 мД, что обусловливает приток пластового флюида. Начальная пластовая температура – 16°С. Тем не менее, свойства флюида осложняют процесс разработки (табл. 1). С момента ввода в разработку установлена неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади.

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти месторождения V

Параметр разработки	Значение параметра
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	8,00
Газосодержание $Г$, м^3/м^3	16,7
Объемный коэффициент B, д.е.	1,027
Плотность сепарированной нефти δ, кг/м^3	944
Динамическая вязкость пластовой нефти μ, сПз	103,9

Проектом разработки предусмотрена однорядная система заводнения и разбуривание горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами [1].

Анализ показателей разработки после добуривания скважин показал, что прогнозные дебиты новых скважин отстают от фактических: это связано с меньшей продуктивностью и большей обводнённостью продукции. Данные факторы указывают на необходимость внедрения технологий блокирования высокопроводящих каналов и перенаправления фильтрующихся потоков по пласту.

Основная проблема при заводнении, требующая принятия ряда превентивных мер, связана с необходимостью точного расчёта и регулирования репрессии на пласт, чтобы предупредить кинжальное обводнение коллектора и непроизводительный уход закачки в неперфорированные пласты вследствие заколонных перетоков. Анализ промысловых исследований закачки воды показал, что вода имеет очень высокую скорость фильтрации в отдельных участках, вызывая обводнение соседних добывающих скважин. Мгновенное образование техногенных протяжённых трещин маловероятно. Керновые исследования участка подтвердили наличие естественных высокопроводящих трещин и каверн.

Эффективность заводнения снижается с увеличением анизотропии проницаемости. Тектонические нарушения, разбивающие объект на систему блоков, ещё более ужесточают требования к системе поддержания пластового давления и вытеснению запасов. В этой связи рекомендации [2-7], основная цель которых – выравнивание фронта вытеснения путём регулирования отборов и регулирования вязкостной аномалии, необходимо дополнить методами снижения проницаемости высокопроницаемых участков. Разработаны способы [8-11], которые подразумевают закачку растворов химических реагентов, однако, учитывая распределение температур по разрезу и выраженную толщу многолетнемёрзлых пород (несколько сот метров), данные способы несут риски недостижения планируемого результата.

В условиях отдалённости объекта для пласта с наличием участков с высокой степенью анизотропии по проницаемости рекомендуется рассмотреть вариант внедрения водогазового воздействия (ВГВ – закачка мелкодисперсной водогазовой смеси нефтяного газа и воды). ВГВ показало положительные результаты на объектах с различными геолого-геофизическими параметрами. Водогазовая смесь имеет большую вязкость по сравнению с водой, её закачка позволит выровнять фронт вытеснения, вовлекая запасы из менее проницаемых участков в процесс фильтрации.

При эксплуатации добывающих скважин обнаружена проблема высоких затрубных давлений по причине накопления газа в затрубных пространствах. Как и в [12], перепуск газа по отводящим линиям невозможен: давление в линиях превышает затрубное давление, по этой причине данный способ не может быть применён. Напротив, технология закачки затрубного газа в составе водогазовой смеси, успешно внедрённая на Ромашкинском месторождении, зарекомендовала себя как технология повышения нефтеотдачи, рационально использующая нефтяной газ и увеличивающая депрессии на пласт.

Лабораторный анализ состава пластовых вод объекта показал, что данный состав способствует увеличению стабильности водогазовой смеси, повышая технологическую результативность (высокоминерализованная пластовая вода улучшает напорные и энергетические характеристики жидкостно-газового эжектора и дожимного насоса).

Исследование состава нефтяного газа показало, что около 98 % по объёму ПНГ представлено метаном, иные 2 % в сумме – гомологи метана, азот и углекислый газ. Обращаясь к опыту [13], можно утверждать, что закачка водогазовой смеси не будет осложнена гидратообразованием в скважине и призабойной зоне.

Для предварительной оценки преимуществ водогазового воздействия по сравнению с заводнением использованы данные о распределении запасов по площади продуктивного пласта, распределении ФЕС, расположении разломов и вскрытии пласта скважинами эксплуатационного фонда. Возможность регулирования газосодержания водогазовой смеси, увеличения газосодержания путём смешивания попутного газа, который отделяется в сепараторе от продукции, затрубного газа и воды позволяет получить необходимый объём водогазовой смеси и охватить больший объём пласта воздействием. Положительный технологический эффект подтверждается путём [14].

Компоновки насосно-эжекторных систем малогабаритны и адаптируются под данные условия, а скважины могут посменно подключаться для отбора затрубного газа и закачки смеси.

Основные выводы сводятся к следующим положениям:

1. Водогазовое воздействие позволит повысить КИН за счёт эффективного поддержания пластового давления закачкой водогазовой смеси, увеличения зоны охвата пласта воздействием и увеличения депрессий при откачке затрубного газа.

2. Насосно-эжекторная система позволяет использовать существующую инфраструктуру промысла (существующий фонд нагнетательных скважин и система ППД). Закачку осуществляется в одну или несколько скважин: можно отобрать скважины-кандидаты для нагнетания водогазовой смеси, которые подходят по ряду критериев (объёмы вскрываемых запасов на участке, возможность фильтрации нагнетаемого агента и вытеснения запасов с учётом геолого-геофизических параметров пласта и разломов), скважины-доноры затрубного газа можно также подключать к установке НЭС, по очереди снижая давления до минимальных значений.

3. Отказ от закупки полимеров – для полимерного заводнения – и отказ от пенообразующих ПАВ и ингибирующих гидратообразование ПАВ в пользу минерализованной воды – для подавления коалесценции газовых пузырьков и гидратов – позволяет снизить стоимость технологии.

4. Применение сухого ПНГ также снижает риск гидратовыпадения (актуально при условии низких температур).

5. Низкое содержание CO_2 в ПНГ снижает коррозионное воздействие на металлические конструкции.

6. Снижение объёмов сжигания ПНГ усилит экономический эффект от разработки рассматриваемого объекта. актуально в условиях отдалённости объекта от населённых пунктов.

Библиографический список:
1. Способ гидроразрыва пласта / Панахов Г. М. [и др.]. // Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
2. Шахвердиев А. Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
3. Захаров И. В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64-68.
4. Шахвердиев А. Х. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений : 25.00.17 : дисс. … д.т.н. / А. Х. Шахвердиев ; РГУНГ. Москва, 2001.
5. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / В. Л. Барьюдин, Г. В. Малышек, Ю. М. Свищев [и др.] // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
6. Панахов Г.М. О возможности регулирования вязкостной аномалии в гетерогенных смесях // Вестник РАЕН. 2014. Т. 14. № 1. С. 28-33.
7. Патент RU 2119580. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г. М. и др. // 27.09.1998.
8. Патент RU 2183727. Способ селективной изоляции высокопроницаемых интервалов пласта в скважине / Шарифуллин Ф. А. // 20.06.2002.
9. Патент RU 2111337. Способ изоляции зон поглощения в скважине / Сулейманов Б. А. [и др.] // 20.05.1998.
10. Патент RU 2075590. Способ селективной изоляции высокопроницаемых интервалов в скважине / Мирзаджанзаде А. Х. [и др.] // 20.03.1997.
11. Патент RU 2159328. Способ изоляции высокопроницаемых интервалов пласта в скважине / Гумерский Х. Х. [и др.] // 20.11.2000.
12. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 191-201.
13. Использование насосно-эжекторной системы для закачки в пласт водогазовых смесей с пресной и высокоминерализованной пластовой водой / Дроздов А. Н. [и др.]. // Нефтяное хозяйство. 2025. № 2. С. 54-57.
14. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Шахвердиев А. Х. // Патент RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.

УДК 622.279.4

Физическое моделирование процесса декольматации призабойной зоны пласта газоконденсатной скважины сонохимическим воздействием

Жданов К. Ю., Волков А. Н., Шиков И. А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, Россия

Аннотация. В рамках повышения эффективности работ по капитальному ремонту и освоению газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скважин предложена технология сонохимического воздействия на призабойную зону пласта, на текущий момент не имеющая практического применения в газодобывающей отрасли.

Проведенный анализ промысловых и экспериментальных работ по ультразвуковому и сонохимическому воздействиям свидетельствовал об их положительном опыте применения как технологий интенсификации притока для нефтяных систем. Принимая во внимание результаты проводимых ранее исследовательских работ разработана фильтрационная модель сонохимической декольматации призабойной зоны газоконденсатной и нефтегазоконденсатной скважины.

Исследованиями охвачены терригенные коллекторы с широким диапазоном фильтрационно-емкостных свойств, их кольматация осуществлена воздействием технологических жидкостей, применяющихся в процессе вскрытия пласта. Полученные результаты позволили установить основные закономерности протекания сонохимической реакции и обосновать практическую применимость технологии.

Ключевые слова: Газоконденсатные месторождения, призабойная зона пласта, декольматация, ультразвук, сонохимическое воздействие, физическая модель, проницаемость

Keywords: Gas-condensate fields, bottomhole zone, decolmatation, ultrasonics, sonochemical treatment, core model, permeability

Введение

Факторы, оказывающие влияние на состояние призабойной зоны пласта (ПЗП), проявляются в течение всего жизненного цикла эксплуатации скважины. В общем случае, снижение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) прилегающей к скважине зоны коллектора является следствием ее кольматации – процесса загрязнения и закупорки пустотного пространства.

Так, повышенные гидростатические и гидродинамические давления, имеющие место на этапах бурения, заканчивания и капитального ремонта могут приводить к проникновению скважинного флюида в призабойную зону и загрязнению фильтрационных каналов органическими и неорганическими соединениями. А их взаимодействие с пластовыми флюидами и скелетом горной породы также способствует возникновению дополнительных фильтрационных сопротивлений.

Применение технологий воздействия на ПЗП способствует как улучшению добывных возможностей скважин, так и увеличению текущей и суммарной добычи углеводородов (УВ) по месторождению в целом. На текущий момент, благодаря перманентной важности задачи поддержания эксплуатационных характеристик скважин, разработано и испытано большое количество методов воздействия на ПЗП, основанных на различной физической природе воздействия на пласт.

В наши дни повышение рентабельности проведения работ по интенсификации притока УВ требует проведения предварительных испытаний и комбинирования различных технологий, что способствует расширению возможных границ применения монометодов при снижении их отрицательного воздействия. К таким комбинированным методам относится технология сонохимической обработки (СХО), основанная на совместном химическом и ультразвуковом воздействии на ПЗП.

Предпосылки разработки технологии СХО газоконденсатных скважин

Дешевизна и сравнительная простота применения кислотного воздействия на ПЗП определила повсеместное практическое использование химических методов интенсификации притока в нефтегазовой отрасли. Однако, несмотря на большую изученность темы, на многих месторождениях процент успешных операций остается невысоким, что связано с недостаточной проработанности вопроса по подбору состава композиции и технологии ее применения при различных горно-геологических условиях.

В свою очередь, практика использования акустических методов, соответствующих современным требованиям экологичности и энергоэкономичности [1], [2], не так обширна, однако результатами многих теоретических и экспериментальных работ установлена эффективность в устранении кольматационных процессов посредством преобразования электрической энергии переменного тока в энергию упругих волн в интервале воздействия.

К примеру, в исследованиях [3]-[7] на различных физических моделях продемонстрирована применимость акустического воздействия в ультразвуковом (УЗ) диапазоне для очистки порового пространства от загрязняющих частиц и восстановления проницаемости. Установлены основные критерии эффективности обработки для условия фильтрации жидкости в пористой среде.

Положительные лабораторные результаты способствовали проведению полномасштабных испытаний УЗ-обработок на нефтяных залежах и объектах. Анализ промысловых работ свидетельствовал о том, что УЗ-отчистка способна удалять мелкие и твердые частицы, глинистую корку фильтрата бурового раствора, загрязняющие поровое пространство ПЗП.

За последнее десятилетие свое относительное распространение в нефтяной отрасли получили и сонохимические обработки [8], [9]. Экспериментально доказано, что применение химических реагентов и УЗ-излучения позволяет добиться синергетических эффектов, позволяющих значительно увеличить эффективность воздействия. На месторождениях США, СНГ и ближнего Востока выполнено более 200 скважино-операций, по результатам которых средний прирост нефти составил 30 – 100 %, а коэффициент результативности – около 0,85.

Положительный промысловый опыт СХО на нефтяных объектах послужил основой для проведения испытаний технологии на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях. При этом, ввиду новшества технологии для газопромысловой отрасли, особую важность приобретает предварительная отработка наиболее эффективных критериев ее применения.

В настоящий момент переложить практический опыт СХО в плоскость математического моделирования не представляется возможным, что связано с влиянием на процесс протекания реакции множества факторов. В этой связи с целью определения наиболее эффективных условий протекания сонохимической реакции и обоснования практической применимости технологии в пластовых газоконденсатных системах рациональным является проведение опытов физического моделирования.

Физическая модель декольматации ПЗП ультразвуковым и сонохимическим методами

В основу опытов физического моделирования был положен эмпирический подход, позволяющий с использованием кернового материала конкретного месторождения провести эксперименты по установлению оптимальных условий декольматации ПЗП, вызванной процессами вскрытия пласта и глушения скважины. Основное требование к физической модели заключалось в обеспечении возможности моделирования при пластовых условиях трех последовательных фильтрационных состояний ПЗП: естественного, кольматированного и декольматированного.

Для решения этой задачи разработана фильтрационная модель [10] процесса декольматации ПЗП от фильтрата бурового раствора и жидкостей глушения УЗ и сонохимическим методами, основанная на кернодержателе измерения абсолютной проницаемости и дополненная УЗ-излучателем и приемником.

Исходя из целей эксперимента – изучение изменения фильтрационных свойств пластовой системы – особое внимание было уделено процедурам отбора и подготовки керна. Для проведения экспериментов использованы образцы месторождений Восточно-Сибирского региона. Подготовленные на основе однотипности свойств керновые модели характеризовали терригенные коллекторы I – V классов по Ханину.

Для моделирования процесса кольматации использовались буровые растворы и технологические жидкости, применяемые на разрабатываемых месторождениях.

Подбор состава рабочей жидкости сонохимии осуществлен исходя из многолетней практики проведения кислотных обработок [11] с учетом результатов предварительно проведенных опытов изучения общей растворимости растертого в порошок кернового материала, оптимальная мощность УЗ-сигнала определялась аналогичными опытами изучения растворимости материала при совместном химическом и акустическом воздействиях.

Для проведения исследований разработан экспериментальный комплекс [12], позволяющий производить подачу в физическую модель технологических жидкостей, моделируя процессы вскрытия, глушения, освоения и интенсификации притока. С целью оценки эффективности СХО относительно монометодов собраны две установки для параллельного проведения экспериментов на образцах керна.

Суть экспериментов заключалась в воссоздании трех состояний пластовой системы: начального, поврежденного и восстановленного, на каждом из которых производилось измерение абсолютной проницаемости. Критерии успешности экспериментов включали в себя определение степени восстановления проницаемости при сохранении массы и коллекторских свойств керна.

Результаты экспериментальных исследований эффективности СХО

Для оценки эффективности кислотных обработок и СХО проведены опыты по декольматации керновых образцов, загрязненных буровым раствором и условно разделенных на сравнительные пары. Полученный тренд восстановления проницаемости образцов в зависимости от исходной величины показан на рисунке 1.

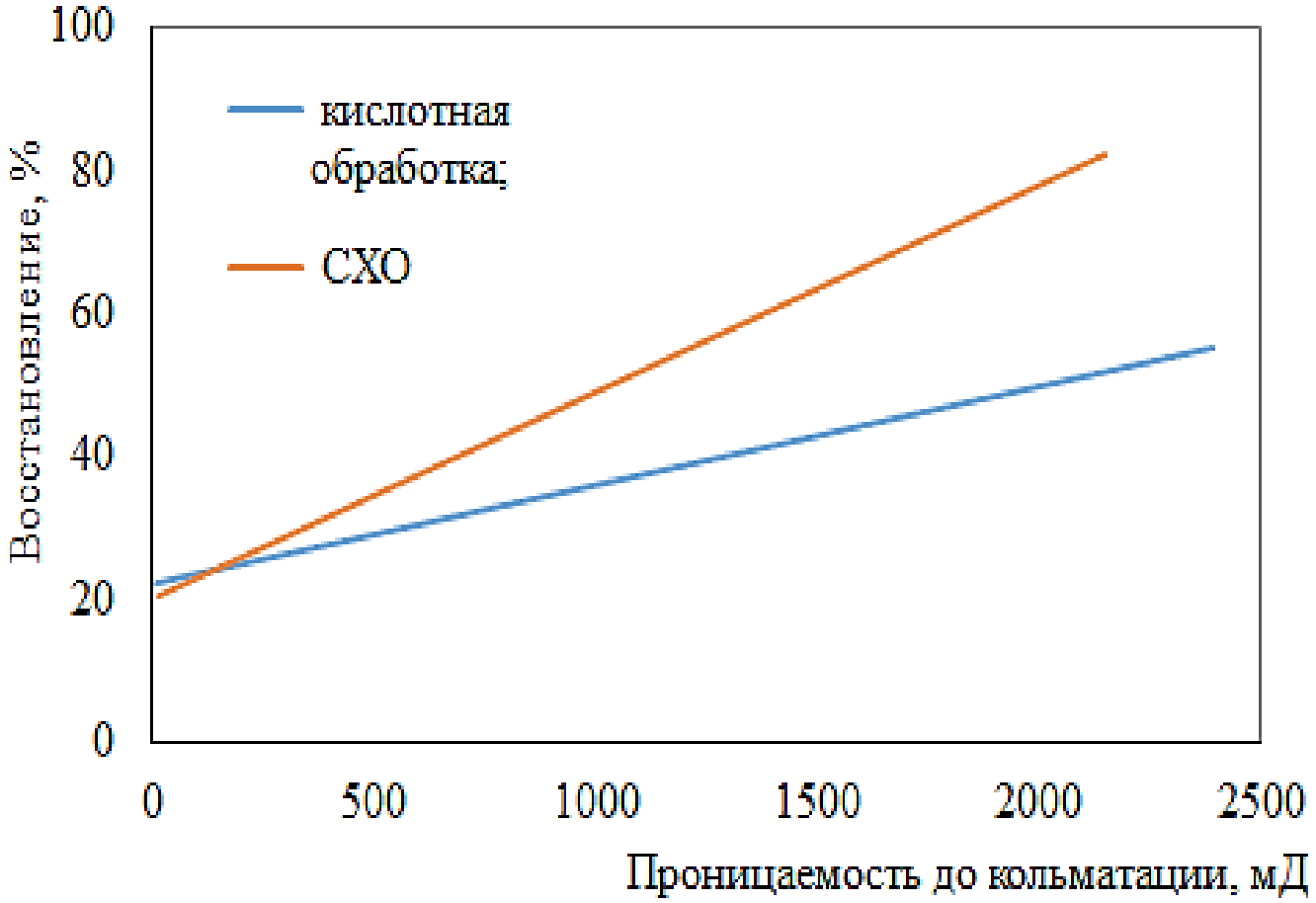


Рисунок 1 – Сравнение эффективности кислотной и сонохимической обработок

По итогам проведенных экспериментов установлена эффективность сонохимической технологии для коллекторов III – I классов (100 – более 1000 мД) против стандартной химической обработки, причем результативность воздействия имела прямую зависимость от исходной проницаемости.

Для уточнения результатов, полученных на низкопроницаемых кернах, проведены дополнительные опыты СХО для коллекторов V–IV классов (менее 100 мД), при этом схема проведения экспериментов была изменена в сторону увеличения количества обработок и их продолжительности на каждом последующем этапе (рис. 2).

Дополнительные исследования позволили установить зависимость степени восстановления проницаемости от общей продолжительности сонохимического воздействия. С целью отождествления положительных результатов СХО непосредственно с декольматацией порового пространства произведены опыты разрушения скелета кернового материала различного гранулометрического состава. Полученные выводы свидетельствовали о незначительной потере массы керна, вызываемой в первую очередь воздействием кислотной композиции и, тем не менее, не приводящей к возникновению процессов пескопроявлений.

Результаты дополнительных исследований продемонстрировали, что несмотря на большую эффективность СХО для высокопроницаемых образцов, успешное восстановление низкопроницаемых разностей возможно при увеличении количества и продолжительности обработок. На рисунке 3 представлены результаты опытов декольматации керновых образцов, наиболее естественным образом отреагировавших на СХО с кислотной композицией.

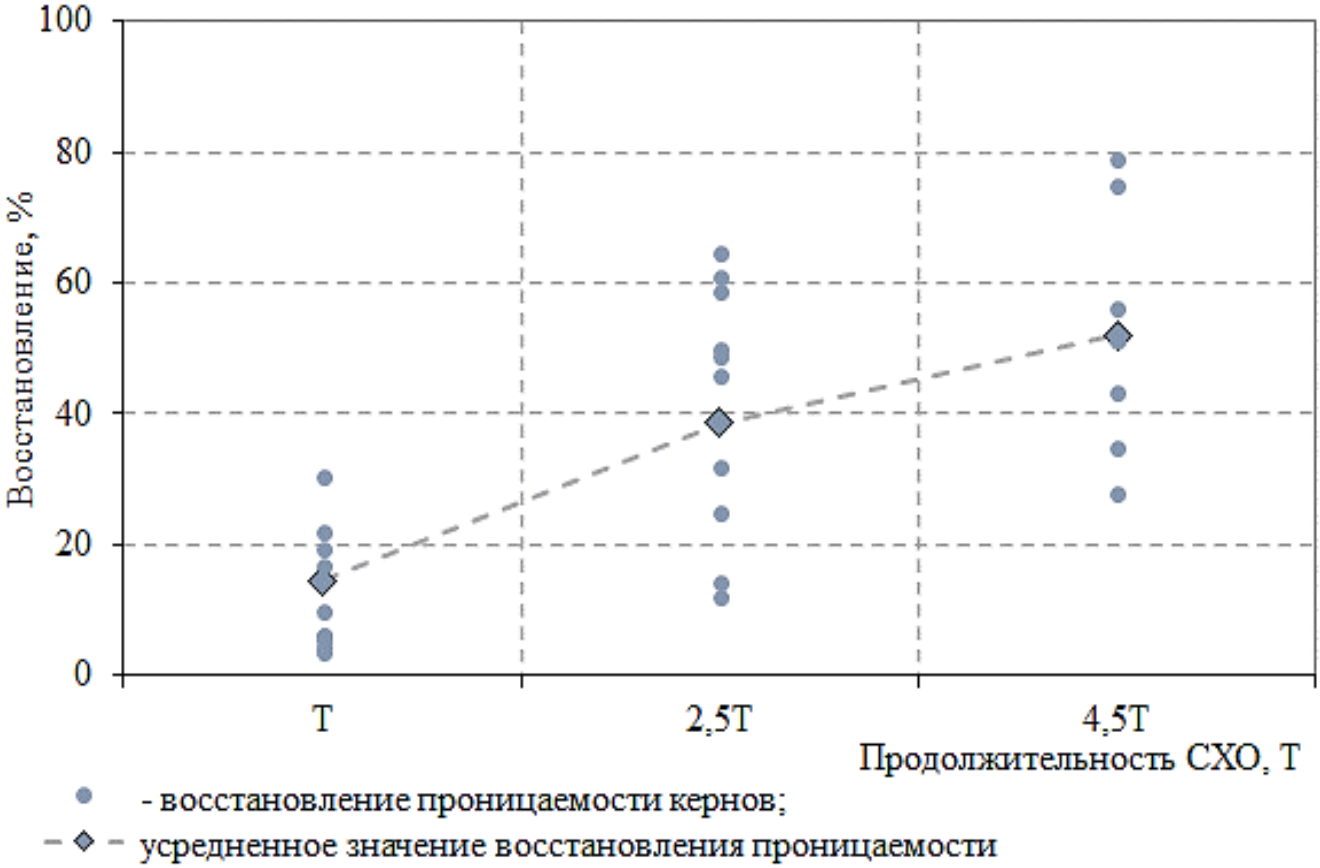


Рисунок 2 – Восстановление проницаемости в зависимости от продолжительности обработки

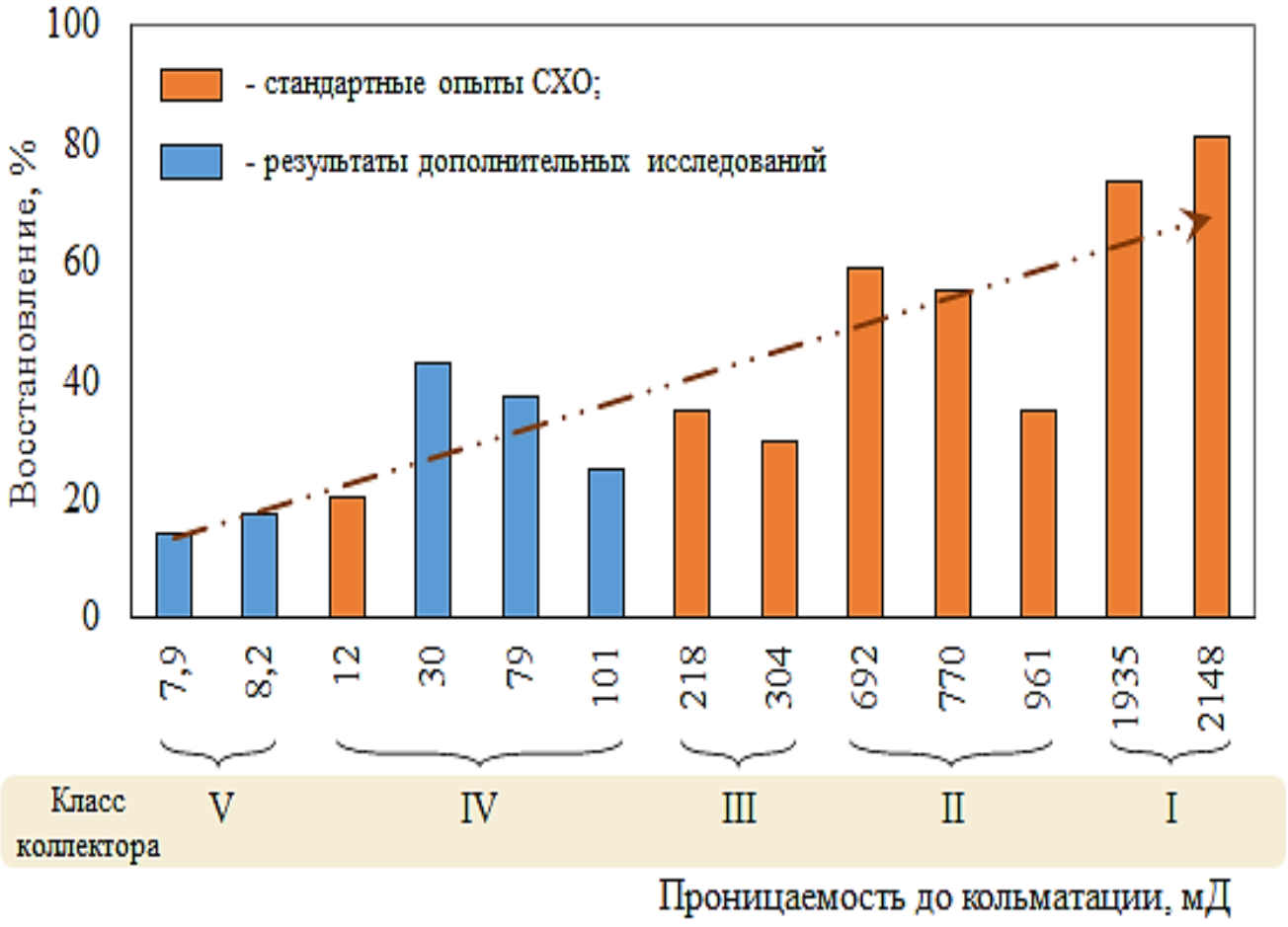


Рисунок 3 – Результаты опытов СХО с кислотной композицией

Для некоторых образцов кернов, участвующих в экспериментах, увеличение продолжительности и количества обработок не оказало видимый эффект. В главной мере данное обстоятельство обусловлено несочетаемостью их литологии с используемым раствором на кислотной основе, что приводило к разбуханию глинистых частиц.

Полученные результаты послужили предпосылкой для подбора состава химической композиции, инертного к литолого-петрофизическим характеристикам горных пород. В качестве действующего агента предложено использование многофункционального реагента на основе ПАВ.

Для сравнительной оценки эффективности сонохимии с составом рабочей композиции на основе кислоты и ПАВ проведены парные опыты по декольматации керновых образцов, кольматированных буровыми растворами и жидкостями глушения (рис. 4).

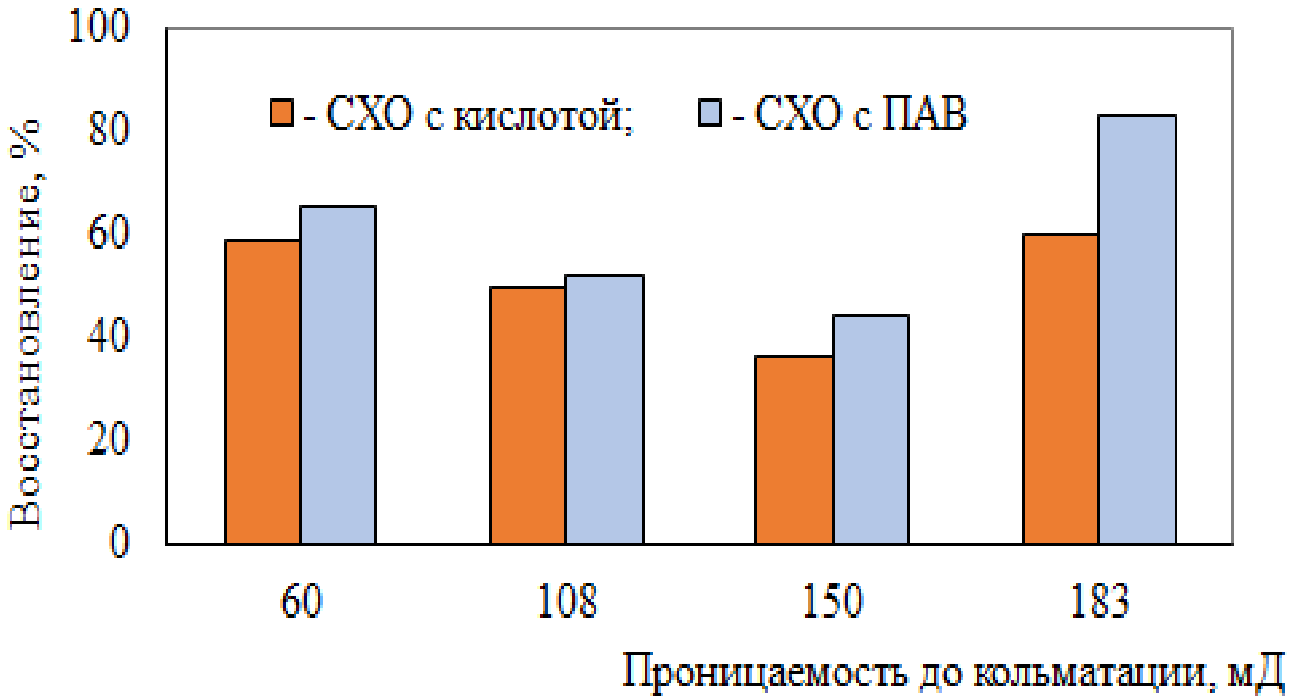


Рисунок 4 – СХО с различным составом рабочей композиции

Проведенные исследования свидетельствовали о большей эффективности обработок с ПАВ, что также предопределило проведение специальных исследований по подбору технологических составов СХО при различных горно-геологических и пластовых условиях в рамках дальнейшего развития технологии.

Заключение

В ходе выполнения исследований проанализирован существующий опыт УЗ и сонохимических обработок для восстановления ФЕС нефтяных объектов. Исходя из их положительного опыта применения с целью обоснования применимости технологии в газодобывающей отрасли выполнены экспериментальные исследования процессов декольматации призабойной зоны газоконденсатной скважины сонохимическим воздействием.

Создана физическая модель ПЗП для моделирования кольматационных и декольматационных процессов ультразвуковым и сонохимическим воздействиями. Собран экспериментальный стенд, позволяющий имитировать закачку рабочих жидкостей в скважину при различных технологических операциях.

Результаты экспериментальных исследований позволили установить критерии эффективности протекания сонохимической реакции в зависимости от исходных ФЕС, продолжительности обработки и состава применяющегося химического реагента.

Положительные результаты в восстановлении проницаемости, полученные для керновых терригенных образцов с широким диапазоном ФЕС, послужили обоснованием для разработки программы испытаний технологии СХО для декольматации призабойной зоны скважины газоконденсатного месторождения.

Библиографический список:
1. Дмитриевский А. Н. Перспективы инновационного развития нефтегазового комплекса России // Бурение Нефть, 2007. – № 7/8. – С. 11 – 14.
2. Дмитриевский А. Н. Ставка на инновации // Государственное управление ресурсами, 2012. – 3/81. – С. 47 – 53.
3. Береснев И. А. и Джонсон П. А. Возбуждение нефтяных скважин упругими волнами. Обзор методов и результатов // Геофизика, 1994. – № 59. – С. 1000 – 1017.
4. Venkitaraman A., U. of Texas. Roberts P. M., Los Alamos Natl. Laboratory, Sharma M.M., SPE, U. Of Texas. 1994. Ultrasonic removal of near-wellbore damage caused by fines and mud solids, Paper SPE 27388 first presented at the 1994 SPE Formalion damage symposium conference held in Lafayette. LA. Feb. 7 – 10.
5. Кузнецов О. Л., Симкин Э. М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты. – М.: Мир, 2001. – 260 с.
6. Experimental investigation of formation damage reduction: mud cake removal and mud filtration treatment using ultrasonic wave radiation. Vakilinia B., Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran. SPE 160918-STU prepared for presentation at the SPE International Student Paper Contest at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 8 – 10 October 2012.
7. P. Poesio, G. Ooms and F. Van der Bas. An investigation of the influence of acoustic waves on the liquid flow through a porous material. Journal Acoustical Society America, vol. 111, no. 5, pp. 2019 – 2025, 2002.
8. Прокопцев В. О. Интенсификация процессов добычи нефти с использованием сонохимической технологии: дис. канд. техн. наук: 05.17.08. – М., 2015. – 219 с.
9. Прачкин В. Г. Интенсификация добычи нефти комбинированным методом на основе ультразвукового воздействия: дис. канд. техн. наук: 05.17.08 – М., 2018. – 148 с.
10. Пат. 214093 Российская федерация, МПК[7] G 09 B 23/40. Модель пласта / А. И. Попов, П. И. Киян, Е. А. Альбицкий. - № 2022108848; заявл. 01.04.2022; опубл. 11.10.2022, Бюл. № 29.
11. СТО Газпром 2-3.3-080-2006. Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины / ОАО «Газпром». – М. : ИРЦ Газпром : ВНИИГАЗ, 2006 (М. : Изд. дом «Полиграфия»). – 34 с.
12. Пат. 2795739 Российская федерация, МПК[7] E 21 B 43/25. Комплекс для моделирования кольматации и декольматации призабойной зоны скважины / А. И. Попов, П. И. Киян, Е. А. Альбицкий. – № 2022123297; заявл. 01.04.2022; опубл. 11.05.2023, Бюл. № 14.

УДК 622.279.4

Изучение влияния диоксида углерода на извлечение ретроградного конденсата методом моделирования фазового поведения

Матейчук Л. В., Киян П. И., Волков А. Н., Шиков И. А.
Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» г. Ухта, Россия

Аннотация. В данной работе проведено исследование на установках фазового равновесия процесса закачки углекислого газа и его влияние на истощенную газоконденсатную систему (ГКС) с целью доизвлечения ретроградных УВ. Создана начальная ГКС, проведено её истощение согласно классической схеме разработки газоконденсатных месторождений. Произведена закачка углекислого газа. Выполнено доистощение моделируемой залежи, по результатам экспериментов проведен анализ изменения газоконденсатной характеристики. Сделана оценка влияния углекислого газа на извлечение ретроградных УВ. Проведен сопоставительный анализ результатов исследований по закачке «сухого» и углекислого газа в истощенную УВ-систему.

Abstract. In this paper, a study was conducted on the installations of the phase equilibrium of the carbon dioxide injection process and its effect on the depleted GKS in order to recover retrograde hydrocarbons. An initial GKS was created, and its depletion was carried out according to the classical scheme of GKM development. Carbon dioxide has been injected. The simulated reservoir was depleted,

and the experimental results were used to analyze changes in the gas condensate characteristics. An assessment of the effect of carbon dioxide on the extraction of retrograde hydrocarbons has been made. A comparative analysis of the results of studies on the injection of "dry" and carbon dioxide into a depleted HC system has been carried out.

Ключевые слова: физическая модель, фазовое поведение, ретроградный конденсат.

Keywords: physical model, phase behavior, retrograde condensate.

Введение

В настоящее время большинство газоконденсатных месторождений разрабатываются на режиме истощения пластовой энергии. В процессе истощения углеводородной (УВ) системы в залежах с высоким начальным содержанием УВ C_{5+} в пластовом газе происходит значительное выпадение данных компонентов в пласте. С целью доизвлечения уже выпавших ретроградных компонентов на практике применяются в основном закачка «сухого» углеводородного газа, преимущественно состоящего из метана.

На просторах Российской федерации существует несколько месторождений, имеющих данную или схожу проблему, например: Вуктыльское, Астраханское или Оренбургское НГКМ. Многие месторождения находятся на завершающей стадии разработки. Текущая система которых находится в области ниже давления максимальной конденденсации.

Целью исследования являлось получение уточненных характеристик влияния диоксида углерода на истощенные газоконденсатные залежи.

Сформулированная цель достигалась путем решеная задач таких как:

– Создать модель начальной газоконденсатной системы, с соответствующей ГКХ при начальных термобарических условиях;

– Контролируемо истощить исходную газоконденсатную залежь до текущих условий (объем ретроградного конденсата, основные физико-химические характеристики);

– Провести сравнительную закачку диоксида углерода и «сухого» углеводородного газа для получения качественных и количественных характеристик.

Объектом исследования служит истощенная газоконденсатная залежь месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Создание модели начальной газоконденсатной системы

Первым этапом исследования являлось создание модели начальной газоконденсатной системы, которая должна иметь следующие характеристики:

– Иметь подобие с начальной характеристикой исследуемой углеводородной системы;

– Охарактеризовать основные процессы истощения исследуемой углеводородной системы;

– Воссоздавать схожие углеводородные системы, характеризующие текущее состояние разработки.

В настоящем исследовании произведена рекомбинация с использованием текущих сепараторных проб газа и конденсата. По результатам рекомбинации, полученная система идентично описывала исследуемую залежь, рассматриваемого месторождения. Давление начала конденсации соответствует 33 МПа, максимальная конденсация системы находится в диапазоне от 15 до 17 МПа. Основные характеристики системы продемонстрированы на рисунках 1, 2.

Результаты экспериментальной закачки

Экспериментальные исследования проводились на установках фазового равновесия. Исследовались системы с классическим истощением, с закачкой СУВГ, и воздействием углекислого газа. Сопоставление пластовых потерь и содержания УВ $C_{5+в}$ представлены на рисунках 3 – 4 соответственно.

Как видно из сопоставления закачка СУВГ сопровождалось уменьшением пластовых потерь конденсата на 5 %, а конденсатонасыщенность пласта снизилась на 0,5 %. При закачке углекислого газа произошло снижение пластовых потерь почти на 10 %, а конденсатонасыщенность уменьшилась почти на 1 %. Следовательно, можно сделать вывод о том, что углекислый газ как агент воздействия имеет наибольшую эффективность с целью снижения конденсатопотери в пласте.

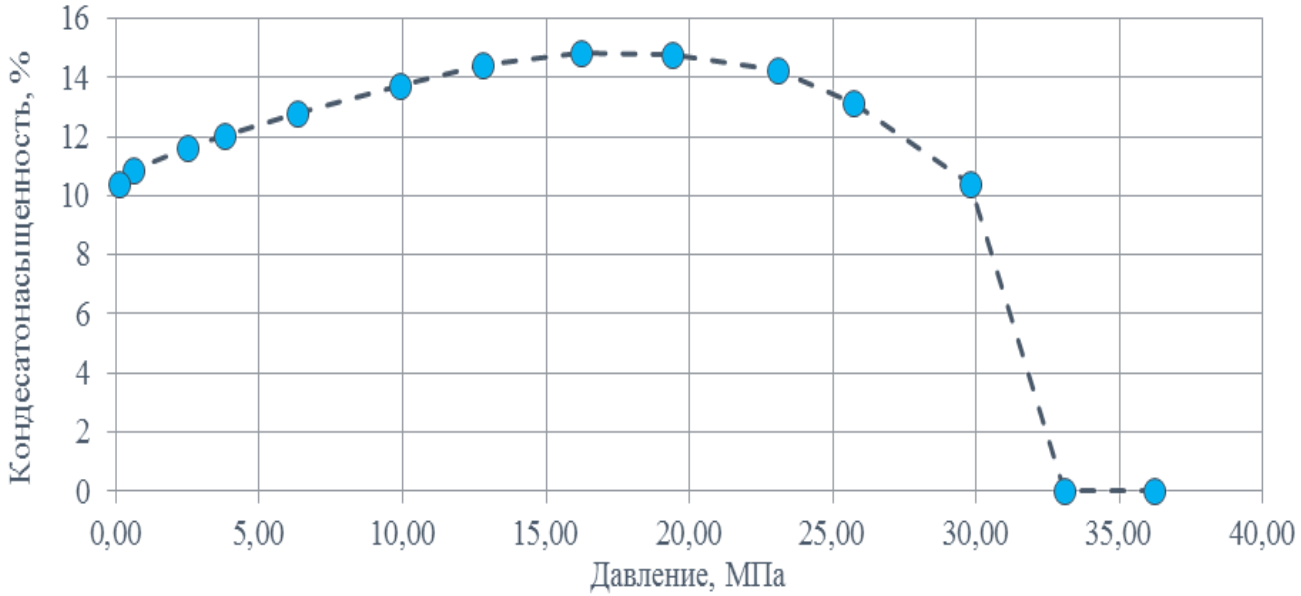


Рисунок 1 – Зависимость конденсатонасыщенности от давления рекомбинированной газоконденсатной системы

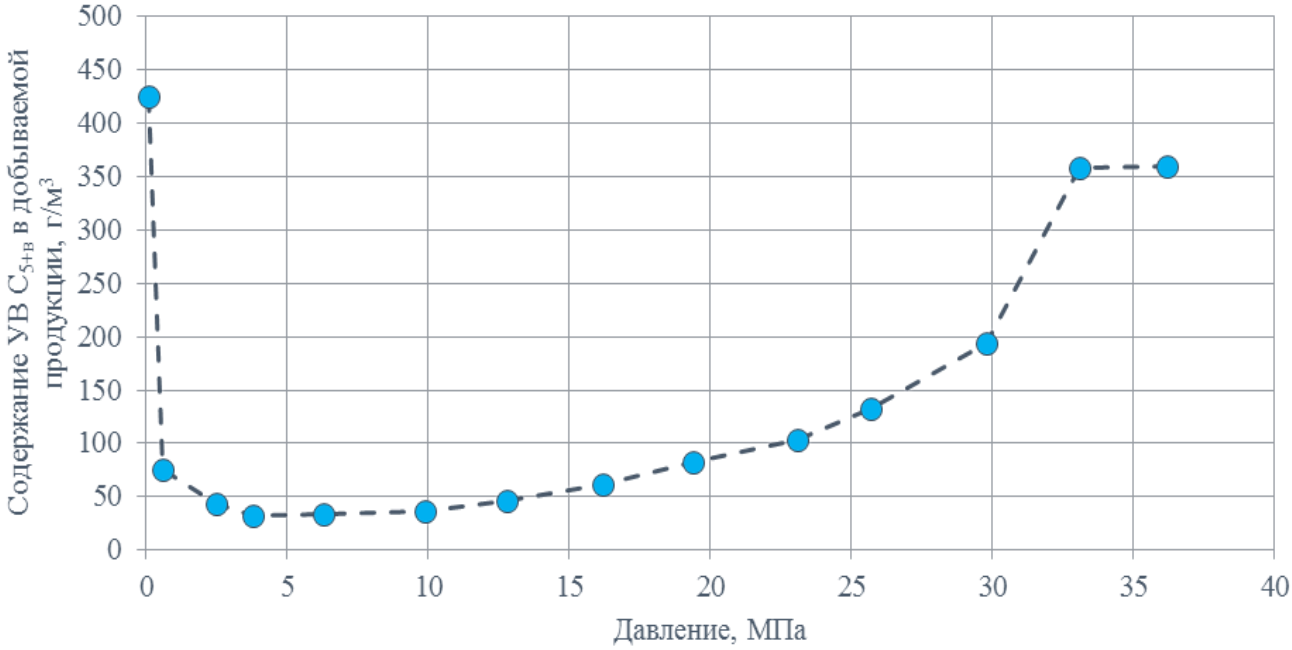


Рисунок 2 – Зависимость содержания УВ $C_{5+в}$ в добываемой продукции от давления рекомбинированной газоконденсатной системы

Далее представлено сопоставление изменения концентрации жидких компонентов в добываемой продукции по ступеням изменения давления (рис. 5). Как видно из сопоставления, при закачке углекислого газа происходит значительное повышение содержания компонентов групп C_{5-8} в добываемой продукции по сравнению с воздействием СУВГ.

Однако стоит отметить, что при закачке углекислого газа и проведении дальнейшего истощения системы наблюдается снижение концентрации в добываемой продукции более высокомолекулярных компонентов С10+в. Возможно, данный результат связан с высоким увеличением концентрации углекислого газа в продукции, и тем самым концентрация компонентов с самым низким содержанием была пропорционально занижена.

При закачке же углекислого газа пластовые потери в моменте снижались на 10 %, а конденсатонасыщенность падала на 1 %.

При дальнейшем испарении происходило значительное повышение содержания компонентов C_{5+} в добываемой продукции для системы с воздействием углекислого газа.

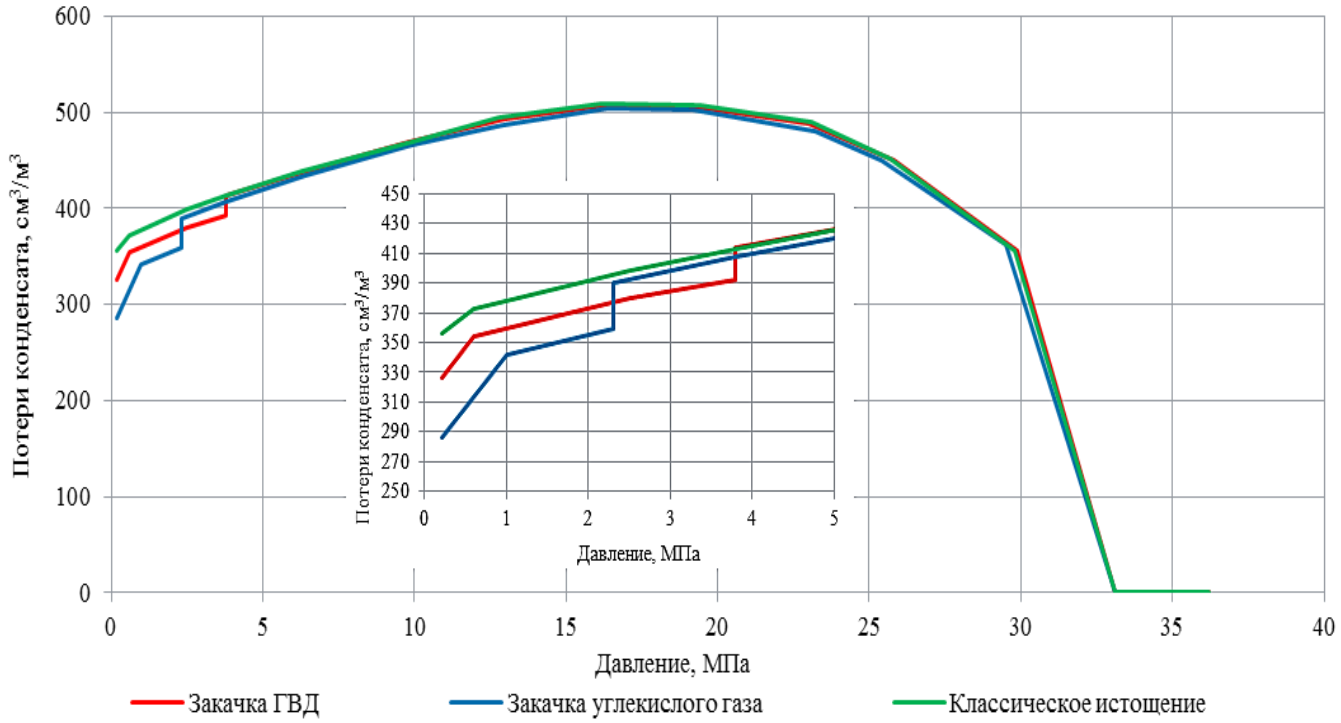


Рисунок 3 – Динамика потерь конденсата по моделям

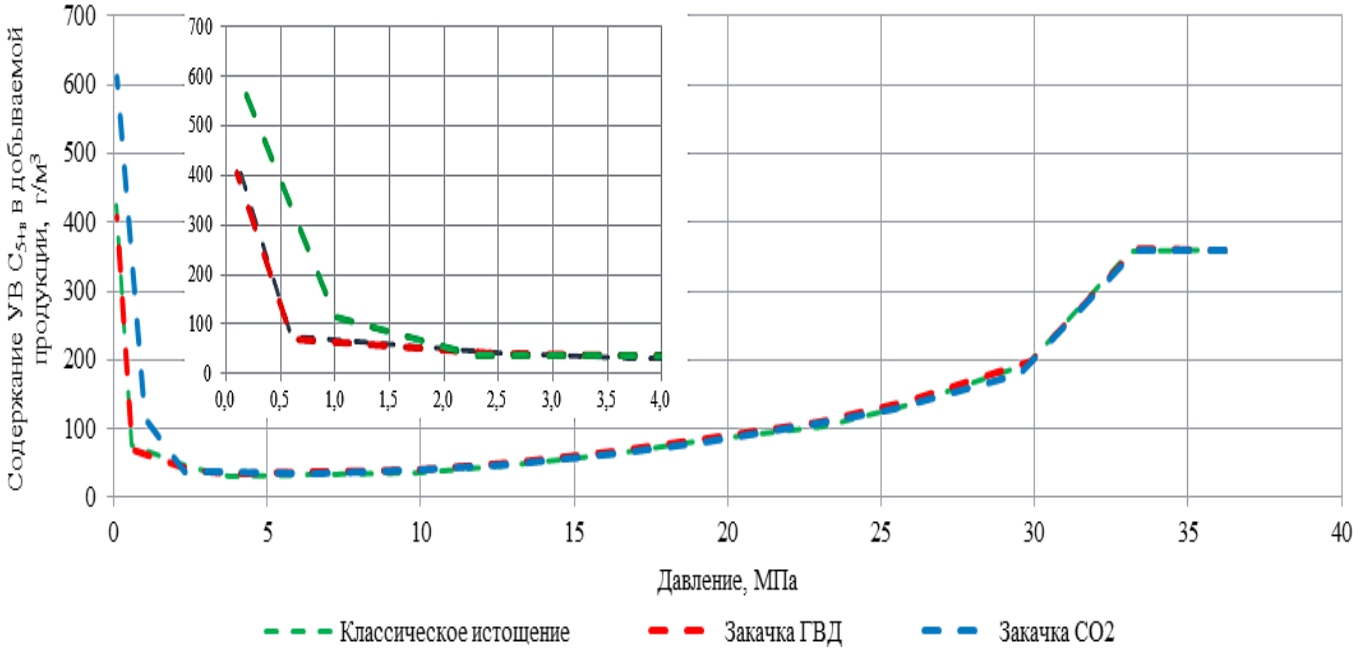


Рисунок 4 – Динамика содержания УВ $C_{5+в}$ в добываемой продукции по моделям

По представленным изменениям содержания газовых компонентов возможно наблюдать эффект закачки агентов. Для всех представленных веществ эффект был предсказуем и ожидаемый. Однако от прогнозируемой картины выбилось влияние углекислого газа на бутановую группу. В моменте закачки CO_2 наблюдается не падение содержания суммы C_4, а наоборот ее значительное повышение. Динамика изменения содержания отдельных компонентов представлена на рисунке 5.

При анализе изменения содержания жидких компонентов закачка углекислого газа сопровождалась феноменальным увеличением для компонентных групп C_5, C_6 и C_7, произошло увеличения до 2 – 4 раз по сравнению с закачкой ГВД.

Таким образом воздействие углекислым газом имеет наилучший эффект для доизвлечения ретроградного конденсата, при этом наблюдается повышение КИК почти на 7 % при полном истощении (рис. 6).

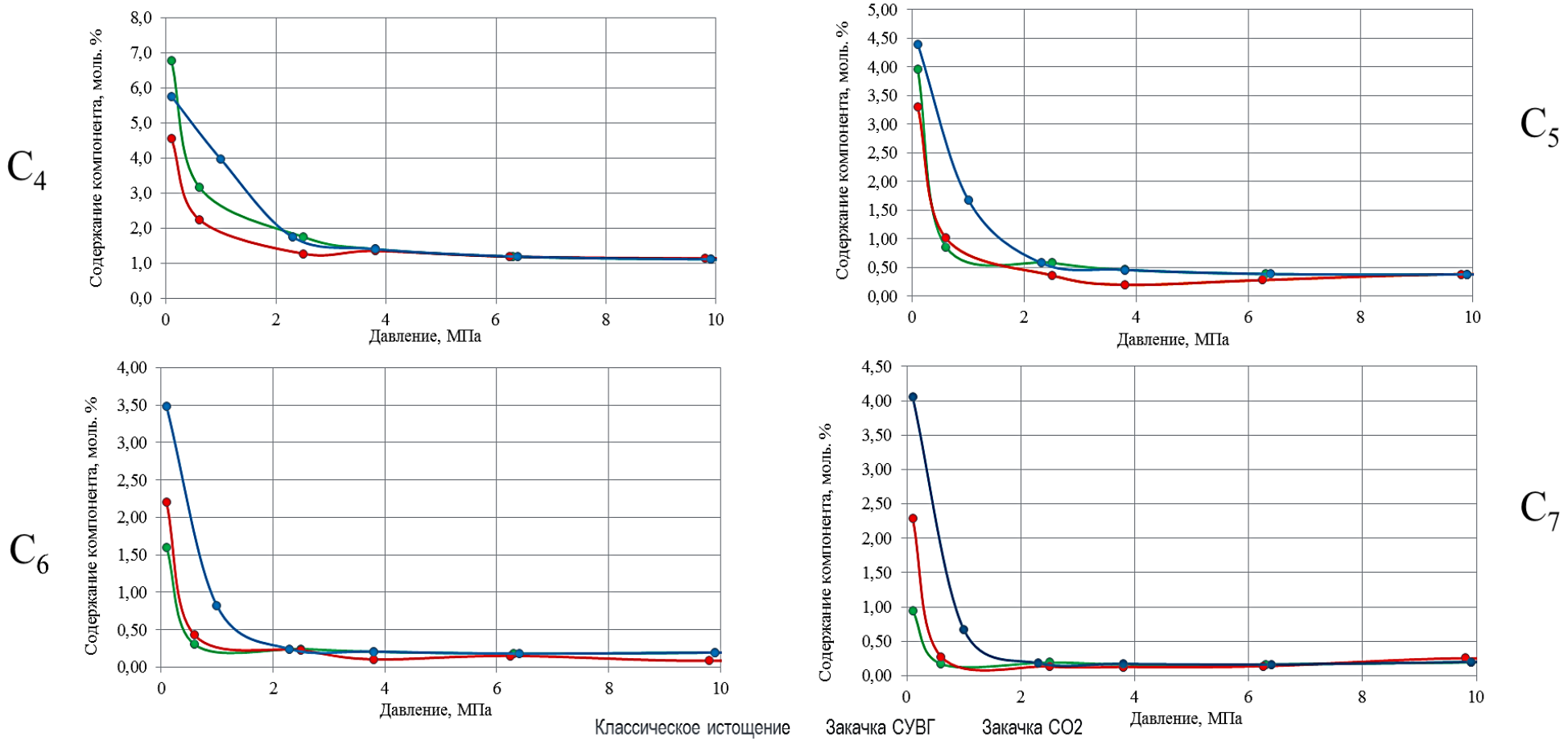


Рисунок 5 – Динамика изменения содержания отдельных компонентов по моделям

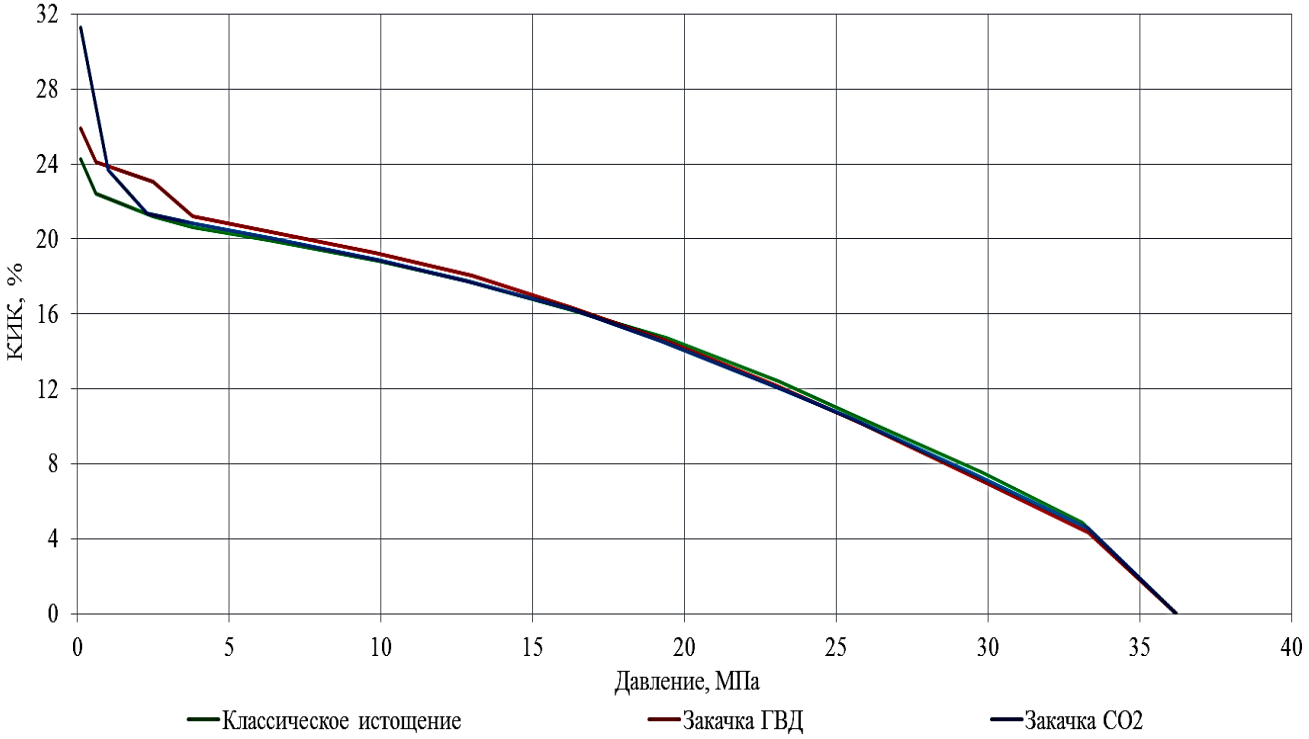


Рисунок 6 – Динамика изменения коэффициента извлечения конденсата по моделям

Заключение

Таким образом, проведены исследования на установках фазового равновесия, по результатам которых можно сделать вывод о том, что воздействие углекислым газом имеет наилучший эффект для доизвлечения ретроградного конденсата. При закачке углекислого газа происходит значимое уменьшение конденсатонасыщенности в пласте, сильно повышается компонентоотдача УВ группы $C_{5+в}$, а для групп C_6 и C_7 зафиксирован феноменальный эффект, с учетом этого наблюдается повышение КИК почти на 7 % при полном истощении.

По результатам экспериментальных исследований на установках фазовых равновесий установлено:

– воздействие углекислым газом имеет наилучший эффект для доизвлечения ретроградного конденсата, наблюдается повышение КИК почти на 7 % при полном истощении;

– доказано возникновение эффекта дополнительного испарения ретроградного конденсата при закачке углекислого газа в пластовую систему месторождения Тимано-Печорской провинции.

Для дальнейшего изучения влияния диоксида углерода на извлечение ретроградного конденсата рекомендуется провести экспериментальные исследования на моделях пласта. Данные исследования послужат проверкой ранее описанной гипотезы о увеличении подвижности ретроградного конденсата, а также о дополнительном его извлечении в процессе испарения при закачке углекислого газа, согласно текущим результатам.

Проблемы внедрения технологии

Также, необходимо отметить проблемы, возникающие при проработке технологи реального внедрения. Некоторые из проблем представлены ниже.

Коррозионная стойкость оборудования. Диоксид углерода оказывает значительное влияние на коррозионную стойкость скважинного и промыслового оборудования.

Производство диоксида углерода. В данных исследованиях проводилась закачка диоксида углерода в размере 30 % от объема системы, при пересчете на реальные условия месторождений, возникает проблема в получении такого количества диоксида углерода.

Переработка углекислого газа. В процессе закачки диоксида углерода в пласт месторождения, со временем, его концентрация в добываемом газе увеличится, что потребует специального его отделения.

Библиографический список:
1. Шандрыгин А. Н. Воздействие на газоконденсатные пласты закачкой рабочих агентов // Недропользование – XXI Век. – 2008. – № 3. – С. 74 – 77.
2. Белоусов Р. О. Перспективы закачивания CO_2 в продуктивные углеводородные пласты с целью повышения нефтеотдачи // Опыт, актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса. – 2017. – Том 2. – С. 17–21.
3. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей / А. И. Гриценко, В. А. Николаев, Р. М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1995. – 264 с.

УДК 622.276.012

Анализ влияния формирования солеотложений на изменение индекса Ланжелье и индекса стабильности Ризнера на основе экспериментальных исследований попутно-добываемой воды

Валиева А. А., Кучаев Э. Р.
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

В статье представлены результаты экспериментальных исследований индекса Ланжелье (насыщения) и индекса Ризнера (стабильности) при формировании солеотложений. Для проведения исследований использовались пробы добываемых флюидов из двух скважин с интенсивным солеотложением. В лабораторных условиях проводилось отделение углеводородной фазы и моделировалось формирование первичного и вторичного слоев солеотложений на металлических образцах в средах с контролируемым содержанием углеводородов (0 % и 70 %).

Процессы нефтедобычи часто сопровождаются формированием твёрдых осадков неорганических веществ на поверхности нефтепромыслового оборудования, поровых каналов призабойной зоны пласта и межскважинного пространства. В составе отложений преобладают соли сульфата кальция (гипс и ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), сульфаты бария (барит) и другие [1]. Формирование солеотложений осложняет добычу нефти, они выводят из строя дорогостоящее оборудование и приводят к трудоёмким ремонтным работам. Для снижения затрат необходимы надежные методы прогнозирования солеотложений.

Для прогнозирования солеотложений могут применяться различные аналитические методы, в том числе с использованием эмпирических коэффициентов. Прогноз возможности образования карбоната кальция в объеме жидкости основан на сравнении фактического pH воды с расчетным значением pHs, который характеризует насыщенность воды карбонатом кальция (индекс Ланжелье) [2].

Индекс Ланжелье рассчитывается по формуле 1.

$$LSI = pH - pHs. \quad (1)$$

$$pHs = (9{,}3 + A + B) - (C + D)$$

где $A = \frac{\ln(TDS-1)}{10}$

$B = -13{,}12 \times \ln 10(℃ + 273) + 34{,}55$

$C = \ln[\text{жесткость по } CaCO_3] - 0{,}4$

$D = \ln[\text{щелочность по } CaCO_3]$

Также на основе индекса Ланжелье может быть рассчитан индекс Ризнера по формуле 2, который также характеризует стабильность раствора относительно формирования солеотложений или коррозии [2].

$$RSI = 2pHs - pH \quad (2)$$

Положительные значения индекса Ланжелье указывают на склонность к образованию отложений ($CaCO_3$), и наоборот, чем ниже индекс стабильности Ризнера, тем выше склонность к образованию солеотложений. Нестабильность раствора приводит к образованию солеотложений или к коррозии. Интерпретация значений индексов представлена в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Интерпретация индексов Ланжелье и индекса стабильности Ризнера

Индекс Ланжелье	Индекс Ризнера	Характеристика раствора
3	3	Чрезвычайно высокое образование $CaCO_3$
2	4	Очень высокое образование $CaCO_3$
1	5	Серьезное образование $CaCO_3$
0,5	5,5	Тенденция к образованию $CaCO_3$
0,2	5,8	Легкое образование $CaCO_3$
0	6	Стабильный раствор
-0,2	6,5	Очень легкая степень коррозии
Индекс Ланжелье	Индекс Ризнера	Характеристика раствора
-0,5	7	Легкая степень коррозии
-1	8	Тенденция к коррозии
-2	9	Очень высокая коррозия
-3	10	Чрезвычайно высокая коррозия

Основной задачей проведения экспериментальных исследований являлось определение влияния формирования солеотложений из попутно-добываемой воды, содержащей фиксированное количество углеводородов на изменение индексов Ланжелье и Ризнера.

Предварительно для отделения воды от углеводородной фазы проводилось центрифугирование проб скважинных флюидов на центрифуге UNIVERSAL 320R при 4000 оборотах/мин и температуре 30 °С в течение 30 минут. Затем для исследования влияния углеводородной фазы при формировании солеотложений на изменение индексов Ланжелье и Ризнера готовилась эмульсия с содержанием нефти 70 %. В качестве контрольной использовалась проба воды с содержанием углеводородной фазы 0 %. Формирование солеотложений на поверхности проводилось в два этапа. Первый этап включал в себя формирование первичного слоя солеотложений на поверхности или (для флюидов содержащих углеводородную фазу) адсорбционной углеводородной пленке при взаимодействии с попутно-добываемой водой методом термостатирования с использованием сушильного шкафа UT-4603 (точность поддержания температуры – ±1 °С, неравномерность температуры по объему: с конвекцией ±1 °С, без конвекции ±3 %). Второй этап включал в себя термостатирование образцов с уже сформировавшимся слоем отложений.

После каждого этапа для проб проводился замер основных параметров, необходимых для расчета индекса Ланжелье и индекса стабильности Ризнера. Проводилась оценка следующих параметров: pH, общая минерализация (TDS), концентрация ионов кальция (Ca^{2+}), щелочность. Водородный показатель, общая минерализация воды определялись с использованием многопараметрового прибора PC2113 ЭКОСТАБ. Концентрация ионов кальция (Ca^{2+}) определялась при помощи двухканального ионного хроматографа Shine CIC-D300+. Щелочность определялась с помощью титрования соляной кислотой и индикатором метиловым оранжевым.

На основе основных параметров воды, замеренных до и после формирования первичного и вторичного слоя солеотложений были рассчитаны индексы Ланжелье и Ризнера (табл. 2).

Данные таблицы 2 демонстрируют значительные изменения в коррозионной и солеотлагающей активности попутно-добываемой воды скважины 1 после формирования солеотложений. Независимо от содержания углеводородной фазы в эмульсии как при формировании первичного, так и при формировании вторичного слоя солеотложений выявлено увеличение индекса стабильности Ризнера в среднем на 25,8 % и уменьшение индекса Ланжелье на -1295 %, что свидетельствует о существенном увеличении коррозионной активности попутно-добываемой воды.

Таблица 2 – Результаты расчета индексов Ланжелье и Ризнера для попутно-добываемой воды со скважины 1

Параметр	Контрольная проба	После формирования солеотложений		После формирования солеотложений	
		Первичного слоя	Вторичного слоя	Первичного слоя	Вторичного слоя
Содержание углеводородной фазы, %	0	0	0	70	70
pH	5,89	3,27	4,02	3,33	4,18
TDS, мг/л	177848	192600	188900	192100	187200
Ca^{2+}, мг/л	18240	19680	19980	18990	18900
Щелочность, мг/л	73	73	73	73	73
A	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
B	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
C	3,86	3,89	3,90	3,88	3,88
D	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
pHs	6,09	6,06	6,05	6,07	6,08
LSI (Индекс Ланжелье)	-0,20	-2,79	-2,03	-2,74	-1,90
Индекс стабильности Ризнера	6,29	8,85	8,08	8,82	7,97
Изменение индекса стабильности Ризнера, %	-	+28,9	+22,2	+28,7	+21,1
Изменение индекса Ланжелье, %		-1295	-915	-1270	-850

На основе основных параметров воды, замеренных до и после формирования первичного и вторичного слоя солеотложений были рассчитаны индексы Ланжелье и Ризнера для флюида со скважины 2, которые представлены в таблице 3.

Результаты расчета индексов Ланжелье и Ризнера для пробы флюидов отобранных со скважины 2 демонстрируют значительные изменения в коррозионной и солеотлагающей активности попутно-добываемой воды после формирования солеотложений (табл. 3). Независимо от содержания углеводородной фазы в эмульсии, как при формировании первичного, так и при формировании вторичного слоя солеотложений выявлено увеличение индекса Ланжелье в среднем на +284% и снижение индекса стабильности Ризнера в среднем на -9,8 %, что свидетельствует о существенном увеличении солеотлагающей активности (склонности к карбонатным отложениям) попутно-добываемой воды.

В результате проведения исследований параметров солеотлагающей и коррозионной активности для контрольных проб выявлено, существенное различие контрольных проб по показателям индекса Ланжелье и индекса стабильности Ризнера, что определяет необходимость систематического геохимического контроля попутно-добываемой воды для выбора эффективных методов предотвращения солеотложений.

Формирование как первичного, так и вторичного слоя солеотложений привело к значительным изменениям этих индексов, что свидетельствует о существенном изменении химического равновесия системы.

Анализ влияния солеотложений на изменение индексов Ланжелье и Ризнера свидетельствует о наиболее существенном изменении индекса Ланжелье, который является более чувствительным к процессам солеобразования, поэтому он может быть рекомендован для мониторинга склонности воды к карбонатному осадкообразованию.

Таким образом, индекс Ланжелье и индекс стабильности Ризнера могут быть применимы для оценки образования солеотложений и коррозии. Проведенные исследования подтверждают, что индекс Ланжелье более четко реагирует на формирование солевых отложений.

Таблица 3 – Результаты расчета индекса стабильности для попутно-добываемой воды со скважины 2

Параметр	Контрольная проба	После формирования солеотложений		После формирования солеотложений	
		Первичного слоя	Вторичного слоя	Первичного слоя	Вторичного слоя
Содержание углеводородной фазы, %	0	0	0	70	70
pH	6,4	6,7	7,02	6,91	7,15
TDS, мг/л	141094	149800	147200	151800	150500
Ca^{2+}, мг/л	13550	13690	13730	13040	13260
Щелочность, мг/л	73	73	73	73	73
A	0,41	0,42	0,42	0,42	0,42
B	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
C	3,73	3,74	3,74	3,72	3,72
D	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
pHs	6,21	6,21	6,20	6,23	6,22
LSI (Индекс Ланжелье)	0,19	0,49	0,82	0,68	0,93
Индекс стабильности Ризнера	6,02	5,71	5,39	5,55	5,29
Изменение индекса стабильности Ризнера, %	-	-5,3	-11,7	-8,5	-13,7
Изменение индекса Ланжелье, %		+157,9	+331,6	+257,9	+389,5

Библиографический список:

1. Кащавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва: Орбита-М, 2004. – 432 с. – ISBN 5-85210-223-7. – EDN QMXWOR.

2. Расчет индекса Ланжелье и индекса Ризнера [Электронный ресурс] // H-Flow: промышленные технологии водоподготовки. – URL: https://www.h-flow.ru/texnologii/raschet-indeksa-lanzhelier-i-indeksa-rizner/(дата обращения: 10.10.2025).

3. Патент №2847871 Российская Федерация. Способ определения эффективности применения различных типов покрытий и материалов для предотвращения образования солеотложений / И. А. Гуськова, Э. Р. Абзяппарова, И. М. Храмушина, Т. Л. Гайфуллин, Р. Р. Закиров, Э. Р. Кучаев; №2024132273.

4. Опыт прогнозирования формирования органических отложений при эксплуатации скважин / Д. Р. Хаярова, И. А. Гуськова, Л. И. Гарипова, Э. Р. Абзяппарова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2019. – Т. 18. – С. 49-56. – EDN XBXWIF.

5. О прогнозе рисков, обусловленных формированием солеотложений / Д. Р. Хаярова, И. А. Гуськова, Л. И. Гарипова, Э. Р. Абзяппарова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2019. – Т. 18. – С. 40-48. – EDN YVQQFB.

УДК 25.00.17

Исследования нефтематеринской свиты, ключевые выводы и перспективы разработки

Николаева Т. Н.
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

В современной нефтегазовой отрасли наблюдается возрастающая потребность в разработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов. Истощение легкой нефти и прогнозируемая потребность спроса на энергию предопределяют необходимость вовлечения в разработку нетрадиционных источников, к которым относятся и нефтематеринские породы. Освоение ТРИЗ требует применения инновационных технологий и значительных инвестиций в научные исследования и опытно-конструкторские разработки.

Эффективная разработка залежей, приуроченных к нефтематеринским свитам, требует комплексного подхода, включающего детальные геохимические и петрофизические исследования кернового материала, с последующим гидродинамическим моделированием и прогнозированием поведения залежи при различных сценариях разработки. В настоящей работе представлены результаты исследований верхнеюрских отложений с акцентом на их потенциальную продуктивность и перспективные стратегии разработки.

Характеристика верхнеюрских отложений

Верхнеюрские отложения характеризуются литологической неоднородностью, обусловленной чередованием потенциальных пород-коллекторов, обогащенных керогеном, и плотных, низкопроницаемых углеродисто-глинисто-кремнистых пород с высоким содержанием органического вещества. В естественных пластовых условиях последние не обладают достаточными фильтрационно-емкостными свойствами для добычи и поэтому условно их можно назвать «неколлекторами» при эксплуатации на естественном режиме [1].

Ключевым фактором, определяющим перспективы разработки, является крекиинг керогена – нерастворимого органического вещества – под воздействием повышенных температур. Термолиз керогена приводит к образованию углеводородов (УВ) и твердого остатка (кокса) [2].

В низкопроницаемых породах («неколлектор») процесс крекинга керогена способствует формированию микротрещин и микропор, что приводит к увеличению проницаемости и емкости коллектора, улучшая, тем самым, фильтрационно-емкостные характеристики (ФЕС) пласта и делая эту часть разреза вовлекаемой в разработку.

Несмотря на потенциал верхнеюрских отложений, на сегодняшний день отсутствуют экономически эффективные технологии для промышленной разработки данных низкопроницаемых нефтематеринских пород («неколлекторов»). В настоящее время верхнеюрские отложения разрабатываются с помощью бурения скважин с протяженным горизонтальных окончанием и многосекционным гидроразрывом пласта (МГРП). Добыча обеспечивается за счет нефти из проницаемых пород.

Необходимы дальнейшие исследования, направленные на оптимизацию методов интенсификации добычи. Доказано, что техногенный нагрев пород будет приводить к увеличению их нефтеотдачи [3-4]. Актуальным является проведение многовариантных расчетов на гидродинамической модели (ГДМ) процессов термического воздействия на верхнеюрских породы с целью их обоснования эффективности и подбора условий для проведения промысловых испытаний новой технологии.

История исследований и ключевые выводы

Первые сведения о нефтеносности верхнеюрских отложений датируются 1968 годом, однако систематическое изучение их потенциала началось лишь в 2009 году. С этого времени был реализован масштабный комплекс лабораторных исследований, включая опытно-промышленные (ОПР) испытания методов термогазового воздействия (ТГВ). Целью данных работ являлась оценка возможности интенсификации добычи углеводородов из рассматриваемых отложений.

Экспериментально подтверждено, что термическое воздействие на породы оказывает влияние на их ФЕС [3]. Анализ результатов опытно-промышленных работ по ТГВ и эксперимента в «трубе горения» выявил: неоднородность распространения фронта горения в пласте; экспериментально подтверждено образование синтетической нефти при термолизе керогена; доля дополнительно выделившейся нефти составляет около 19-26 %; рост трещиноватости коллектора при повышении температур; установлено появление связанной пористости и проницаемости низкопроницаемой высокоуглеродистой породы; изменение минерального состава образцов после воздействия.

В период с 2018 по 2024 год был проведен комплекс специализированных лабораторных экспериментов с использованием кернового материала с целью оценки эффективности различных методов третичного воздействия на пласт.

В рамках первого эксперимента была исследована возможность растворения сорбированных углеводородов, а также высвобождения нефти из образца в автоклаве со сбросом давления без термического воздействия. Анализ полученных результатов подтвердил отсутствие выхода нефти без предварительного повышения температуры из низкопроницаемой высококерогеносодержащей породы.

Второй эксперимент заключался в акватермолизе неэкстрагированного керна при температуре 400 ℃ с применением ступенчатого сброса давления. Было установлено, что полный выход синтезированных углеводородов достигается только при наличии перепада давления. В частности, около 70 % синтезированных углеводородов было высвобождено при перепаде давления в 40 атм. Полученные данные подтвердили увеличение пористости и развитие трещиноватости коллектора при нагреве породы.

Серия экспериментов в автоклавах при различных температурах (300, 350 и 400 ℃), давлениях и с использованием различных растворителей позволила выявить следующее: повышение температуры нагрева выше 350-400 ℃ приводит к увеличению выхода газообразных углеводородов; максимальная эффективность преобразования керогена достигается при давлении 31 МПа и температуре в диапазоне 300-350 ℃; конверсия керогена при закачке различных растворителей (пентан-гексановая смесь, диоксид углерода, нефть) варьируется в пределах 68-85 %.

Минимально необходимые условия воздействия, которые позволят вовлечь УВ низкопроницаемых нефтематеринских пород в добычу:

- температура воздействия на пласт в диапазоне 300-350 ℃, обеспечивающая крекинг керогена и формирование сети пор и трещин в породах;
- закачка нагретого растворителя в пласт для увеличения зоны охвата тепловым воздействием, разрушения сорбционных связей между керогеном и жидкими углеводородами, увеличения их подвижности и облегчения их выхода в ствол скважины;
- создание перепада давления, необходимого для обеспечения движения высвободившихся углеводородов из низкопроницаемых пород.

Предлагаемая технология: закачка углеводородного растворителя с применением нагревателя в добывающую горизонтальную скважину методом циклической закачки (Huff-n-Puff). Закачка и добыча реализуется с одной скважины.

Циклическое воздействие позволяет создавать депрессию, вовлечь УВ низкопроницаемых пород, увеличить охват, проводить технологию на нескольких скважинах, ускорить добычу сгенерированной нефти, уменьшить общий объем закачиваемого флюида.

Так как рассматривается действительное месторождение Х, то подразумевается, что будет посаженное пластовое давление в околоскважинной зоне, свидетельствующее об истощении запасов нефти в коллекторах.

Гидродинамическое моделирование

Анализ данных лабораторных исследований керна и результатов ОПР послужил основой для разработки модели термодеструкции керогена верхнеюрских отложений в присутствии углеводородных растворителей. Предложенный подход к моделированию основан на интеграции результатов лабораторных экспериментов, включающих автоклавные исследования

и пиролиз кернового материала. Ключевым элементом модели является адаптация гидродинамической модели (ГДМ) на основе остаточного генерационного потенциала органического вещества нефтематеринской породы и его технологически извлекаемого потенциала [5-7]. Выбор данных параметров позволил создать модель, описывающую кинетику реакций термодеструкции керогена, которая может быть использована для прогнозирования выхода синтетических углеводородов и изменений ФЕС пород.

В специализированном программном обеспечении разработана ГДМ, моделирующая сектор горизонтальной скважины на месторождении, приуроченном к верхнеюрской формации. Модель построена на основе разработанной методики и с использованием данных, представленных в предыдущих работах [5-7].

В ГДМ реализованы следующие процессы, моделирующие поведение пласта при повышении температуры:

• моделирование крекинга керогена (с образованием УВ и кокса) как в породах-коллекторах, так и в низкопроницаемых высокоуглеродистых отложениях посредством системы химических уравнений;

• увеличение пористости, обусловленное крекингом керогена;

• моделирование температурной зависимости проницаемости как для проницаемых, так и для низкопроницаемых высокоуглеродистых отложений. В ГДМ низкопроницаемые отложения в начальных пластовых условиях представлены как непроницаемые, однако, под воздействием температуры происходит увеличение их проницаемости.

Перспективным направлением дальнейших исследований является применение разработанной ГДМ верхнеюрских отложений для прогнозирования дополнительного объема нефти при тепловом воздействии с растворителем.

Серия расчетов по определению оптимального флюида.

Прогнозные расчеты циклической обработки пород растворителем на секторной гидродинамической модели с измельчением ячеек в зоне предполагаемого воздействия, выделенный из полномасштабной модели, с расположенной в нем вертикальной скважины, имитирующей 1 порт ГРП горизонтальной скважиной.

Так как технология предлагается на действующем фонде (где скважина уже отобрала большую часть извлекаемых запасов нефти), то в секторной модели смоделирована работа скважины на естественном режиме до воздействия около 6 месяцев с учетом, такой срок так как модель секторная. Это смоделировано во всех вариантах.

Моделирование предусматривало следующие параметры:

• режим нагрева: продолжительность 4 суток, принятый для первой серии расчетов с учетом результатов лабораторных испытаний;

• выдержка: 24 часа во всех вариантах;

• внутрискважинный нагрев с помощью кабеля;

• учет простоя: моделировались простои скважины для обеспечения операций по спуску нагревательного кабеля;

• ограничения: минимальное забойное давление на добывающих скважинах – 10 МПа, максимальное забойное давление закачки– 36 МПа.

Эффективность технологии оценивалась по дополнительной добыче нефти в сравнении с базовым вариантом, где добыча ведется без применения предложенной технологии на естественном режиме истощения (вариант 1). Моделирование проводилось для одного цикла обработки. В таблице 1 представлено описание каждого из тестируемых вариантов. Результаты расчетов приведены в таблице 1 и на рисунке 1. Началом воздействия считается момент начала закачки в вариантах 2-12. Дополнительная добыча нефти в варианте с закачкой легкой нефти учитывается за вычетом объема закачанной нефти.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что наилучшие результаты по дополнительной накопленной добыче нефти в вариантах с закачиваемым флюидом углеводородный газ и легкая нефть, но необходимая приёмистость по газу высока и это делает данный флюид более сложно реализованным на промысле, поэтому рекомендуемый флюид -легкая нефть. Для этого не требуется специального оборудования (компрессорные установки для закачки газа).

Таблица 2 – Описание вариантов и результаты расчетов по накопленной добыче нефти на ГС по вариантам

Вар.	Закачиваемый флюид (состав)	Темп (1 цикл)		Накопленная добыча нефти			Дополн. добыча
		пов.усл., $м^3$/сут	пласт.усл., $м^3$/сут	за 3 мес ,тыс. $м^3$	за 6 мес ,тыс. м3	за 12 мес ,тыс. м3	за 12 мес., %
1	Нет			9.8	14.4	20	
2	Вода	150	210	11.1	17.2	25.1	25.1
3	Вода	300	420	11.3	17.2	25	24.7
4	Вода	450	630	11.4	16.9	24.5	22.4
5	Легкая нефть	150	205.5	12.4	18.6	26.5	32
6	Легкая нефть	300	412.5	12.6	18.7	26.7	33.1
7	Углеводородный газ	45000	630	10.6	16.4	24	19.7
8	Углеводородный газ	90000	1170	10.9	16.9	24.5	22.4
9	Диоксид углерода	135000	1425	12.4	18.4	26.1	30.5
10	ПНГ	135000	1650	11.2	16.9	24.3	21.4
11	Углеводородный газ	135000	1650	11.3	17.2	24.9	24.2
12	Углеводородный газ	180000	2040	11.5	17.4	25	24.9

Механизмы, обеспечивающие дополнительную добычу нефти:

• изменение фильтрационно-емкостных свойств вблизи скважины в результате термического преобразования керогена;

• образование синтетической нефти в процессе термодеструкции керогена;

• вовлечение нефти из изолированных пор и сорбированной нефти на керогене.

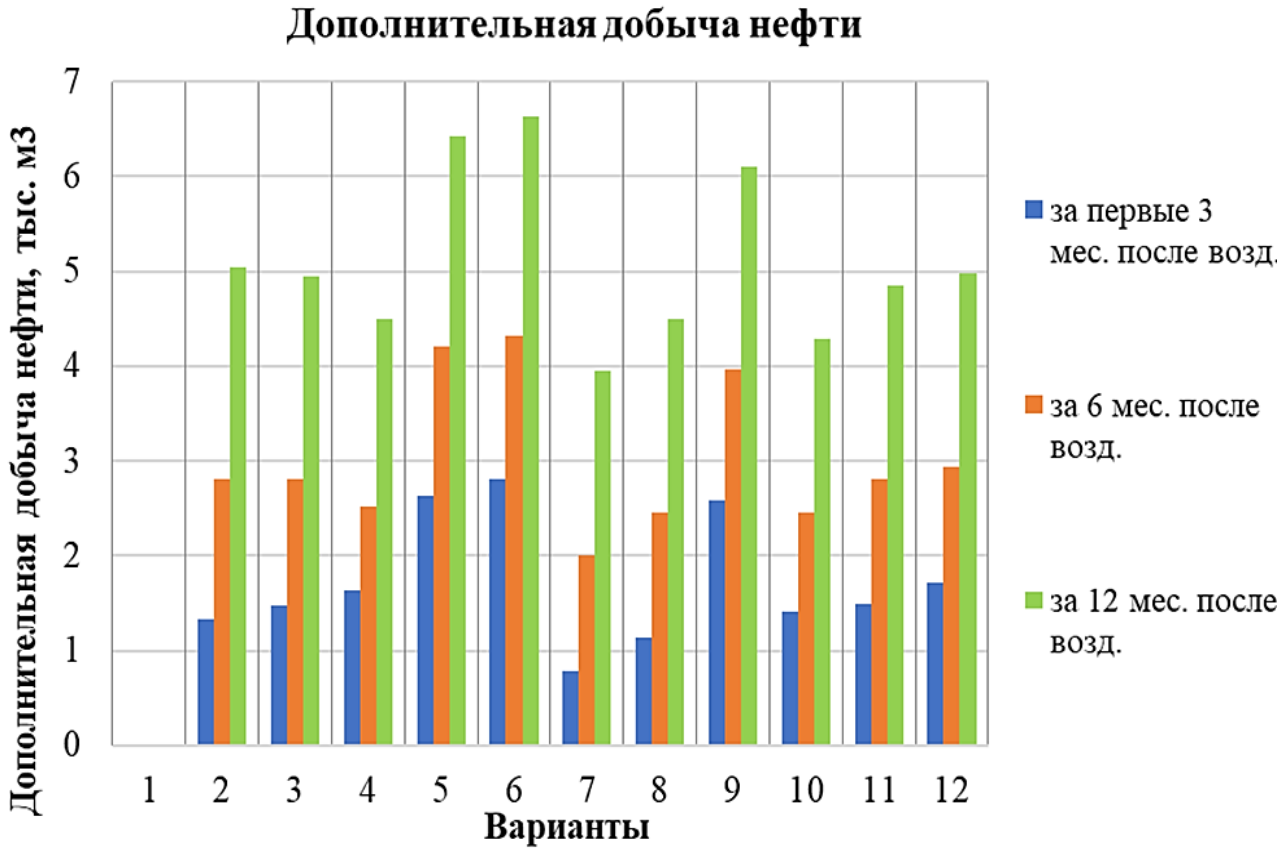


Рисунок 3 – Дополнительная накопленная добыча нефти по вариантам относительно базового (1) варианта в разные периоды времени после воздействия

Библиографический список:
1. Немова В. Д. «Литогенетическая классификация пород и техноморфизм отложений баженовской свиты западно-Сибирской нефтегазовой формации» дисс. докт. геолого-минералогических наук.- М., 2021.- Режим доступа: https://www.dissercat.com/content/litogeneticheskaya-klassifikatsiya-porod-i-tekhnomorfizm-otlozhenii-bazhenovskoi-svity-zapad.
2. Б Тиссо и Д. Вельте «Образование и распространение нефти», Москва, «МИР» 1981.
3. Немова В. Д. Анализ техноморфизма на примере термического воздействия на верхнеюрские отложения западной Сибири // нефтяное хозяйство. 2021. №3. С.22-27.
4. Боксерман А. А., Грайфер В. И., Николаев Н. М., Кокорев В. И., Чубанов О. В., Ушакова А. С. Термогазовое воздействие на залежи баженовской свиты // SPE-138074, доклад на Нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, Москва, 26–28 октября 2010.
5. Метт Д. А., Николаева Т. Н. Подход к гидродинамическому моделированию процесса преобразования под действием углеводородных растворителей и температуры органического вещества верхнеюрской формации Западной Сибири (с опорой на результаты лабораторных экспериментов на керне). Часть 1. Формирование необходимых данных для моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, М., 2022, № 6. С. 35–40.
6. Николаева Т. Н., Метт Д. А. Подход к гидродинамическому моделированию процесса преобразования под действием углеводородных растворителей и температуры органического вещества верхнеюрской формации Западной Сибири (с опорой на результаты лабораторных экспериментов на керне). Часть 2. Создание гидродинамической модели// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, М., 2022, № 8. С. 24–29.
7. Николаева Т. Н., Метт Д. А., Немова В. Д. Подход к гидродинамическому моделированию процесса преобразования под действием углеводородных растворителей и температуры органического вещества верхнеюрской формации Западной Сибири (с опорой на результаты лабораторных экспериментов на керне). Часть 3. Обоснование модели химических превращений и проведение прогнозных гидродинамических расчетов на секторной модели. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, М., 2022, № 9. С. 82–89.

УДК 331.087

Инновации в действии: возможности водогазового воздействия при разработке юрских пластов

Миронова Д. Н., Дымова Д. И., Парфенова Е. К., Шишков М. А.
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

В настоящее время колоссальные запасы углеводородов расположены в залежах, разработка которых невозможна с применением лишь традиционных способов. Внедрение классических технологий или не позволит достичь рентабельных показателей, или ограничена сложными геолого-геофизическими параметрами объекта, сложным составом флюидов, географическим (труднодоступным) расположением объекта, или комплексом данных факторов [1]. Т. к. углеводороды по прежнему остаются связующим звеном топливно-энергетического комплекса, каждый объект разработки, характеризующийся осложняющими факторами, необходимо детально анализировать и подбирать учитывающие промысловые условия методы увеличения нефтеотдачи [2, 3], а также стратегию разработки (на какой участок залежи и с какой продолжительностью воздействовать выбранным методом) [4, 5].

Лицензионный участок, относящийся к нераспределенному фонду недр, расположен в Ханты-Мансийском автономном округе. На участке числятся запасы по пластам ЮС2 и ЮС4 тюменской свиты.

Объект расположен в радиусе 20 км от потенциальных ближайших населённых пунктов. Удалённость от потенциальных потребителей в комплексе с проблемой сложного геологического строения позволило обнаружить ещё одну проблему – нецелесообразность строительства газопровода и газоперерабатывающего завода и жёсткая необходимость применения ПНГ на объекте. Также состав ПНГ (высокая доля CO_2) указывает на необходимость применения принципиально новых методов.

На выбросы ПНГ в РФ приходится около 94 % промышленных отходов и свыше 90% выбросов CO_2 и CH_4. Рост концентрации парниковых газов усиливает климатические изменения, что требует перехода к низкоуглеродной системе.

Применение установки для улавливания углекислого газа, компрессора для закачки CO_2, закупка абсорбента, бурение скважины для захоронения углекислого газа увеличивает расходы на подготовку объекта к эксплуатации.

Анализ геологических условий и технических возможностей показал, что внедрение заводнения приведёт к обводнению (рис. 1) [6, 7] в пятилетний период. Полученные данные обосновывают необходимость снижения фильтрации маловязкого вытесняющего агента и выравнивания профиля вытеснения, как это рекомендовано в [8-10].

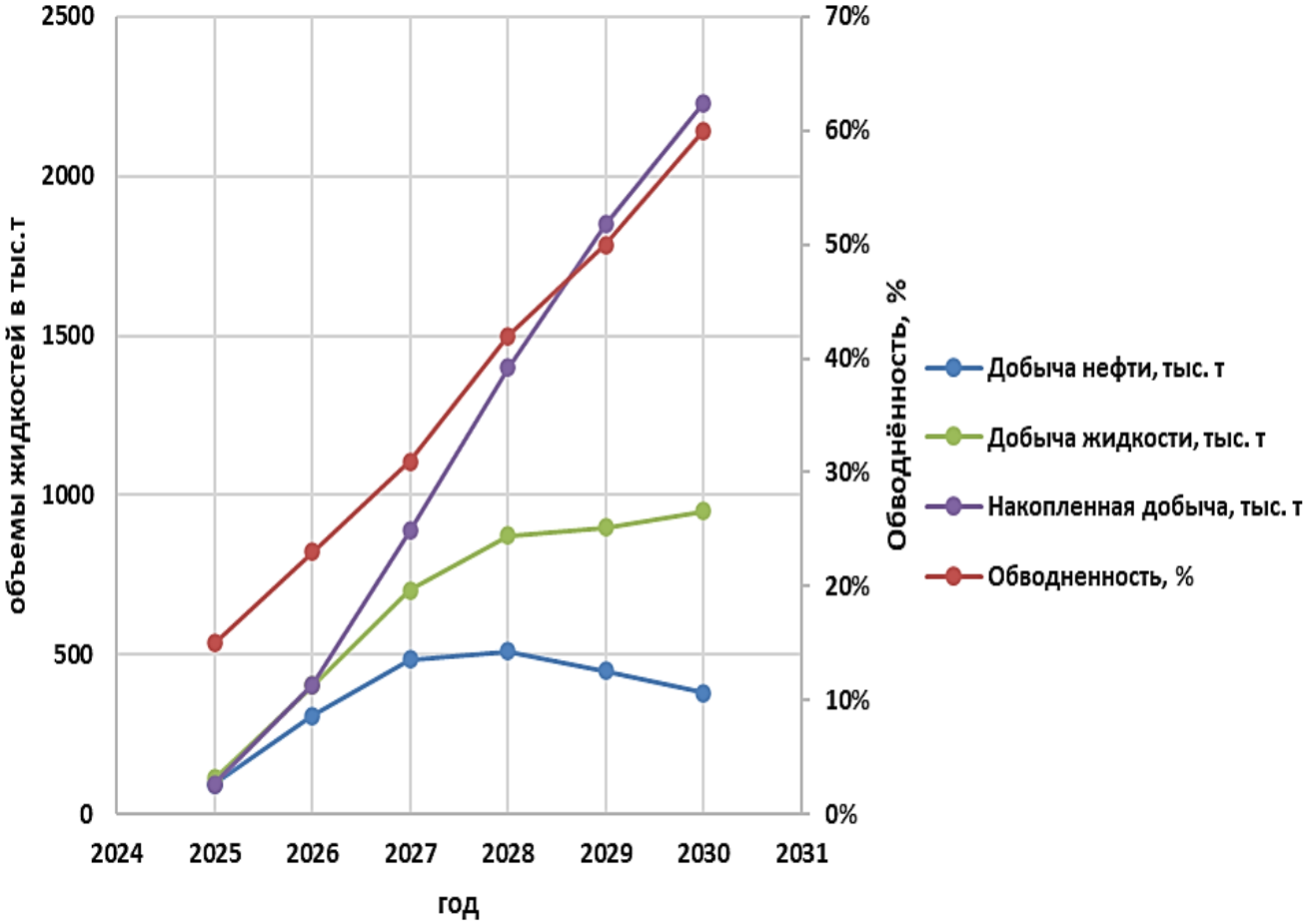


Рисунок 1 – Изменение показателей разработки (добыча по нефти, жидкости, накопленная добыча и обводнённость) по годам

Для эффективной разработки юрских отложений перспективной является технология водогазового воздействия (ВГВ) с закачкой нефтяного газа в смеси с высокоминерализованной пластовой водой. Накопленный опыт исследований перспективности ВГВ для юрских отложений, в т. ч. керновые исследования, доказали эффективность метода, превосходящую перспективность заводнения.

В качестве технического решения – насосно-эжекторная система, которая снабжена дожимным насосом для увеличения давления нагнетания смеси.

Одним из ключевых параметров эффективного воздействия необходимо реализовать керновые исследования для расчёта необходимого газосодержания смеси, т.к. рациональное газосодержание позволяет получить водогазовую смесь с необходимыми параметрами (вязкость, подвижность), данный фактор оказывает непосредственное влияние на охват пласта воздействием.

Т. к. объект по относится к категории объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы, необходимо построение карт распределения запасов по площади. Для более рационального ВГВ возможно применение стратегии, которая предполагает закачку в выбранные участки пласта. Согласно [11], закачка высокогазонасыщенной воды необходима в участки пласта, которые удовлетворяют ряду критериев:

- Участки пласта содержат сравнительно большие объёмы остаточных запасов,
- Перспективные для закачки водогазовой смеси зоны пласта не должны содержать разломы (эти зоны должны быть вскрыты добывающими скважинами, к которым реализуется фильтрация в направлении от нагнетательных скважин).

Прогнозный КИН стремится к значению 35% при плотности сетки скважин 350 м * 300 м, при этом обводнённость продукции в период активной добычи будет не более 20 %. Данные о газовом факторе указывают, что при закачке водогазовой смеси удастся закачать весь добываемый ПНГ.

Нефтяной газ объекта содержит большое количество углекислого газа, такой ПНГ требует добавления в водогазовую смесь ингибиторов коррозии. Насосно-эжекторная система может быть снабжена блоком дозирования реагентов, с помощью которого удастся получить водогазовую смесь с необходимыми химическими реагентами.

Т.к. закачиваемый газ будет подаваться по газовым линиям в эжектор для смешивания с водой в необходимом соотношении, на выходе из эжектора предполагается установка дожимного насоса, данный проект позволяет отказаться от закупки дорогостоящих компрессорных технологий, дожимной насос увеличит давление нагнетания и уменьшит газосодержание смеси. Химические реагенты для ингибирования коалесценции газовых пузырьков также исключаются, т.к будет применяться минерализованная вода.

Снижение объёмов сжигаемого ПНГ сократит выплаты штрафов за эксплуатацию факельных установок, прибыль предприятия возрастёт при внедрении метода, который эффективно поддерживает пластовое давление и увеличивает нефтеотдачу, при этом не требует больших капиталовложений.

Библиографический список:

1. Гумерский Х.Х. Состояние и перспективы внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов в мире // Исследования новых технологий воздействия на нефтяные пласты. Выпуск 125. Москва, 2001. С. 5-24.
2. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. [и др.] // Патент RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
3. Арефьев С.В. Способ разработки нефтяной залежи // Патент RU 2814697 C1, 04.03.2024. Заявка от 16.11.2022.
4. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений : 25.00.17 : дисс. … д.т.н. / А. Х. Шахвердиев ; РГУНГ. – Москва, 2001.
5. Захаров И. В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64-68.
6. Мандрик И. Э. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
7. Шахвердиев А. Х. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
8. Панахов Г. М. О возможности регулирования вязкостной аномалии в гетерогенных смесях // Вестник РАЕН. 2014. Т. 14. № 1. С. 28-33.
9. Shestopalov Y. V. Optimization of reservoir waterflooding with unstable displacement front // Proceedings of the ANAS. The Sciences of Earth. 2023. № 2. С. 64-78.
10. Дроздов А. Н., Горелкина Е. И. Разработка технологии "умной" закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем // Бурение и нефть. 2022. № 2. С. 34-39.

УДК 331.087

Исследование модификаций водогазовых методов для разработки залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы

Шишков М. А., Парфенова Е. К., Миронова Д. Н., Дымова Д. И.
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

С момента изобретения заводнение стало неотъемлемой частью процессов добычи углеводородов на отечественных и зарубежных промыслах. Вода как основной воздействующий на залежь агент является сравнительно дешёвым, доступным и эффективным способом поддержания пластового давления (ППД) [1-4]. Заводнение включается в проект разработки как основной инструмент продления периода рентабельной добычи и поддержания уровня отбора флюидов. Тем не менее, период эффективного поддержания добычи сменяется стадией роста обводнённости и ряда технологических проблем, которые требуют решения.

Альтернативным методом ППД для разработки нефтяных залежей является газовое воздействие, при котором в пласт нагнетаются различные газовые агенты. Газовые методы зарекомендовали себя ещё до изобретения заводнения, и пик популярности пришёлся на 1980-е гг, когда в разработку вводились низкопроницаемые коллектора, в которых доступными на тот момент газовыми агентами удавалось увеличить КИН [5, 6]. Газовые МУН также не лишены недостатков: учитывая способность газов к сжиманию, необходимо применением компрессоров высокого давления для увеличения давления нагнетания до пластовых значений (закупка оборудования и возрастающая потребность в электроэнергии увеличивают стоимость газовых проектов). В литературных источниках данных о внедрении крупных газовых проектов в последние годы не найдено.

Способ увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи, который совместил преимущества газовых методов и заводнения – водогазовое воздействие на пласт. Большая часть результатов керновых исследований и промысловых испытаний указывают на перспективность вида – ВГВ – SWAG-technology (одновременная закачка воды и газа). Анализ условий потенциального объекта (состав нефтяного газа, газовый фактор, состав пластовой воды, наличие анизотропии фильтрационно-емкостных свойств, наличие дизъюнктивных нарушений, распределение запасов по объёму залежи и др.) позволит подобрать состав необходимых воды и газа, их соотношение, параметры закачки (скважины-кандидаты для закачки, давления закачки). Опубликованные результаты ВГВ на Ромашкинском месторождении [7] показали, что с применением отечественного оборудования и ресурсов самого месторождения возможна безгидратная закачка водогазовой смеси.

Из всех газовых и водогазовых методов в открытых источниках выделяют технологию генерации углекислого газа в пласте. Закачка растворов реагентов ведётся в выбранные скважины, после чего при пластовых условиях инициируется химическая реакция, одним из продуктов которой является CO_2. Углекислый газ, способный растворяться в органических и неорганических растворителях, легко растворяется в воде, образуя оторочку для водогазового воздействия.

Исследованиями условий газообразования занимались отечественные и зарубежные учёные [8-10]. В [8, 9] описан промысловый опыт внедрения: применение технологии на месторождениях Китая, США, России, Азербайджана оказалось успешным в 100% случаев. В [10] приведены результаты лабораторных исследований, согласно которым объём и давление генерируемой водогазовой оторочки зависит от пластовых условий и соотношения закачиваемых химических веществ. Подбор количеств закачиваемых реагентов и объёмов растворов позволяет управлять химической реакцией и контролировать процесс газообразования в пласте. Увеличение минерализации пластовой воды, как и при реализации технологии закачки водогазовой смеси, улучшит свойства водогазовой оторочки (в минерализованной воде газовые пузырьки будут попадать в более мелкие каналы фильтрации, увеличивая охват, при этом пузырьки не будут сливаться в газовые пробки). В ином случае рекомендуется применять ПАВ. ПНГ можно закачивать в качестве продавочного агента для продвижения водогазовой оторочки.

Данная технология зарекомендовала себя как надёжный и эффективный способ увеличения нефтеотдачи, однако она ограничена в области применения: генерация CO_2 может применяться на объектах с лёгкой нефтью, при внедрении для месторождений высоковязких нефтей углекислый газ приведёт к выпадению АСПО.

Основной нерешённой проблемой заводнения является возникающая в пласте вязкостная аномалия при многофазной фильтрации пластовых флюидов и закачиваемых реагентов через пористую среду, и все рассмотренные модификации заводнения направлены на решение данной проблемы путём изменения вязкостных свойств закачиваемых веществ в термобарических условиях пласта.

Для повышения эффективности заводнения на выбранном объекте необходимо оценить ряд критериев:

- Размер залежи;
- Распределение остаточных запасов по объёму залежи;
- Состав и свойства пластовой нефти;
- Состав и свойства нефтяного газа;
- Газовый фактор;
- Инфраструктуру объекта, отдалённость от дорог и населённых пунктов.

В литературных источниках представлены варианты воздействия на залежь, которые представляют собой комбинации известных методов. Например, способ комбинирования SWAG-method и генерации CO_2 и устройство для реализации способа. Данное решение актуально для объектов с низким газовым фактором пластовых нефтей, когда ПНГ недостаточно для получения большого объёма водогазовой смеси, и позволяет закачивать водогазовую смесь в участки пласта, которые по геолого-геофизическим признакам наиболее подходят для закачки смеси, а в иные участки вместо заводнения предложено закачивать реагенты для in-situ CO_2 generation. Однако необходимо учесть вышеуказанные условия: технологии, которые имеют такой компонент, как CO_2, не рекомендуются для применения в залежах высоковязких нефтей. При этом водогазовые методы с низким содержанием CO_2 имеют большую перспективность по сравнению с заводнением и многими тепловыми методами.

Библиографический список:

1. Шахвердиев А. Х. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений : 25.00.17 : дисс. … д.т.н. / А. Х. Шахвердиев ; РГУНГ. – Москва, 2001.
2. Захаров И. В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64-68.
3. Панахов Г. М. О возможности регулирования вязкостной аномалии в гетерогенных смесях // Вестник РАЕН. 2014. Т. 14. № 1. С. 28-33.
4. Патент RU 2123586 C1. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // 20.12.1998. Заявка № 97109102/03 от 16.06.1997.
5. Состояние и перспективы повышения нефтеотдачи пластов в России (часть 2) / Шарф И. В. и др. // Бурение и нефть. 2021. № 1. С. 3-22.
6. Панахов Г. М. Газохимические воздействия для улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины // Бурение и нефть. 2003. № 5. С. 37-39.
7. Дроздов А. Н. Использование насосно-эжекторной системы для закачки в пласт водогазовых смесей с пресной и высокоминерализованной пластовой водой // Нефтяное хозяйство. 2025. № 2. С. 54-57.
8. Shakhverdiev A.Kh. High efficiency in-situ CO_2 generation technology: the method for improving oil recovery factor // Petroleum Science and Technology. 2024. № б/н. С. 2157010.
9. Bakhtiyarov S. I. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction // American Society of Mechanical Engineers, IMECE2006 - Fluids Engineering Division" 2006.
10. Bakhtiyarov S. I. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO2 in EOR technology // 2007 Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference. 2007, FEDSM 2007. San Diego, CA, 2007. С. 1583-1589.

УДК 622.234.573

Комплексное исследование эффективности гидравлического разрыва пласта

Денисов И. А., Харочкин Я. И., Иванов П. А., Горячкин Д. А., Семенычева К. Д.
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

Аннотация. В статье представлены результаты комплексного исследования эффективности гидравлического разрыва пласта (ГРП) на нефтяном месторождении. На основе анализа геологического строения, текущего состояния разработки (обводненность ~81.2%, компенсация отбора 115%), детального изучения динамики технологических показателей 7 скважин до и после ГРП (дебиты жидкости и нефти, обводненность, пластовое и забойное давление), расчета коэффициентов продуктивности и применения методов оценки технологической эффективности (включая метод "характеристик вытеснения") установлено, что ГРП обеспечивает значительное увеличение нефтедобычи. Дополнительная добыча варьировала от 645 до 1957 тонн на скважину, средний прирост дебита нефти составил 5.2 т/сут. Выявлена зависимость успешности ГРП от геолого-физических факторов: наибольшая эффективность достигнута в неоднородных коллекторах с низкой начальной обводненностью (<90 %). Разработаны рекомендации по подбору скважин-кандидатов и оптимизации параметров ГРП для низкопроницаемых терригенных отложений девона. Результаты подтверждают экономическую целесообразность применения ГРП как ключевого метода интенсификации добычи на поздней стадии разработки месторождения.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, коэффициент продуктивности, дополнительная добыча нефти, технологическая эффективность, низкопроницаемые коллекторы, методы увеличения нефтеотдачи.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) остается одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти в условиях истощенных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами [1, 2]. Актуальность его применения на месторождении обусловлена сложными геолого-физическими условиями: многопластовостью терригенных отложений девона, высокой литологической неоднородностью (коэффициент расчлененности до 3.9 д.ед.), снижением продуктивности скважин (средний дебит нефти 5.5 т/сут) и высокой обводненностью продукции (81.2%) на поздней стадии разработки [3]. Целью исследования являлся комплексный анализ эффективности ГРП на основе промысловых данных, включая оценку динамики технологических показателей, коэффициента продуктивности и расчет дополнительной добычи различными методами.

Месторождение расположено на западном погружении Южного купола Татарского свода. Продуктивные пласты Д0 и Д1 пашийского и кыновского горизонтов представлены песчаниками, алевролитами и песчано-алевролитовыми породами со средними параметрами (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика исследуемого объекта

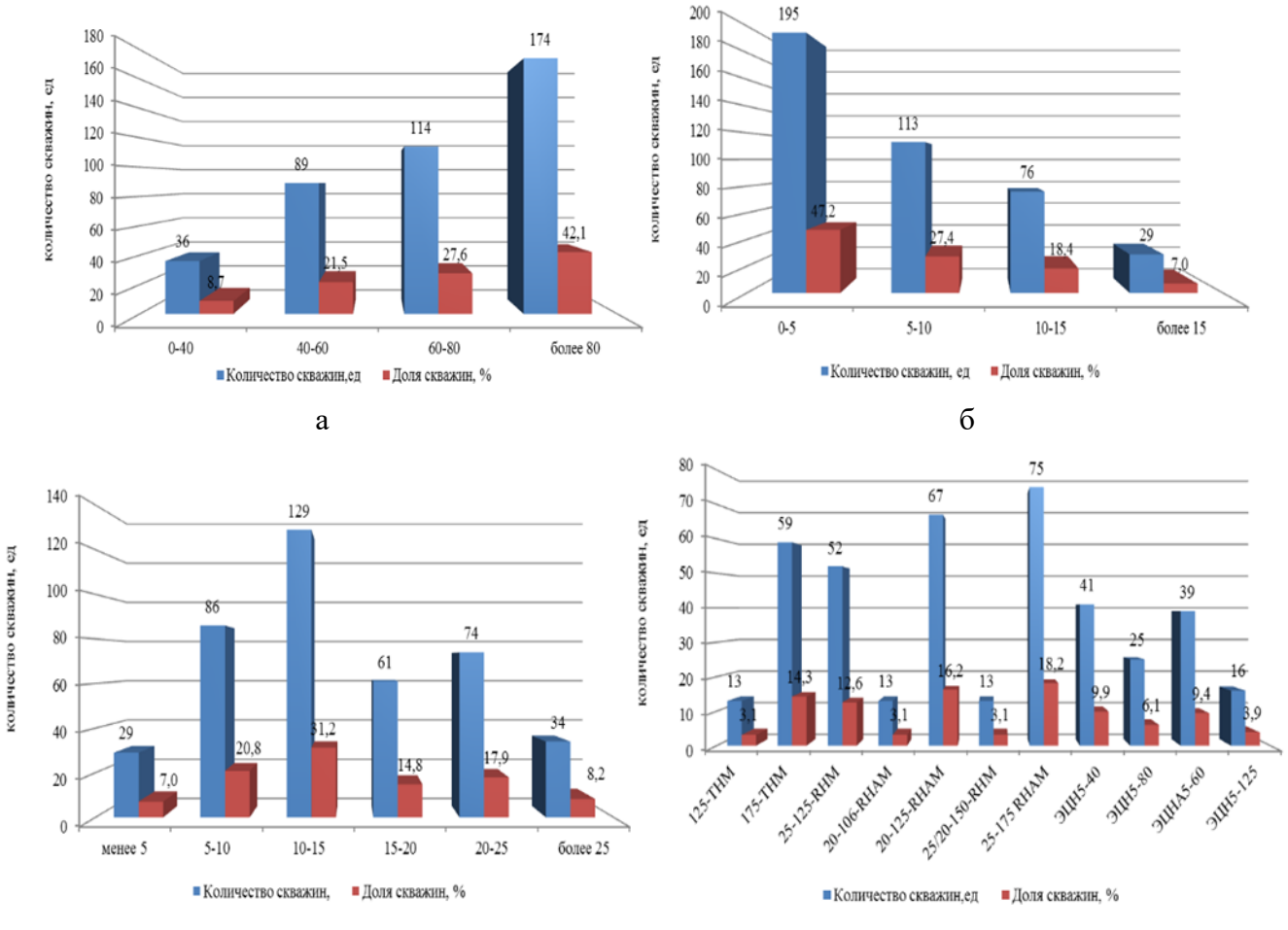
Показатель	Значение
Проницаемость	0,269 мкм^2
Пористость	13 – 20,7 %
Нефтенасыщенность	0,822 – 0,825 д.ед
Эффективная толщина	1,3 – 6,5 м
Нефтенасыщенная толщина	3 – 6,4 м

Центральным эксплуатационным объектом месторождения является пласт, содержащий в себе половину всех запасов залежи. Весьма распространены такие коллектора, представляемые песчаниками и имеющие площадное распространение.

Нефтенасыщенная зона в разрезе представлена терригенным отложениями кыновского и пашийского горизонтов девона.

Главными особенностями геологического строения залежи является его многопластовость высокая литологическая связанность пластов свидетельствует о том, что пласты залежи являются единой гидродинамической системой, в связи, с чем возможны перетоки жидкости между пластами.

Эксплуатация месторождения началась в 1952 году, промышленная разработка – с 1962-го. За весь период добыто более 92 миллионов тонн нефти, при этом общая обводненность продукции составляет 80,2 %, а коэффициент компенсации отбора пластовой энергии (КПО) – 115 %. Ежегодная добыча сокращается, средний дебит нефти снизился до 5,5 тонн в сутки, жидкости – до 30,2 кубометров в сутки.



а б

в г

а) по обводненности, б) по дебету нефти, в) по дебету жидкости, г) по типоразмеру насоса

Рисунок 1 – Распределение скважин

Выработанность запасов происходит неравномерно: значительная часть запасов остаётся неизвлечёнными из-за слабой продуктивности пластов и быстрого обводнения скважин. Около 42% скважин демонстрируют обводненность свыше 80%, что негативно сказывается на рентабельности добычи.

Большинство скважин оснащены установками электронасосов (ЭЦН), чаще всего используются насосные агрегаты типа 20-175-RHAM. Наиболее распространённая глубина спуска насосов находится в диапазоне от 1300 до 1600 метров. Режимы эксплуатации преимущественно тихоходные (частота качаний от 3,5 до 4,5 циклов в минуту), однако такое техническое оснащение недостаточно эффективно для полной реализации потенциала скважин (рис. 7).

Месторождение нуждается в мерах по интенсификации добычи.

Гидроразрыв пласта (ГРП) – ключевой метод интенсификации добычи на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами. На месторождении в 2023–2024 гг. технология была апробирована на 7 скважинах, что позволило провести комплексный анализ ее эффективности (табл. 2).

Таблица 2

№ скважины	Начальный дебит нефти, т/сут	Начальный дебит жидкости, т/сут	Обводнённость, %
10**9	6,1	8,6	27,2
20**2	0,1	7,4	3,7
20**3	3,7	13,6	7,3
32**4	1,2	9,8	70,6
14**9	3,5	5,7	19,7
1*5	7,2	9,5	9

Для каждой скважины построены кривые изменения дебитов и обводненности, сопоставленные с временем.

Оценка эффективности проводилась по критериям: абсолютный прирост нефтедобычи, стабильность показателей в постобработочный период, динамика обводненности:

- Скважина 10**9: Нефтедобыча увеличилась с 6.1 до 13.5 т/сут, но через месяц упала до 2.2 т/сут, демонстрируя неустойчивый эффект. Рост жидкости с 8.6 до 20.4 т/сут сопровождался колебаниями обводненности (27.2–91.7 %), что свидетельствует о сложной фильтрационной структуре пласта.
- Скважина 20**2: Максимальный прирост нефтедобычи – с 0.1 до 29.9 т/сут с последующей стабилизацией на 11.64–28.2 т/сут. Обводненность сохранялась аномально низкой (7.3–51.2 %), что может быть связано с эффективным разрывом нефтенасыщенных интервалов.
- Скважина 20**3: Устойчивый рост дебита нефти с 3.7 до 12.7–14.1 т/сут при умеренном увеличении обводненности (7.3–28.9 %). Дебит жидкости стабилизировался на уровне 13.6–17.8 т/сут, подтверждая долгосрочный эффект ГРП.
- Скважина 32**4 (ГРП март 2013): Скромный прирост нефтедобычи с 1.2 до 3.42 т/сут при высокой исходной обводненности (70.6–90.5 %), что ограничило эффективность технологии.
- Скважина 14**9: Экстремальный рост дебита нефти с 3.5 до 46.54 т/сут при одновременном увеличении жидкости до 117 т/сут. Колебания обводненности (38.7–90 %) указывают на неоднородность вскрытых зон.
- Скважина 1*5: Дебит нефти вырос с 6.22 до 16.32 т/сут при значительном увеличении добычи жидкости (до 117 т/сут). Стабильная обводненность (26.5–65.4 %) подтверждает контролируемость процесса.
- Скважина 205*3: после проведения ГРП отмечается прирост дебита по нефти с 3,7 т/сут до 12,7 т/сут и в последующем колеблется в диапазоне 11,3 и 14,1 т/сут. Также отмечается прирост дебита добываемой жидкости с 4,3 до 17,8 т/сут в первый месяц, в последующем который колеблется в диапазоне 13,6 до 17,4 т/сут. Обводненность добываемой продукции в первый месяц после ГРП – 28,9 %, в последующем который колеблется в диапазоне 7,3 – 28,9 %.

Коэффициент продуктивности – основной параметр работы скважины, который определяется как отношение добываемой жидкости к изменению давлений пластового и забойного.

Проанализируем коэффициент продуктивности за год и после проведения ГРП на скважинах.

Для расчета коэффициента продуктивности воспользуемся формулой:

$$K_{\text{продуктивности}} = \frac{Q_{\text{жидк}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} \quad (1)$$

где $Q_{\text{жид}}$ – дебит по жидкости, т / сут;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Мпа;

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление, Мпа.

Средние значения коэффициента продуктивности рассчитывались по следующей формуле:

$$\overline{x} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n} \quad (2)$$

где X_i – значение месяцев;

N – количество месяцев.

Были построены графики зависимости коэффициента продуктивности от времени для скважин и составлены следующие выводы:

- По скважине 20**3 не отмечается повышение коэффициента продуктивности, что объясняется геомеханическими ограничениями, такими как недостаточный охват трещинами продуктивных зон.
- По скважине 10**9 сделать вывод о том, что после проведения ГРП отмечается повышение коэффициента продуктивности с 0,68 до 2,68 т / сут * Мпа в первый месяц. В последующем через 4 месяца после ГРП достигает пика 5,18 т / сут * Мпа. Данный эффект может быть связан с оптимизацией забойного давления и активизацией притока жидкости.
- По скважине 20**2 проанализировав рисунок 9, можно сделать вывод о том, что после проведения ГРП отмечается повышение коэффициента продуктивности с 14,33 до 21,50 т / сут * Мпа в первый месяц. В последующем коэффициент продуктивности понижается и колеблется в диапазоне 2,32- 9,12.
- По скважине 32**4 отмечается повышение коэффициента продуктивности с 1,13 до 7,50 т / сут * Мпа в первый месяц. В последующем коэффициент продуктивности понижается в течении года и колеблется в диапазоне 0,84- 5,56 т / сут * Мпа.
- По скважине 14**9 отмечается повышение коэффициента продуктивности с 1,79 до 14,27 сут * Мпа в первый месяц. В последующем коэффициент продуктивности повышается в течении года и колеблется в диапазоне 17,42- 110,44 т / сут * Мпа.
- По скважине 1*5 отмечается повышение коэффициента продуктивности с 2,34 до 29,14 т / сут * Мпа в первый месяц. В последующем коэффициент продуктивности повышается в течении двух месяцев повышается до 37,10, а потом идет на спад и колеблется в диапазоне 2,11- 8,19.
- По скважине 205* можно сделать вывод о том, что после проведения ГРП отмечается повышение коэффициента продуктивности с 14,33 до 21,50 в первый месяц. В последующем коэффициент продуктивности понижается и колеблется в диапазоне 2,32- 9,12 т / сут * Мпа.

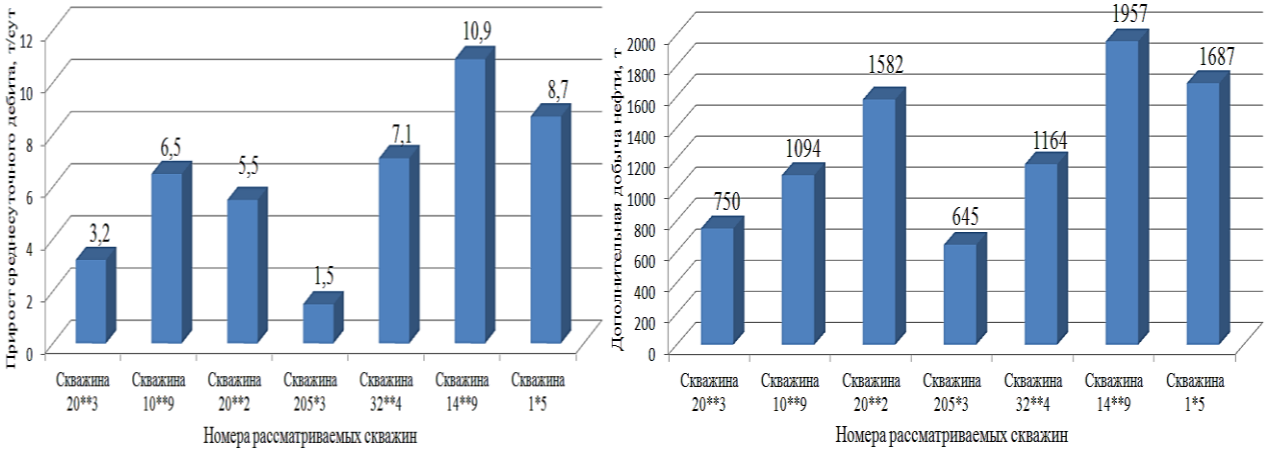
Внедрение технологии проводилось успешно в 5 из 7 скважин, что соответствует 71 %. В основном, на рассматриваемом объекте коэффициент продуктивности повышается за счет изменения давления на забое. Максимальное изменение среднего значения коэффициента продуктивности после ГРП наблюдается в скважине 14**9 (43,29 т/сут*МПа), наименьшее значение – на скважине 20**3 (-20,38 т/сут*МПа) Для рассматриваемых скважин среднее изменение среднего значения коэффициента продуктивности после ГРП – 5,3 т/сут*МПа.

Для анализа технологической эффективности проведения ГРП на месторождении проанализируем такие показатели, как изменение дебита добывающих скважин, получение (или неполучение) дополнительной добычи, изменение коэффициента продуктивности, удельные затраты на 1 тонну добываемой продукции, а также продолжительность эффекта от гидравлического разрыва пласта.

Таблица 3 – Результаты расчетов средних значений коэффициента продуктивности до и после проведения ГРП, а также их изменение

Показатель	Номера рассматриваемых скважин						
	20**3	10**9	20**2	32**4	14**9	1*5	205*3
Среднее значение коэффициента продуктивности до ГРП, т/(сут*МПА)	23,12	2,48	0,57	1	2,97	2,08	8,69
Среднее значение коэффициента продуктивности после ГРП, т/(сут*МПА)	2,74	3,7	2,93	2,83	46,26	14,55	4,95
Изменение среднего значения коэффициента продуктивности после ГРП, т/(сут*МПА)	-20,38	1,22	2,35	1,83	43,29	12,47	-3,74

Рассмотрим прирост среднесуточного дебита и дополнительную добычу. Максимальный прирост среднесуточного дебита наблюдается в скважине 14**9 (10,9 т/сут), самый наименьший на скважине номер 205*3 (1,5 т/сут). Для рассматриваемых скважин среднее значение прироста – 5,2 т/сут. Максимальное значение дополнительной добычи нефти наблюдается в скважине 14**9 (1957 тонн), наименьшее значение - на скважине 205*3 (645 тонн) Для рассматриваемых скважин среднее значение прироста – 1268,4 тонн.

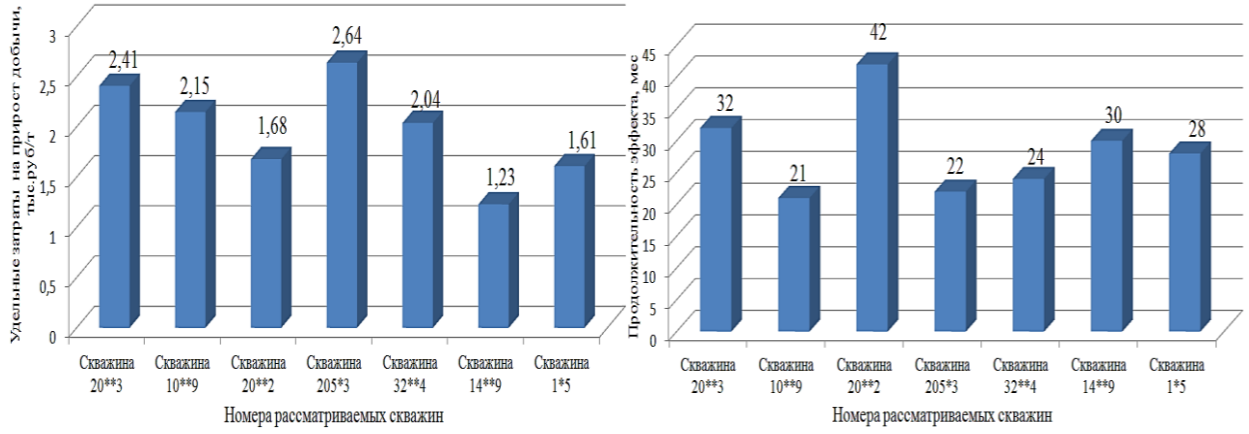


а *б*

а) прироста среднесуточного дебита, б) дополнительной добычи

Рисунок 2 – Диаграмма показателей

Рассмотрим удельные затраты на прирост добычи нефти (тыс. руб/тонну) и продолжительность эффекта от внедрения мероприятий.



а *б*

а) удельных затрат на прирост добычи нефти, б) продолжительности эффекта

Рисунок 3 – Диаграмма показателе

Максимальное значение удельных затрат на прирост добычи нефти наблюдается в скважине 205*3 (2,64 тыс.руб/тонну), наименьшее значение - на скважине 14**9 (1,23 тыс.руб/тонну) Для рассматриваемых скважин среднее значение удельных затрат на прирост добычи нефти – 1,96 тыс.руб/тонну.

Максимальное значение продолжительности эффекта наблюдается в скважине 20**2 (42 месяца), наименьшее значение – на скважине 10**9 (21 месяца). Для рассматриваемых скважин среднее значение продолжительности эффекта – 28,5 месяцев.

Расчет технологической эффективности проведения гидроразрыва пласта может оцениваться несколькими методами. Один из таких расчетов является метод «Характеристик вытеснения». В данной работе воспользовались следующими формулами: Камбарова (форм. 3), Максимова (форм. 4), Сазонова (форм. 5), Пирвердяна (форм. 6) и Сипачева-Посевича (форм. 7).

$$Q_H = A + B / Q_Ж \tag{3}$$

$$Q_H = A + B \cdot \ln Q_B \tag{4}$$

$$Q_H = A + B \cdot \ln Q_Ж \tag{5}$$

$$Q_H = A + B / \sqrt{Q_Ж} \tag{6}$$

$$(\frac{Q_Ж}{Q_H})^2 = A + B \cdot (Q_Ж)^2 \tag{7}$$

Результатом расчетов является графики расчета характеристик вытеснения.

Сделан вывод, что каждая методика по-своему правильная и имеется необходимость индивидуального подхода к изучению эффективности ГРП каждого мероприятия. В основном, метод «Характеристик вытеснения» по сравнению с расчетом технологической эффективности ГРП по коэффициенту продуктивности дает в расчете результат завышенный:

Метод коэффициента продуктивности: дал консервативные оценки (суммарно 5878.7 т по 7 скважинам).

Метод «характеристик вытеснения»: показал более высокие результаты (суммарно 8521.3 т). Наименьший критерий Тейла (0.0002) у метода Камбарова.

Расхождение объясняется тем, что метод характеристик вытеснения учитывает кумулятивный эффект выработки запасов, а не только мгновенные изменения продуктивности.

На основе анализа успешных операций сформулированы критерии выбора скважин:

Геолого-физические условия:

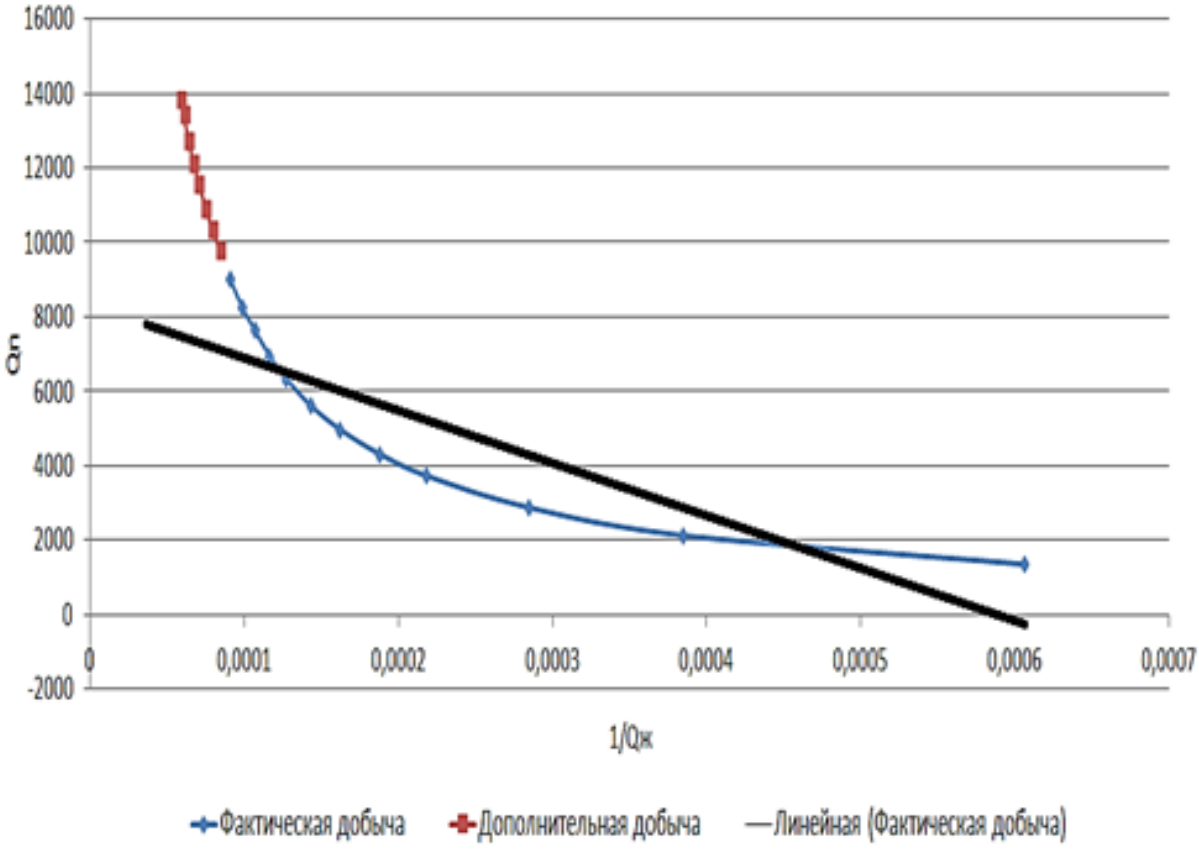
- Низкая проницаемость коллектора (< 0.3 мкм²)
- Наличие недренируемых пропластков
- Нефтенасыщенная толщина >5 м
- Обводненность продукции < 90 %

Техническое состояние:

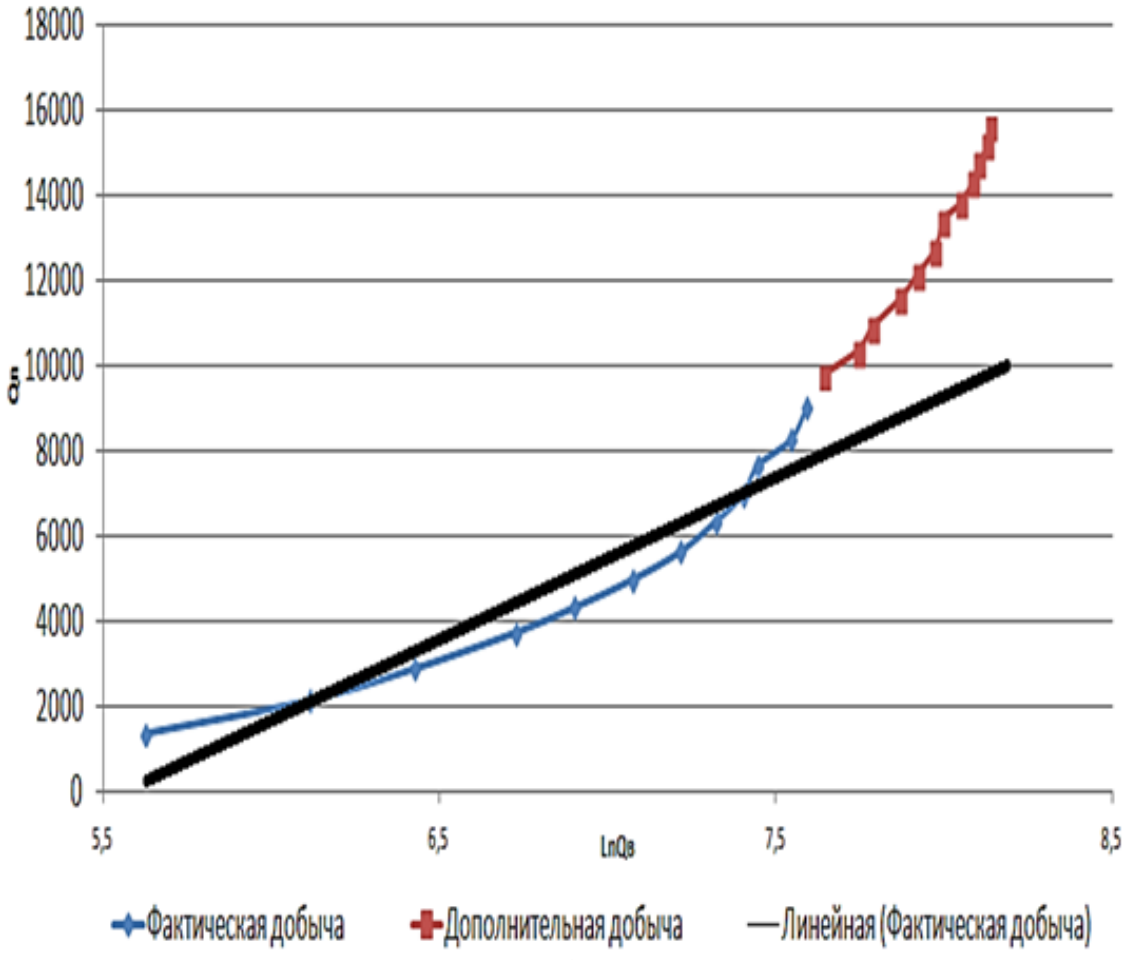
- Герметичность эксплуатационной колонны
- Качественный цементный камень за колонной
- Отсутствие заколонных перетоков

Режимные параметры:

- Низкий коэффициент продуктивности
- Запасы в зоне дренирования, достаточные для отбора



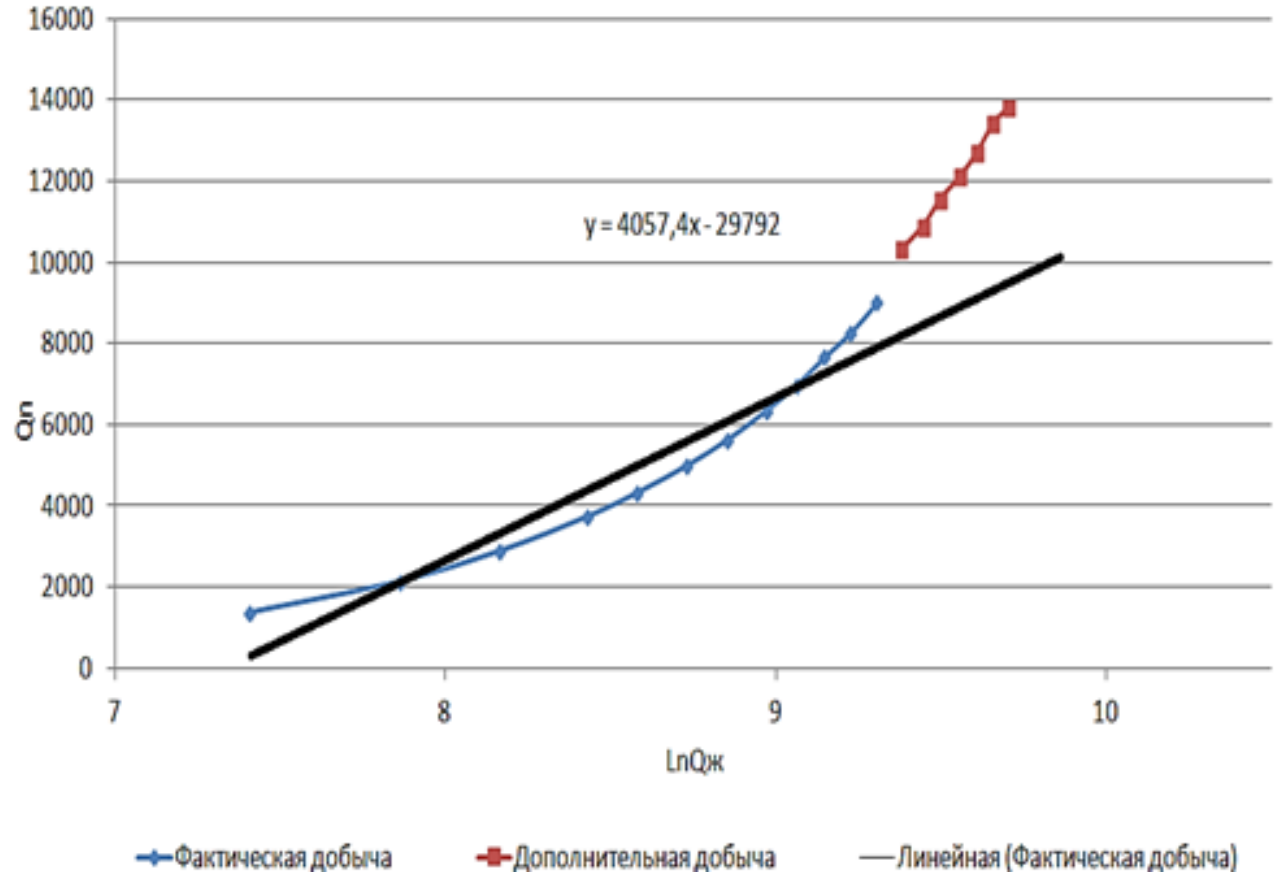
а



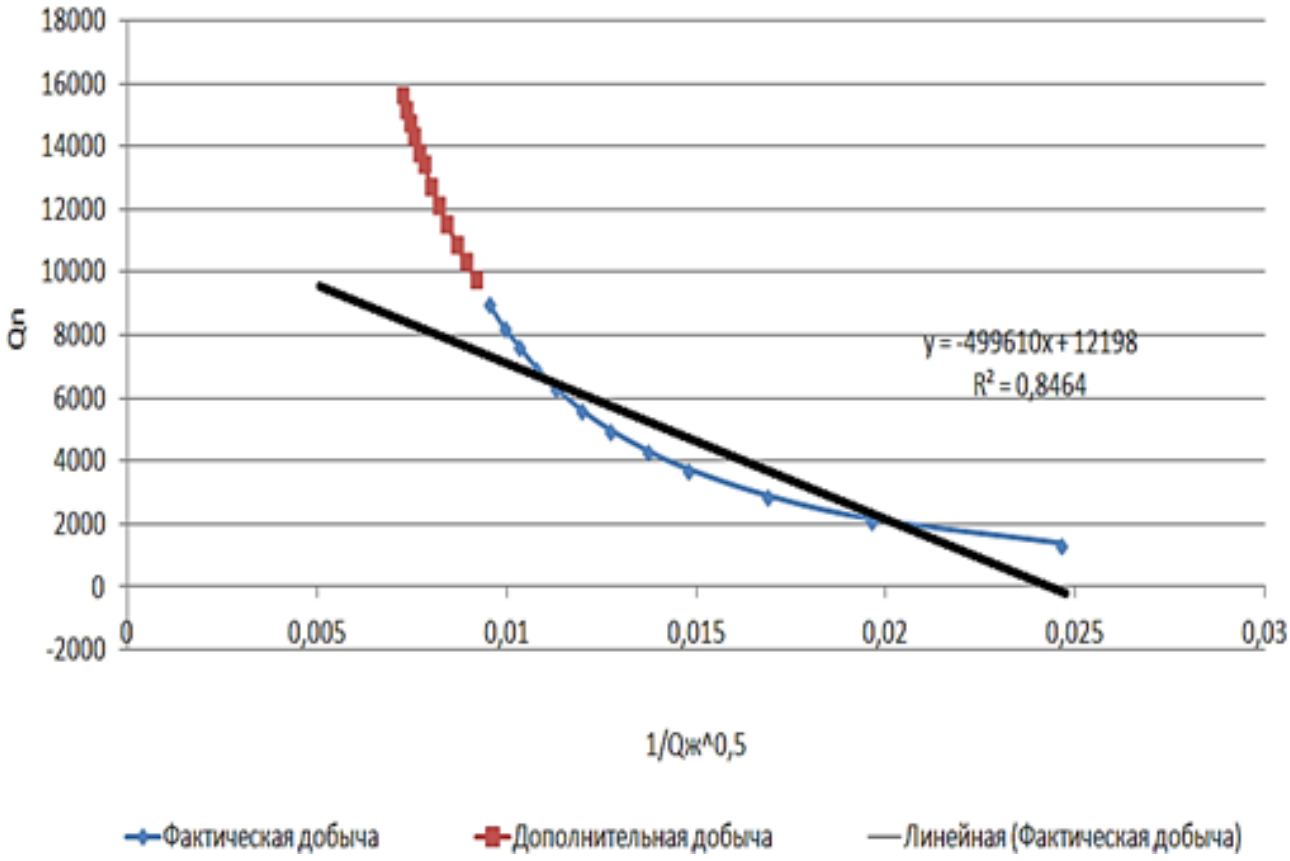
б

а) по методу Камбарова, б) по методу Максимова

Рисунок 4 – График расчета характеристики вытеснения



а



б

а) по методу Сазонова, б) по методу Пирвердяна

Рисунок 5 – График расчета характеристики вытеснения

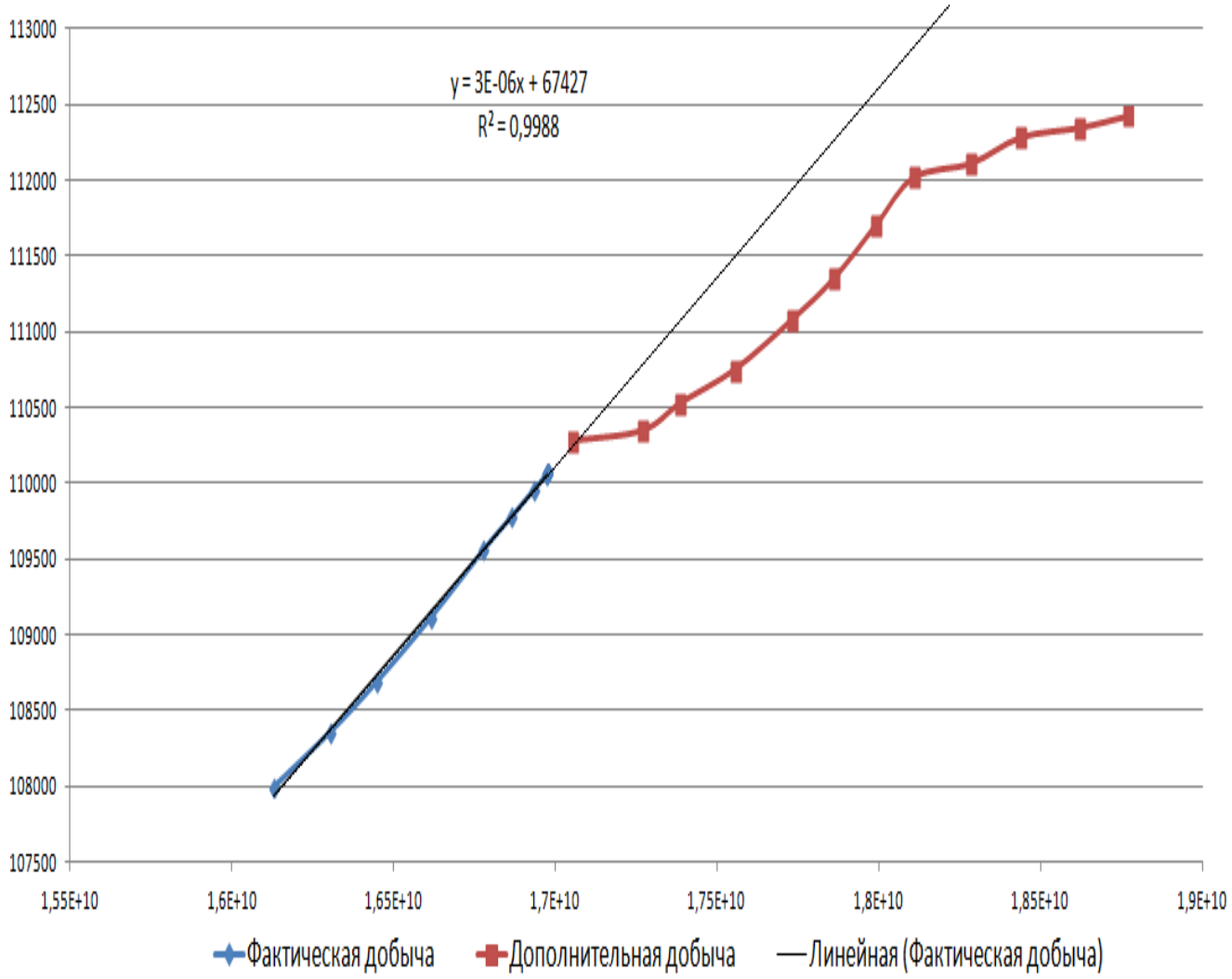


Рисунок 6 – График расчета характеристики вытеснения по методу Сипачева-Посевича

В заключении выделим следующее:

1. ГРП месторождении подтвердил высокую технологическую эффективность: средний прирост дебита нефти 5.2 т/сут, дополнительная добыча 1268.4 т на скважину, продолжительность эффекта до 42 месяцев.

2. Ключевыми факторами успеха являются: низкая начальная обводненность (<90 %), наличие недренируемых запасов, техническая исправность скважин и адаптация ГНО после операции.

3. Метод «характеристик вытеснения» дает на 30-45 % более высокую оценку дополнительной добычи по сравнению с методом коэффициента продуктивности, что следует учитывать при экономическом обосновании ГРП.

Библиографический список:

1. Регулирование разработки и повышение нефтеотдачи пластов – основы энергосберегающей эксплуатации нефтяных месторождений / Р. С. Хисамов // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 4(75). – С. 37-40.

2. Гидравлический разрыв карбонатных пластов нефтяных месторождений Татарстана: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Салимов О. В. – Бугульма, 2017. – 384 с.

3. Влияние фильтрационных параметров пласта на дополнительную добычу нефти при кислотном гидроразрыве / И. И. Маннанов, Л. И. Гарипова // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 12. – С. 124-127.

УДК 622.276:622.276.344:622.276.344:519.21

Анализ эффективности воздействия высокочастотным электромагнитным полем на фильтрацию высоковязких нефтей в пласте

Имаев Р. И.[1], Керюта А. В.[1,2], Хасанов В. И.[1,2], Хисматуллина Ф. С.[1,2]

1 – Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия
2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

Ключевые слова: процессы тепло- и массопереноса, фильтрация, фазовый переход, флюид, нагнетание растворителя, битумы, высокочастотное электромагнитное поле, высоковязкая нефть.

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТРИЗ) требует применения новых подходов и современных технологий добычи и эксплуатации залежей. Методы увеличения нефтеотдачи для разработки месторождений с ТРИЗ преимущественно направлены на снижение вязкости нефти путем подвода тепловой энергии.

В качестве метода для прогрева пласта предлагается метод с использованием высокочастотного электромагнитного поля (ВЧ ЭМП), эффективность которого доказана не только моделированием, но и полевыми испытаниями [1].

Механизм воздействия ВЧ ЭМП на пласты, насыщенные высоковязкой нефтью, заключается в переходе электромагнитной энергии в тепловую за счет трения полярных молекул жидкости, которые колеблются в приложенном электромагнитном поле, так как насыщающие пласт углеводороды являются диэлектриками с полярными компонентами. При воздействии ВП ЭМП в пласте образуются объемные источники тепла в области проникновения электромагнитных волн, за счет которых пласт прогревается равномерно и быстро. В результате преобразования электромагнитной энергии в тепловую снижается вязкость насыщающей пласт жидкости, а также происходит плавление твердых углеводородных компонентов, имеющихся в нефти или адсорбированных на поверхности зерен породы в порах.

Для повышения эффективности этого метода воздействия на практике применяется одновременная закачка смешивающегося агента – углеводородного растворителя, которая приводит к дополнительному снижению вязкости углеводородного флюида в результате смешивания нефти и растворителя, и за счет вытеснения теплового фронта и области плавления вглубь пласта. Все эти факторы способствуют повышению эффективности использования энергии нагревателя.

Преимуществом данного метода, помимо возникновения объемного нагрева пласта, является отсутствие потерь на подведение тепла с поверхности, так как для реализации метода не нужно использовать внешние теплоносители, а излучатель электромагнитной энергии спускается непосредственно в скважину, на глубину целевого пласта, теплопотери снижаются, поскольку генерация тепла происходит не на поверхности, а в самом пласте. Низкие энергетические затраты на нагрев обуславливают перспективность метода [2].

В ходе данной работы был проведен анализ экспериментальных исследований и математических моделей воздействия ВЧ ЭМП на нефтенасыщенный пласт с закачкой растворителя.

Экспериментальные исследования заключались в физическом моделировании процесса фильтрации высоковязких нефтей на моделях пласта, обработанных тепловым и электромагнитным полем, которое сопоставлялись с моделями без какого-либо воздействия. В результате установлено, что влияние ВЧ ЭМП выражалось не только в нагреве модели пласта до высокой температуры, но и в значительном увеличении коэффициента конвективной диффузии, скорости продвижения границы вытеснения, коэффициента нефтевытеснения за счет большего выхода тяжелых компонентов, сорбционно связанных в порах модели, по сравнению с другими вариантами эксперимента.

На основе проведенных экспериментальных исследований разработана математическая модель, отражающая ключевые особенности фильтрации высоковязких нефтей под воздействием ВЧ ЭМП – образование и движение границ фазового перехода, плавление твердой фазы глубине пласта, распределение полей температуры, давления и концентрации компонентов во времени [3].

Математическая модель, разработанная на основе законов сохранения массы, энергии, импульса с начальными и граничными условиями, представляет процессы тепломассопереноса при воздействии ВЧ ЭМП и совместной фильтрации двух смешивающихся жидкостей разной вязкости [4]. Основные уравнения, описывающие свойства пласта–коллектора, фильтрацию флюида в пористой среде, динамику взаимодействий между флюидом и пористой средой, являются дифференциальными уравнениями в частных производных [5], трудно решаются аналитическими методами, поэтому решение задачи получено с помощью численных методов.

Проведен анализ результатов численных расчетов, представленных в виде графиков распределения температуры, давления, концентраций растворителя и расплава твердой фазы, а также динамики границ фазового перехода. Исследование показало, что на распределение температуры и динамику фазовых переходов в пласте оказывают влияние такие энергетические факторы, как мощность генератора, температура закачиваемого растворителя. Их увеличение позволяет значительно расширить зону воздействия. Анализировалось также и влияние ВЧ ЭМП на пласты с разными исходными свойствами пласта и флюидов - пористости, различным количеством твердых компонентов в нефти, с разной начальной пластовой температурой. При этом установлено, что энергозатраты увеличиваются в случае прогрева пластов с большей пористостью и нефти с большей долей твердых компонентов. При этом динамика границы фазового перехода не зависит от пористости, состава пласта и его начальной температуры, а определяется в основном температурой закачиваемого агента и мощностью источника энергии.

Полученные результаты могут стать дополнением к существующим результатам изучения данного процесса увеличения нефтеотдачи, найти применение при выборе оптимального режима воздействия ВЧ ЭМП на продуктивные пласты. Необходимо отметить, что оптимальное высокочастотное электромагнитное воздействие в каждом случае должно подбираться исходя из анализа физико-химических свойств флюидов, геологических, технологических и экономических условий.

Библиографический список:

1. Саяхов Ф. Л. Исследование термо- и гидродинамических процессов в многофазных средах в высокочастотном электромагнитном поле применительно к нефтедобыче. Диссертация доктора ф.-м. наук. – М.,1984.– 449 с.
2. M. Rafiee, A. Behr, E. Lessner, D. Diehl, B. Trautmann, A. Koch. Electromagnetic heating for heavy oil production: case study of a field applicability / // SPE Journal. – 2015.
3. Хисматуллина Ф. С., Ковалева Л. А., Насыров Н. М., А. И. Хатмуллина. Об особенностях воздействия высокочастотным электромагнитным полем на залежи высоковязких нефтей, содержащих твёрдую углеводородную фазу // НТЖ «Нефть. Газ. Новации» – 2018. – №4. – С. 30–35.
4. Хисматуллина Ф.С., Ковалева Л.А., Насыров Н.М. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя // НТЖ «Нефть. Газ. Новации» – 2018. – №4. – С. 36–41.
5. Эртекин, Т. Основы прикладного моделирования пластов. / Т. Эртекин, Дж. Абу–Кассем, Г. Кинг – М–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 1060 с.

УДК 622.276

Анализ недостатков русловой концепции моделирования литологически неоднородных пластов тюменской свиты

Хисматуллина Ф.С.[1,2], Керюта А.В.[1,2], Курьянов В.Д.[1], Барыкина Е.В.[1]
1 – Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия
2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти, приуроченных к отложениям тюменской свиты, представляет собой одно из приоритетных направлений современной нефтедобычи. Эти отложения характеризуются низкой проницаемостью, выраженной литологической неоднородностью как по разрезу, так и по площади, а также сложным фациальным строением (рис. 1), обусловленным условиями осадконакопления в меандрирующих речных системах [1]. В таких условиях достоверное воспроизведение геологического строения коллектора становится критически важным для обеспечения технико-экономической эффективности разработки.

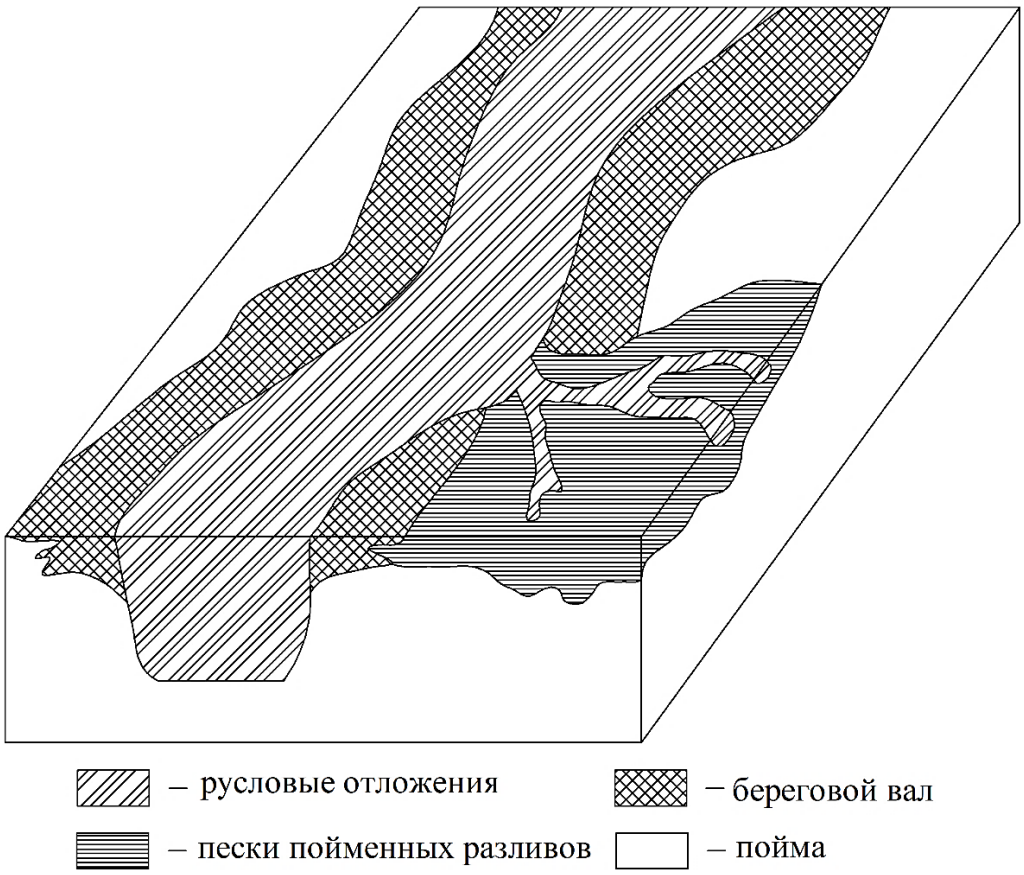


Рисунок 1 – Фации речных систем

Наиболее перспективными с точки зрения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) считаются русловые фации, отличающиеся повышенной эффективной нефтенасыщенной толщиной и улучшенными коллекторскими характеристиками по сравнению с пойменными отложениями. В связи с этим при геологическом моделировании широкое распространение получила так называемая «русловая концепция», предполагающая выделение и детальное моделирование палеорусел как основных объектов разбуривания. Подход продемонстрировал высокую эффективность на ряде месторождений Западной Сибири, позволив снизить долю непродуктивных скважин и оптимизировать систему разработки [2].

Однако практический опыт мониторинга разработки месторождения Х, где реализована данная концепция, выявил существенные расхождения между фактическими и модельными показателями добычи. В частности, в гидродинамической модели наблюдается

преждевременное падение дебитов и забойных давлений, а также прорыв воды от нагнетательных скважин к добывающим, что не подтверждается промысловыми данными.

Анализ причин несоответствий показал, что из модели ошибочно исключены пойменные зоны: хотя их фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) низкие, но они близки по абсолютным значениям к ФЕС русловых тел (табл.1) и соответственно запасы, содержащиеся в них, способны вовлекаться в процесс дренирования добывающими скважинами. Данное решение привело к искажению энергетического баланса залежи и некорректному воспроизведению гидродинамической связи между русловыми и пойменными частями пласта.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных отложений

	Объект 1		Объект 2	
	Русло	Пойма	Русло	Пойма
Открытая пористость, %	14,55	10,96	13,58	9,45
Средняя проницаемость, мД	1,59	0,31	0,48	0,26
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,4-13,8		4,4-18,9	
Коэффициент песчанистости, д.ед	0,33		0,27	
Коэффициент расчлененности, д.ед.	3,1		4,6	

В целях повышения достоверности геолого-гидродинамических моделей предлагается пересмотреть принятую концепцию и интегрировать в модель пойменные фации с ухудшенными ФЕС (рис. 2).

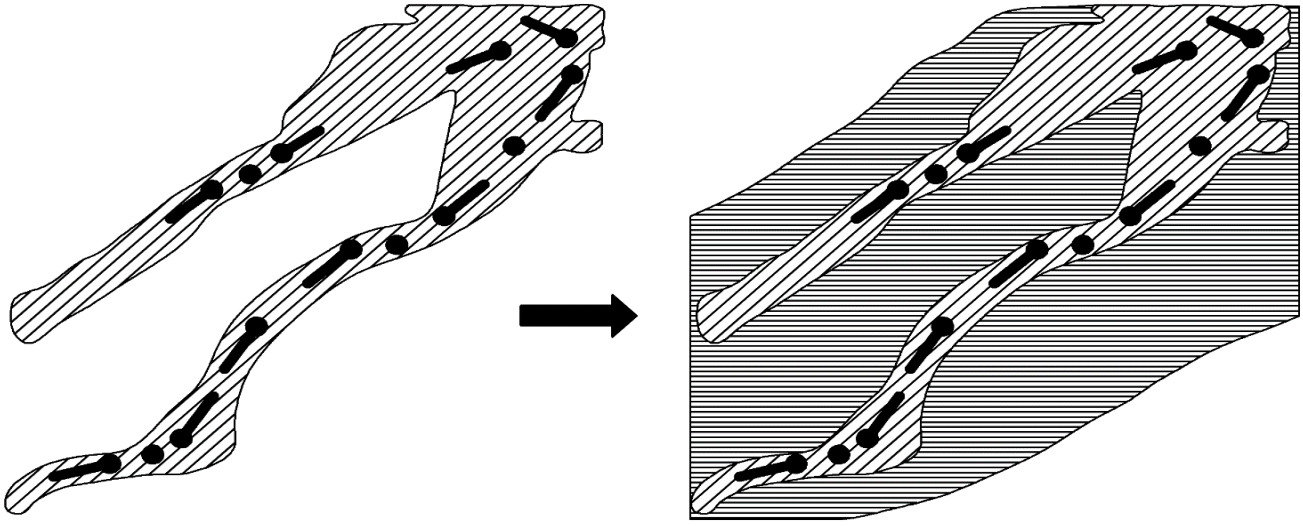


Рисунок 2 – Изменение концептуальной геологической модели фрагмента залежи месторождения Х

Данный подход позволит корректнее оценить распределение дренируемых запасов, улучшить адаптацию модели к истории разработки и повысить точность прогноза эффективности системы поддержания пластового давления. Реализация данной рекомендации особенно актуальна для низкопроницаемых объектов с высокой степенью литологической расчленённости, характерных для отложений тюменской свиты.

Библиографический список:

1. Алексеев В. П. Нефтегазовая литология: учебное пособие / В. П. Алексеев ; Уральский государственный горный университет. – Екатеринбург : УГГУ, 2019. – 576 с. - ISBN 978-5-8019-0451-1 – Текст: непосредственный.

2. Антипин А.С., Грачева А.Г., Червякова А.А., Калугин А.А., Талдыкин С.А., Метелина О.В. Особенности разработки русловых отложений тюменской свиты // ТРУДЫ РОССИЙСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА. – 2024. – №3(316). – С. 65-77. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=71960070 (дата обращения 09.11.2025).

УДК 621.643.053

Испытания призматических образцов с дефектами на трёхточечный изгиб

Игнатик А. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. Для определения механических характеристик трубных сталей выполняют лабораторные испытания на образцах. Обычно проводят испытания на растяжение для определения предела прочности, предела текучести, относительного удлинения и сужения после разрыва, а также на ударный изгиб для определения ударной вязкости [1]. Эксперименты на статический изгиб реже выполняются в нефтегазопроводной отрасли. Такие испытания делают для определения характеристик трещиностойкости материалов, при этом на образцах изготавливается краевая трещина [2]. Также испытывают на статический изгиб образцы сварных соединений [3].

В данной статье рассмотрена авторская методика испытания на трёхточечный изгиб призматических образцов с искусственными надрезами, имитирующими трещиноподобные дефекты. При помощи этой методики определяются силовые характеристики, аналогичные пределу прочности и пределу текучести. Определяется коэффициент уменьшения прочности конструкции с дефектом. Рассматривается пример использования предлагаемой эмпирически полученной методики для оценки прочности трубопровода толщиной 10 мм с трещиноподобным дефектом.

Методы. В экспериментальной работе использовались призматические образцы, вырезанные из стального прута с квадратным поперечный сечением 10 на 10 мм. Марка стали Ст3. Длина образцов 120 мм (см. рис. 1).

Испытания проводились на лабораторном стенде (рис. 2). Он включает в себя гидравлический домкрат (1) для создания нагрузки на образцы; его грузоподъёмность 5 тонн. Усилие измеряется при помощи тензометрического датчика (2). Перемещение фиксируется цифровым штангенциркулем (3). Стенд подключается к ноутбуку со специальным программным обеспечением (4).

Образцы помещаются на подставку, расстояние между опорами 80 мм (рис. 3).



Рисунок 1 – Призматический образец в тисках с искусственным надрезом (дефектом)



1 – гидравлический домкрат; 2 – силоизмерительный тензометрический датчик;
3 – цифровой штангенциркуль; 4 – ноутбук со специальным программным обеспечением
Рисунок 2 – Стенд для механических испытаний. Общий вид

Изгибу подвергались бездефектные образцы и дефектные. На образцы наносились надрезы (трещиноподобные дефекты) при помощи ножовки по металлу. Толщина дефектов 0,8 мм. Глубины дефектов: H = 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8 мм. В одной серии испытаний использовались 8 дефектных и 1 бездефектный образец; всего 9 образцов. Выполнено 3 серии испытаний; всего 27 образцов. Для каждого образца построена диаграмма деформирования. Данные деформирования получены в графическом и численном виде.

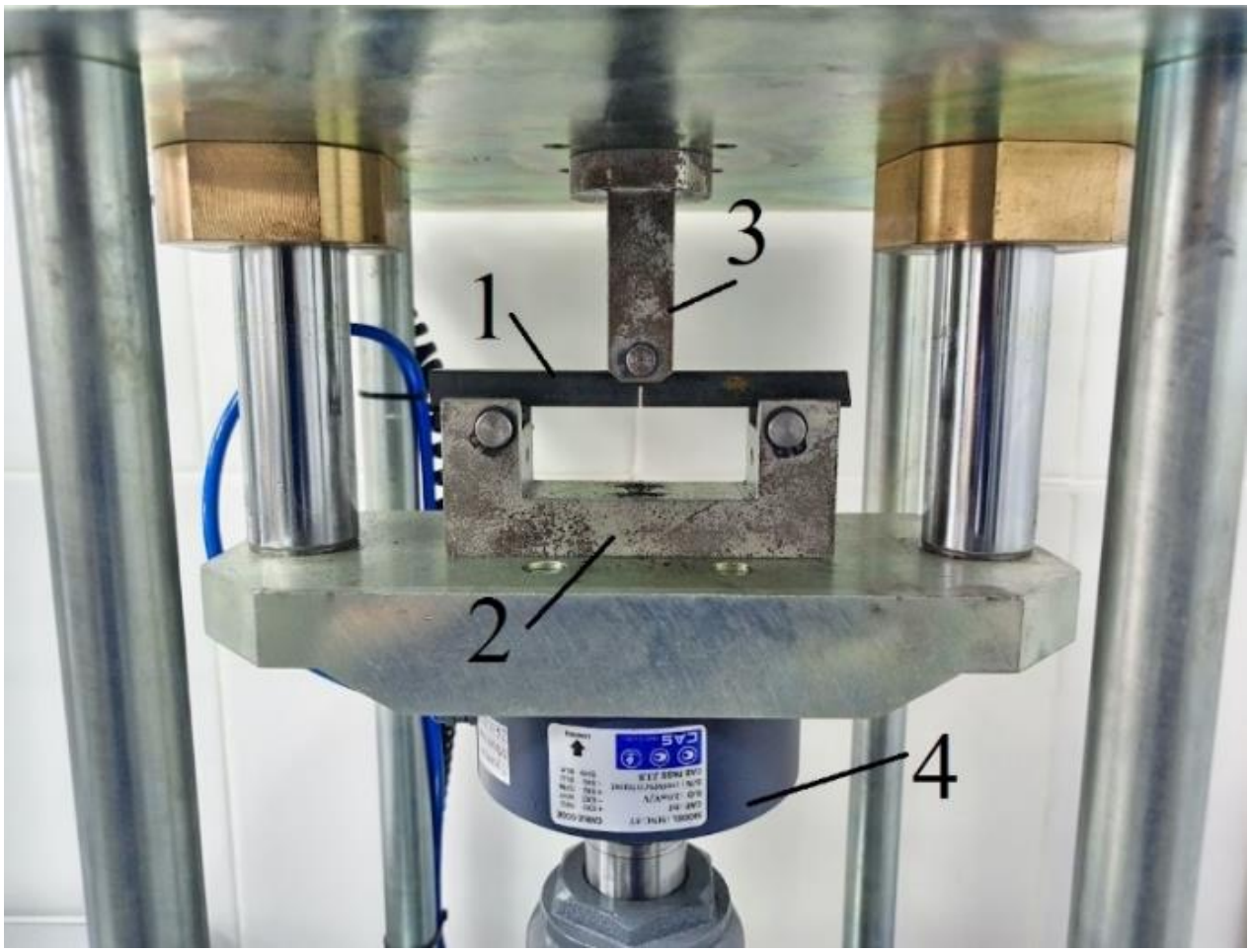
По диаграммам определяется усилие, соответствующее пределу прочности $F_в$. Это усилие соответствует максимуму диаграммы деформирования.

Также определяется усилие, соответствующее пределу текучести $F_т$. Эта точка на диаграмме делит график на две области: упругую и упругопластическую. Упругая область деформирования описывается прямой линией в соответствии с законом Гука. В упругопластической области деформаций график нелинейный.

Усилия $F_в$ и $F_т$ определяются по диаграмме деформирования таким же способом, как и предел прочности $\sigma_в$ и предел текучести $\sigma_т$ материала.

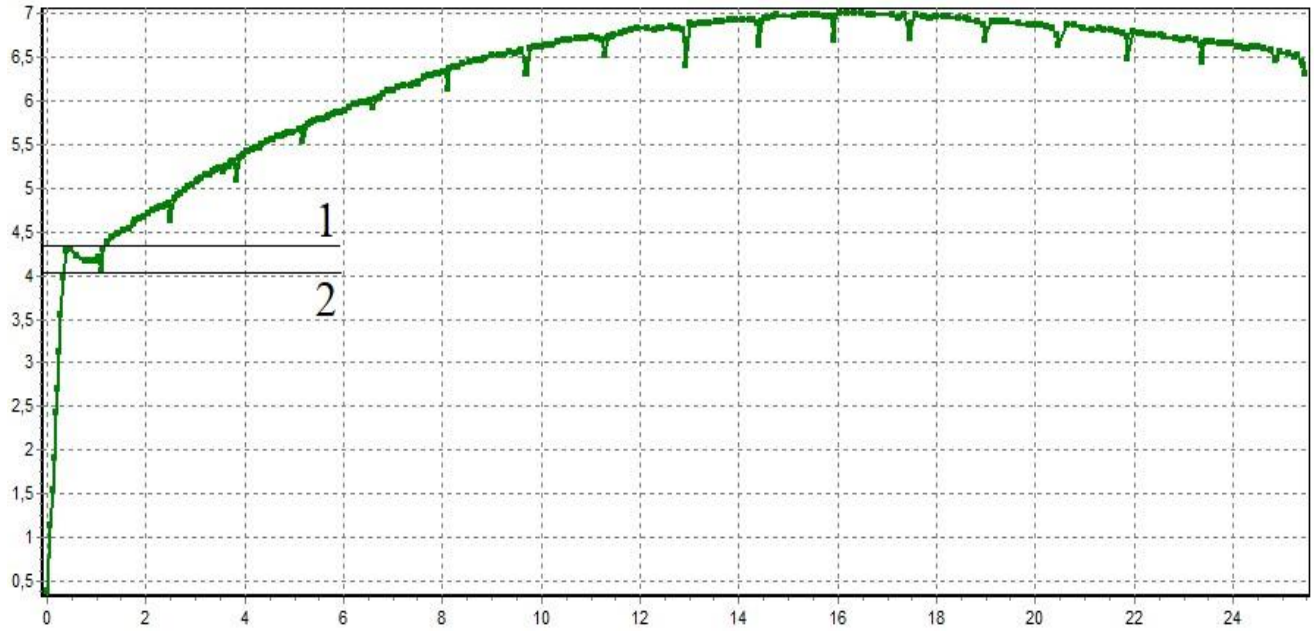
В ходе испытаний образец нагружается изгибающей силой. Причём приспособление (3) по рисунку 3 находится в неизменном положении, а подставка (2) перемещается вверх.

При нагружении образца в компьютерной программе строится диаграмма деформирования в координатах «усилие (кН) – перемещение середины образца (мм)».



1 – призматический образец с трещиноподобным дефектом; 2 – подставка;
3 – приспособление для нагружения образца; 4 – силоизмерительный тензометрический датчик
Рисунок 3 – Образец с трещиноподобным дефектом на подставке

Результаты. Ниже в качестве примера представлены диаграммы деформирования бездефектного образца (рис. 4) и образцов с дефектами глубиной $H = 1$; 2; 4; 6 мм (соответственно рисунки 5, 6, 7, 8).



1 – уровень верхнего предела текучести; 2 – уровень нижнего предела текучести
Рисунок 4 – Диаграмма деформирования для бездефектного образца

Вертикальная ось – усилие; горизонтальная ось – перемещение. $F_в$ = 7,0 кН; $F_т$ = 4,1 кН

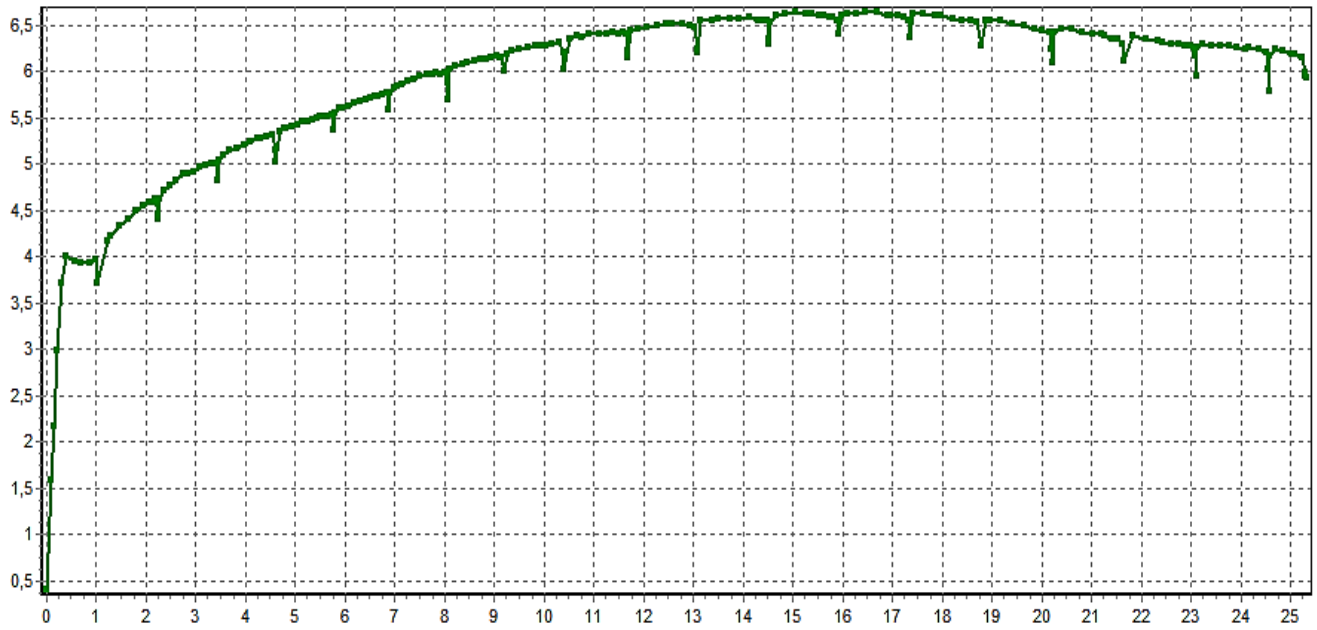
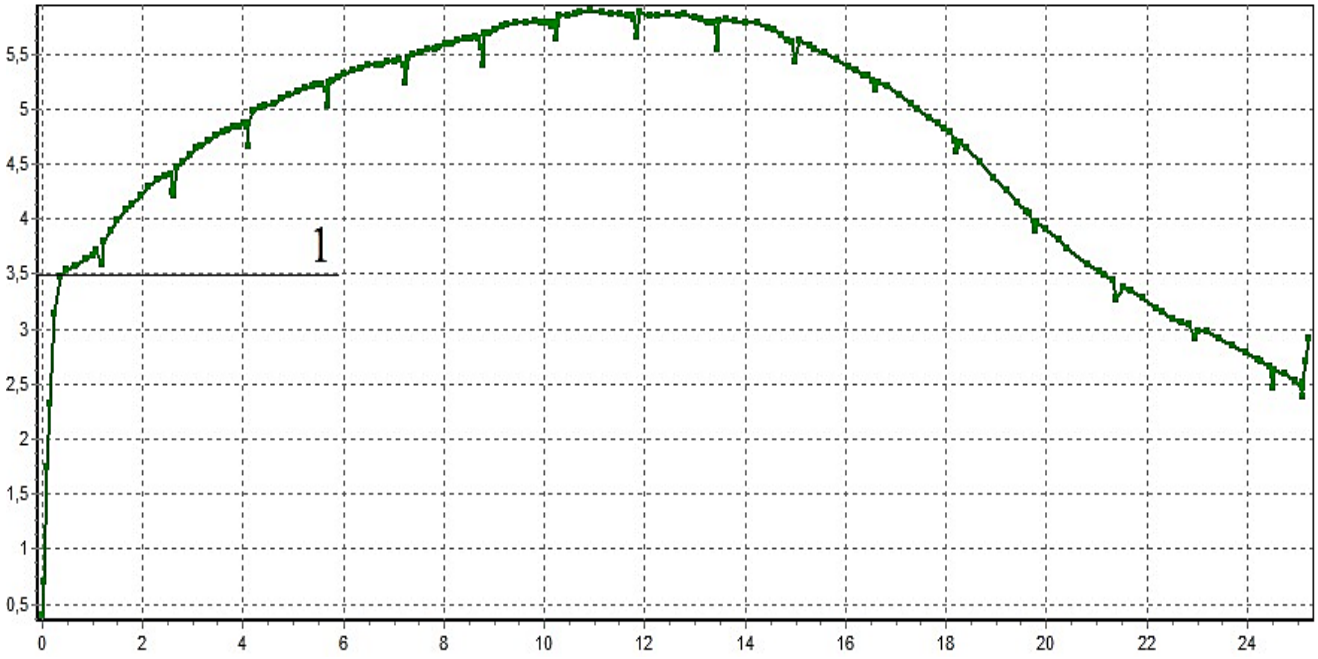


Рисунок 5 – Диаграмма деформирования для образца с дефектом глубиной 1 мм

Вертикальная ось – усилие; горизонтальная ось – перемещение. $F_в$ = 6,6 кН; $F_т$ = 3,7 кН



1 – уровень, разделяющий диаграмму на стадию упругого и упругопластического деформирования

Рисунок 6 – Диаграмма деформирования для образца с дефектом глубиной 2 мм

Вертикальная ось – усилие; горизонтальная ось – перемещение. $F_в$ = 5,9 кН; $F_т$ = 3,5 кН.

На рисунках 4–8 периодические скачки графиков вниз связаны с особенностями нагружения образцов вручную посредством домкрата. Определить максимум диаграмм деформирования в виде числа не представляет сложности: компьютерная программа выдаёт численные значения усилий. Есть трудности в точном определении уровня предела текучести. На рисунках 6, 7 и 8 этот уровень определяется графически; находится точка на диаграмме деформирования, которая делит её на линейный и нелинейный участок (см. горизонтальную линию 1 на рис. 6). На рисунках 4 и 5 уровень текучести определяется по нижнему пределу текучести, который находится ниже и правее верхнего предела текучести (см. горизонтальные линии 1 и 2 на рис. 4).

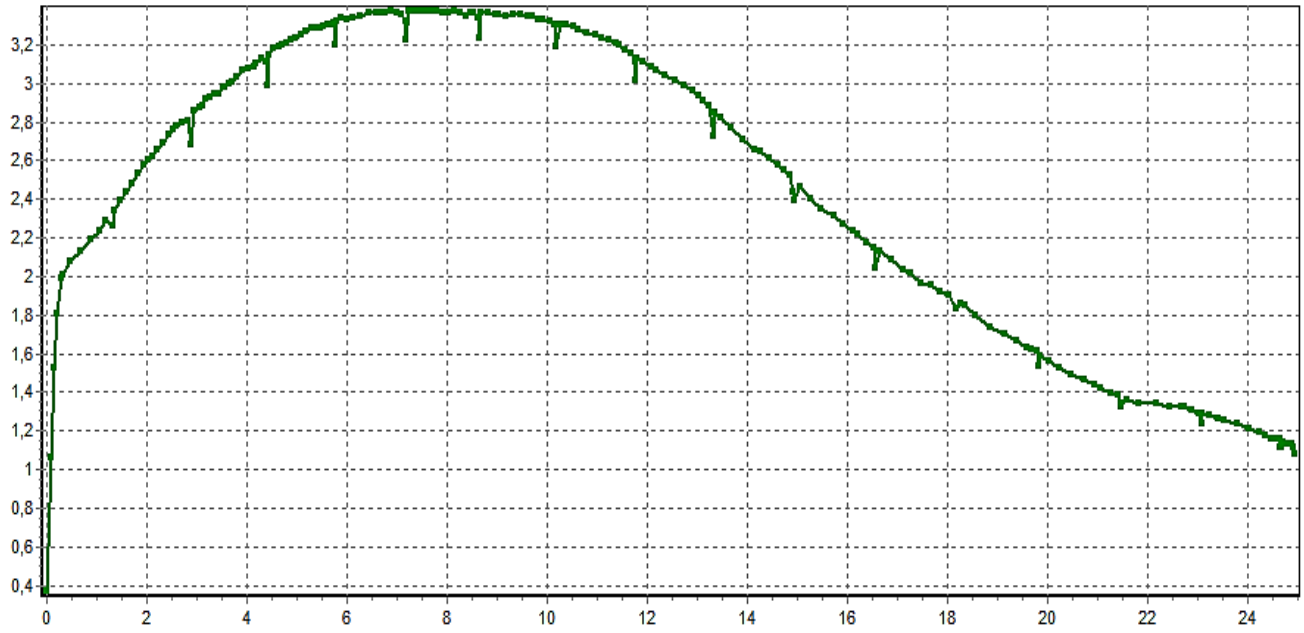


Рисунок 7 – Диаграмма деформирования для образца с дефектом глубиной 4 мм

Вертикальная ось – усилие; горизонтальная ось – перемещение. $F_в$ = 3,4 кН; $F_т$ = 2,0 кН.



Рисунок 8 – Диаграмма деформирования для образца с дефектом глубиной 6 мм

Вертикальная ось – усилие; горизонтальная ось – перемещение. $F_в$ = 1,7 кН; $F_т$ = 1,0 кН

Относительная глубина Δ дефекта определяется как отношение его глубины H к толщине образца (у нас 10 мм). В эксперименте Δ = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8.

Введём понятие «коэффициент уменьшения прочности k». Этот коэффициент определяется согласно формуле

$$k = \frac{F_{\text{в дефект}}}{F_{\text{в без дефекта}}}, \quad (1)$$

где $F_{\text{в дефект}}$ – усилие, соответствующее пределу прочности, полученное для образца с дефектом; $F_{\text{в без дефекта}}$ – усилие, соответствующее пределу прочности, полученное для образца без дефекта.

В таблице 1 представлены средние значения $F_в$; $F_т$; $F_т / F_в$; k для всех глубин дефектов, а также средние значения коэффициента $k_т$, который определяется по формуле

$$k_т = \frac{F_{т\ дефект}}{F_{т\ без\ дефекта}}, \quad (2)$$

где $F_{т\ дефект}$ – усилие, соответствующее пределу текучести, полученное для образца с дефектом; $F_{т\ без\ дефекта}$ – усилие, соответствующее пределу текучести, полученное для образца без дефекта.

Таблица 1 – Результаты экспериментального определения следующих величин: усилия $F_в$, соответствующего пределу прочности; усилия $F_т$, соответствующего пределу текучести; соотношения $F_т / F_в$; коэффициента несущей способности k; коэффициента $k_т$

H, мм	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Δ	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
$F_в$, кН	7,17	6,73	5,87	4,57	3,47	2,43	1,67	1,07	0,50
$F_т$, кН	4,17	3,77	3,43	2,83	2,03	1,43	0,93	0,57	0,30
$F_т / F_в$	0,58	0,56	0,59	0,62	0,59	0,59	0,56	0,53	0,60
k	1,00	0,94	0,82	0,64	0,48	0,34	0,23	0,15	0,07
$k_т$	1,00	0,90	0,82	0,68	0,49	0,34	0,22	0,14	0,07

С помощью коэффициента уменьшения прочности k предполагается выполнять оценку прочности трубопроводов с трещиноподобными дефектами. Если разрушающую нагрузку на бездефектную конструкцию $N_{без\ дефекта}$ умножить на этот коэффициент k, то получим разрушающую нагрузку на дефектную конструкцию $N_{\ дефект}$: $N_{\ дефект} = k \cdot N_{без\ дефекта}$.

Коэффициент $k_т$ позволит оценить нагрузку на трубопровод, при которой материал трубы перейдёт от упругой стадии деформирования к упругопластической.

На рисунке 9 изображён график зависимости коэффициента уменьшения прочности k от относительной глубины дефекта Δ. Здесь же представлены уравнения линий тренда: линейная зависимость, полиномы второй и третьей степени. Значения коэффициентов корреляции в квадрате R^2 высокие, что говорит о тесной взаимной зависимости величин k и Δ.

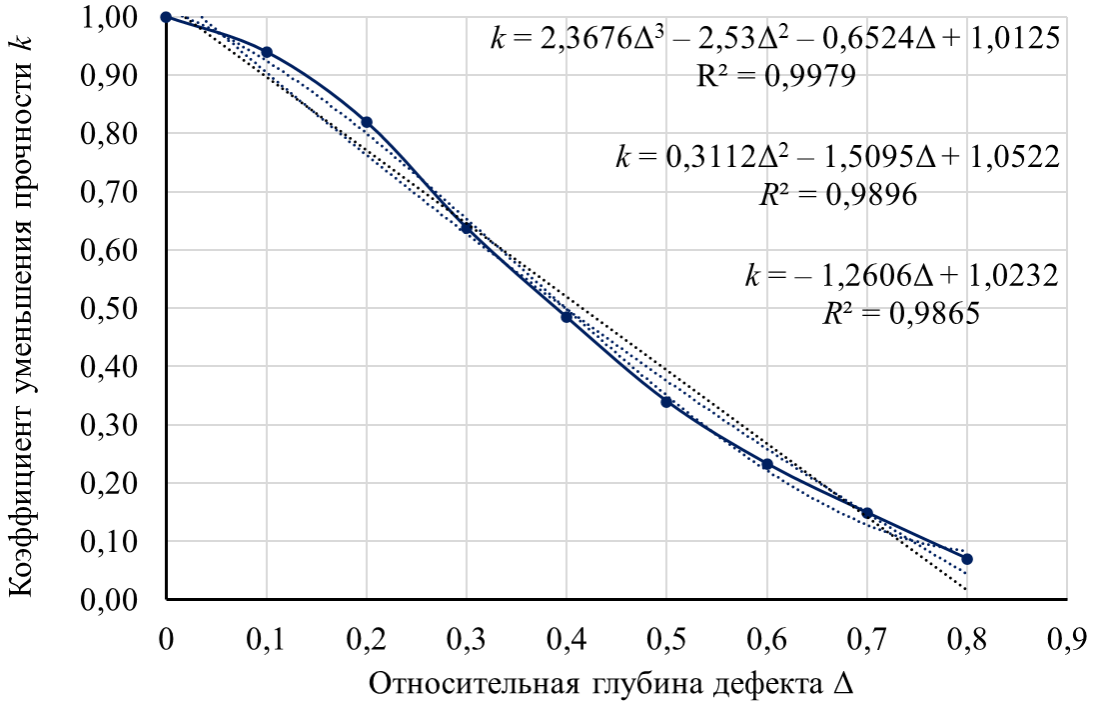


Рисунок 9 – Экспериментальный график зависимости коэффициента уменьшения прочности k от относительной глубины дефекта Δ. Уравнения линий тренда

В дальнейшем для расчёта коэффициента уменьшения прочности k предлагается использовать полином третьей степени в виде

$$k = 2{,}37\Delta^3 - 2{,}53\Delta^2 - 0{,}65\Delta + 1. \quad (3)$$

Оценка прочности трубопровода с трещиноподобным дефектом. Под действием нагрузок и воздействий в трубопроводе возникают следующие напряжения: 1) кольцевое $\sigma_{кц}$; 2) продольное $\sigma_{пр}$; 3) радиальное $\sigma_{рад}$; 4) касательное τ.

Три первых напряжения $\sigma_{кц}$, $\sigma_{пр}$, $\sigma_{рад}$ (они являются нормальными) определяются по формулам

$$\sigma_{кц} = \frac{pd}{2\delta}, \quad (4)$$

$$\sigma_{пр} = \mu\frac{pd}{2\delta} - \alpha E\Delta T \pm \frac{ED}{2R_{изг}}, \quad (5)$$

$$\sigma_{рад} = -p. \quad (6)$$

где p – внутреннее давление; D, d – наружный и внутренний диаметр трубы соответственно; δ – толщина стенки трубы; α – коэффициент теплового линейного расширения; E – модуль Юнга; ΔT – температурный перепад; $R_{изг}$ – радиус изгиба трубопровода.

Касательные напряжения τ возникают в трубе от изгибающих нагрузок и крутящих моментов: $\tau = \tau_{изг} + \tau_{крут}$, где $\tau_{изг}$ и $\tau_{крут}$ – касательные напряжения, возникающие от действия изгибающей нагрузки и кручения соответственно, вычисляемые по формулам из курса сопротивления материалов [4]. Касательные напряжения от изгиба $\tau_{изг}$ предлагается рассчитывать по формуле Журавского – Власова [5].

Для оценки прочности дефектного трубопровода решается относительно давления p следующее уравнение:

$$\frac{\sqrt{2}}{2}\sqrt{\left(\sigma_{кц} - \sigma_{пр}\right)^2 + \left(\sigma_{пр} - \sigma_{рад}\right)^2 + \left(\sigma_{рад} - \sigma_{кц}\right)^2 + 6\tau^2} = \sigma_{в}, \quad (7)$$

где $\sigma_{в}$ – предел прочности материала.

Левая часть (7) представляет собой интенсивность напряжений $\sigma_{инт}$ (или напряжения по Мизесу, эквивалентные напряжения согласно энергетической теории прочности). Поэтому (7) можно коротко записать $\sigma_{инт}(p) = \sigma_{в}$. Решением данного уравнения является величина давления $p_{в}$, соответствующая пределу прочности. Назовём величину $p_{в}$ разрушающим давлением. Если в бездефектном трубопроводе внутреннее давление равно $p_{в}$, то он «условно разрушится». «Условно», так как при достижении предела прочности образцы не разрушаются.

Предельное давление бездефектного трубопровода определяется по формуле

$$p_{пред\ без\ дефекта} = \frac{p_{в}}{n}, \quad (8)$$

где n – коэффициент запаса прочности.

Коэффициент запаса прочности n предлагается назначать согласно системе коэффициентов запаса, регламентируемой в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

Предельное давление по-другому можно назвать «инженерное разрушающее давление» или «разрушающее давление с учётом коэффициента запаса».

Предельное давление дефектного трубопровода вычисляется согласно выражению

$$p_{пред\ с\ дефектом} = \frac{p_{в}}{n} \cdot k = p_{пред\ без\ дефекта} \cdot k. \quad (9)$$

Введём критерий прочности участка трубопровода. Если фактическое давление в трубопроводе $p_{факт}$ меньше или равно предельного $p_{факт} \leq p_{пред}$, то прочность обеспечивается. Если фактическое давление больше предельного $p_{факт} > p_{пред}$, то прочность трубопроводной конструкции не обеспечивается. Этот критерий относится к дефектному и бездефектному трубопроводу.

Рассмотрим пример оценки прочности трубопровода с трещиноподобным дефектом.

Поскольку в эксперименте образцы имеют толщину 10 мм, то полученные в данной статье результаты можно отнести к трубопроводу с толщиной стенки 10 мм. Изгибающая нагрузка в испытаниях имитирует внутреннее давление трубопровода. В предлагаемой методике учитывается только глубина (или относительная глубина) дефекта, остальные факторы не учитываются (длина и ширина дефекта, диаметр трубы).

Допустим, имеем трубопровод наружного диаметра 820 мм, толщиной стенки 10 мм. Предел прочности трубной стали $\sigma_в$ = 578 МПа. На трубопроводе находится трещиноподобный дефект (например, риска) с глубиной H = 3 мм (относительная глубина Δ = 0,3 мм). С помощью эмпирической формулы (3) получим коэффициент уменьшения прочности, равный k = 0,641.

Решение уравнения (7) даёт $p_в$ = 16,27 МПа.

Назначим коэффициент запаса прочности n = 1,34. Тогда предельное давление дефектного трубопровода, согласно (9), $p_{пред}$ = 7,79 МПа. Если фактическое давление $p_{факт}$ = 6,0 МПа, то прочность дефектного трубопровода на текущий момент времени обеспечивается. Вопрос долговечности дефектного трубопровода в данной статье не рассматривается.

В таблице 2 представлены значения предельного давления $p_{пред}$ трубопровода с разной глубиной дефекта. Остальные исходные данные, приведённые выше, не меняются.

Таблица 2 – Значения коэффициента уменьшения прочности k, по формуле (3), и предельного давления рпред трубопровода, по формуле (9), с толщиной стенки 10 мм и различными глубинами трещиноподобного дефекта H = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8 мм.

H, мм	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Δ	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
k	1,000	0,912	0,788	0,641	0,487	0,339	0,211	0,118	0,074
$p_{пред}$	12,14	11,07	9,56	7,79	5,91	4,11	2,56	1,44	0,90

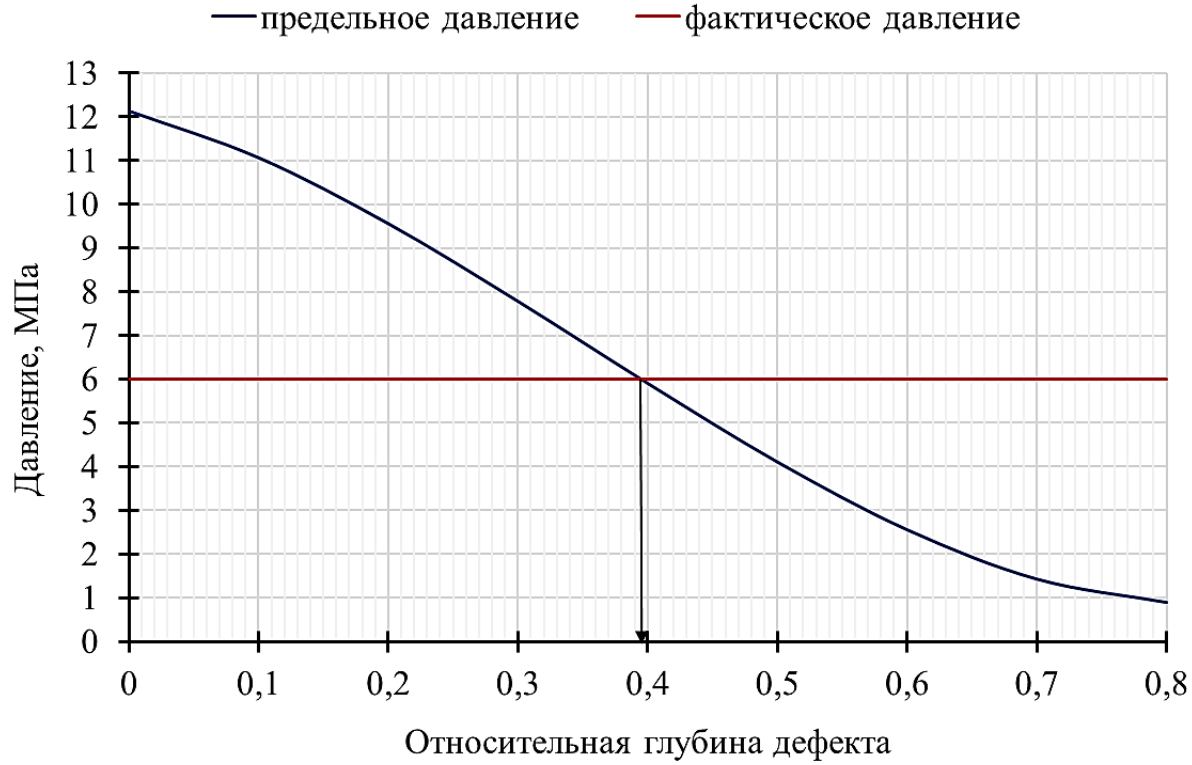


Рисунок 10 – Зависимость предельного давления рпред от относительной глубины дефекта Δ трубопровода

На рисунке 10 изображён график зависимости предельного давления $p_{пред}$ дефектного трубопровода от относительной глубины Δ дефекта, построенный по данным таблицы 2.

Из рисунка 10 видно, что при относительной глубине дефекта Δ > 0,39 фактическое давление больше предельного и прочность трубопровода не гарантируется. Прочность дефектного трубопровода обеспечивается при выполнении условия Δ ≤ 0,39 (или $H \leq 3{,}9$ мм).

Заключение. Разработана экспериментальная методика испытаний на трёхточечный изгиб призматических образцов с искусственными надрезами (трещиноподобными дефектами). Итогом её применения является значения коэффициентов несущей способности конструкции с дефектами.

Разработана методика оценки прочности трубопровода толщиной 10 мм с трещиноподобными дефектами. Численным итогом методики является величина предельного давления трубы с дефектом. Качественный результат состоит в том, что определяется, обеспечивается или нет текущая прочность трубопроводной конструкции с трещиноподобным дефектом.

Библиографический список:

1. Андронов И. Н., Кузьбожев А. С., Агиней Р. В. Ресурс надземных трубопроводов. В 2-х ч. Ч. 1. Факторы, ограничивающие ресурс. Стандартные методы испытаний. – Ухта : УГТУ, 2008. – 272 с.
2. ГОСТ 25.506-85. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. URL: https://docs.cntd.ru/document/1200004652 (дата обращения 20.10.2025).
3. РД 26-11-08-86 Соединения сварные. Механические испытания. URL: https://docs.cntd.ru/document/1200043818 (дата обращения 20.10.2025).
4. Биргер И. А., Мавлютов Р. Р. Сопротивление материалов : учебное пособие, изд. стереотип. – М. : ЛЕНАНД, 2022. – 560 с.
5. Игнатик А. А. Вывод эмпирических формул для расчёта напряжений трубопровода диаметра 325 мм при воздействии изгибающей нагрузки // Технологии нефти и газа. – 2025. – № 3.– С. 60–64.

УДК 622.691.4:628.517

Техническое обеспечение устойчивости магистральных трубопроводов в сложных грунтовых условиях

Кузьбожев П. А.[1], Шигапов Р. О.[2]
1 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, Россия
2 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

Трубопроводные системы, расположенные на территории Российской Федерации, пересекают разнообразные геологические и гидрологические зоны, каждая из которых обладает уникальными физико-химическими и механическими характеристиками. В частности, они проходят через почвы с различной степенью обводненности, что требует тщательного учета гидрогеологических условий при проектировании и эксплуатации инфраструктуры.

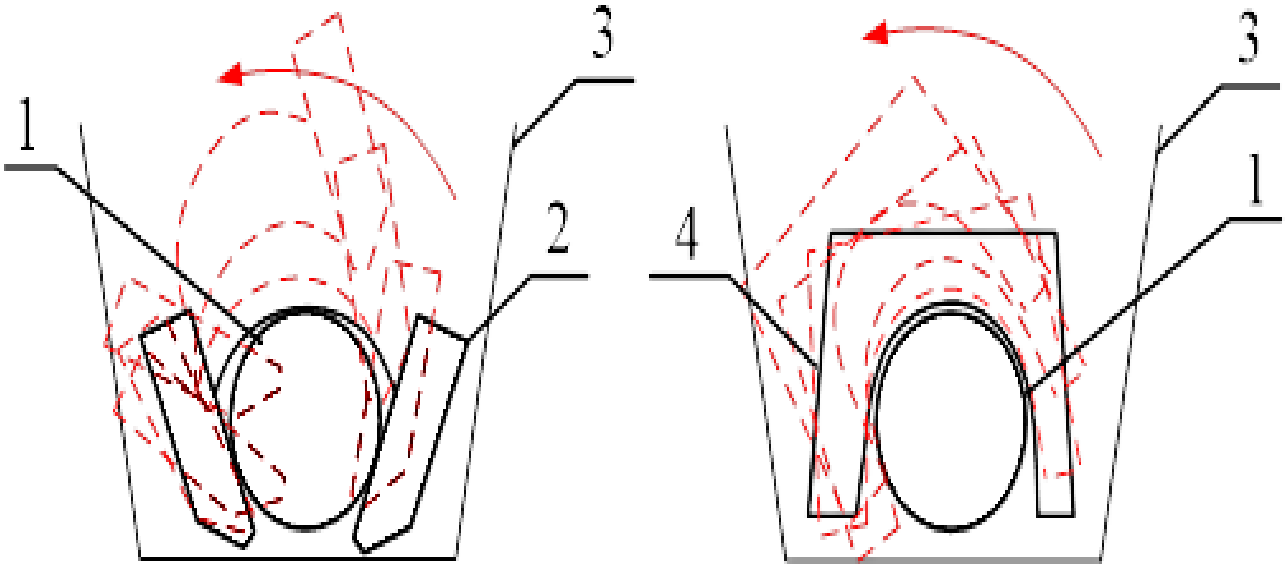
В процессе эксплуатации трубопроводных систем, расположенных в обводненных районах с низкой степенью цементации грунта, изменение их первоначального положения является одним из наиболее значимых отклонений от проектных параметров. Это явление обусловлено сложным взаимодействием множества факторов, включая геоморфологические особенности местности, гидрогеологические условия, механические характеристики грунта, а также эксплуатационные нагрузки и воздействия. Гидрологические условия играют ключевую роль в формировании деформационных процессов. Высокий уровень грунтовых вод, их динамика и направление движения оказывают значительное влияние на устойчивость трубопроводных систем. Грунты с низкой степенью

цементации, такие как песчаные и супесчаные, подвержены значительным изменениям объема и структуры под воздействием влаги, что приводит к смещению трубопровода. Механические свойства грунта также существенно влияют на стабильность трубопроводных систем. Пластичность и сжимаемость могут вызывать прогибы и изгибы трубопроводов. Кроме того, сезонные изменения температуры и влажности могут усиливать деформационные процессы, приводя к неравномерным подвижкам грунта и, как следствие, к изменению положения трубопровода.

Последствиями перемещения трубопровода могут стать повреждения изоляционного покрытия и, как следствие, ускорение процессов коррозии металла труб. Кроме того, неконтролируемое изменение положения трубопровода повышает риск возникновения аварийных ситуаций, связанных с нарушением его герметичности и утечкой транспортируемого продукта.

Для обеспечения стабильности трубопроводов в условиях затопления применяются специализированные методы балластировки, учитывающие измененные характеристики грунта. К ним относятся использование анкерных систем, гравитационное балластирование с применением утяжелителей увеличенной массы, а также заглубление трубопровода в траншею с последующей засыпкой и укреплением береговой линии.

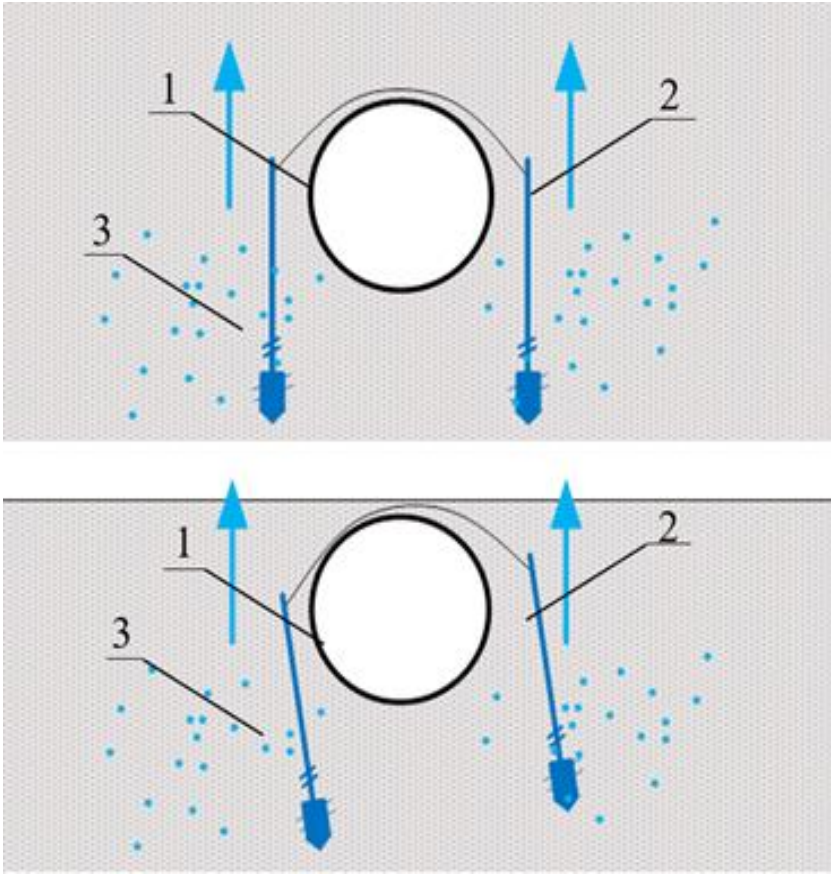
Гравитационное балластирование трубопроводов с применением утяжелителей повышенной массы является одним из наиболее распространённых методов обеспечения их устойчивости в условиях слабосцементированных грунтов. Однако, несмотря на свою эффективность и широкое применение, метод не лишен определенных сложностей и потенциальных проблем. Так, например, при изменении уровня грунтовых вод утяжелители могут потерять свою устойчивость (рис. 1). В результате данного процесса могут происходить деформации и даже разрушения бетонных утяжелителей, а также повреждение самого трубопровода.



1 – трубопровод; 2 – утяжелитель бетонный охватывающий; 3 – траншея;
4 – утяжелитель бетонный клиновидный модернизированный

Рисунок 1 – Процесс изменения проектного положения балластирующих устройств

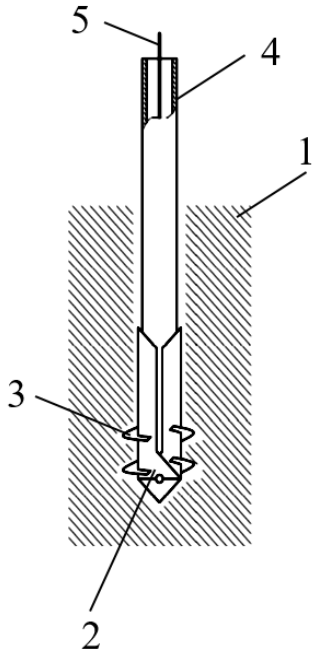
В контексте рассмотрения существующих анкерных систем для закрепления трубопровода на проектных отметках в условиях переменной степени сцементированности пород, обусловленной обводненностью территории, одним из наиболее существенных недостатков является их недостаточная степень закрепленности в грунте. Это связано с тем, что большинство анкерных систем имеют относительно малую площадь поверхности крепежных элементов. В результате, при изменении положения трубопровода или под воздействием динамических нагрузок, анкеры могут быть подвержены смещению, что приводит к снижению их эффективности и надежности (рис. 2).



1 – анкерное устройство; 2 – трубопровод; 3 – обводненный грунт

Рисунок 2 – Процесс изменения проектного положения трубопровода и анкерного устройства

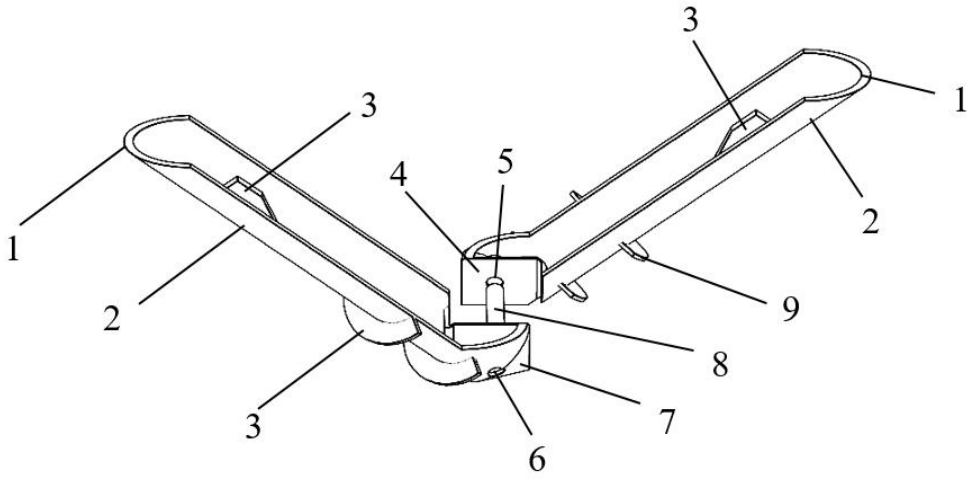
Изменение первоначального проектного положения как стандартных утяжелителей повышенной массы, так и анкерных систем может приводить к возникновению аварийных ситуаций, включая разрывы трубопровода и утечки, что не только негативно сказывается на окружающей среде, но и влечет за собой значительные экономические потери.



1 – грунт; 2 – раскрывающийся цилиндрический оголовок; 3 – спиральные пластины; 4 – инвентарный стержень; 5 – трос [1]

Рисунок 3 – Общий вид анкера для закрепления трубопровода

Для решения рассматриваемых проблематик была разработана конструкция анкерного устройства (рис. 3, 4), обеспечивающая гарантированное раскрытие в процессе монтажа и значительное повышение несущей способности конструкции.



1 – срез; 2 – лопасть; 3 – выступ; 4 – усиливающий Г-образный элемент;
5, 6 – отверстия; 7 – полуконус; 8 – высокопрочная ось; 9 – спиральная пластина [1]
Рисунок 4 – Процесс раскрытия анкера для закрепления трубопровода

Особое внимание уделялось оптимизации конструктивных параметров анкерного устройства с целью минимизации деформаций и повышения устойчивости к динамическим нагрузкам. Увеличение несущей способности разрабатываемой конструкции достигается за счет применения лопастей увеличенных геометрических размеров. Эти лопасти обладают повышенной площадью контакта с грунтом, что значительно улучшает их эксплуатационные характеристики и обеспечивает более высокую устойчивость к нагрузкам. Для предотвращения деформации в процессе монтажа конструкция лопастей разработана с учетом особой геометрии, обеспечивающей высокую прочность и жесткость. Дополнительно, для гарантированного раскрытия лопастей на заданной глубине, верхние кромки лопастей выполнены в виде заостренных срезов, которые врезаются в грунт при монтаже, создавая надежное сцепление и обеспечивая высокую стабильность конструкции. Это позволяет достичь оптимальных показателей несущей способности и долговечности конструкции в различных условиях эксплуатации.

Библиографический список:

1. Пат. 2715488 Российская Федерация, МПК E02D 5/80 (2006.01), F16L 1/028 (2006.01). Анкер для закрепления трубопровода; заявитель и патентообладатель: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2019108896; заявл. 27.03.2019; опубл. 28.02.2020.

УДК 621.642.03

Исследование влияния дефекта уторного узла на напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального стального

Крамской Л. И., Терентьева М. В.
1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары являются самым распространенным видом емкостей для хранения, приема, отпуска и учета нефтепродуктов. На территории России насчитывается около 100 тысяч резервуаров с объемом от 3000 до 100000 м^3. Учитывая это, большая часть, около 60–70 %, выработала свой эксплуатационный ресурс, что приводит к увеличению возможных аварий, которые несут собой не только материальный, но и огромный экологический ущерб.

Анализ статистических данных по дефектам РВС и их распределению в элементах конструкции показывает, что наиболее распространёнными местами возникновения дефектов является стенка резервуара (48 %) и уторное соединение (21 %), а причинами являются: хрупкое разрушение и конструктивные концентраторы напряжений. Значительная часть аварий и отказов резервуаров имеют свое происхождение в уторном сварном шве резервуара, который в процессе эксплуатации имеет множество напряжений, что вызывает сложное напряженно-деформированное состояние этого узла [1].

На сегодняшний день наиболее широко используется конструкция уторного узла резервуара, где стенка установлена перпендикулярно днищу на некотором расстоянии от его края, при этом стенка и днище сопряжены друг с другом при помощи таврового сварного соединения, с конструктивным непроваром (рис. 1).

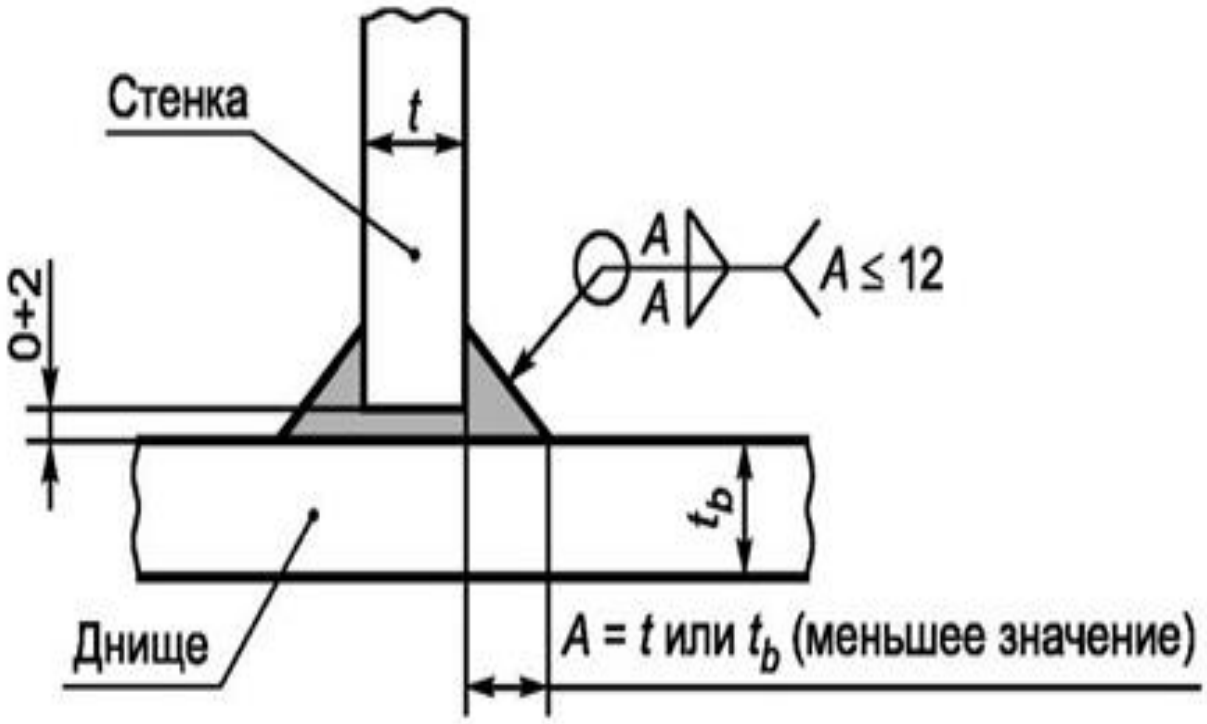


Рисунок 1 – Схематизация уторного сварного шва резервуара [2]

Если рассмотреть уторный узел резервуара по напряженно деформированному состоянию, то это часть резервуара является наиболее нагруженной, ведь данное соединение расположено в зоне больших остаточных напряжений, которые возникают не только в самом соединение, но и в около шовной зоне соединения. Также нагрузка на соединение увеличивается из-за других факторов, например неравномерной осадки основания, что вызывает дополнительные сложные напряжения. Но и это еще не все, узел находится в очень активно-коррозионной среды, что в плюсе с постоянными напряжениями создает предельные значения НДС всей конструкции.

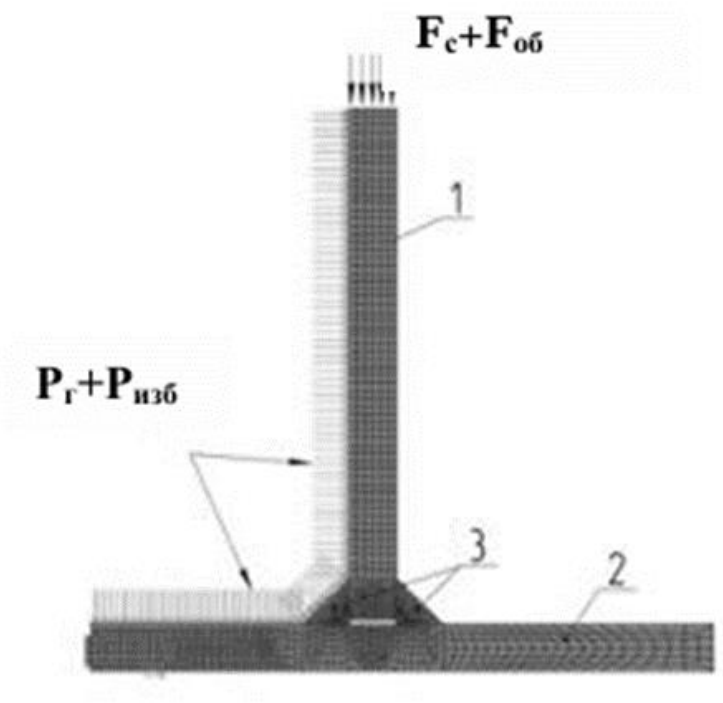
Учитывая наличие способов и приемов снижения уровня напряжений и деформаций в сварных швах объектов хранения, многие из них имеют ограничения по применению в связи с конструктивными особенностями свариваемых конструкций, либо применяемых технологий сварки.

Таким образом, даже на объекте, где будет осуществляться дополнительные меры по снидению НДС сварных швов конструкции, в агрессивных эксплуатационных условиях работы резервуара возможны образования дефектов в швах. При этом, большая часть резервуаров имеют срок эксплуатации более 30 лет, и это говорит о том, что многие сварные конструкции, которые были выполнены ранее не могут соответствовать требованиям действующих нормативных.

Анализируя проведенное статистическое исследование о наличии дефектов в соединениях сваркой для конструктивных сталей, можно сказать, что наиболее распространенными дефектами в сварных соединениях являются поры и непровары [3-4].

Существует два метода решения данной задачи, первый метод, это ремонтная сварка уже существующих соединений, данный метод является очень затратными и трудоемким. Второй метод – это проведения расчетов сварных соединений резервуаров с учетом наличия недопустимых дефектов и напряжений с конечной оценкой их остаточного эксплуатационного ресурса.

Поэтому для оценки НДС и остаточного ресурса резервуара выполнено программное моделирование уторного шва конструкции РВС-20000 [5] с наиболее распространенными дефектами разных геометрических параметров в ПК Ansys. Схема расчетной модели уторного сварного соединения с приложенными нагрузками представлена на рисунке 2, а граничные условия нагружения указаны в таблице 1.



1 – стенка резервуара; 2 – окрайка резервуара; 3 – уторное соединение;
$P_г$+Ризб – гидростатическое и избыточное давление;
$F_c+F_{об}$ – снеговая нагрузка и нагрузку от веса стационарного оборудования и кровли

Рисунок 2 – Расчетная схема уторного узла [3]

Таблица 1 – Схема нагружения на уторный узел

№	Параметр	Значения	Ед. измерения
1	Снеговая нагрузка, F_c	2260	кН
2	Гидростатическая нагрузка, $P_г$	17,1	м
3	Избыточное давление	2000	Па
4	Нагрузка от веса стационарного оборудования и кровли	728	кН

С точки зрения хрупкого разрушения рассматриваемыми технологическими дефектами будут внутренний подрез и непровар, так как они являются наиболее опасными и приводящими к образованию трещин, а также сама трещина в сварном шве [3]. Визуализация распределения эквивалентных напряжений в уторном узле с дефектами «непровар», «подрез» и «трещина» представлены на рисунках 3–5.

Ширина рассматриваемых дефектов для уторного соединения варьируется от 0 до 10 мм, а высота от 3 до 10 мм. Учитывая, что наиболее опасные места расположения дефектов – это места, которые располагаются во внутренней части резервуара, стенка – уторный узел и уторный узел-днище, для исследования приняты внутренние дефекты.

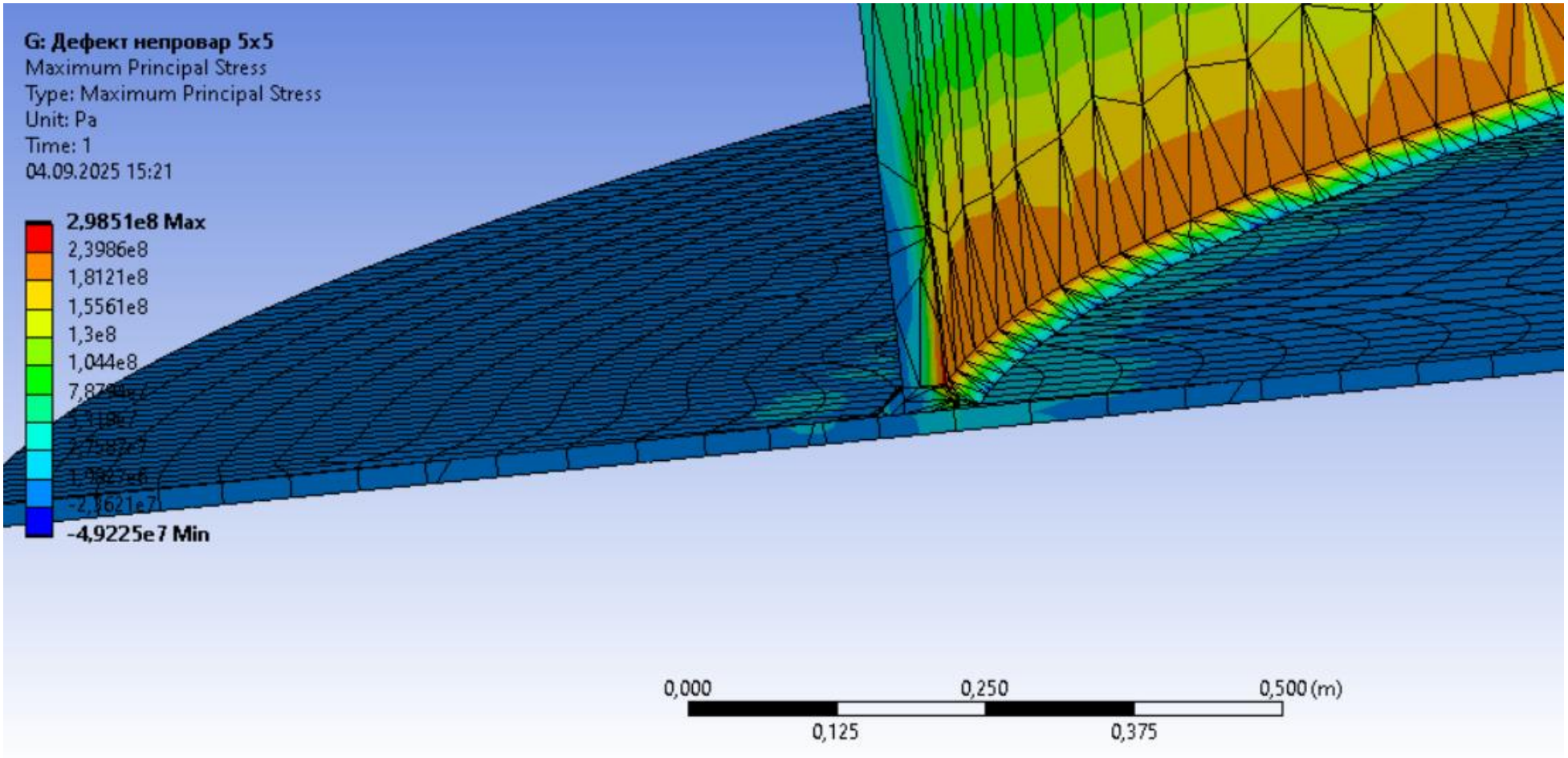


Рисунок 3 – Распределение эквивалентных напряжений в уторном узле с дефектом «непровар» внутренний

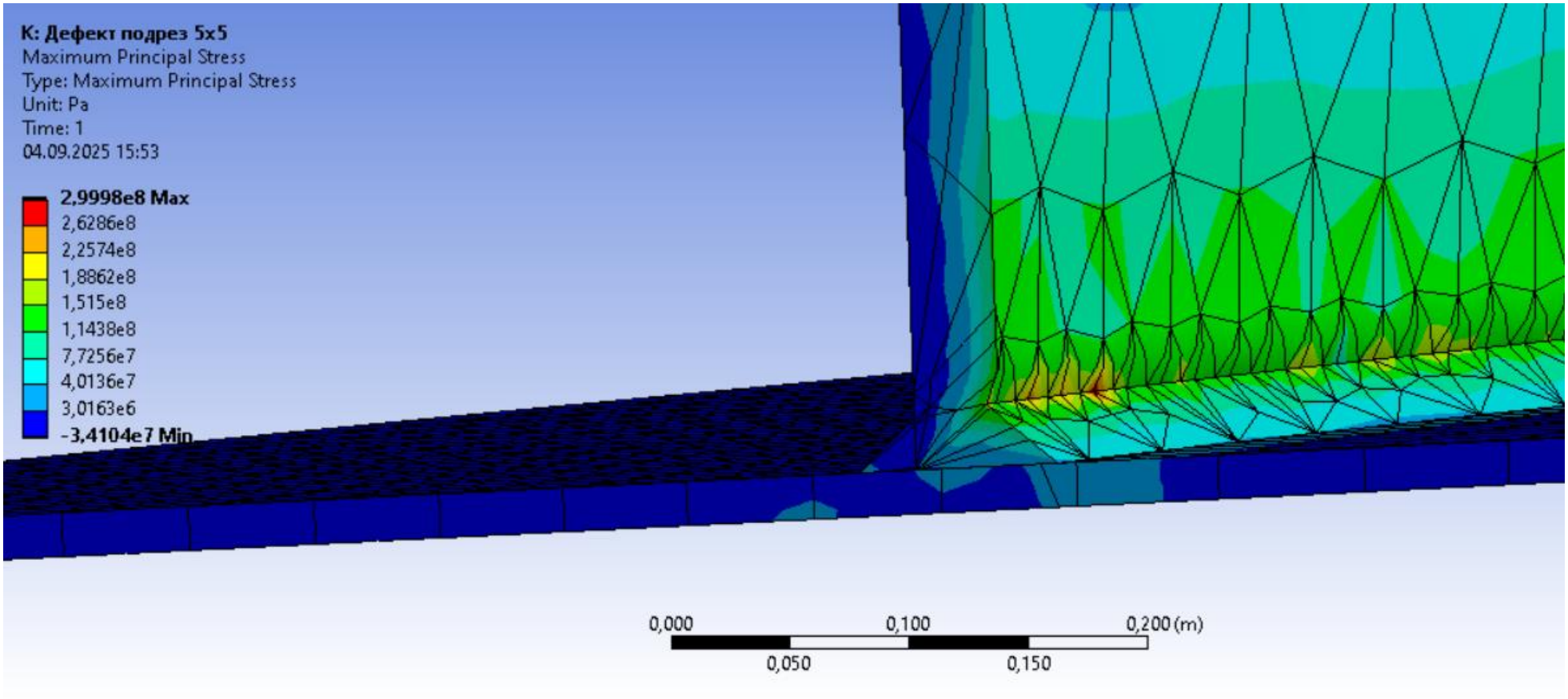


Рисунок 4 – Распределение эквивалентных напряжений в уторном узле с дефектом «подрез» внутренний

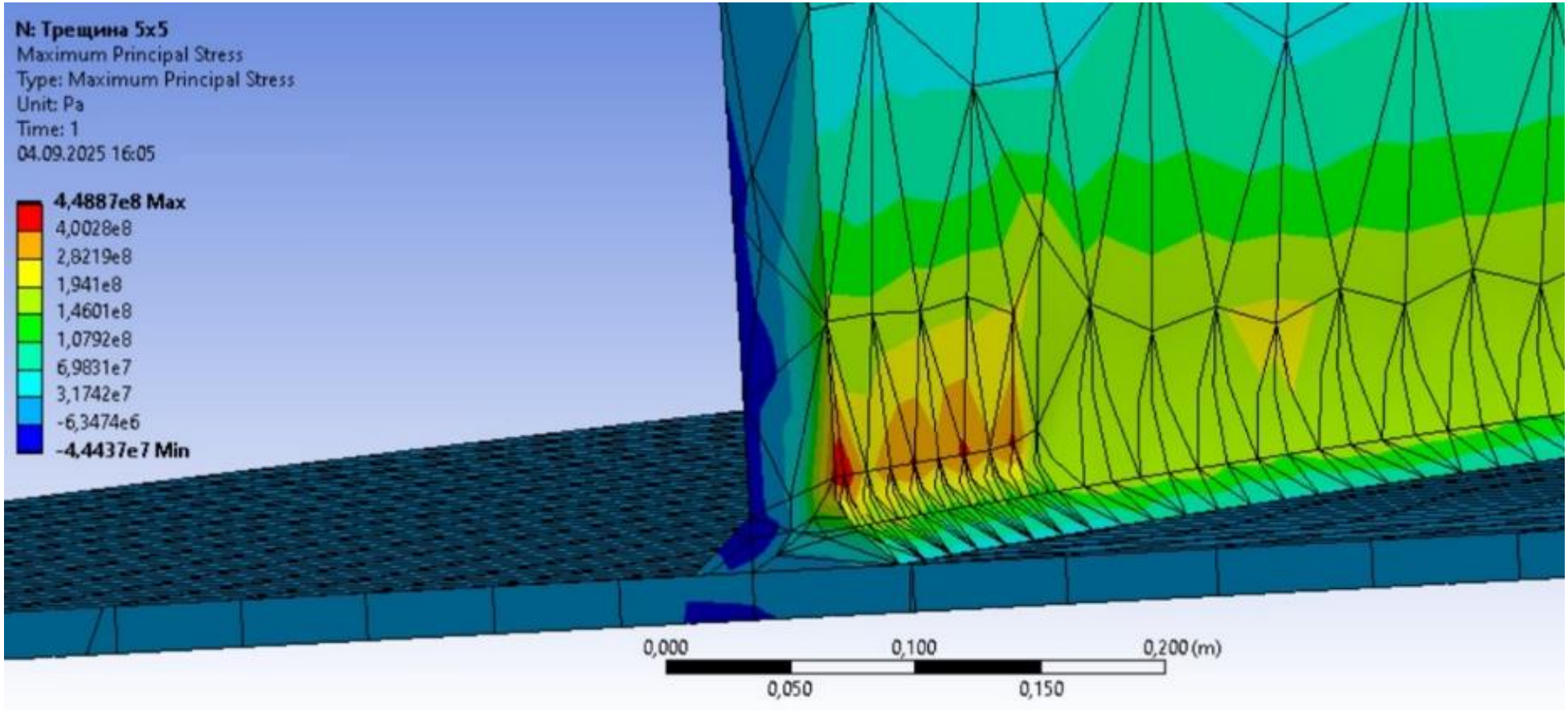


Рисунок 5 – Распределение эквивалентных напряжений в уторном узле с дефектом «трещина» внутренняя

По результатам проведенного моделирования построен график зависимости создаваемых максимальных эквивалентных напряжений в уторном узле от дефектов, их расположения и размеров (рис. 6, табл. 2).

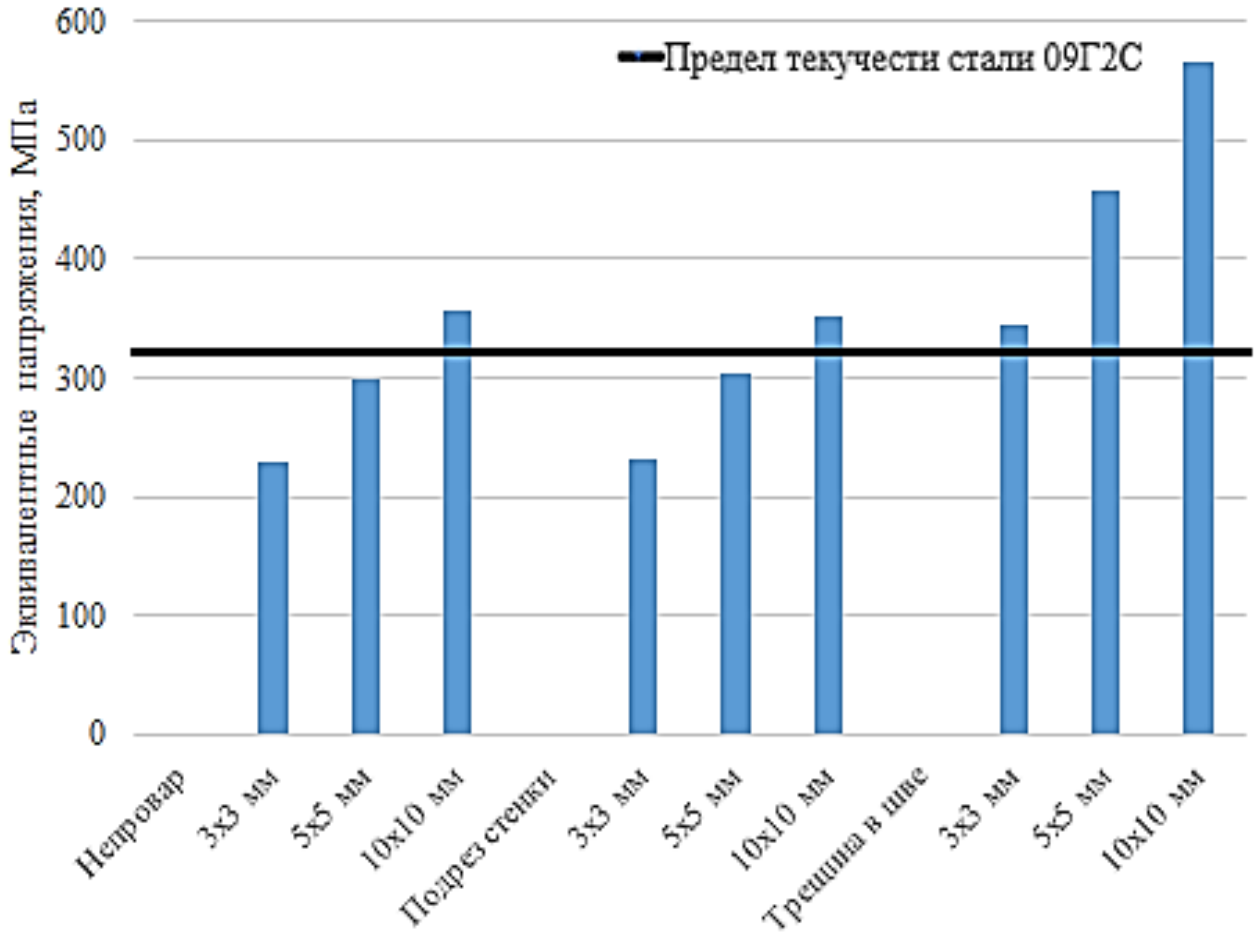


Рисунок 6 – График зависимости максимальных эквивалентных напряжений от дефектов и их размеров

Таблица 1 – Максимальные значения эквивалентных напряжений в уторном узле от дефектов

Параметры дефекта	Максимальные значения эквивалентных напряжений, МПа
Без дефекта	163
Непровар (внутренний)	
3х3 мм	229
5х5 мм	299
10х10 мм	357
Подрез стенки (внутренний)	
3х3 мм	231
5х5 мм	303
10х10 мм	351
Трещина в шве (внутренняя)	
3х3 мм	344
5х5 мм	458
10х10 мм	565

В рамках исследований выполнен анализ в области эксплуатации резервуаров, который показал, что количество отказов и аварий, которые произошли по причине некачественных сварных соединений составило более 20 %. При этом большая часть этих дефектов находилась в уторном узле резервуара, который находится в напряженно-деформированном состоянии.

Обработанные данные по сварным дефектам в уторном узле резервуара показывают, что возникновению НДС в уторном шве способствуют все дефекты глубиной свыше 3 мм. Наибольшее воздействие на НДС уторного узла оказывает трещина, так как, при данном дефекте было зафиксировано наибольшее эквивалентное напряжение 565 МПа.

Если сравнить дефект подрез и непровар длинной 3 мм и высотой 3 мм, максимальные эквивалентные напряжений при дефекте непровар будут равны 229 МПа, что меньше всех представленных значений.

Если рассматривать дефекты непровар, то самыми опасными являются непровары высотой от 5 мм и длиной 10 мм. Они образуют эквивалентные напряжения от 299 МПа до 357 МПа. В среднем показатели эквивалентных напряжений, образованные при дефекте непровар меньше на 2-5%, чем у дефекта подрез и это говорит о том, что влияние непровара на НДС уторного узла резервуара является не определяющим.

Библиографический список:

1. Самигуллин Г. Х. Оценка остаточного ресурса длительно эксплуатируемых вертикальных цилиндрических резервуаров / Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 1. С. 14 -18.
2. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2016. 95 с.
3. Вержбицкий К. Д. Совершенствование технологии изготовления уторного узла вертикального стального резервуара / К. Д. Вержбицкий, Н. Н. Валеев, А. С. Романчук, Р. Р. Чернятьева, В. А. Князев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» – 2017 – №6 – С.57-75.
4. Васильев Г. Г. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров в процессе эксплуатации / Г. Г. Васильев, А. А. Катанов, Е. Е. Семин // Безопасность и эксплуатационная надежность. – 2012. № 4.С 36-41.
5. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м^3 – М.: ОАО «АК «Транснефть» – 2004.

УДК 622.692

Подходы к разработке методики количественной оценки надежности распределительных газопроводов на территории республики Беларусь

Бердашкевич В. В.[1], Леонович И. А.[2]

1 - Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой, г. Новополоцк, Беларусь,

2 - Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия

Распределительные газопроводы являются ключевым элементом газораспределительной системы Республики Беларусь, обеспечивающей надежное газоснабжение населения и промышленности. Общая протяженность распределительных сетей составляет около 65,5 тыс. км, из которых более 30 тыс. км приходится на стальные газопроводы, остальные выполнены из полиэтилена. Значительная часть стальных газопроводов эксплуатируется свыше 40 лет, а отдельные участки – более 60 лет. Несмотря на отсутствие выраженных признаков деградации металла в большинстве случаев, естественное старение сетей сопровождается увеличением вероятности отказов, что требует совершенствования методов диагностики и оценки надежности [1].

Одним из важнейших факторов, определяющих долговечность подземных трубопроводов, является коррозионная активность грунтов. Согласно требованиям ГОСТ 9.602–2016 [2], грунты классифицируются по удельному электрическому сопротивлению на низко-, средне- и высокоагрессивные. Однако традиционные методы их оценки требуют больших трудозатрат и подвержены субъективным ошибкам.

Целью исследования является разработка методики количественной оценки надежности распределительных газопроводов с использованием бальной системы и алгоритмов искусственного интеллекта.

Традиционные методы оценки надежности распределительных газопроводов основаны на статистике отказов, учете срока службы, технического состояния труб и результатов коррозионных обследований [1]. В Российской Федерации и США активно внедряются риск-ориентированные подходы, предполагающие использование качественных и полуколичественных методов анализа [3]. Схема риск-ориентированного подхода представлена на рисунке 1.

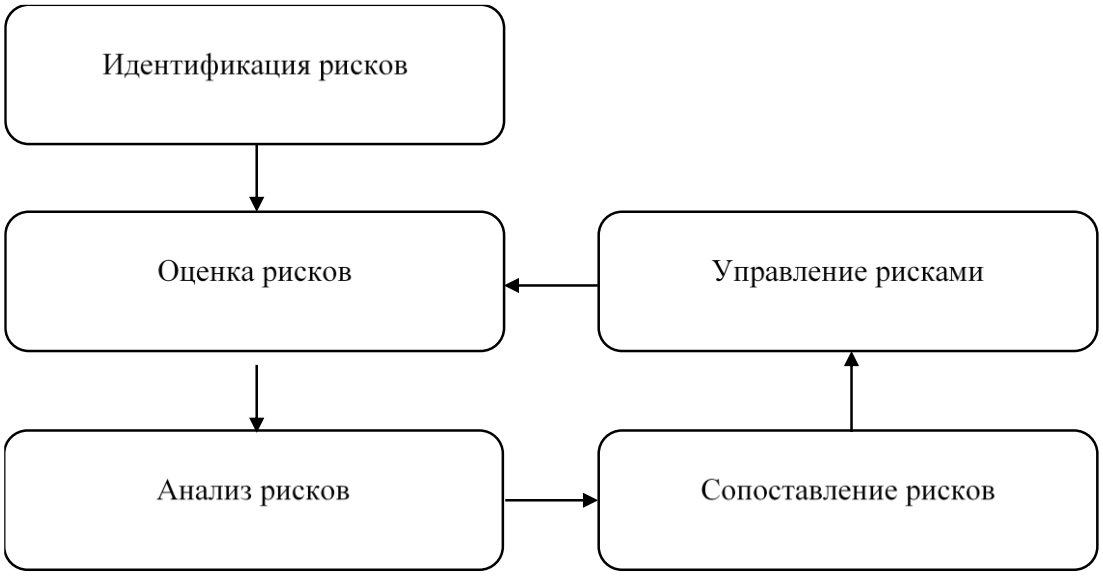


Рисунок 1 – Схема риск-ориентированного подхода к оценке надежности распределительных газопроводов

В частности, применяется бальная система, позволяющая интегрировать множество факторов в единый показатель риска.

К числу таких факторов относятся:

1) тип и коррозионная активность грунта;
2) материал трубопровода и его возраст;
3) наличие и частота ремонтов;
4) плотность населения в зоне прохождения газопровода;
5) близость к зданиям, автомобильным дорогам, объектам массового пребывания людей и др.

Подобные методы позволяют более объективно формировать реестр участков, подлежащих первоочередному ремонту или обследованию.

Разрабатываемая методика основана на балльной системе, при которой каждому фактору присваивается определенное количество баллов. Итоговый интегральный показатель надежности участка газопровода определяется суммированием баллов по всем критериям. Одним из базовых параметров является удельное электрическое сопротивление грунта, определяющее его коррозионную активность. Критерии присвоения баллов по данному параметру приведены в таблице 1.

Для автоматизации процесса определения типа грунта и оценки его коррозионной активности предложено использование модели YOLO (You Only Look Once) [5], реализующей алгоритмы объектного обнаружения и instance segmentation.

Таблица 1 – Критерии присвоения баллов по типу и коррозионной активности грунта

Показатель	Значение	Класс активности	Балл
Удельное сопротивление, Ом·м	> 50	Низкая	1
	20–50	Средняя	2
	< 20	Высокая	3
Тип грунта	Песок	Малокоррозионный	1
	Супесь / Суглинок	Умеренно агрессивный	2
	Глина	Агрессивный	3

Источник: собственная разработка на основе ГОСТ 9.602–2016 [2], [4]

На втором этапе работы был сформирован датасет, включающий 700 изображений срезов грунта. Аннотирование данных осуществлялось с использованием специализированных программных инструментов Label Studio и CVAT. В перспективе планируется расширение базы данных до 2000 изображений, что, согласно предварительным оценкам, позволит повысить качество классификации. [4]

Процесс обучения модели проводился в несколько эпох с регулярной проверкой на эталонных выборках. Увеличение объёма обучающей выборки сопровождалось ростом качества распознавания. На этапе валидации достигнута точность классификации, превышающая 80 %, при этом в отдельных сериях экспериментов данный показатель возрастал до 88 %. Время обработки одного изображения составило менее одной секунды. Полученные результаты подтверждают эффективность предложенного подхода и обосновывают его перспективность для дальнейшего применения в задачах анализа грунтовых структур.

Результаты работы ИИ преобразуются в числовые баллы в соответствии с таблицей 1 и интегрируются в общую систему количественной оценки надежности. Это позволяет автоматически формировать карту распределения зон риска по трассе газопровода. На основе карты создается реестр участков, подлежащих первоочередному обследованию, ремонту или замене.

Применение алгоритмов искусственного интеллекта в задаче классификации грунтов показало высокую эффективность: удалось повысить точность и скорость оценки коррозионной активности, исключить субъективные ошибки при классификации, сократить сроки подготовки проектов ремонта и реконструкции, а также создать предпосылки для внедрения риск-ориентированного подхода в Республике Беларусь.

Разработанная методика количественной оценки надежности распределительных газопроводов основана на балльной системе, учитывающей тип и коррозионную активность грунтов. Для автоматизации процесса применена модель YOLO, которая на валидационной выборке обеспечила точность свыше 80 %, а при дальнейшем обучении – до 88 %. Результаты классификации интегрируются в систему количественной оценки, что позволяет формировать карты распределения зон риска и реестр участков, требующих приоритетного ремонта или замены.

Эксплуатационная практика показывает, что в распределительных газопроводах регулярно фиксируются повреждения, связанные как с коррозией, так и с внешними механическими воздействиями. Наибольшую опасность представляют аварии в густонаселённых районах, где перебои в газоснабжении затрагивают десятки тысяч человек и приводят к значительным экономическим потерям. Именно поэтому приоритетное внимание уделяется объективным методам прогнозирования отказов и обоснованию ремонтных мероприятий.

Внедрение предлагаемой методики позволяет формировать цифровую карту рисков, привязанную к географическим координатам участков газопроводов. При этом каждый отрезок сети получает интегральный показатель надежности, учитывающий как технические параметры, так и социальные факторы. Например, участок, проходящий вблизи объектов массового пребывания людей (школ, больниц, торговых центров), автоматически классифицируется как высокорисковый и попадает в план первоочередного обследования. Такой подход обеспечивает не только повышение безопасности, но и более рациональное распределение средств на ремонт и реконструкцию, снижая вероятность аварийных ситуаций.

Таким образом, предложенный подход обеспечивает объективность принимаемых решений, способствует оптимизации ремонтных программ и повышению безопасности газоснабжения. В перспективе планируется расширение базы изображений и учет дополнительных факторов (влажность, химический состав грунта), что позволит ещё больше повысить точность оценки надежности распределительных газопроводов.

Библиографический список:

1. Бердашкевич В. В., Леонович И. А. Мониторинг технического состояния системы распределительных газопроводов Республики Беларусь и способы повышения их надежности // Научный журнал Российского газового общества. 2024. No 4(46). С. 84–95. EDN HPRDZA.
2. Подземные сооружения. Общие требования к защите от коррозии = Падземныя збудаванні. Агульныя патрабаванні да абароны ад карозіі : ГОСТ 9.602–2016. – Взамен ГОСТ 9.602–2005 ; введ. 01.07.2017. – Минск : Госстандарт : Белорус. гос. ин-т стандар тизации и сертификации, 2016. – 93 с.
3. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). Gas Distribution Integrity Management Program (DIMP) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.phmsa.dot.gov/pipeline/gas-distribution-integrity-management/gas-distribution-integrity-management-program-dimp (дата обращения: 01.09.2025).
4. Бердашкевич, В. В. Применение методов искусственного интеллекта для классификации грунтов по коррозионной активности при приоритетном ремонте распределительных газопроводов / В. В. Бердашкевич // IV Республиканский форум молодых ученых учреждений высшего образования с международным участием: сборник материалов форума, Гомель, 18-20 мая 2025 года. – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2025. – С. 6-7.
5. Redmon, J. You Only Look Once: Unified, Real-Time Object Detection / Joseph Redmon, Santosh Divvala, Ross Girshick, Ali Farhadi // arXiv preprint. – 2015. – № arXiv:1506.02640. – URL: https://arxiv.org/abs/1506.02640 (дата обращения: 19.04.2025).

УДК 536.21

Прогнозирование теплового режима нефтепровода на территории мерзлоты

Лютоева Е. В., Лютоев А. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Мерзлые грунты распространены на значительной части суши земного шара и занимают большую часть территории Российской Федерации – 62 % или 10,7 млн км^2, на которой добывается приблизительно 93 % природного газа и 75 % нефти. Возведение нефтегазовых комплексов на вечномерзлых грунтах сопровождается комплексом факторов, которые активизируют негативные мерзлотные процессы. Следствием воздействия техногенных факторов является изменение естественного теплообмена в грунтах, изменение уровня их протаивания и промерзания, нарушение природной структуры залегания мерзлых пород, уменьшение несущей способности мерзлых грунтов. Меняя свое агрегатное состояние, слои грунта приобретают подвижность. Подвижность грунта вызывает повышение напряжения в конструкциях, их деформацию, разрушение или потерю устойчивости сооружений. Важной составляющей при проектировании и эксплуатации нефтепровода является проведение теплотехнических расчетов. Прогнозирование теплового режима работы нефтепровода в окружении мерзлого грунта позволяет минимизировать его тепловое воздействие на грунт.

В общем случае уравнение теплового баланса для элемента трубопровода длиной *dx*, отстоящего от начала трубы на расстоянии *X*, будет иметь вид

$$K \cdot \pi \cdot D \cdot (T - T_0)dx - Q \cdot \rho \cdot g \cdot i \cdot dx + \frac{Q \cdot \rho \cdot \varepsilon \cdot \chi}{T_{НП} - T_{КП}} dT = -Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot dT$$

Первое слагаемое в уравнении – потери в окружающую среду с элемента трубопровода длиной *dx*, где *K* – коэффициент теплопередачи, *D* – внутренний диаметр трубопровода, *T* – температура нефти в трубопроводе на расстоянии X от начала, T_0 - температура окружающей среды (грунта), постоянная, осредненная по длине. Коэффициент теплопередачи является одним из важнейших критериев оценки технологической надёжности нефтепровода. Значения коэффициента теплопередачи различаются по трассе на разных линейных участках: надземных, подземных, с пересечением болотистых грунтов и рек, с тепловой изоляцией и без неё. $K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}}$, где δ_i – толщина *i*-ой стенки (м), λ_i – коэффициент теплопроводности *i*-ой стенки (Вт/мК), α_1, α_2 – коэффициенты теплоотдачи «нефть-стенка» и «стенка-воздух (грунт)» соответственно (Вт/м^{2}К).

Наружный коэффициент теплоотдачи от стенки трубопровода в воздух определяется как сумма коэффициентов конвективной и лучистой теплоотдачи $\alpha_1 = \alpha_к + \alpha_л$. Коэффициент конвективной теплоотдачи зависит от скорости воздуха и направления потока по отношению к оси трубопровода, диаметра трубопровода, теплофизических характеристик воздуха. Коэффициент лучистой теплоотдачи зависит от температуры воздуха и температуры поверхности трубопровода, а так же от степени черноты поверхности трубопровода (табл. 1).

Таблица 1 – Вычисление коэффициентов конвективной и лучистой теплоотдачи

$\alpha_к = \frac{0{,}43\beta_\varphi \mathrm{Re}^{0{,}5} \lambda_в}{D_H}$, $\mathrm{Re} < 1000$ $\alpha_к = \frac{0{,}216\beta_\varphi \mathrm{Re}^{0{,}6} \lambda_в}{D_H}$, $\mathrm{Re} \geq 1000$	$\alpha_л = \frac{\varepsilon_n C_0}{T_n - T_в}\left(\frac{T_n + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_в + 273}{100}\right)^4$
Re – критерий Рейнольдса, $\mathrm{Re} = \frac{U\beta_u D_H}{\nu_в}$ $\lambda_в$ – коэффициент теплопроводности воздуха (ккал/(час м°С)) β_φ – поправочный коэффициент, учитывающий направление воздушного потока по отношению к оси трубопровода φ – угол обдувания трубопровода (град) *U* – расчетная скорость движения воздуха (м/с) β_u – поправочный коэффициент, учитывающий высоту расположения трубопровода над землей и характер рельефа местности $\nu_в$ – коэффициент кинематической вязкости воздуха (м^2/с)	C_0 – коэффициент излучения абсолютно черного тела (ккал/(час м^{2}К^4)) T_n – температура наружной поверхности трубопровода (°С) $T_в$ – температура наружного воздуха (°С)

Наружный коэффициент теплоотдачи от стенки трубопровода в грунт относится к разности температур внешней поверхности трубы и температуры грунта в ненарушенном тепловом состоянии на глубине заложения трубопровода при $h_0 / D_H \geq 3$. При малой глубине заложения трубопровода ($h_0 / D_H < 3$) коэффициент теплоотдачи относится к разности температур внешней поверхности трубы и воздуха (табл. 2).

Таблица 2 – Вычисление коэффициента теплоотдачи от стенки трубопровода в грунт

<table>
<tr><td>$\frac{h_0}{D_H} \geq 3$</td><td>$\frac{h_0}{D_H} < 3$</td></tr>
<tr><td>$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_H \ln\left(\frac{2h_0}{D_H} + \sqrt{\left(\frac{2h_0}{D_H}\right)^2 - 1}\right)}$
формула Форхгеймера-Гребера</td><td>$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{из}\lambda_{гр}}{D_H\left(\lambda_{гр} \ln\frac{D_H + 2\delta_{из}}{D_H} + \lambda_{из} \ln\frac{4h_0'}{D_H + 2\delta_{из}}\right)}$</td></tr>
<tr><td colspan="2">$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_H \ln\left(\frac{4h_0'}{D_H} + \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_в h_0'}\right)}$
формула Тугунова – Яблонского</td></tr>
<tr><td>$\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта (Вт/мК)
D_H – наружный диаметр трубопровода, с учетом изоляции, если она есть (м)
h_0 – глубина заложения трубопровода до оси (м)</td><td>$h_0' = h_0 + \delta_{фв} + \delta_{ф.сн}$
$\delta_{фв} = \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_в}$ – толщина фиктивного слоя грунта (м)
$\delta_{ф.сн} = \delta_{сн} \cdot \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}}$ – толщина фиктивного слоя снега (м)
$\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух (Вт/м^{2}К)
$\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова (м)
$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности изоляции (Вт/мК)
$\delta_{из}$ – толщина изоляции (м)
$\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности снега (Вт/мК)</td></tr>
</table>

Второе слагаемое в уравнении теплового баланса для элемента трубопровода $Q \cdot \rho \cdot g \cdot i \cdot dx$ – теплота трения в рассматриваемом сечении, где Q - объемный расход нефти, ρ – плотность нефти, i – гидравлический уклон. Гидравлический уклон – это величина работы по преодолению сил трения. Физический смысл гидравлического уклона – это величина потерь напора на единицу длины из-за трения жидкости о стенки: $i = \frac{\lambda w^2}{2gD}$, где

$w = \frac{Q}{\pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2}$ – скорость движения нефти (м/с), $\lambda = 0.11\left(\frac{68}{\mathrm{Re}} + \frac{\Delta_Э}{D}\right)^{0.25}$ – коэффициент трения (формула Альтшуля), $\Delta_Э$ – эквивалентная абсолютная шероховатость (мм) (0,1…0, 5 для стальных труб), $\mathrm{Re} = \frac{wD}{\nu}$ – число Рейнольдса, ν – кинематическая вязкость (м^2/с) $\nu = \frac{\eta}{\rho}$, η – динамическая вязкость (Па·с).

Третье слагаемое $\frac{Q\cdot\rho\cdot\varepsilon\cdot\chi}{T_{НП}-T_{КП}}dT$ – это тепло, выделяющееся при кристаллизации парафина, где ε – массовое содержание парафина в нефти (в долях), χ – теплота кристаллизации, $T_{НП}$, $T_{КП}$ - температура начала и конца выпадения парафина.

Правая часть уравнения $Q\cdot\rho\cdot C_p\cdot dT-$ изменение теплосодержания, где Q - объемный расход нефти, ρ – плотность нефти, C_p - теплоемкость нефти.

Разделим переменные в уравнении теплового баланса и введем дополнительные обозначения: $\left(K\cdot\pi\cdot D\cdot(T-T_0)-Q\cdot\rho\cdot g\cdot i\right)\cdot dx=\left(-\frac{Q\cdot\rho\cdot\varepsilon\cdot\chi}{T_{НП}-T_{КП}}-Q\cdot\rho\cdot C_p\right)\cdot dT$

$$dx=-\frac{Q\cdot\rho}{K\cdot\pi\cdot D}\cdot\left(\frac{\varepsilon\cdot\chi}{T_{НП}-T_{КП}}+C_p\right)\cdot\frac{1}{(T-T_0)-\frac{Q\cdot\rho\cdot g\cdot i}{K\cdot\pi\cdot D}}\cdot dT$$

$$C_p^*=\frac{\varepsilon\cdot\chi}{T_{НП}-T_{КП}}+C_p \qquad \frac{K\cdot\pi\cdot D}{Q\cdot\rho\cdot C_p^*}dx=-\frac{dT}{(T-T_0)-\frac{Q\cdot\rho\cdot g\cdot i}{K\cdot\pi\cdot D}}$$

$$a=\frac{K\cdot\pi\cdot D}{Q\cdot\rho\cdot C_p^*}; \qquad b=\frac{Q\cdot\rho\cdot g\cdot i}{K\cdot\pi\cdot D} \qquad adx=-\frac{dT}{(T-T_0)-b}.$$

Произведем интегрирование полученного дифференциального уравнения:

$$ax=-\ln(T-T_0-b)+C$$

Учитывая, начальные условия X=0 $T=T_H$ (T_H - температура нефти), найдем значение константы $C=\ln(T_H-T_0-b)$ и запишем решение дифференциального уравнения: $ax=-\ln(T-T_0-b)+\ln(T_H-T_0-b)$

$$ax=\ln\frac{T_H-T_0-b}{T-T_0-b} \qquad e^{ax}=e^{\ln\frac{T_H-T_0-b}{T-T_0-b}} \qquad e^{ax}=\frac{T_H-T_0-b}{T-T_0-b}$$

$$(T-T_0-b)e^{ax}=T_H-T_0-b$$

$$T=T_0+b+(T_H-T_0-b)\cdot e^{-ax}$$

Таким образом, зависимость температуры нефти от длины трубопровода имеет вид $T=T_0+b+(T_H-T_0-b)\cdot e^{-ax}$, где $a=\frac{K\cdot\pi\cdot D}{Q\cdot\rho\cdot C_p^*}$; $b=\frac{Q\cdot\rho\cdot g\cdot i}{K\cdot\pi\cdot D}$; $C_p^*=\frac{\varepsilon\cdot\chi}{T_{НП}-T_{КП}}+C_p$.

Если нефть маловязкая, то можно пренебречь теплотой трения b = 0. Тогда получим следующую зависимость температуры нефти: $T=T_0+(T_H-T_0)\cdot e^{-ax}$. Если в составе нефти отсутствует парафин (ε=0) то получим формулу Лейбензона: $T=T_0+b+(T_H-T_0-b)\cdot e^{-ax}$. Если нефть непарафинистая и маловязкая, то получим формулу Шухова: $T=T_0+(T_H-T_0)\cdot e^{-Шух}$, где $Шу=\frac{K\cdot\pi\cdot D}{Q\cdot\rho\cdot C_p}$ - критерий Шухова.

На основе полученной модели были проведены расчеты для участка подземного нефтепровода от врезки до пункта подогрева (ветка нефтепровода Уса-Ухта участок Уса-Чикшино). Данные получены из научных публикаций и справочников (табл. 3). Результаты расчетов представлены на графиках (табл. 5, 6).

Таблица 3 – Параметры нефтепровода

Тип нефтепровода	подземный
Протяженность участка	212 000 м
Диаметр трубы	0,72 м
Толщина трубы	0,01 м
Коэффициент теплопроводности стали	40 Вт/мК
Средняя температура поступающей нефти	48 °С
Массовое содержание парафина в нефти	0,05
Средняя плотность нефти	850 кг/м^3
Объемный расход нефти	0,92 м^3/с
Тип изоляции	**битум**
Толщина изоляции	0,0055 м
Коэффициент теплопроводности изоляции	0,14 Вт/мК
Температура грунта	-20 .. 17 °С
Толщина залегания нефтепровода до оси	1,2 м
Коэффициент теплопроводности грунта	1,7 Вт/мК
Коэффициент теплоотдачи воздуха	37,22 Вт/м^{2}К
Динамическая вязкость нефти	0,0072 Па·с

Кроме того были проведены расчеты для надземного нефтепровода с теми же параметрами (табл. 6). Результаты расчетов представлены на графиках (табл. 7, 8).

Таблица 4 – Параметры нефтепровода

Тип нефтепровода	надземный
Протяженность участка	212 000 м
Диаметр трубы	0,72 м
Толщина трубы	0,01 м
Коэффициент теплопроводности стали	40 Вт/мК
Средняя температура поступающей нефти	48 °С
Массовое содержание парафина в нефти	0,05
Средняя плотность нефти	850 кг/м^3
Объемный расход нефти	0,92 м^3/с
Тип изоляции	**битум**
Толщина изоляции	0,0055 м
Тип изоляции	пенополиуретан
Толщина изоляции	0,02 …0,05 м
Коэффициент теплопроводности битума	0,14 Вт/мК
Коэффициент теплопроводности ППУ	0,035 Вт/мК
Температура воздуха	-30 … 10 °С
Динамическая вязкость нефти	0,0072 Па·с

Таблица 5 – Изменение температуры нефти подземного нефтепровода при различных температурах грунта (отсутствие снежного покрова)

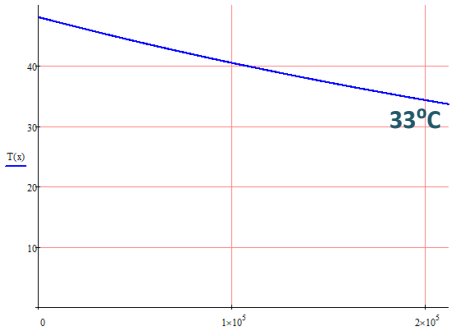
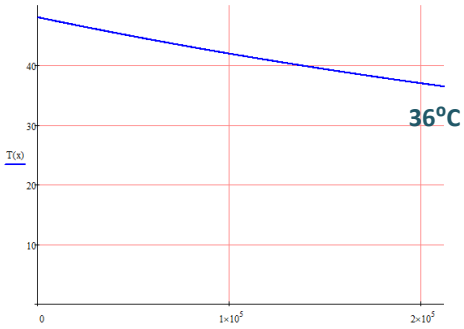
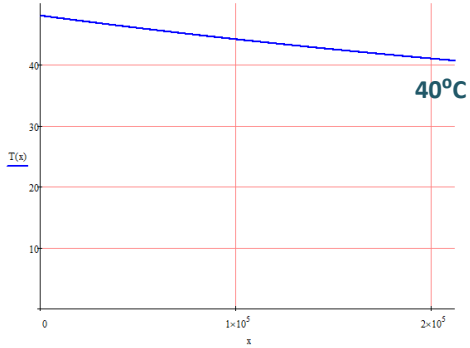
T0, ºC	**-3**	**+5**	**+17**
Снежный покров Снежный покров 0 м			
α_2, Вт/м^{2}К	**2,17**		
K, Вт/м^{2}К	**1,97**		

Таблица 6 – Изменение температуры нефти подземного нефтепровода при различных температурах грунта (снежный покров)

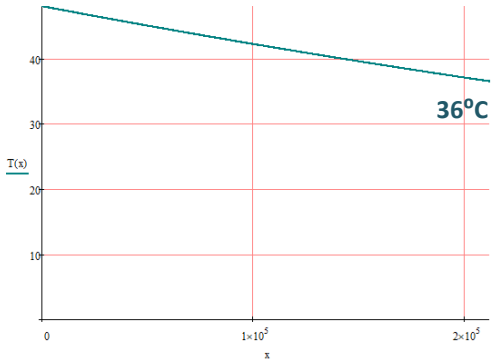
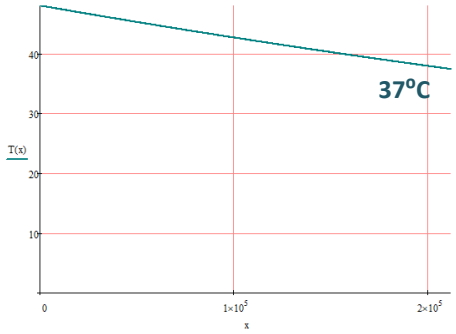
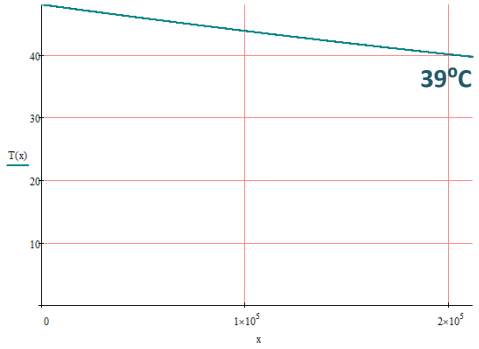
T0, ºC	**-20**	**-16**	**-6**
Снежный покров Снежный покров 1 м			
α_2, Вт/м²К	**1,23**		
К, Вт/м²К	**1,16**		

Таблица 7 – Изменение температуры нефти надземного нефтепровода (варьирование диаметра трубы)

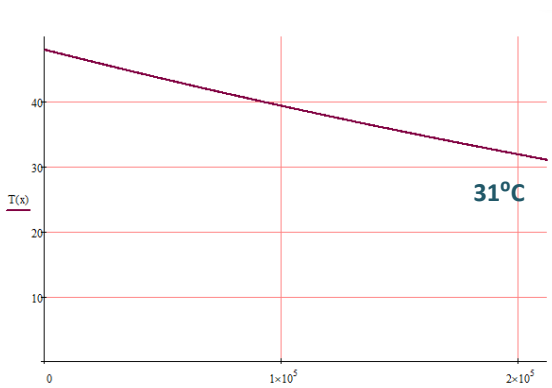
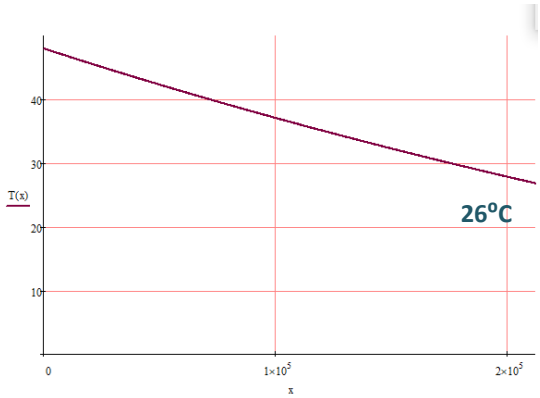
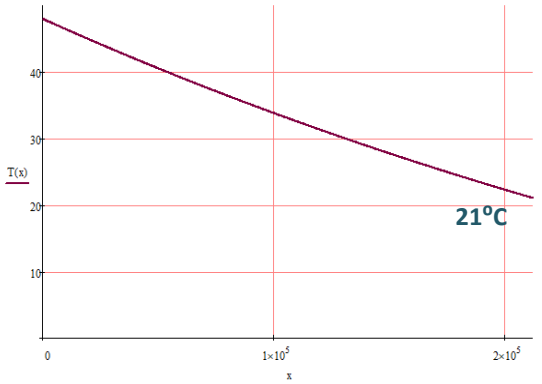
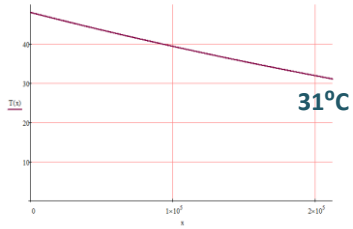
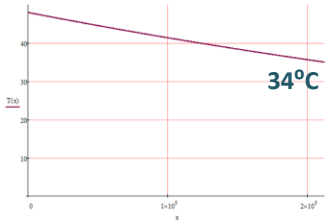
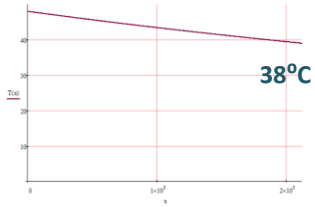
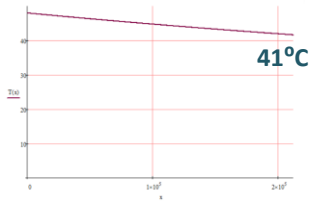
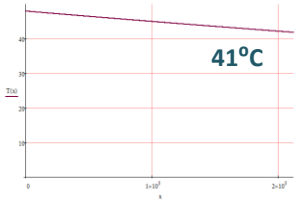
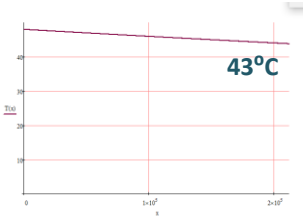
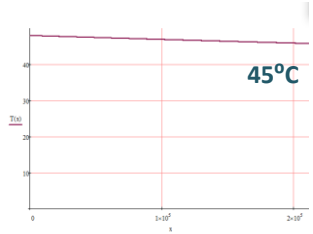
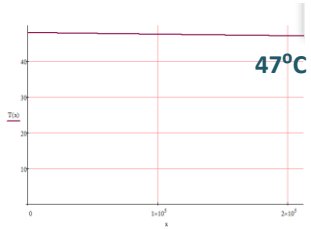
D, м	**0,72**	**0,82**	**1,02**
-30°С ППУ 0,02 м			
α_2, Вт/м²К	**10,56**	**10,23**	**9,72**
K, Вт/м²К	**1,401**	**1,395**	**1,388**

Таблица 8 – Изменение температуры нефти надземного нефтепровода (варьирование толщины изоляционного слоя, температуры воздуха)

T_0, °C	**-30**	**-15**	**0**	**+10**
ППУ 0,02 м				
α_2, Вт/м²К	**10,56**	**10,13**	**9,8**	**9.59**
K, Вт/м²К	**1,401**	**1,393**	**1,387**	**1.383**
T_0, °C	**-30**	**-15**	**0**	**+10**
ППУ 0,05 м				
α_2, Вт/м²К	**10,56**	**10,13**	**9,8**	**9.59**
K, Вт/м²К	**0,637**	**0,635**	**0,634**	**0.633**

Расчет теплового режима магистрального трубопроводов является достаточно трудоемким. Для построения математической модели, обладающей прогностической силой необходимо учитывать большое множество различных факторов: состав и свойства нефти, параметры теплоизоляционного материала, влияние внешних условий и т. д.

Библиографический список:

1. Орлов М. Е. Теоретические основы теплотехники. Тепломассообмен : учебное пособие / М. Е. Орлов; Ульяновский гос. техн. ун-т. – Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 204 с.
2. ГОСТ Р 57385-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов.
3. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях. . – Уфа, 1979.
4. РД 39-30-718-82 Методика гидравлического расчета нефтепроводов при перекачке газонасыщенных нефтей. – Уфа, 1989.
5. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера : учебник для студентов высших учебных заведений нефтегазового профиля / Н. Н. Карнаухов [и др.] ; под ред. Н. Н. Карнаухова. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 430 с.

УДК 331.087

Применение цифрового двойника в нефтегазовой отрасли

Беликова Н. А., Носова Л. П., Смирнова К. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Согласно ГОСТ Р 57700.37–2021, «Цифровой двойник изделия» (ЦД) – это система, состоящая из цифровой модели изделия и двусторонних информационных связей с ним и/или его составными частями».

Основа цифрового двойника – математическое обеспечение, которое включает динамические модели, представляющие собой системы нелинейных дифференциальных уравнений материального и теплового балансов, уравнений, описывающих термодинамические, фазовые, тепломассообменные, кинетические, гидродинамические, гидравлические и другие аспекты процессов химической технологии.

Особенностью цифровых двойников является возможность точного моделирования термодинамических процессов. Цифровые двойники настроены в максимальном приближении к реальным технологическим процессам, тем самым обеспечивается возможность имитации различных технологических ситуаций.

Цифровой двойник (digital twin) – это виртуальная копия физического объекта, процесса или системы в цифровой среде, имитирующей реальные условия. Однако его истинная ценность раскрывается не в статичном копировании, а в способности к адаптации и обучению.

Ключевые компоненты состоят из:

- физическая модель объекта (структура, модель);
- система сбора данных (IoT-сенсоры) – датчики на реальном объекте;
- аналитический блок (ML-алгоритмы) – машинное обучение, предиктивная аналитика, оптимизация;
- интерфейс взаимодействия (управление в РРВ).

На этом рисунке нет одного начала. Это цикл, который постоянно крутится: объект -> данные -> двойник -> прогноз -> управление -> объект.

IoT-сенсоры в цифровом двойнике – это так называемые органы чувств системы, которые обеспечивают связь между физическим объектом и его виртуальной копией.



Рисунок 1 – Компоненты цифрового двойника

Конкретные примеры для нефтегазовой отрасли:
Для оборудования:
– датчики вибрации на насосах – предсказывают механические поломки;
– датчики температуры и давления на трубах – отслеживают режимы работы;
– акустические сенсоры – обнаруживают утечки в трубопроводах.
Для инфраструктуры:
– GPS-трекеры на технике и персонале – контролируют перемещения;
– датчики напряжения в энергосетях – мониторят нагрузку;
– сенсоры контроля загазованности – обеспечивают безопасность.
Для окружающей среды:
– метеодатчики – учитывают влияние погоды на работу месторождения;
– сенсоры контроля грунта – отслеживают подвижки почвы вокруг труб.
Фактически, без IoT-сенсоров цифровой двойник оставался бы слепым макетом.
«Цифровое месторождение»

Весной 2019 года на Илишевском месторождении в Башкирии «Роснефть» запустила проект в опытно-промышленную эксплуатацию. В цифровой вид были переведены все основные производственные объекты: механизированный фонд скважин, трубопроводный транспорт, система подготовки нефти, объекты энергетики.

«Цифровое месторождение» представляет собой полномасштабный цифровой двойник, обеспечивающий удалённый мониторинг и онлайн-моделирование процессов добычи и транспортировки продукции. Система помогает инженерным службам оперативно корректировать режимы работы скважин и оборудования, а также контролировать использование средств индивидуальной защиты и перемещение персонала и техники.

Проект охватывает все ключевые процессы нефтедобычи и логистики – от обучения сотрудников до сдачи товарной нефти. Все процессы представлены в виде цифровых аналогов, интегрированы между собой, моделируются и сравниваются с реальными данными с применением нейросетей и элементов искусственного интеллекта. Это повышает эффективность, безопасность и прозрачность добычи.

Создание цифрового двойника месторождения включает несколько этапов:

1. Сбор данных о существующем в действительности объекте – его изучают и с помощью IoT-датчиков и сенсоров фиксируют важные характеристики и процессы.

2. Создание виртуальной модели – она отображает инфраструктуру оригинала. Сроки создания зависят от задач, для которых разрабатывается цифровой двойник, а также от масштабов предприятия и структуры объектов.

3. Запуск – работу копии и материального объекта синхронизируют.

4. Внедрение изменений в физический объект по результатам экспериментов на виртуальном. Тестирование различных сценариев без рисков для оборудования позволяет выявлять потенциальные неисправности.

Среди функциональных модулей системы:

– «Онлайн ГДИС» – удалённая оценка и планирование гидродинамических исследований при внеплановых остановках скважин;

– «Интеллектуальное управление заводнением» – оперативный мониторинг и управление системой поддержания пластового давления.

На рисунке 2 показаны все месторождения региона. При клике на месторождения появляется информационная карточка с его общими параметрами. При нажатии на значок карты открывается 3D-визуализация местности. В нижней части экрана расположены функциональные модули:

– аналитика – графики плановых/фактических показателей;

– ремонты – контроль состояния скважин и планирование работ;

– трубы – цветовая индикация состояния трубопроводов;

– интегрированное планирование – оптимизация графиков работ, сокращение простоев бригад, снижение недобора:

– транспорт – мониторинг техники и маршрутов.

В случае необходимости панель можно расширить или заменить некоторые модули в ней исходя из потребностей конкретного предприятия.

Результаты внедрения таковы:

– Сокращение времени реагирования на отклонения в работе фонда ППД;

– Снижение логистических издержек на 60 %.

Интерфейс системы позволяет:

– Отображать все месторождения региона на главном экране;

– Получать информационные карточки с параметрами при клике на месторождения;

– Открывать 3D-визуализацию местности;

– Взаимодействовать с объектами через интуитивные элементы управления.

Проект является примером синергии современных отечественных технологических решений и передового программного обеспечения.

Цифровой двойник подводного трубопровода

Этап предварительного проектирования и детального проектирования подводных трубопроводов и сооружений обычно занимает много времени и требует последовательного выполнения нескольких анализов для достижения желаемых результатов. Этот облачный метод автоматизации проектирования позволяет сэкономить значительное количество часов на расчётах благодаря систематическому и последовательному подходу с минимальным количеством доработок, что снижает вероятность человеческой ошибки. На этапе проектирования подводного трубопровода выполняются более сложные расчёты методом конечных элементов для оценки потери устойчивости и смещения.

Все стандартные расчёты для проектирования трубопроводов и подводных сооружений выполняются на языке Python, который подключается к облачному цифровому двойнику через API. Некоторые из стандартных инженерных расчётов, реализованных в цифровом двойнике поля, включают в себя расчёт толщины стенок (на основе проектных стандартов), анализ устойчивости на дне, анализ пролётов, анализ расширения концов труб, анализ глобальной потери устойчивости трубопровода и т. д.

Результаты расчётов при проектировании трубопровода хранятся в облачной платформе в стандартизированном формате отчётов.



Рисунок 2 – Цифровой двойник месторождения «Роснефть»

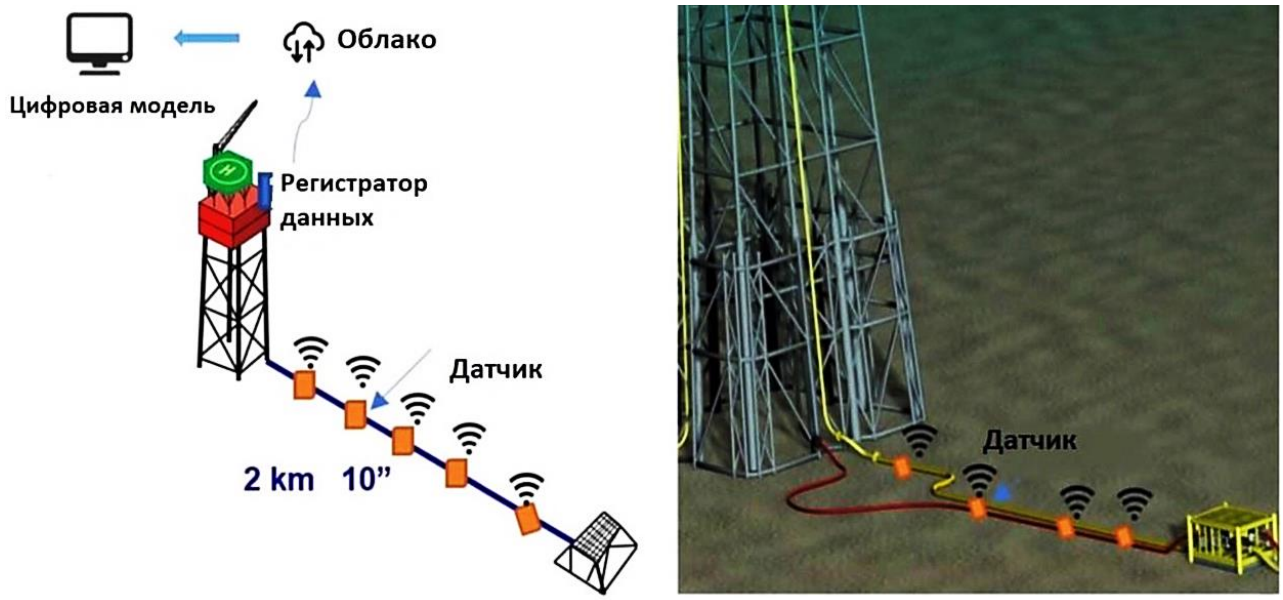


Рисунок 3 – Расстановка сенсоров для цифрового двойника подводного трубопровода

Цифровые двойники имеют ряд плюсов:

- Они помогают снизить затраты на обслуживание и эксплуатацию (снижают затраты, прогнозируя поломки до их возникновения, оптимизируя режимы работы и сокращая необходимость в дорогостоящих физических проверках оборудования);

- Позволяют оценить, на что способна система сейчас и в будущем, на всем протяжении ее жизни;

- Помогают заранее находить слабые места и ошибки с помощью компьютерного моделирования, еще до того, как началось реальное производство или создан физический объект;

- Позволяют постоянно улучшать производительность, эффективность и надежность систем, используя актуальные данные с датчиков.

Однако у этой технологии есть и минусы, особенно для нефтегазовой отрасли.

Главная сложность – для создания цифрового двойника нужна большая команда узких специалистов, в том числе экспертов по искусственному интеллекту. Кроме того, требуется мощное дорогое оборудование: высокопроизводительные вычислительные комплексы и сложные системы для работы с огромными объемами геоданных (их сбора, хранения и передачи).

В рамках исследований можно сделать вывод, что внедрение цифровых двойников знаменует переход нефтегазовой отрасли на качественно новый уровень управления. Представленные примеры цифровых двойников позволяют оптимизировать всю цепочку добычи – от прогнозирования дебита скважин до планирования капитальных ремонтов, максимизируя нефтеотдачу. В свою очередь, цифровой двойник подводного трубопровода решает критически важные задачи обеспечения бесперебойной транспортировки и экологической безопасности, заблаговременно предупреждая о рисках. Несмотря на высокие первоначальные затраты на создание таких моделей и потребность в квалифицированных кадрах, их способность предотвращать аварии, сокращать эксплуатационные расходы и повышать рентабельность проектов делает их востребованными для устойчивого развития отрасли в долгосрочной перспективе.

Библиографический список:

1. Быкова В. Н. Применение цифрового двойника в нефтегазовой отрасли / В. Н. Быкова, Е. Ким, М. Р. Гаджиалиев, В. О. Мусиенко, А. О. Оруджев, Е. А. Туровская // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – С. 2-7.

2. Bhowmik S. Subsea structure and pipeline design automation using digital field twin [Электронный ресурс]. – https://doi.org/10.4043/30909-MS (дата обращения: 15.10.2025).

3. Цифровое месторождение. Роснефть [Электронный ресурс]. – https://www.rosneft.ru/upload/site1/attach/0/88/41/isntrukciya_cifrovoe_mestorozhdenie_VDNH.pdf (дата обращения: 15.10.2025).

УДК 622.276:004.896

Применение методов глубокого обучения для идентификации режимов течения неньютоновских эмульсий при транспорте высоковязких нефтей

Стрюков П. В., Герберт Д. В.
Научный руководитель - Кунцев В. Е.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В статье рассматривается проблема «слепого» трубопроводного транспорта высоковязких неньютоновских нефтей, сопряженная с высокими энергозатратами и риском аварийных ситуаций. Предлагается метод идентификации режимов течения в реальном времени на основе анализа данных с существующих датчиков давления с помощью сверточной нейронной сети и непрерывного вейвлет-преобразования. Обосновывается преимущество вейвлет-анализа перед традиционным Фурье-анализом для обработки нестационарных гидродинамических сигналов.

Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с нарастающим вызовом: истощение запасов легкой нефти смещает фокус на разработку месторождений тяжелых, высоковязких нефтей. Транспортировка такой продукции, существующей в виде сложных водонефтяных эмульсий с неньютоновскими свойствами, является нетривиальной инженерной задачей. В отличие от ньютоновских жидкостей, их вязкость непредсказуемо зависит от скорости потока, температуры и предыстории движения (тиксотропии), что приводит к самопроизвольной смене режимов течения внутри трубопровода [1].

Отсутствие оперативного контроля за текущим режимом течения (расслоенный, пробковый, дисперсный и т. д.) ведет к так называемому «слепому» транспорту. Это порождает ряд критических проблем:

1. **Высокие энергозатраты:** Насосное оборудование работает в неоптимальном режиме, «вслепую» преодолевая сопротивление, что ведет к перерасходу электроэнергии [1].
2. **Риски аварийных ситуаций:** Неконтролируемый пробковый режим (слаггинг) вызывает мощные гидроудары, способные разрушить элементы трубопровода, и повышенную вибрацию, ведущую к усталостному износу опор.
3. **Снижение эффективности:** Нестабильность потока затрудняет работу сепарационного оборудования на последующих этапах подготовки нефти.

В данной работе предлагается подход к решению этих проблем через создание **интеллектуального виртуального сенсора**. Основная идея заключается в использовании методов глубокого обучения для анализа высокочастотных данных с уже существующих, стандартных датчиков давления с целью классификации режимов течения в реальном времени.

Анализ существующих подходов

Традиционно для контроля многофазных потоков используются два основных подхода:

1. Физические датчики: наиболее известным решением являются многофазные расходомеры (MPFM). Несмотря на свою точность, они обладают рядом фундаментальных недостатков: чрезвычайно высокая стоимость, необходимость врезки в трубопровод, высокие эксплуатационные расходы, чувствительность к эрозии и отложениям.

2. Традиционный анализ сигналов: Методы, основанные на статистическом анализе или преобразовании Фурье. Статистические методы слишком просты, чтобы уловить сложную динамику нестационарных процессов. Преобразование Фурье, в свою очередь, обладает фатальным недостатком для данной задачи – **потерей временной локализации события**.

Математическое обоснование выбора вейвлет-анализа

Для понимания ограничения Фурье-анализа рассмотрим его математический аппарат. Преобразование Фурье $\hat{f}(\omega)$ сигнала $f(t)$ определяется как:

$$\hat{f}(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-i\omega t} dt$$

Базисные функции $e^{-i\omega t}$ (синусоиды) являются бесконечными во времени. Это означает, что для вычисления коэффициента на частоте ω используется информация со всего временного интервала. В результате мы знаем, *какие* частоты присутствуют в сигнале, но полностью теряем информацию о том, *когда* они появились.

Для решения этой проблемы было предложено **Оконное преобразование Фурье (STFT)**, добавляющее временную локализацию с помощью оконной функции $g(t)$:

$$STFT\{f(t)\}(\tau,\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)g(t-\tau)e^{-i\omega t}dt$$

Однако STFT страдает от **принципа неопределенности**: размер окна $g(t)$ фиксирован. Короткое окно дает хорошее временное, но плохое частотное разрешение. Длинное окно – наоборот. Для анализа гидродинамических процессов, содержащих и быстрые, короткие всплески, и медленные, протяженные колебания, выбор одного оптимального окна невозможен [2].

Вейвлет-анализ решает эту дилемму. Непрерывное вейвлет-преобразование (CWT) определяется как:

$$CWT\{f(t)\}(s,\tau) = \frac{1}{\sqrt{s}}\int_{-\infty}^{\infty} f(t)\psi^*\left(\frac{t-\tau}{s}\right)dt$$

Здесь $\psi(t)$ – материнский вейвлет (локализованная во времени и частоте функция, «всплеск»), а ключевыми параметрами являются масштаб s и сдвиг τ. При малых s (высокие частоты) вейвлет сжимается, обеспечивая высокое временное разрешение. При больших s (низкие частоты) он растягивается, обеспечивая высокое частотное разрешение. Эта способность к многомасштабному анализу делает вейвлет-преобразование идеальным инструментом для получения четкой и информативной частотно-временной карты (спектрограммы) нестационарного сигнала.

Предлагаемая система идентификации режимов течения

Система представляет собой программный конвейер, состоящий из нескольких ключевых этапов:

1. **Сбор данных:** Получение временных рядов с датчиков давления (≥ 100 Гц).
2. **Предобработка:** Сигнал нарезается на короткие перекрывающиеся сегменты. Каждый сегмент **центрируется** путем вычитания среднего значения.
3. **Трансформация:** Каждый 1D-сегмент преобразуется в 2D-вейвлет-спектрограмму.
4. **Классификация:** Полученное изображение подается на вход **сверточной нейронной сети (CNN)**.

Синергия CWT и CNN: Изменения таких физических величин, как температура, вызывают тонкие, низкоамплитудные модуляции в сигнале давления. Модели, работающие напрямую с временными рядами (например, LSTM), могут испытывать трудности с улавливанием таких слабовыраженных зависимостей. Вейвлет-преобразование делает эти скрытые паттерны явными на 2D-спектрограмме. Сверточная нейросеть, в свою очередь, идеально приспособлена для их распознавания [3]. Ее математический аппарат основан на операции свертки, которая является поиском локальных пространственных паттернов. Для спектрограммы I и фильтра K , операция свертки в точке (i,j) карты признаков S определяется как:

$$S(i,j) = (I * K)(i,j)\sum_m\sum_n I(i-m,j-n)K(m,n)$$

В процессе обучения ядра K становятся детекторами уникальных визуальных текстур, соответствующих каждому режиму течения.

Проблема данных и ее решение: Одной из главных проблем является дефицит размеченных промышленных данных. Для обучения использовался академический датасет университета Крэнфилда.

Результаты и верификация

Модель, продемонстрировала точность классификации на тестовой выборке **свыше 99 %**. Анализ с помощью метода **Grad-CAM** (рис. 1) показал, что нейросеть принимает решения на основе физически осмысленных признаков, фокусируясь на периодических структурах для пробкового режима и на низкочастотных областях для расслоенного, что повышает доверие к ее работе.

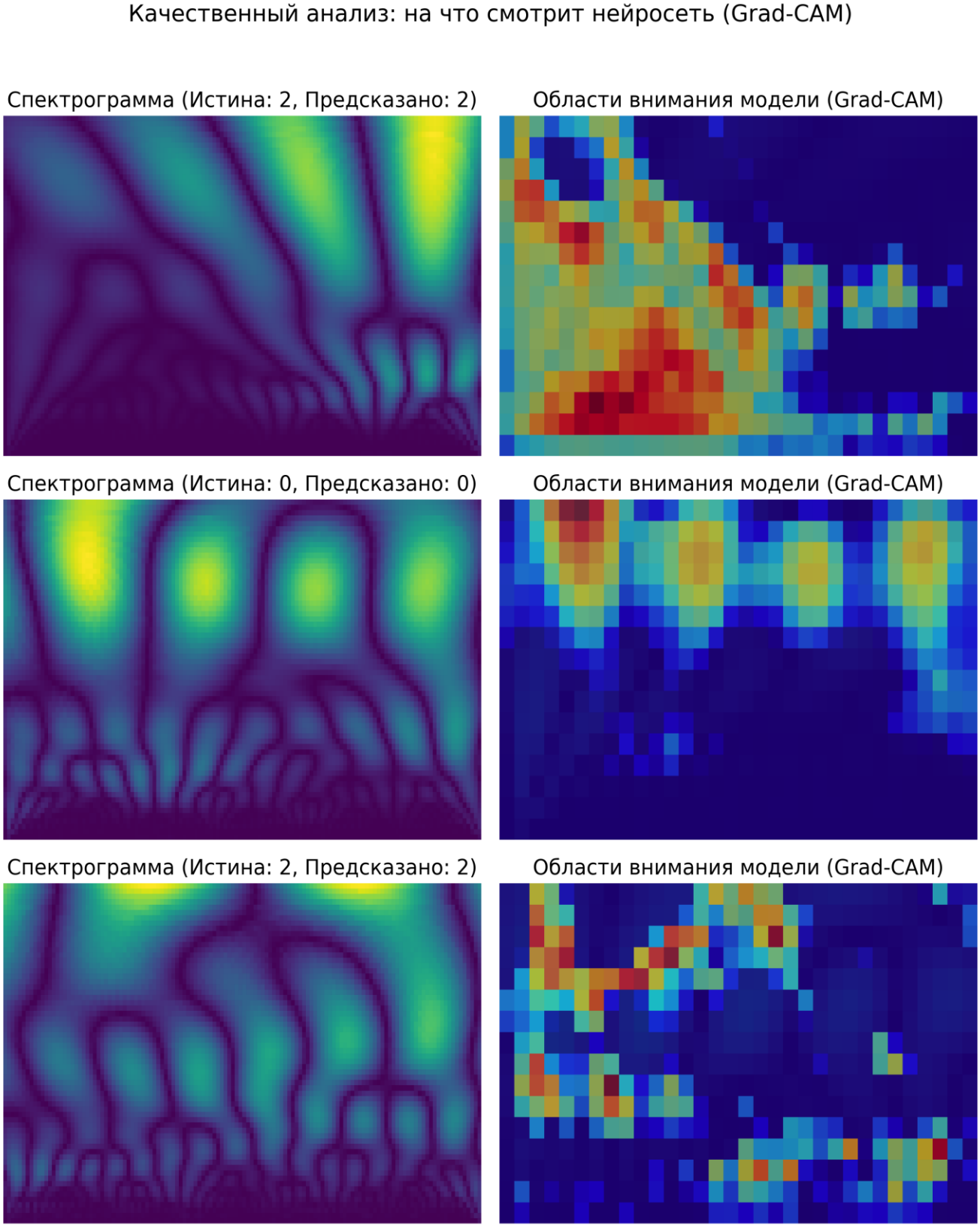


Рисунок 1 – Визуализация областей внимания нейросети (Grad-CAM)

Таблица 1 – Сравнительный анализ подходов к идентификации режимов течения

Критерий	Физический датчик (MPFM)	Традиционный анализ (Фурье)	Предлагаемый метод (DL + Wavelet)
Стоимость	Очень высокая	Низкая	Очень низкая (ПО)
Надежность	Средняя (износ, калибровка)	Высокая	Высокая (ПО)
Масштабируемость	Низкая	Высокая	Очень высокая
Информативность	Констатация факта	Теряет временную информацию	Динамика + предиктивная ценность
Внедрение	Требует остановки и врезки	Не требует	Не требует, использует существующие датчики

Заключение

Бурное развитие методов глубокого обучения открывает новые возможности для решения прикладных задач в нефтегазовой отрасли. Предложенный в работе метод создания интеллектуального виртуального сенсора на основе сверточной нейронной сети и вейвлет-анализа является прагматичным и эффективным решением проблемы «слепого» транспорта высоковязких нефтей.

Основные выводы работы:

1. Разработанный метод позволяет с высокой точностью идентифицировать режимы течения в реальном времени, используя данные со стандартных датчиков давления. Синергия вейвлет-преобразования как экстрактора признаков и CNN как классификатора показала высокую эффективность.

2. Система является инструментом предиктивной диагностики, позволяя детектировать опасные режимы на ранней стадии и предотвращать аварийные ситуации, что открывает путь к созданию адаптивных и интеллектуальных систем управления трубопроводным транспортом.

Библиографический список:

1. Chibuzo Cosmas Nwanwe, Ugochukwu Ilozurike Duru Comparison and Performance Analysis of Models for Predicting Multiphase flow Behaviours in Wellbores – International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering 2022:1-20.
2. Daubechies, I. Ten lectures on wavelets / I. Daubechies. – Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 1992. – 365 p.
3. LeCun, Y. Deep learning / Y. LeCun, Y. Bengio, G. Hinton // Nature. – 2015. – Vol. 521. – P. 436-444.

УДК 622.692.482

Нейро-нечеткая модель принятия решения на основе методов материального баланса и гидравлической локации для обнаружения утечек в нефтепроводах

Шмаков К. И.
Газпромбанк, г. Москва, Россия

Аннотация. Оперативное и достоверное обнаружение утечек является одной из актуальных задач управления на объектах трубопроводного транспорта. Современные системы обнаружения утечек (СОУ) используют комбинацию различных методов для контроля состояния трубопроводов, поскольку универсального способа, отвечающего всем требованиям, не существует. Здесь важна роль операторов трубопровода, так как знания и опыт экспертов о

поведении объекта с учетом его технических параметров, условий эксплуатации и выбранного режима перекачки позволяют принимать обоснованные решения в процессе управления и контроля безопасности. В последние годы популярно применение искусственного интеллекта. Нейросетевые модели способны эффективно распознавать определенные паттерны, и в этой связи становится актуальным их применение для выявления утечек. В работе рассматривается один из возможных подходов использования моделей искусственного интеллекта для совершенствования СОУ на линейной части трубопроводов, перекачивающих слабосжимаемые жидкости (вода, нефть, дизельное топливо и др.).

Введение

Трубопроводный транспорт является эффективным и наиболее безопасным способом транспортировки углеводородов. В РФ свыше 90 % добываемых нефти и газа перекачиваются по трубопроводам. Сегодня особое внимание уделяется вопросам безопасности трубопроводного транспорта. Основные причины аварий – износ и коррозия, брак строительно-монтажных работ, дефекты материала труб, ошибки персонала при производстве ремонтных работ, а также внешние механические воздействия, в том числе несанкционированные врезки. В декабре 2024 года произошло крушение 2-х танкеров в Черном море. Эти события в очередной раз показали, что экономический и экологический ущерб от разлива нефти может быть очень значительным.

Системы обнаружения утечек (СОУ) призваны помочь диспетчерам в оперативном обнаружении утечки. Существуют различные методы обнаружения утечек на трубопроводах, однако, ни один из них не является универсальным 1, 2, 3. Одна из трудностей вызвана проблемой многокритериальной оптимизации, среди критериев выбора могут быть и противоречивые. Так, повышение чувствительности СОУ к малым утечкам связано с увеличением вероятности ложных срабатываний. На практике возможность обнаружения утечки ограничивается точностью применяемых систем измерений, технологической обеспеченностью контролируемых объектов, наличием шумов и помех при измерениях, а также зависит от характера и размера утечки. Источниками неопределенности на трубопроводном транспорте являются: сложность в построении точных математических моделей, зашумленность данных, неполнота информации об объекте управления и параметрах перекачиваемой среды (используются оценочные, усредненные параметры), нестационарность процессов и объектов управления 4.

Для повышения эффективности в СОУ часто используется комбинация различных методов обнаружения утечек: параметрических – по принципу анализа параметров давления и расхода перекачиваемой среды, а также волновых – по принципу фиксации волн давления.

Актуальным становится использование нейронных сетей и других моделей искусственного интеллекта. Среди преимуществ нейронных сетей как метода распознавания можно указать следующие: универсальность применения для различных ситуаций, отсутствие необходимости в точных априорных знаниях об объекте, устойчивость к шумам, высокая скорость вычислений и адаптация к меняющимся параметрам объекта. Недостатки подхода: необходимость в наличии большого числа обучающих примеров с утечкой и без, в том числе с различными параметрами и местоположением утечки, зависимость результативности СОУ от выбранного вида и структуры нейронной сети, а также алгоритма обучения. В конечном счете использование так называемого «черного ящика», когда затруднительно объяснить значение и силы связей внутри нейросети, представляет другой уровень неопределенности – возникает вопрос, насколько обосновано их применение на объектах повышенной опасности.

Ниже рассмотрен особый вид моделей искусственного интеллекта – нейро-нечеткая система вывода (ANFIS – Artificial Neuro Fuzzy Inference System), для повышения эффективности принятия решения о наличии утечки. Такие системы подразумевают использование нечетких логико-лингвистических алгоритмов на базе экспертных оценок и правил, накопленном опыте работы на контролируемом объекте. При этом подбор весовых коэффициентов и других специфических параметров в алгоритме вывода осуществляется с помощью нейронных сетей.

Модель участка трубопровода

Рассмотрим участок трубопровода, схематично представленный ниже (рис. 1).

Модель использует метод материального баланса и метод гидравлической локации для обнаружения утечек. Примем допущение, что утечка на рассматриваемом участке трубы может быть только одна. Тогда при обнаружении утечки методом материального баланса можно воспользоваться следующим рассуждением. Например, если имеет место утечка на участке «2-3», то на парах расходомеров «2-3», «1-3», «2-4» и «1-4» будет наблюдаться дебаланс, а на участках «1-2» и «3-4» дебаланс наблюдаться не должен.

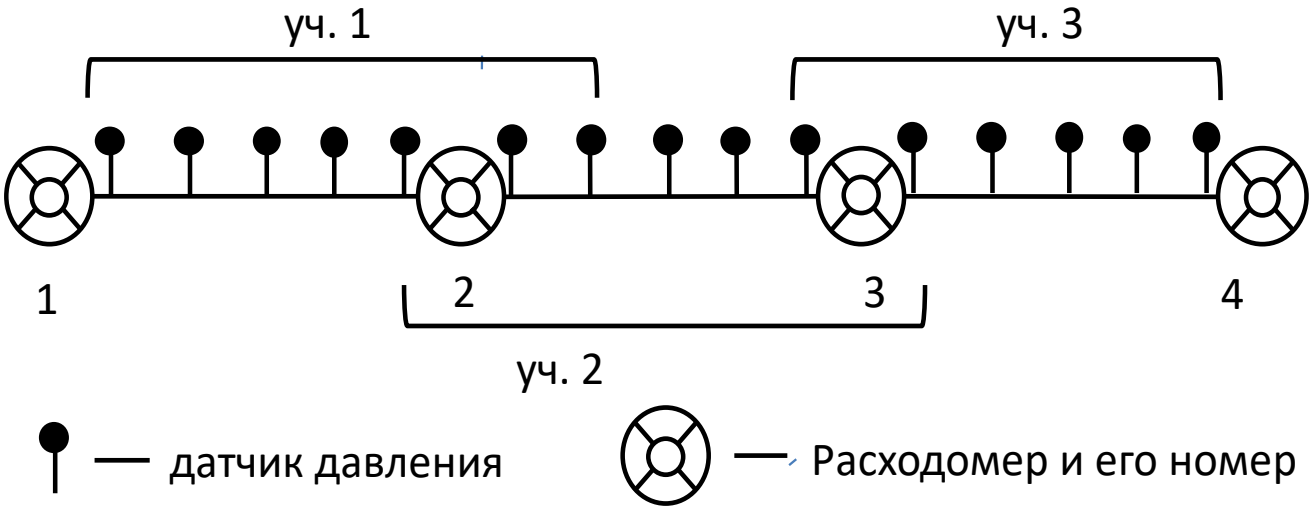


Рисунок 4 – Упрощенная схема участка трубопровода

Метод гидравлической локации основан на обнаружении излома линии гидравлического наклона вдоль трассы трубопровода. В установившемся потоке напор с хорошей точностью представляет собой прямую линию для слабосжимаемых жидкостей. Участки контроля выбираются экспертно и могут накладываться друг на друга. При этом они 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 за время, допустимое для обнаружения утечки. Подтверждение утечки на рассматриваемом участке в методе гидролокации оценивается по двум критериям: по расходу утечки и по ее локализации.

Формирование базы нечетких правил алгоритма вывода

Так как методы баланса и гидролокации независимы, решающие правила вывода разделяются на две ветви: правила балансов и правила гидролокаций.

Участок трубопровода представляет собой направленный граф. Ребра графа – это трубопроводы и другие объекты, для которых можно определить поток жидкости. Узлы (вершины) 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 (рис. 1) это графы G_{12}, G_{23} и G_{34}.

Можно сформулировать 4 правила балансов:

$П^1$: все графы баланса, содержащие ребро с утечкой, должны формировать положительный дебаланс, выходящий за пределы порога срабатывания;

$П^2$: все графы баланса, не содержащие ребро с утечкой, должны формировать дебаланс в пределах порога срабатывания;

$П^3$: отрицательный дебаланс, выходящий за пределы порога срабатывания, свидетельствует либо о наличии подкачки, либо об ошибке расходомеров;

$П^4$: общий результат по методу материального баланса на каждом ребре должен учитывать результаты всех графов баланса на рассматриваемом участке.

Аналогично можно сформулировать для метода гидролокации. Граф, у которого последовательность узлов (вершин) соединяется одним ребром, называют путь. Укажем, что:

П[5]: все графы пути, содержащие ребро с утечкой, должны формировать положительное решение об утечке с соответствующей координатой, при этом утечка должна подтверждаться по критерию расхода утечки и критерию координаты;

Общий итог должен учитывать результаты обоих методов.

П[6]: итоговый вывод должен учитывать результат по методу материального баланса и методу гидролокации для каждого из рассматриваемых минимальных графов баланса G_{ij}.

В алгоритме вывода неизбежно фигурируют настроечные весовые коэффициенты для установленных правил, экспертно определяются пороги срабатывания, критерии распознавания с использованием методов нечеткой логики 5.

Нейро-нечеткая (ANFIS) модель обнаружения утечек

Указанные выше правила вывода могут быть представлены в виде модели нейронной сети прямого распространения сигнала с двумя скрытыми слоями (рис. 2).

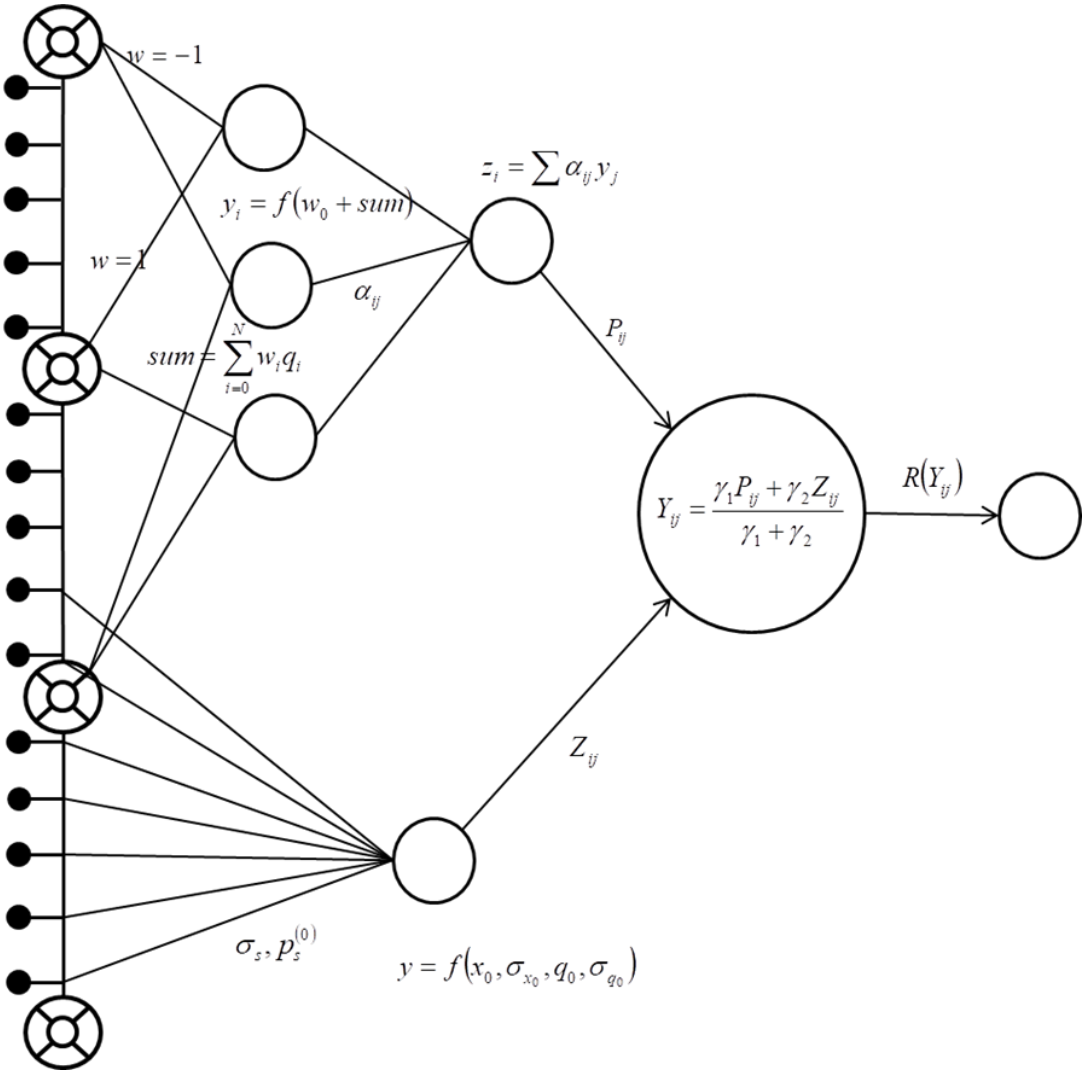


Рисунок 2 – Нейро-нечеткая модель принятия решения об утечке

Алгоритм вывода по методу материального баланса может быть преобразован в нейросеть, где на входном слое имеются показания расходомеров с фиксированными весами $w = \{-1;1\}$ от каждого из расходомеров по сторонам соответствующего подграфа G_{ij}. Первый скрытый слой представляет собой 12 нейронов (всего 6 возможных подграфов G_{ij}, и для каждого проверяется принадлежность соответствующему терм-множеству лингвистической переменной: «высокая» и «низкая» вероятность утечки с дифференцируемыми нелинейными сигмоидальными передаточными функциями $y_i = f(w_0 + sum)$ вида:

$$\mu^{(\mathrm{P}=1)}(\xi,\delta,\sigma)=\frac{1}{1+e^{-3\frac{(\xi-\delta)}{\sigma}+6}}$$
$$\mu^{(\mathrm{P}=0)}(\xi,\delta,\sigma)=1-\mu^{(\mathrm{P}=1)}(|\xi-\delta|,\sigma) \quad (1)$$

где $\mu^{(\mathrm{P}=1)}(\xi,\delta,\sigma)$ – функция принадлежности множеству «высокая вероятность утечки», $\mu^{(\mathrm{P}=0)}(\xi,\delta,\sigma)$ – функция принадлежности множеству «низкая вероятность утечки», ξ – дебаланс между расходомерами, δ,σ – настраиваемые параметры, соответственно, смещения (ноль калибровки) и СКО дебаланса на калибровочном интервале.

На выходном слое рассчитывается взвешенная сумма результатов метода баланса для каждого из минимальных подграфов баланса:

$$\mathrm{P}_{ij}=\frac{1}{\sum\alpha_{km}^{Gr_{ij}}}\sum\alpha_{km}^{Gr_{ij}}\mu_{km}^{Gr_{ij}}(\xi_{km},\delta_{km},\sigma_{km}) \quad (2)$$

В методе гидравлической локации входными параметрами служат показатели напора и рассчитанные методом наименьших квадратов матожидание и дисперсия координаты утечки и расхода утечки, соответственно: $\{x,\sigma_x,q_0,\sigma_{q_0}\}$ 6, 7. На первом скрытом слое здесь только 3 нейрона (согласно числу подграфов пути G_{ij}) с нелинейными передаточными функциями $y_i=f(x_0,\sigma_{x_0},q_0,\sigma_{q_0})$, реализующими алгоритм нечеткого вывода метода гидролокации:

$$Z_{ij}=\mu^{P=1}(\eta)\left[\frac{1}{2}erf\left(\frac{b-x}{\sigma_x\sqrt{2}}\right)-\frac{1}{2}erf\left(\frac{a-x}{\sigma_x\sqrt{2}}\right)\right]$$
$$\mu^{P=1}(\eta,\sigma_{Tr_i})=\frac{1}{1+e^{-3\frac{\eta}{\sigma_{Tr_i}}+6}} \quad (3)$$

где η – отношение расхода утечки к СКО, σ_{Tr_i} – настраиваемый коэффициент, a,b – границы рассматриваемого подграфа ij, $erf(x)=\frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_0^x e^{-t^2}dt$ – функция ошибок Гаусса.

На выходном слое нейросетевой модели реализуется взвешенная сумма метода материального баланса и метода гидролокации по формуле: $Y_{ij}=\frac{\gamma_1 P_{ij}+\gamma_2 Z_{ij}}{\gamma_1+\gamma_2}$. Итоговый результат принимает значения $R(Y_{ij})=\{0,\frac{1}{2},1\}$, где 0 или низкая вероятность утечки соответствуют $Y_{ij}<\frac{1}{3}$; 1 или высокая вероятность утечки соответствуют $Y_{ij}\geq\frac{2}{3}$, и 0,5 или отказ от распознавания в остальных случаях.

Передаточные функции $\mu(\xi,\delta,\sigma)$ имеют вид, как на рисунке ниже (рис. 3).

Функция стоимости представляет собой сумму квадратов разностей между истинным состоянием системы $\Psi_{ij}(t)$ и расчетом модели $Y_{ij}(t)$ по всем подграфам пути G_{ij} и по всем измерениям на заданном интервале 60 минут моделируемого нами эксперимента (рис. 1).

$$Fun(\mathrm{X})=\frac{1}{2}\sum_{G_{ij}}\int_{t_1}^{t_2}\left(Y_{ij}(t)-\Psi_{ij}(t)\right)^2dt \quad (4)$$

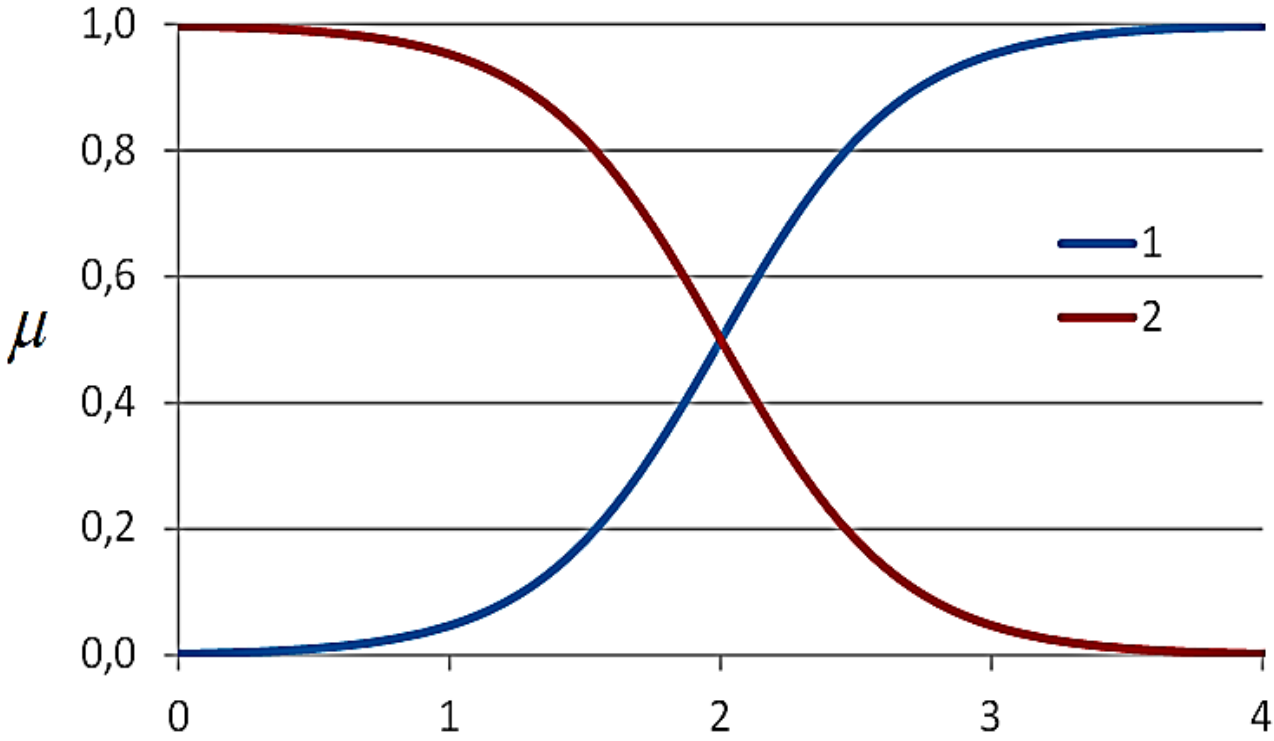


Рисунок 5 – Передаточные функции: 1 - ФП $\mu^{(P=1)}(\xi,\delta,\sigma)$, 2 - ФП $\mu^{(P=0)}(\xi,\delta,\sigma)$

Обучение такой ANFIS модели осуществляется с помощью алгоритма обратного распространения ошибки 8. Всего в модели имеется 39 настраиваемых параметров: коэффициентов взвешивания, параметров смещения и порогов срабатывания. В функцию стоимости добавляются ограничения на неотрицательность параметров с помощью штрафов:

$$\lambda_1 \sum_{G_{ij}} \mathrm{Re}\,LU\left(-\alpha_{ij}\right) + \lambda_2 \sum_{G_{ij}} \mathrm{Re}\,LU\left(-\sigma_{ij}\right) + \lambda_3 \sum_{G_{ij}} \mathrm{Re}\,LU\left(-\sigma_{Tr_i}\right) + \lambda_4 \sum_{G_{ij}} \mathrm{Re}\,LU\left(-\gamma_{1,2}\right)$$

$$\text{где } \mathrm{Re}\,LU(x) = \begin{cases} 0, x \le 0 \\ x, x > 0 \end{cases}, \text{ а коэффициенты } \lambda_i \text{ подбираются экспертно.} \quad (5)$$

Вычислительные эксперименты на ANFIS модели.

Для проверки работоспособности модели был проведен вычислительный модельный эксперимент с использованием метода характеристик 9 с добавлением шумовой составляющей. Для представленного выше модельного трубопровода (рис. 1) были сгенерированы случайные сценарии с утечками от 1 % до 10 % и с координатой утечки в интервале от 10 до 200 км. на различных режимах работы: минимальный режим (с расходом около 2 000 м^3 в час), максимальный (6 000 м^3 в час). Обучение ANFIS сети осуществлялось для минимального и максимального, а также смешанного режимов работы. Окно усреднения для расчетов было выбрано длиной в 5 минут. Погрешность расходомеров была определена в размере 1 %, погрешность датчиков давления 0, 1 % от максимального используемого в расчетах давления в 6 МПа.

Обучение модели осуществлялось на выборке из 60 случайных примеров, всего 15 таких выборок, по 100 эпох обучения для каждой выборки. Полученные для каждой выборки результаты обучения усреднялись. При обучении использован метод моментов 8. Валидация модели после обучения осуществлялась на 20 примерах: 18 сценариев с утечкой 1,4 %, 3 % и 20 % на 30 км., 100 км., 170 км., а также 2 сценария без утечки на минимальном и максимальном режимах перекачки, соответственно. Утечка возникает на 21 минуте и развивается в течение 1 минуты.

Получены следующие результаты тестирования ANFIS модели (табл. 1).

Таблица 1 – Обучение и проверка ANFIS модели на валидационных сценариях

Режим обучения	Режим валидации	% отказов распознавания	% ложных срабатываний	% пропусков*	% успехов*
Мин	Мин	0,1540	0,4933	0,0000	96,7141
Мин	Смешанный	0,1088	0,2252	0,0000	97,0340
Макс	Макс	0,1313	0,0000	0,0000	97,2736
Макс	Смешанный	7,9203	0,3441	0,0000	89,2318
Смешанный	Смешанный	0,2146	0,1621	0,0631	97,0032

* Не учитываются пропуски и успехи, если окно усреднения содержит момент возникновения утечки.

Как видно, модель в целом дает высокий процент успехов распознавания утечки: около 97 %. Модель успешно распознает утечки более 1 % в течение 5 минут. При этом ложные срабатывания возникли только для сценария с утечкой 20 % от расхода за счет распространения волны от утечки на соседние графы (участки), без учета этих возмущений от крупных утечек ложные срабатывания отсутствуют. Отметим, что модель, обученная на сценариях с высоким расходом перекачки, хуже подходит для других режимов валидации – растет процент отказов от распознавания, и заметно ниже процент успехов. Модель, обученная на смешанном режиме, также показывает высокую эффективность.

Заключение

Использование моделей обнаружения утечек на основе методов нечеткой логики и нейронных сетей представляется эффективным и актуальным методом для СОУ. При этом такие модели способны распознавать как внезапные, так и медленно нарастающие утечки. Представленные результаты модельного эксперимента были ограничены стационарными режимами перекачки. В дальнейшем модель может быть также адаптирована и обучена для использования на нестационарных режимах.

Библиографические ссылки:

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. 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.: ISBN 978-5-8365-0422-9.
3. Мамонова Т. Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. 2012. №5. С. 103–112.
4. Оперативное управление потокораспределением в инженерных сетях / А. Г. Евдокимов, А. Д. Тевяшев. - Харьков : Вища школа : Изд-во при Харьк. ун-те, 1980. - 144 с.
5. Шмаков К. И. Нечеткая модель принятия решения в задаче обнаружения утечки в трубопроводе // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 1(618). – С. 5–14.
6. 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.
7. Леготкина Т. С., Хижняков Ю. Н. Метод определения места утечки нефти в нефтепроводе // Вестник ИжГТУ. 2014. № 1. С. 112–116.
8. 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.
9. Расчёт волновых процессов в гидравлической линии методом характеристик [Электронный ресурс] URL: https://habr.com/ru/articles/418557/ (дата обращения 21.03.2024г.).

УДК 628.147.22

Влияние магнитных бурь на противокоррозионную защиту нефтепроводов

Бойчук З. В., Потапова А. С., Алефиров И. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Процесс коррозионного разрушения металлических конструкций, в частности трубопроводов, усугубляется совокупностью агрессивных условий эксплуатации и воздействием ряда геофизических факторов. Основным методом защиты от коррозии выступает электрохимическая защита (ЭХЗ). Однако ее эффективность существенно снижается под влиянием внешних факторов, среди которых особое место занимают изменения в магнитосфере Земли [1].

В периоды геомагнитных бурь, когда стабильное магнитное поле Земли испытывает резкие возмущения, работа систем ЭХЗ может нарушаться. Геомагнитные колебания способны индуцировать блуждающие токи в грунте и самих трубопроводах, что, в свою очередь, приводит к ускоренным темпам развития коррозионных процессов. В связи с этим учет степени воздействия магнитных бурь на противокоррозионную защиту трубопроводов представляет собой важную составляющую для обеспечения долговечности и бесперебойной работы систем трубопроводного транспорта [2].

Целью данной работы является изучение влияния геомагнитных возмущений на эффективность противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнение следующих задач:

- определить основные статистические параметры массивов данных, характеризующих распределение изучаемых величин в компактной форме;
- провести анализ полученных графических зависимостей, отражающих динамику защитного потенциала «труба-земля» при изменяющемся Кр-индексе;
- дать оценку функциональности систем электрохимической защиты в период действия геомагнитных возмущений.

В рамках предыдущих исследований нами был проведен анализ геомагнитной обстановки с использованием планетарного Кр-индекса (варьирующегося от 0 до 9) в городе Сыктывкар в период с 01.09.23 по 31.08.24 для оценки устойчивости систем ЭХЗ во время магнитных бурь.

Результаты выполненной ранее работы представлены в виде диаграммы на рисунке 1.

Диаграмма демонстрирует, какую долю времени (в %) геомагнитная обстановка находилась на том или ином уровне активности, классифицированном по шкале Кр-индекса.

В течение анализируемого года наблюдался исключительно низкий уровень геомагнитной активности. Распределение значений Кр-индекса показало подавляющее преобладание спокойных условий:

- 70 % времени геомагнитная обстановка являлась спокойной (Кр-индекс от 0 до 2), из них 4% времени поле было исключительно спокойным (при Кр = 0);
- 18 % - умеренная активность (при Кр = 3) – наблюдается неустойчивость магнитосферы;
- 10 % - высокая активность – геомагнитные возмущения при Кр = 4 (7 %) и слабые магнитные бури при Кр = 5 (3 %).
- 2 % - серьезные изменения в магнитосфере – при значениях Кр-индекса ≥ 6, соответствующих умеренным и сильным магнитным бурям.

Несмотря на преобладание спокойной обстановки, анализ подтвердил, что даже редкие и слабые возмущения способны вызывать геомагнитные индуцированные токи (ГИТ). Эти токи, возникающие вследствие изменений в магнитосфере Земли, оказывают существенное влияние как на магистральные трубопроводы, так и на работу их защитных систем: ускоряют темпы коррозии металла труб, искажают данные в системах контроля и мониторинга, служат источником электромагнитных помех в электрооборудовании, приводят к возникновению индуктивности вдоль трубопроводов [3].

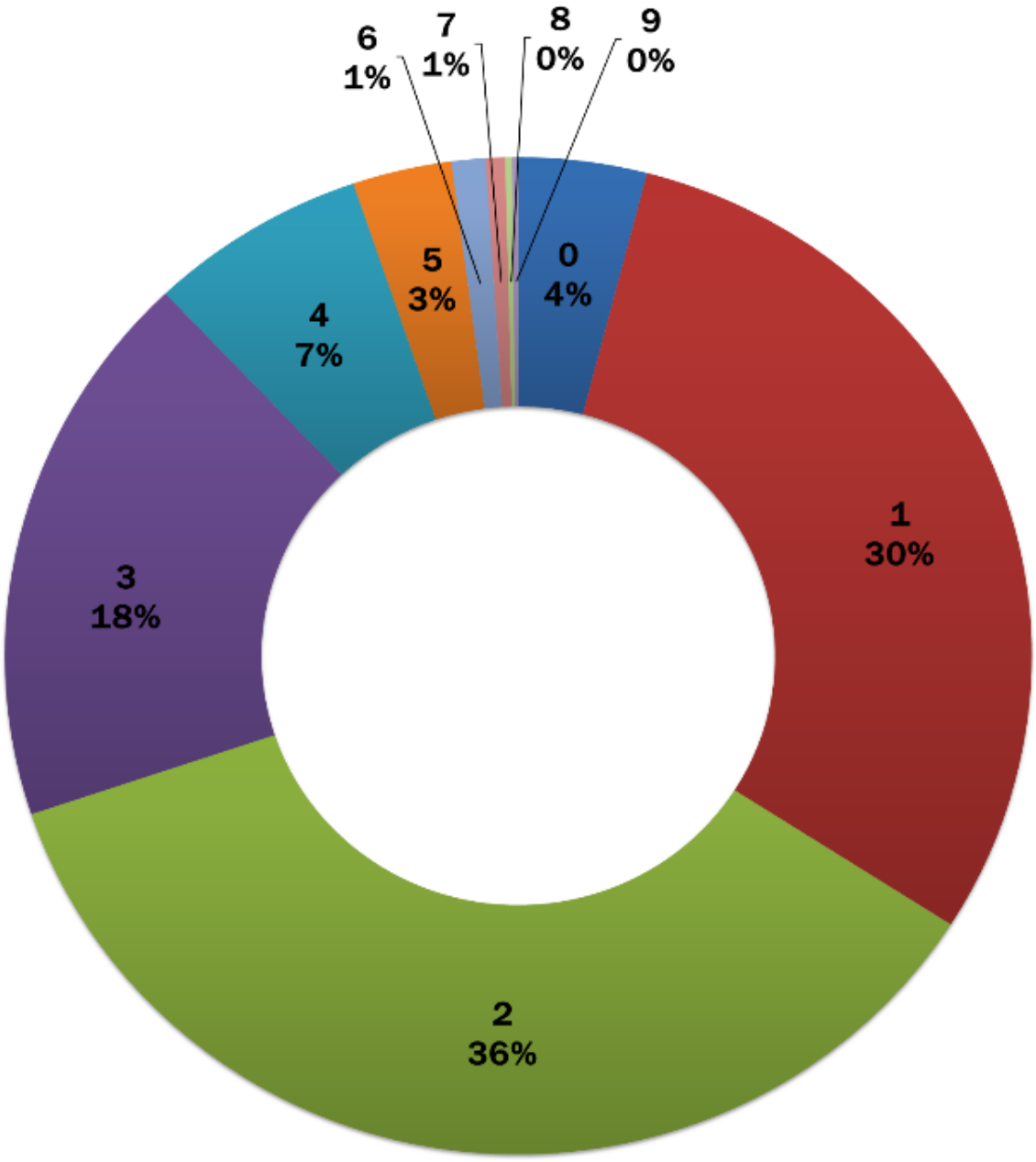


Рисунок 1 – Геомагнитная активность в период с 01.09.23 по 31.08.24

Анализ влияния геомагнитных возмущений на системы электрохимической защиты (ЭХЗ) особенно актуален для магистральных трубопроводов, проложенных в авроральных зонах, где воздействие космической погоды проявляется наиболее интенсивно.

На графике (рис. 2) представлена динамика защитного потенциала «труба-земля» в течение суток, включая период геомагнитной активности, наблюдавшийся между 21:00 и 01:00.

Красными линиями на графике обозначены границы допустимого диапазона защитного потенциала, которые были определены в строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» (таблица 4 – Минимальные защитные потенциалы, таблица 5 – Максимальные защитные потенциалы).

В рамках данного исследования за эталонный был принят следующие значения:

- Нижний предел (-1,15 В) соответствует минимально допустимому значению. Его превышение (смещение в отрицательную сторону) приводит к явлению так называемой «перезащиты», вызывающему разрушение изоляционного покрытия и опасное водородное охрупчивание металла трубы.
- Верхний предел (-0,85 В) определяет уровень, ниже которого коррозионные процессы эффективно подавляются. Потенциал выше этой отметки означает недостаточную защиту, что провоцирует ускоренное коррозионное разрушение.

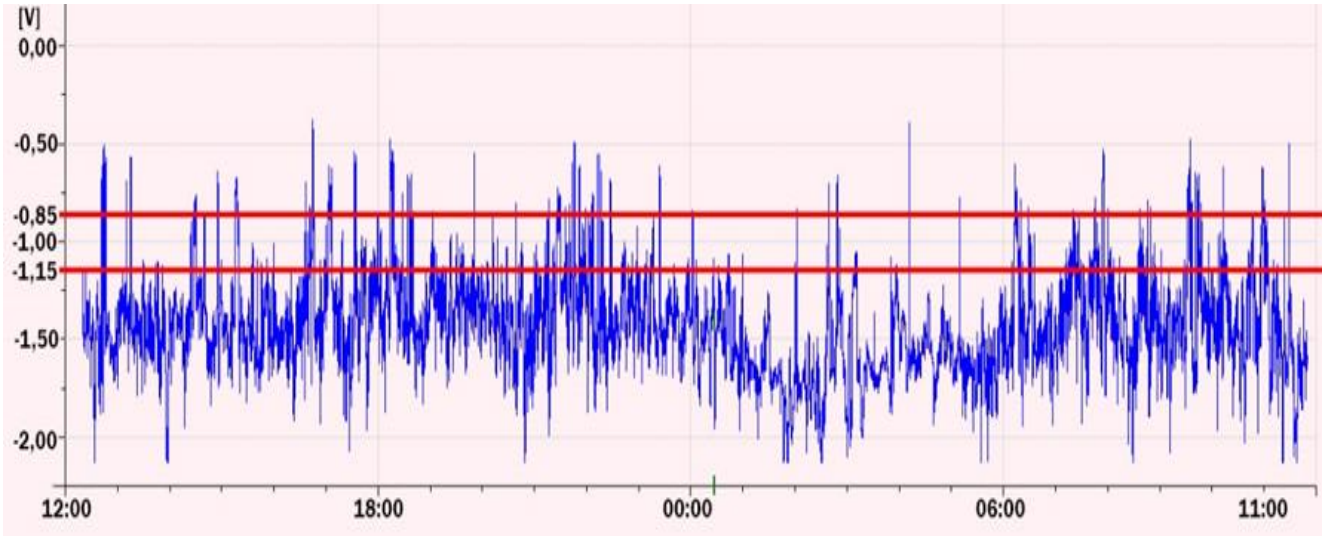


Рисунок 2 – Суточные изменения защитного потенциала трубопровода

Наиболее эффективная и безопасная эксплуатация магистральных трубопроводов достигается только при поддержании потенциала в строго заданном диапазоне [-1,15 В; -0,85 В].

Для количественной оценки влияния космической погоды на работу систем противокоррозионной защиты суточные данные о разности потенциалов экспортируются в формат XLSX и подвергаются статистическому анализу.

С целью детализации динамики проходящих процессов генеральная совокупность сведений за сутки разбивается на 24 часовые выборки. Для каждой из них рассчитываются статистические характеристики, в первую очередь – значения колебаний потенциала, выходящие за допустимые границы защиты. Это позволяет точно идентифицировать временные интервалы наибольшего риска. Далее мы произвели анализ скорости изменения потенциала от времени $\Delta U/\Delta t$ с помощью алгоритма, написанного на языке программирования Python. Основными преимуществами данного метода является автоматизация и ускорение процесса обработки огромных массивов данных. Результаты проведенных преобразований представлены на рисунке 3.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	ID сегмента	Начало времени	Конец времени	Начало потенциала	Конец потенциала	Длительность, с	Направление	Средняя скорость изменения	
2	1	12:20:00	12:20:00	-1,2913	-1,2913	0	стаб		
3	2	12:20:04	12:20:04	-1,2179	-1,2179	1	рост	0,0687	
4	3	12:20:05	12:20:05	-1,1647	-1,1647	1	рост	0,0532	
5	4	12:20:09	12:20:10	-1,2046	-1,2383	2	падение	-0,03945	
6	5	12:20:15	12:20:55	-1,3067	-1,4426	6	падение	-0,0369	
7	6	12:21:08	12:21:21	-1,4966	-1,5298	2	падение	-0,0352	
8	7	12:21:23	12:21:33	-1,5084	-1,473	2	рост	0,0237	
9	8	12:21:42	12:21:43	-1,4049	-1,3774	2	рост	0,02395	
10	9	12:21:46	12:21:46	-1,4416	-1,4416	1	падение	-0,0514	
11	10	12:22:12	12:22:13	-1,5166	-1,5368	2	падение	-0,03315	
12	11	12:22:18	12:22:18	-1,5264	-1,5264	1	рост	0,0276	
13	12	12:22:32	12:22:32	-1,4807	-1,4807	1	рост	0,0225	
14	13	12:22:35	12:22:35	-1,4926	-1,4926	1	падение	-0,0247	
15	14	12:23:22	12:23:22	-1,4536	-1,4536	1	рост	0,0204	
16	15	12:23:24	12:23:26	-1,3879	-1,3318	3	рост	0,0353	
17	16	12:23:29	12:23:29	-1,3452	-1,3452	1	падение	-0,0314	
18	17	12:23:33	12:23:33	-1,2943	-1,2943	1	рост	0,0396	
19	18	12:23:38	12:23:38	-1,3562	-1,3562	1	падение	-0,0641	
20	19	12:23:45	12:23:45	-1,4698	-1,4698	1	падение	-0,0432	
21	20	12:23:53	12:23:53	-1,4523	-1,4523	1	рост	0,0202	
22	21	12:23:54	12:23:54	-1,4922	-1,4922	1	падение	-0,0399	
23	22	12:24:00	12:24:00	-1,4335	-1,4335	1	рост	0,0418	
24	23	12:24:02	12:24:02	-1,2853	-1,2853	1	рост	0,1356	
25	24	12:24:03	12:24:07	-1,216	-1,1558	3	рост	0,038566667	
26	25	12:24:13	12:24:13	-1,2338	-1,2338	1	падение	-0,054	
27	26	12:24:20	12:24:20	-1,3065	-1,3065	1	падение	-0,0245	
28	27	12:24:22	12:24:22	-1,348	-1,348	1	падение	-0,0248	
29	28	12:24:25	12:24:25	-1,412	-1,412	1	падение	-0,0347	
30	29	12:24:26	12:24:26	-1,4603	-1,4603	1	падение	-0,0483	
31	30	12:24:29	12:24:29	-1,4378	-1,4378	1	рост	0,0306	

Рисунок 3 – Результаты анализа скорости изменения потенциала относительно времени

Ключевыми в представленном фрагменте таблицы являются данные изменения потенциала при различной продолжительности и направленности колебательных скачков.

Следующим шагом мы построили почасовые графики полученной скорости изменения защитного потенциала «труба-земля» (рис. 4).

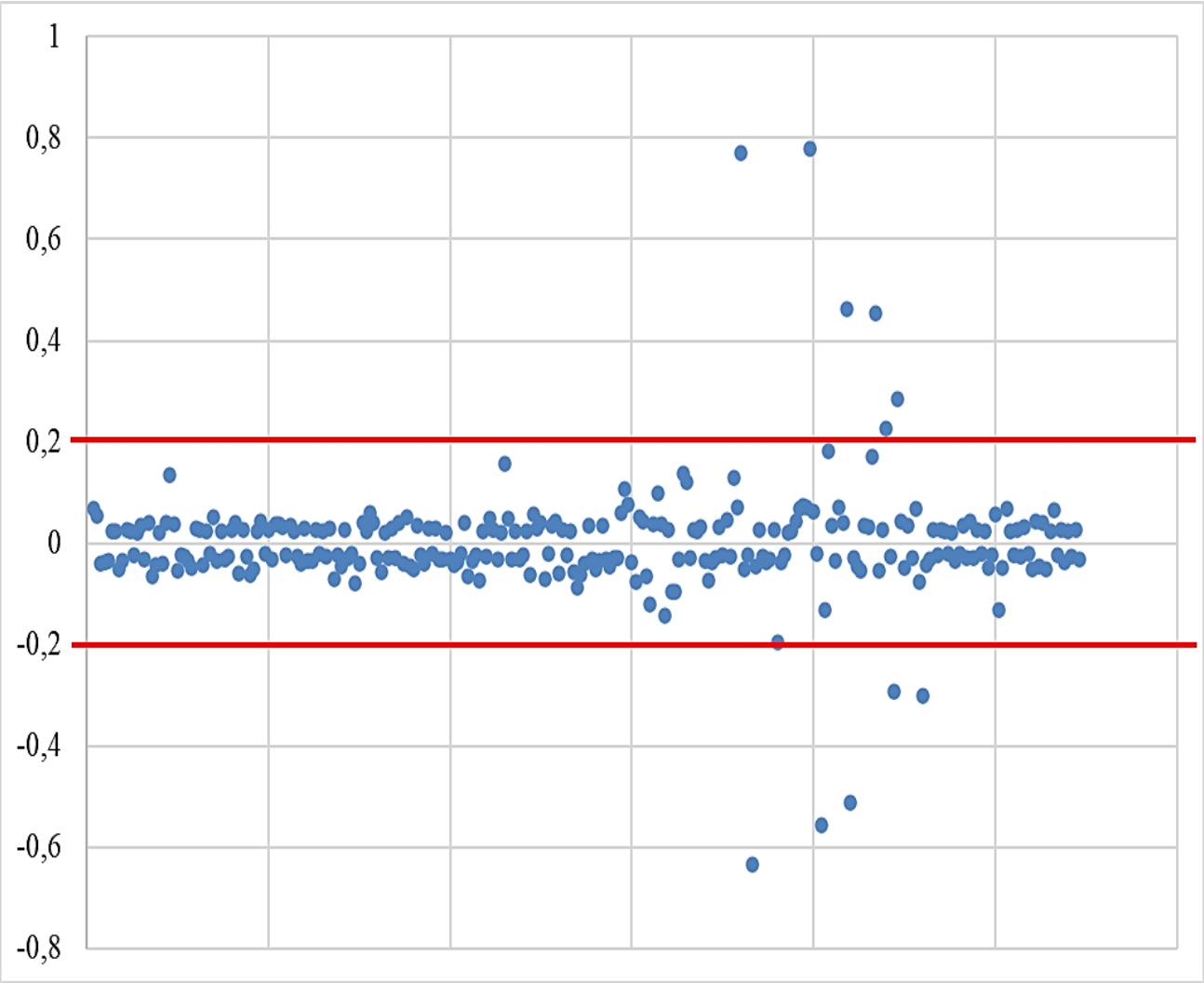


Рисунок 4 – Распределение значений скорости изменения потенциала от времени в течение часа

Обратим внимание, что точки преимущественно распределены в диапазоне [-0,2;0,2]. В данной работе в качестве основного критерия для исследования зависимости изменения скорости защитного потенциала от Кр-индекса мы выбрали количество точек, выходящих за рамки данного промежутка.

На основе данных об объеме точек, выпадающих из общей зависимости, был построен график, визуализирующий распределение средней величины предельных изменений потенциала при соответствующем данному часу Кр-индексе (рис. 5).

На данном графике продемонстрирована линейная зависимость величины отклонения потенциала от планетарного индекса. Существенный рост точек наблюдается при значениях К - индекса ≥ 2, когда магнитное поле возмущено. Для этого участка просматривается линейная зависимость с коэффициентом детерминации 0,5099, что свидетельствует о прямой зависимости геомагнитных вариаций на работу систем противокоррозионной защиты. Участок с К - индексом ≤ 1 не принимается в учет зависимости, так как магнитосфера при данных значениях спокойная и величина отклонения напряженности незначительна.

Таким образом, для более точного и детального исследования зависимости защитного потенциала «труба-земля» от степени возмущенности магнитного поля Земли необходимо провести анализ во временном промежутке, охватывающем максимальное разнообразие планетарного индекса.

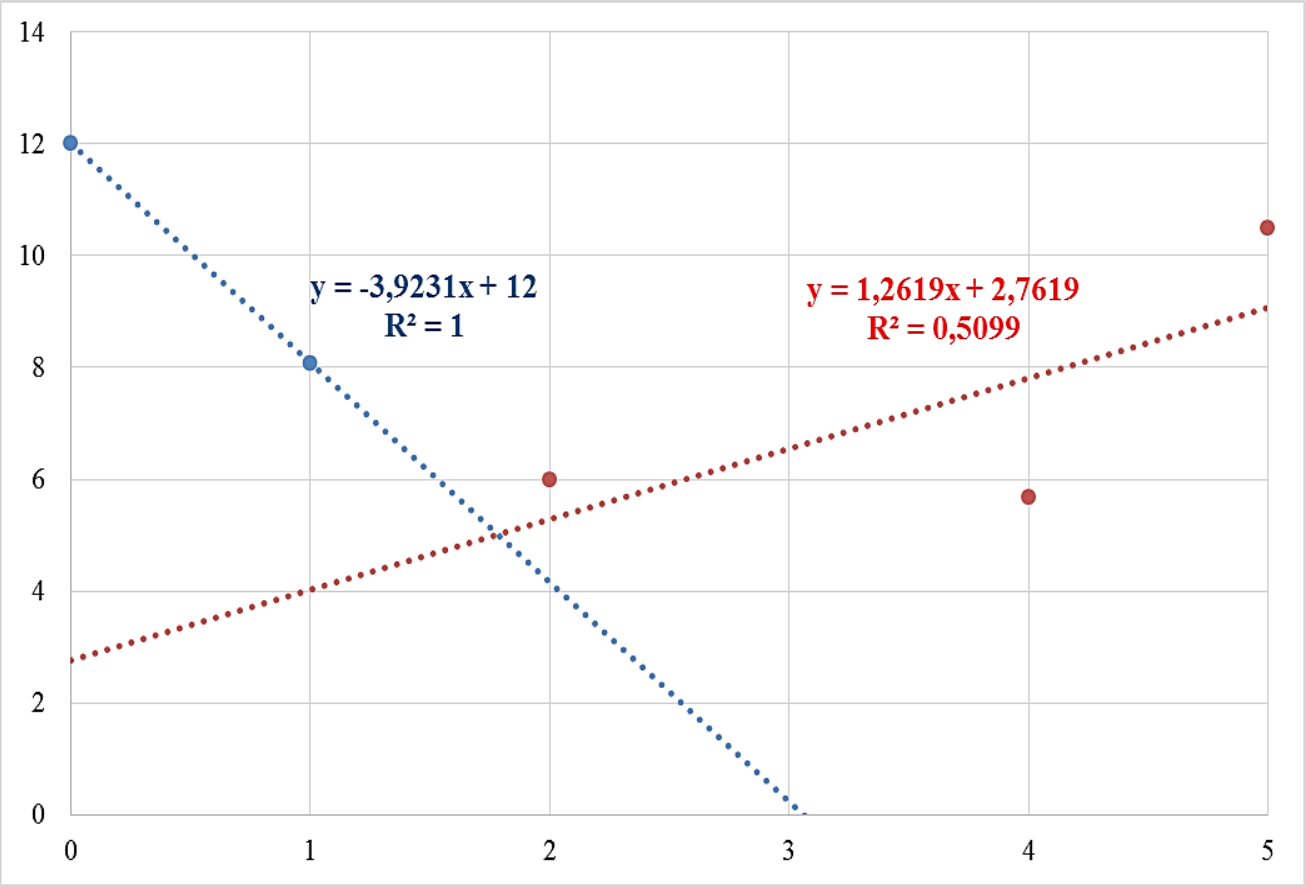


Рисунок 5 – График, характеризующий отклонение значений потенциала при разных Кр-индексах

Библиографический список:

1. Александров О. Ю., Совершенствование проектных решений и методик эксплуатации магистральных газонефтепроводов, подверженных воздействию теллурических блуждающих токов. – Ухта, 2018. – 159 с. Агиней.
2. Фуркин А. В. Совершенствование методик идентификации и оценки опасности источников блуждающих токов, воздействующих на магистральные газонефтепроводы. Автореферат дисс. канд. техн. наук. Ухта – УГТУ. – 23 с.
3. Потапова А. С., Бойчук З. В., Алефиров И. А. Работа систем электрохимической защиты в условиях магнитных бурь // ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2024. - Уфа: 2024. - С. 62-65.

УДК 331.087

Совершенствование методов бестраншейного восстановления и ремонта трубопроводов с приведением современных материалов и технологий

Тоболина И. И., Плохушко Я. О.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В настоящее время действительно необходимо решить многие проблемы в нефтегазовом деле, а конкретно в прокладке трубопроводов, среди которых: высокая стоимость земляных работ, сильное влияние на инфраструктуру и окружающую среду, длительные сроки реализации проектов и т.п. Универсальным решением перечисленных проблем является именно бестраншейный метод, так как это современный и эффективный метод, который заключается в отсутствии необходимости проведения земляных работ со всеми вытекающими преимуществами (меньшие затраты, сроки, риски).

Некоторые новые методы бестраншейного восстановления и ремонта трубопроводов с приведением современных материалов и технологий:

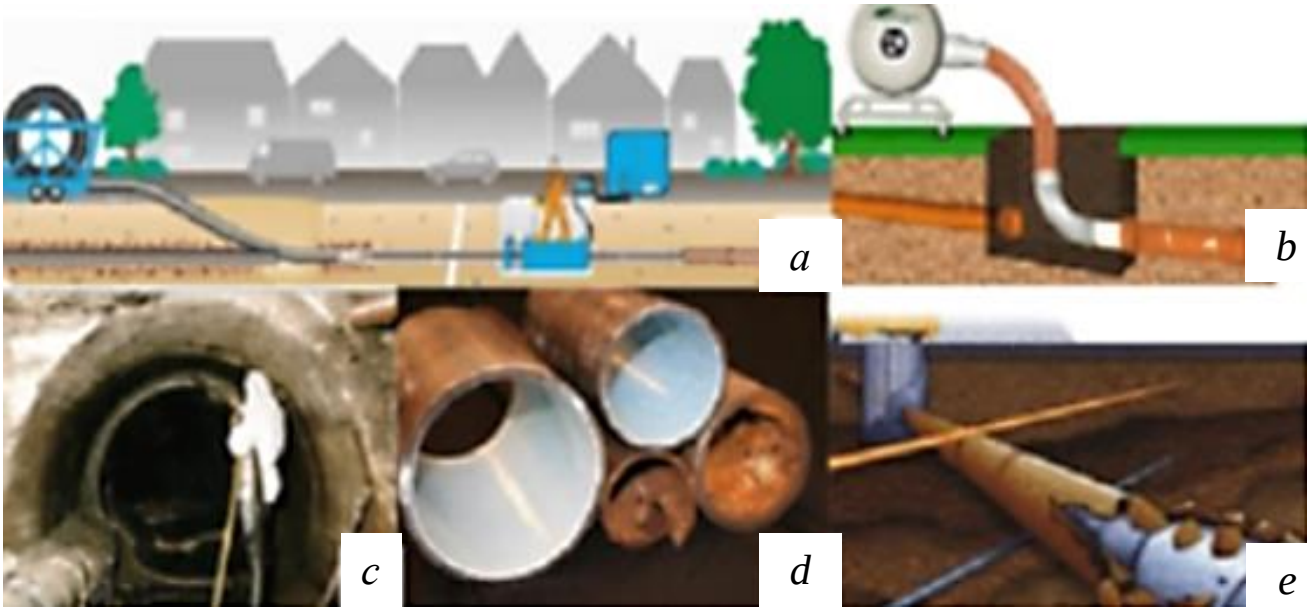
- Санация (Cured-in-Place Pipe, CIPP);
- Горизонтально-направленное бурение (ГНБ);
- Роботизированный ремонт;
- Роевая технология (роботы, дроны).

Санация (Cured-in-Place Pipe, CIPP) – метод бестраншейного восстановления трубопроводов путем создания нового трубного канала внутри существующего с использованием современных полимерных материалов (рисунок 1).

Преимущества данного метода: срок службы до 50 лет, снижение затрат на 40 % vs замена, минимизация земляных работ, соответствие экологическим стандартам.

Применяется в водопроводных и канализационных сетях, промышленных трубопроводах, реконструкциях исторических объектов.

Метод санации обеспечивает быстрое и экономичное восстановление трубопроводов с использованием инновационных материалов и технологий.



a – футеровка, b – CIPP, c – футеровка цементным раствором,
d – футеровка эпоксидной смолой, e – разрыв трубы

Рисунок 1 – Методы обновления

Горизонтально-направленное бурение (ГНБ) – метод бестраншейной прокладки трубопроводов путем управления траекторией бурения с поверхности с высокой точностью позиционирования (рис. 2).

Преимущества данного метода: точность прокладки (±10 см по траектории), минимизация воздействия на инфраструктуру, возможность прокладки под препятствиями (реки, дороги, здания), срок службы трубопровода – 50+ лет.

Применяется в прокладке водопроводов, газопроводов, канализаций, монтаже инженерных сетей в городских условиях, в переходе через природные и искусственные препятствия.

Метод ГНБ сочетает высокую точность, минимальное воздействие на среду и использование современных материалов для долговечных решений.

Роботизированный ремонт - использование специализированных робототехнических комплексов для точного локального восстановления поврежденных участков трубопроводов без вскрытия (рис. 3).

Преимущества: точечное устранение дефектов без остановки эксплуатации, сокращение времени ремонта на 60–70 %, высокая точность работ (погрешность ≤1 мм), снижение стоимости ремонта на 40–50 %.

Применяется в локальном ремонте трещин, свищей и коррозионных повреждений, герметизации стыков и соединений, восстановлении труб малого и среднего диаметра (100-600 мм).

Метод роботизированного ремонта обеспечивает высокоточное восстановление трубопроводов с использованием инновационных материалов и автоматизированных систем.



Рисунок 2 – Горизонтальное бурение, бестраншейный метод прокладывания подземных коммуникаций, основанный на использовании специальных буровых комплексов

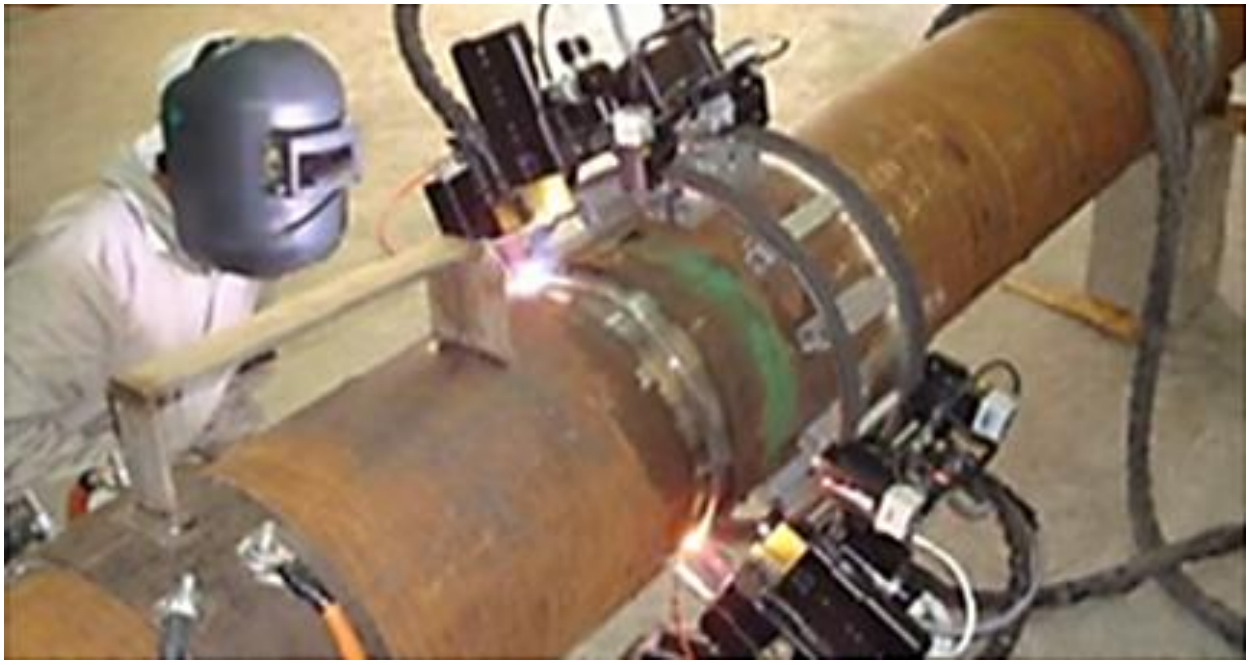


Рисунок 3 – Внедрение в производство робота-сварщика

Роевая робототехника (swarm robotics) – это использование множества автономных роботов, дронов, которые координируют свои действия друг с другом, выполняя задачи вместе (рис. 4).

Преимущества: бесперебойность всей системы (система не останавливают работу если несколько из них вышло из строя), распределение работы, позволяет ускорить процесс от 2 до 10 раз, круглосуточный мониторинг и работа при любых погодных условиях, низкая стоимость отдельных роботов, снижение затрат на персонал.

Применяется для автоматических выявлений дефектов, коррозии, повреждений, точечных ремонтов изнутри без раскопок, постоянном наблюдении и патрулировании трубопроводов.

Метод роевых технологий с использованием роботов обеспечивает постоянную надёжность, параллельную работу дронов, беспрерывный контроль за трубопроводом, а также низкие затраты на персонал и инспекции.

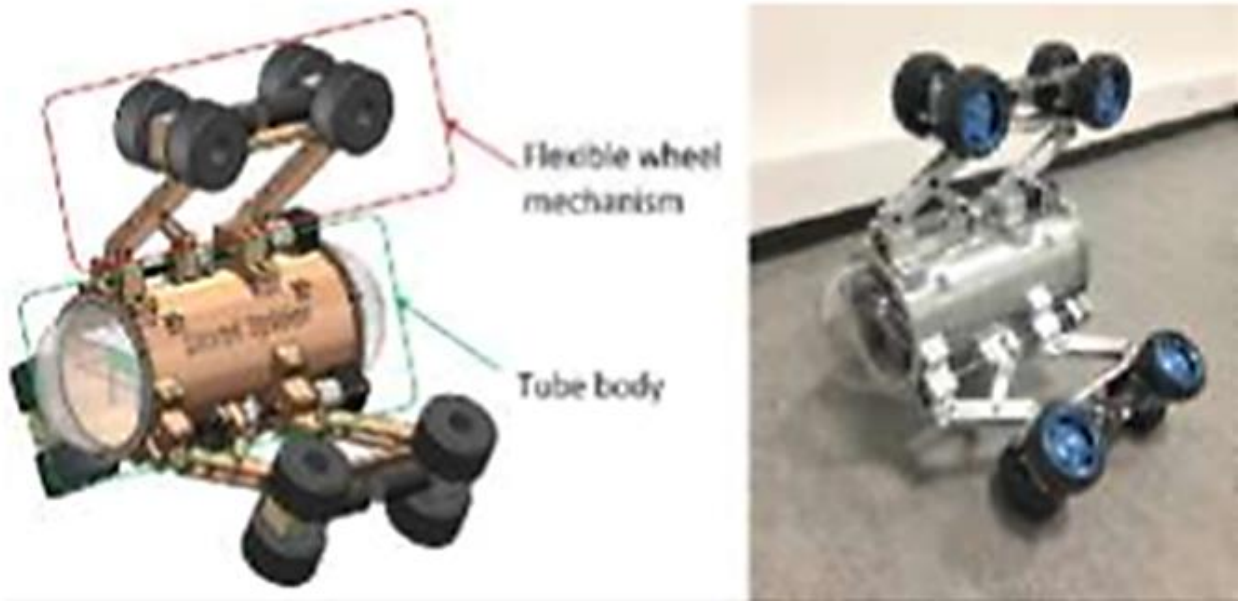


Рисунок 4 – Пример робота для работы внутри трубопровода

Бестраншейные технологии показали высокую эффективность при восстановлении трубопроводов, современные материалы увеличивают срок службы до 50 лет., методы позволяют сократить общие затраты на 30-50 %. Данные методы обеспечат устойчивое развитие инфраструктуры и повысит надежность трубопроводных систем.

Библиографический список:

1. Семенов И. В., Козлов Д. А. «Современные методы ремонта трубопроводов». СПб.: Недра, 2021.
2. Николаев П. А. «Горизонтально-направленное бурение: теория и практика». М.: Инфра-Инженерия, 2020.
3. Орлов Д. С., Виноградов А. П. «Перспективные композитные материалы для санации трубопроводов» // Водоснабжение и санитарная техника. 2023.
4. Кузнецов М. И. «Зарубежный опыт применения роботизированных систем ремонта» // Трубопроводный транспорт. 2022.
5. Смирнов В. Г., Попов А. А. «Инновационные технологии бестраншейного восстановления трубопроводов» // Материалы Международной научно-практической конференции «Инфраструктура мегаполисов». М., 2023.

УДК 331.087

Механизмы разрывов магистральных нефтепроводов: инженерный анализ, расчеты и стратегии предотвращения

Щукин И. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Магистральные нефтепроводы являются ключевыми элементами инфраструктуры нефтяной промышленности, обеспечивая транспортировку нефти от месторождений к перерабатывающим заводам и конечным потребителям. Однако, несмотря на высокие стандарты проектирования, разрывы трубопроводов могут приводить к серьезным последствиям, включая экологические катастрофы и экономические потери.

В дополнение к сказанному можно выделить следующие классификации ключевых механизмов разрыва для нефтепроводов:

- Коррозионно-механический (наиболее частый): Ослабление стенки трубы, с последующим вязким или хрупким разрушением;
- Усталостное разрушение: Циклические нагрузки от изменения давления, остановов/пусков, вибраций насосов;

• Коррозионная усталость: Синергетический эффект коррозии и циклических нагрузок.

• Хрупкое разрушение: Характерно для северных трасс или при наличии крупных дефектов;

• Разрушение в следствии дефектов строительно-монтажных работ: Непровары, подрезы.



Диаграмма 1 – Статистика на долю коррозии приходится 60 % всех отказов магистральных нефтепроводов

В работе предлагается два расчета по двум механизмам:

Механизм 1: Коррозионно-механический разрыв. Расчет остаточной прочности

Суть: Коррозия (точечная, язвенная) создает концентратор напряжений и уменьшает толщину стенки.

Метод оценки: RSTRENG – это программа для оценки давления разрыва трубы с дефектом коррозии.

Исходные данные:

Труба

D = 1020 мм;

δ = 16 мм;

материал X70 (σu = 570 МПа).

Дефект

Глубина: d = 6 мм (37,5% от δ);

Длина: L = 200 мм;

Рабочее давление: P = 5,4 Мпа.

Расчет давления разрушения (P_{rupt}):

$$P_{rupt} = \frac{(2\cdot\sigma_u\cdot\delta)}{D}\cdot\left[\frac{\left(1-\frac{d}{\delta}\right)}{\frac{\left(1-\left(\frac{d}{\delta}\right)\right)}{\text{M}}}\right] = 14{,}6\ Мпа \quad (1)$$

$$\text{M} = \sqrt{1\ +\ 0.6275\cdot\left(\frac{L^2}{(D\cdot\delta)}\right)\ -\ 0.003375\ \cdot\left(\frac{L^2}{(D\cdot\delta)}\right)} = 1{,}59 \quad (2)$$

Нормативный запас (~1.39 - 1.5): Условие выполняется, но дефект требует контроля.

Анализ риска

Запас прочности:

$$n = \frac{P_{\text{разр}}}{P} = \frac{14{,}6}{5{,}4} \approx 2{,}7 \quad (3)$$

где σ_u – предел прочности материала трубы;

δ – номинальная толщина стенки, мм;

D – наружный диаметр трубы, мм;

d – глубина коррозионного дефекта, мм;

M – коэффициент фолиаса;

L – длина коррозионного дефекта, мм;

n – запас прочности.

Вывод: Если давление разрушения превысит предел прочности стали трубопровода, произойдет его разрыв. По результатам расчетов прямого риска мгновенного разрыва нет, но необходимо оценить скорость коррозии для прогноза остаточного ресурса.

Механизм 2: Усталостное разрушение. Оценка ресурса

Суть явления: Постепенное накопление повреждений и рост трещин в материале под действием многократно повторяющихся циклических нагрузок.

Метод оценки: Прогноз срока службы на основе механики разрушения путем расчета скорости роста усталостной трещины.

Исходные данные:

- Сталь Х70;
- C=0,78×10^{-11};
- Наружный диаметр, D=1020 мм;
- Толщина стенки, δ =16 мм;
- Рабочее давление, P=5,4 Мпа;
- Количество циклов в сутки: n=10 (пусков/остановок, срабатывание регуляторов).

Дефект:

Исходная глубина трещины, a_0 =1.0 мм (дефект, не выявленный УЗК).

Кольцевые напряжения от давления:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n\text{P}D_{\text{вн}}}{2\delta} = 183{,}4\ \text{Мпа} \quad (4)$$

Критическая глубина трещины:

$$\text{К} = \frac{a_0}{\sqrt{2\pi}} = 0{,}4 \quad (5)$$

$$a_{\text{кр}} = \frac{\pi\cdot Y\cdot\text{К}\cdot\sigma_{\text{кц}}}{2} = 11{,}5\ \text{мм} \quad (6)$$

Число циклов до разрушения

$$N = \frac{1}{\sigma_{\text{кц}}{}^{n}\cdot\text{C}\cdot\sqrt{\pi^n}}\cdot\left(\frac{a_{\text{кр}}{}^{1-\frac{n}{2}} - a_0{}^{1-\frac{n}{2}}}{1-\frac{n}{2}}\right) = 983649{,}36\ \text{циклов} \quad (7)$$

Срок службы (ресурс трубы)

$$\mathrm{T} = \frac{N}{n \cdot 365} = 26{,}95 \approx 27 \text{ лет} \quad (8)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения от трубы МПа;

К – критерий хрупкого разрушения;

$a_{\text{кр}}$ – критическая глубина трещины, мм;

N – число циклов до разрушения;

T – срок службы (ресурс трубы), мм.

По выполненным действиям можно сделать заключение, что расчет показывает достаточный запас прочности конструкции, требующий особого контроля. Необходим регулярный мониторинг развития дефектов, поддержание стабильного давления и минимизация пусковых режимов. Таким образом, полученные 27 лет службы следует рассматривать как базовый ориентир, требующий регулярного уточнения по данным диагностики.

Также рассмотрим условные схемы действия продольных и кольцевых напряжений:

Кольцевые и продольные напряжения – это усилия, действующие в тангенциальном и осевом направлениях соответственно. Они возникают под действием внутреннего давления, перепада температур и изгибающих усилий.

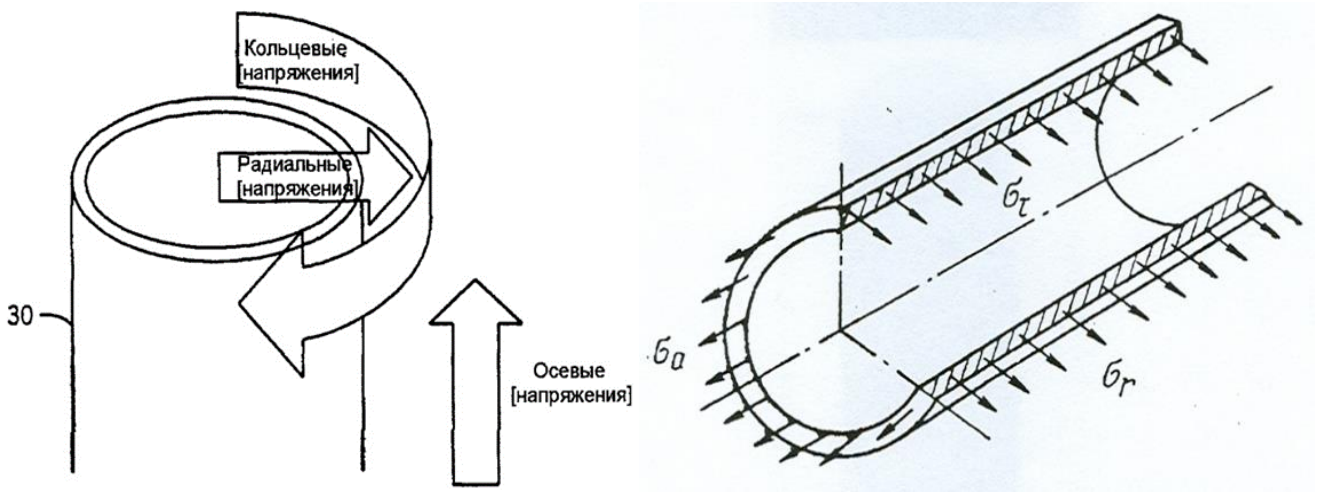


Рисунок 1 – Условные схемы действия продольных и кольцевых напряжений

По выполненному обзору и анализу данной тематики можно выделить комплексную стратегию прогнозирования и предотвращения:

1. Регулярная диагностика (ВДК):

- Внутритрубная дефектоскопия (МПД, УЗД): Выявление и картирование дефектов коррозии и трещин;
- Контроль толщины стенки: Ультразвуковой метод.

2. Мониторинг условий эксплуатации:

- SCADA-системы: Анализ пульсаций давления, останова/пусков;
- Химический анализ нефти: Мониторинг содержания коррозионно-активных агентов.

3. Инженерный анализ (на основе данных диагностики и мониторинга):

- Оценка остаточной прочности (по RSTRENG/ASME B31G);
- Прогноз остаточного ресурса (усталостного, коррозионного);
- Анализ рисков (RBI - Risk Based Inspection): Приоритизация участков для ремонта.

4. Система защитных мер:

- Катодная защита;
- Ингибиторы коррозии;
- Наномодифицированные защитные покрытия;
- Своевременный ремонт (накладные муфты, вырезка дефектных участков).

Подведем итоги выполненной работы:

1. Проведенный анализ показывает, что коррозионно-механические повреждения остаются доминирующим механизмом разрушения нефтепроводов, составляя 60 % всех аварий. Исследование подтверждает, что усталостные трещины от циклических эксплуатационных нагрузок могут сократить срок службы трубопровода до 27 лет даже при начальных дефектах всего в 1 мм.

2. Практическое применение методологии RSTRENG демонстрирует достаточные запасы прочности для коррозионных дефектов глубиной до 6 мм, в то время как закон Пэриса обеспечивает надежный прогноз усталостной долговечности. Исследование подчеркивает критическую важность интегрированных систем мониторинга, сочетающих внутритрубную диагностику и данные SCADA для раннего обнаружения дефектов.

3. Предложенные подходы на основе анализа рисков и технологии цифровых двойников представляют перспективные направления для оптимизации стратегий технического обслуживания и достижения точных прогнозов остаточного ресурса в управлении целостностью трубопроводов.

4. Перспективным направлением представляется создание цифровых двойников трубопроводов, интегрирующих данные диагностики, мониторинга и расчетные модели для прогнозирования остаточного ресурса в режиме реального времени.

Библиографический список:

1. Владимиров В. А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – 2014. – Т. 4. – №. 1. – С. 217-229. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/razlivy-nefti-prichiny-masshtaby-posledstviya (дата обращения: 14.11.2025).

2. Гуров С. А. Повышение ресурса безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на основе применения ингибиторной защиты (на примере месторождений Западной Сибири) // Автореф.... канд. дис. – 2003. – Т. 18. URL: http://www.oil-info.ru/ngd/trans/Gurov_1.pdf (дата обращения: 14.11.2025).

3. Копейкин И. С. ПЛАНИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА ПРИ ПОМОЩИ МАТЕМАТИЧКОЙ МОДЕЛИ // РОЛЬ МАТЕМАТИКИ В СТАНОВЛЕНИИ СПЕЦИАЛИСТА. – 2018. – С. 114-117. URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=35394355 (дата обращения: 14.11.2025).

4. Ляпин А. А. Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК.–2017. URL: https://earchive.tpu.ru/handle/11683/38762 (дата обращения: 14.11.2025).

5. Мансуров М. Н., Лаптева Т. И. Проблемы надежности и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа при освоении континентального шельфа // Территория Нефтегаз. – 2013. – №. 6. – С. 72-80. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-nadezhnosti-i-remonta-morskih-podvodnyh-truboprovodov-dlya-transporta-nefti-i-gaza-pri-osvoenii-kontinentalnogo-shelfa (дата обращения: 14.11.2025).

УДК 622.692:519.6

Образование АСПО в магистральном нефтепроводе. Уравнения матмодели и примеры численных расчетов

Некучаев В. О., Тарсин А. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В работах российских и зарубежных исследователей показано [1, 2, 3], что основным механизмом образования АСПО является молекулярная диффузия. Механизм молекулярной диффузии принято описывать как последовательность следующих четырех шагов: осаждение растворенных молекул парафина на холодных стенках нефтепровода, диффузия молекул парафинов к стенкам нефтепровода, осаждение парафинов на поверхность существующего отложения и внутренняя диффузия парафинов в отложении.

В качестве количественной модели осаждения АСПО на стенках МН предлагается использовать математическую модель, разработанную в Мичиганском Университете.

Эта математическая модель основана на системе следующих четырех дифференциальных уравнений:

Уравнения теплопроводности и массопереноса:

$$v_z \frac{dT}{dz} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r(\varepsilon_H + \alpha_T)\frac{\partial T}{\partial r}\right] \quad (1)$$

$$v_z \frac{dC}{dz} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r(\varepsilon_M + D_{wo})\frac{\partial C}{\partial r}\right] - k_r(C - C_{ws}) \quad (2)$$

где T и C – температура нефти и концентрация растворенного в нефти парафина как функции координаты z вдоль оси нефтепровода и времени t, α_T – коэффициент температуропроводности, выражаемый через плотность, теплоемкость и теплопроводность нефти, k_r – константа скорости осаждения и D_{WO} – коэффициент молекулярной диффузии парафина в легкой нефти, ε_H – коэффициент турбулентной теплопроводности, ε_M – коэффициент турбулентного массопереноса.

Динамика роста толщины отложения и старения АСПО описывается следующими уравнениями:

$$-\left(\rho_{wax} F_{wax} \frac{dR_{dep}}{dt}\right)_{r=R_{dep}} = \left(k_M(C(r) - C_{ws}(T_{dep})) + \left(D_e \frac{dC_{ws}}{dr}\right)_d \right)_{r=R_{dep}} \quad (3)$$

$$\left(\rho_{wax}(R_{in}^2 - R_{dep}^2)\frac{dF_{wax}}{dt}\right)_{r=R_{dep}} = \left(2\, R_{dep} \left(D_e \frac{dC_{ws}}{dr}\right)\right)_{r=R_{dep}} \quad (4)$$

где F_w – доля парафина в отложении, R – радиус трубы, ρ_{gel} – плотность парафина в отложении, k_M – коэффициент внутреннего конвективного массопереноса, C_b – объемная концентрация парафина, D_e – эффективная диффузионная способность парафина в отложении, r_i - эффективный радиус трубы, $C_{ws}(T)$ – равновесная концентрация растворенного парафина (известная функция температуры).

Кроме того, для вычисления коэффициента внутреннего конвективного массопереноса k_M используется следующая формула для числа Шервуда

$$Sh = \frac{(-2R_{dep})\left(\frac{dC}{dr}\right)_{r=R_{dep}}}{C(0) - C(R_{dep})} = \frac{(2R_{dep})k_M}{D_{wo}} \quad (5)$$

Граничные и начальные условия для уравнения теплопроводности (1) имеют вид:

$$T = T_{inlet}, z = 0$$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = 0, r = 0$$

$$T = T_{dep}, r = R_{dep}.$$

Граничные и начальные условия для уравнения массопереноса (2) имеют вид:

$$C = C_{ws}(T_{inlet}), z = 0$$

$$\frac{\partial C}{\partial r} = 0, r = 0$$

$$C = C_{ws}(T_{dep}), r = R_{dep}.$$

Порядок решения получающейся системы уравнений следующий: решаем уравнения (1) и (2) для турбулентного течения с приведенными выше граничными условиями, вычисляем число Шервуда и коэффициент внутреннего конвективного массопереноса из (5) и, наконец, решаем уравнения (3) и (4) и получаем зависимость толщины парафиноотложения и доли парафина в отложении от времени и от координаты вдоль оси трубопровода.

Приведем пример результатов численного моделирования с использованием обсуждаемой математической модели (рис. 1). При вычислениях принимается, что внутренний диаметр трубопровода d = 0.72 м, длина участка трубопровода L = 6 км, – температура начала кристаллизации парафина в нефти WAT = 39 ^{0}C, средняя скорость потока нефти u = 1 м/с, температура нефти в начале нефтепровода T_i = 50 ^{0}C, температура окружающей среды T_{ext} = 5 ^{0}C.

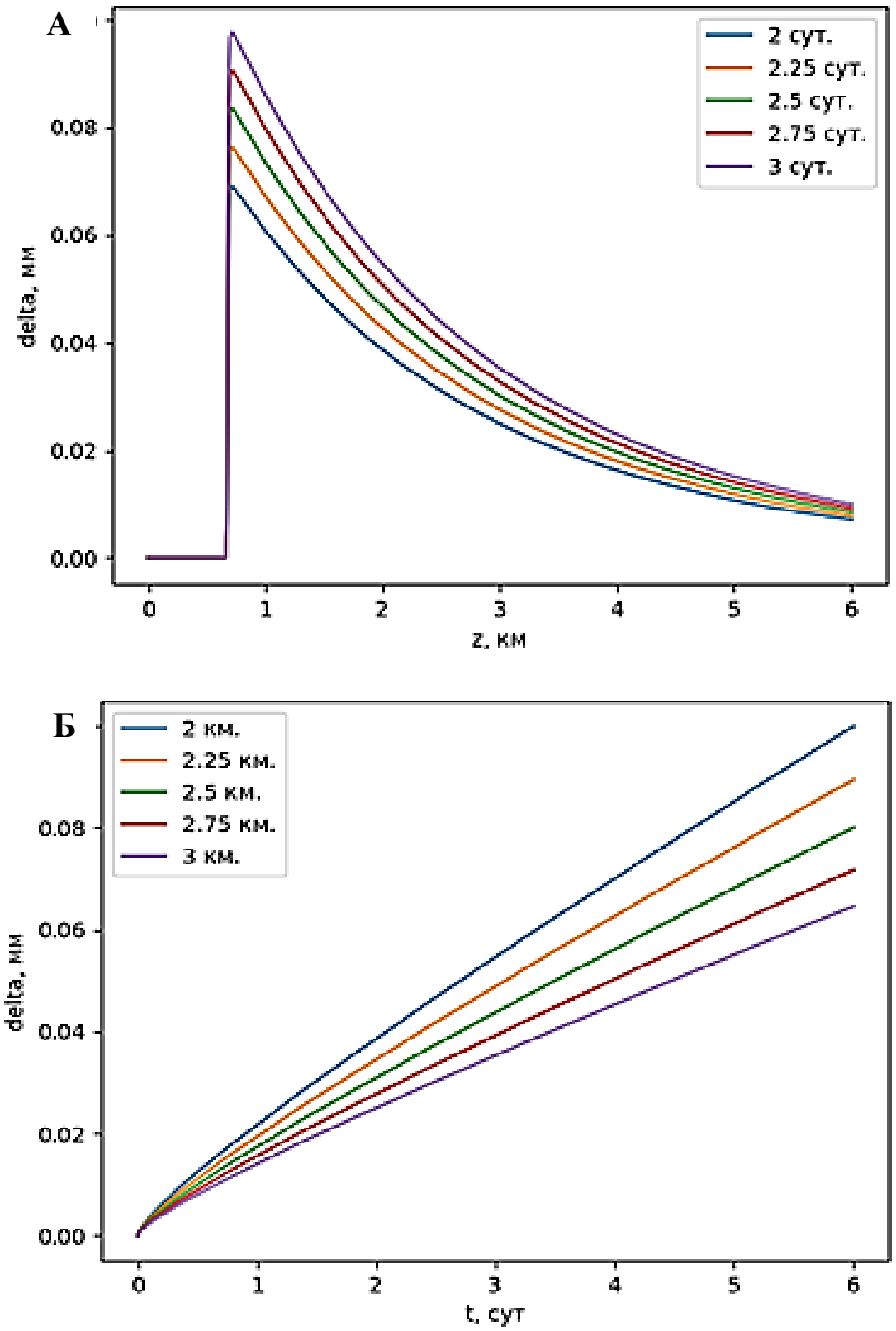


Рисунок 1 – Толщина отложения АСПО δ как функция координаты z вдоль оси нефтепровода при нескольких различных значения времени наблюдения t (а) и функция времени наблюдения t при нескольких различных значениях координаты z вдоль оси нефтепровода (б)

На качественном уровне приведенные графики можно описать следующим образом: во первых, в начальном участке нефтепровода температура внутренней стороны его стенки выше WAT, поэтому на этом участке АСПО не откладывается, во-вторых, толщина отложения АСПО в заданном месте нефтепровода со временем только увеличивается, наконец, для заданного момента времени толщина слоя АСПО убывает с ростом координаты вдоль нефтепровода.

Библиографический список:

1. Lee, Hyun. Computational and Rheological Study of Wax Deposition and Gelation in Subsea Pipelines. A dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy (Chemical Engineering) in The University of Michigan. 2008.
2. Huang, Zhenyu & Zheng, Sheng & Fogler, H. Scott. Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices. CRC Press: Boca Raton, FL, USA; London, UK. 2016.
3. Коробов Г. Ю., Парфенов Д. В., Нгуен Ван Тханг. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и факторы их формирования. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 4. 103–116.

УДК 665.7.038.5

Разработка и исследование эффективности ингибиторов коррозии для промысловых трубопроводов

Симановская Е. Д.
Научный руководитель - Алексанян К. Г.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Трубопроводная инфраструктура является ключевым элементом для эффективной транспортировки жидких сред в энергетической отрасли. Конструкция трубопроводов разрабатывается с учетом необходимости противостоять различным внешним воздействиям и экстремальным эксплуатационным условиям, что обеспечивает их безопасную и надежную работу. Однако, даже при использовании современных коррозионностойких материалов и защитных покрытий, возникновение внутренней коррозии остается практически неизбежным процессом, требующим постоянного контроля и применения специальных методов защиты [1]. Целью данного исследования является разработка и исследование эффективности ингибиторов коррозии для промысловых трубопроводов.

Коррозионные поражения являются главной причиной отказа промысловых трубопроводов, так как по ним транспортируется пластовый флюид, содержащий в своем составе пластовую воду, неподготовленную нефть, различные соли и кислоты, которые являются коррозионно-активными агентами [2-4].

Среди современных методов антикоррозионной защиты особое место занимает применение ингибиторов коррозии, представляющих собой экономически эффективное и технологически оправданное решение для защиты трубопроводных систем. Под ингибиторами коррозии понимаются химические соединения, способные целенаправленно воздействовать на физико-химические процессы в коррозионной системе, предотвращая или существенно замедляя развитие коррозионных повреждений. Эти реагенты, сохраняя функциональные характеристики металлических поверхностей и конструкций, адсорбируются на границе раздела "металл-электролит" даже при введении в минимальных концентрациях, что позволяет в разы снизить скорость коррозионных процессов.

Особый практический интерес среди разнообразия ингибиторов представляют азотсодержащие соединения, которые образуют важный класс химических реагентов, широко применяемых для защиты металлов в различных агрессивных средах нефтегазовой отрасли. Механизм их защитного действия основан на способности образовывать устойчивые защитные пленки на поверхности металла, препятствующие доступ к поверхности металла коррозионно-активных частиц. Эффективность данных ингибиторов определяется комплексом

эксплуатационных факторов, включая температурный режим, уровень pH и состав рабочей среды. Они находят активное применение в системах поддержания пластового давления, скважинах с повышенным содержанием CO2 и H2S, а также в объектах переработки и транспортировки углеводородного сырья [5].

Авторами синтезированы азотсодержащие присадки на основе имидазолиновых производных (АЕС-1, АЕС-2) и оснований Манниха (АЕС-5, АЕС-6), разработанных для защиты промысловых трубопроводов от коррозионного разрушения, а также произведена количественная оценка эффективности их применения [6].

Имидазолины как гетероциклические соединения общей формулы C3H4N2 характеризуются пятичленной циклической структурой с двумя атомами азота, что обусловливает их выраженные поверхностно-активные свойства и адсорбционную способность. Синтез целевых соединений осуществлялся конденсацией карбоновых кислот с полиаминами, где в качестве доступного сырья использовались жирные кислоты таллового масла – побочного продукта целлюлозно-бумажного производства, и полиамины (диэтилентриамин и полиэтиленполиамин).

Выбор данного сырья позволил не только снизить себестоимость синтеза, но и реализовать принципы "зеленой химии" за счет утилизации промышленных отходов [7]. Особенности химической структуры синтезированных соединений, включая наличие гетероциклического фрагмента с атомами азота и гидрофобных алкильных радикалов, обеспечивают формирование высокоэффективных защитных слоев на поверхности металла за счет комбинации хемосорбции и физической адсорбции. Формулы синтезированных соединений приведены на рисунке 1.

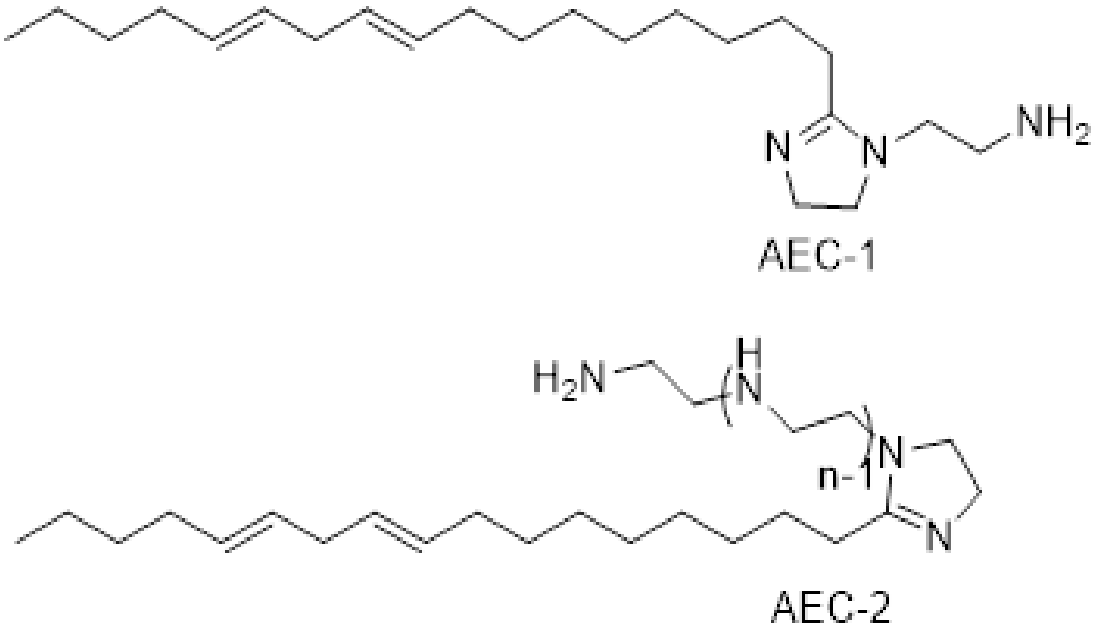


Рисунок 1 – Структурные формулы производных имидазолина

Реакция Манниха является хорошо известным синтетическим методом получения оснований Манниха. В классической реакции субстрат X-H, содержащий по меньшей мере один активный атом водорода, подвергается конденсации с альдегидным компонентом (R-CHO, которым обычно является формальдегид) и аминным реагентом (R_2'NH) для получения аминометильного (или аминоалкильного) производного исходного субстрата, обычно называемого основанием Манниха, приведенного на рисунке 2.

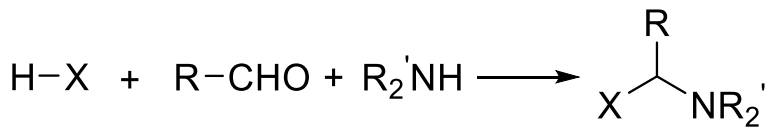


Рисунок 2 – Схема реакции Манниха

В исследовании в качестве субстратов применялись алкилфенолы, среди которых нонилфенол занял ключевое положение благодаря своей доступности и широкому применению в различных отраслях промышленности. Важным аспектом выбора субстратов для реакции Манниха является наличие в их структуре электронодонорных групп или активирующих фрагментов, обеспечивающих достаточную реакционную способность. Фенольные соединения, являясь классическими электронобогатыми субстратами, идеально соответствуют этим требованиям, что обусловлено наличием в их молекулах активирующей гидроксильной группы, способствующей эффективному протеканию процесса аминометилирования. Формулы синтезированных соединений приведены на рисунке 3.

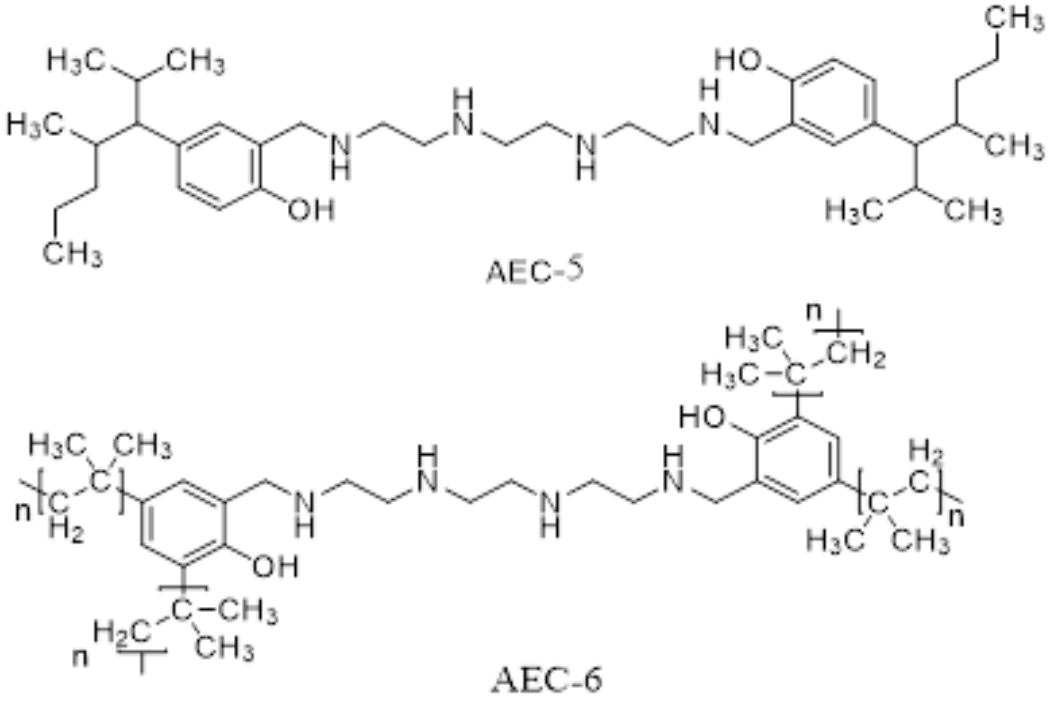


Рисунок 3 – Структурные формулы оснований Манниха

По окончанию получения азотсодержащих соединений была проведена количественная оценка их эффективности применения.

Оценка защиты металлического оборудования в водно-нефтяных средах применяли гравиметрический метод в соответствии с ГОСТ 9.506-87 [8]. Испытания проводили при 20±2°C в динамических условиях (500 об/мин) в течение 6 часов с концентрацией ингибиторов 50 ppm, определяя скорость коррозии стали и степень защиты по изменению массы образцов в ингибированной и неингибированной средах.

Результаты испытаний показали, что наибольшим защитным эффектом против углекислотной коррозии обладают соединения АЕС-1 и АЕС-2, демонстрируя скорость коррозии 0,0980 и 0,0633 мм/год соответственно. Согласно технической документации компаний нефтегазодобывающей промышленности, предельно допустимый уровень коррозии стали в минерализованной воде при 20 °C составляет 0,1 мм/год, что подтверждает эффективность обоих соединений, удерживающих скорость коррозии ниже установленного предела. Наибольшая эффективность соединения АЕС-2 обусловлена наличие дополнительных атомов азота, способствующих более сильной адсорбции на поверхности стали.

Библиографический список:

1. Shah B. A., Muthalif A. G. A. A comprehensive review on corrosion management in oil and gas pipeline: methods and technologies for corrosion prevention, inspection and monitoring // Anti-Corrosion Methods and Materials. – 2025.

2. Прыгаев, А. К. Анализ отказов промысловых трубопроводов и разработка метода защиты от коррозии / А. К. Прыгаев, Ю. С. Дубинов, М. С. Танасенко // Территория Нефтегаз. – 2024. – № 3-4. – С. 60-65.

3. Внедрение углеродных модификаторов в состав лакокрасочных покрытий для повышения стойкости к различным видам смачивания / Ю. С. Дубинов, А. К. Прыгаев, М. С. Танасенко, П. Е. Александрина // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2025. – № 5(149). – С. 73-79.
4. К вопросу о коррозии промысловых трубопроводов / С. М. Ватузов, И. М. Ванчугов, К. С. Резанов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 5(145). – С. 106-122. – DOI 10.17122/ntj-oil-2023-5-106-122.
5. Puzikova D. et al. Review of organic corrosion inhibitors: application with respect to the main functional group //Journal of Saudi Chemical Society. – 2025. – Т. 29. – №. 4. – С. 20.
6. Танасенко, М. С. Комплекс лабораторных работ по дисциплине «Защита от коррозии оборудования нефтяной и газовой промышленности» : учебно-методическое пособие / М. С. Танасенко, Ю. С. Дубинов, А. К. Прыгаев, М. В. Гусарова. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2025.
7. Возможности использования зеленых ингибиторов коррозии в нефтяной и газовой промышленности / Л. Ф. Давлетшина, К. Г. Алексанян, З. Р. Давлетов [и др.] // Нефтегазохимия. – 2024. – № 1. – С. 20-26. – DOI 10.24412/2310-8266-2024-1-20-26. – EDN FWOOCM.
8. ГОСТ 9.506-87 Ингибиторы коррозии металлов в одно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности.

УДК 621.644.074.4

Преимущества и ограничения гидравлического шнекового бурения на городских трубопроводных переходах без защитного кожуха: пример Исламабада

Хан К.[1], Борисова О. В.[2]
1 – Пакнефтегаз, г. Исламабад, Пакистан,
2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение: Гидравлическое шнековое бурение – это современный метод бестраншейного строительства, широко используемый для прокладки подземных газопроводов. Этот метод обладает значительным преимуществом, заключающимся в минимизации нарушения поверхности, поскольку не требует рытья традиционных траншей. Этот метод особенно эффективен при прокладке трубопроводов под автомобильными и железными дорогами, а также другими существующими сооружениями, где традиционная выемка грунта может быть нецелесообразной или создавать помехи.

Система гидравлического шнекового бурения работает за счёт использования гидравлической энергии при вращении специальной режущей головки. По мере продвижения режущей головки в грунт она одновременно горизонтально проталкивает в землю стальную трубу-кожух. Данный кожух образует канал для газопровода, защищая его от внешних воздействий и предотвращая загрязнение.

В данной исследовательской работе рассматривается конкретное применение гидравлического шнекового бурения для строительства дорожного перехода без защитного кожуха, где газопровод был проложен под дорогой в Исламабаде. Проект реализуется пакистанской государственной компанией Northern Gas Pipelines Limited (SNGPL). Рассматриваются сложности, методология и результаты применения метода бестраншейной прокладки, а также обращается особое внимание на его эффективность и роль в обеспечении безопасной транспортировки природного газа в городских условиях.

Методология: В данном исследовании рассматривается процесс прокладки газопровода на трубопроводном дорожном переходе без защитного кожуха с использованием бурошнековой установки в Исламабаде. Это исследование основано на собственном опыте. Методология разделена на три основных этапа: подготовка площадки, бурение шнековым буром и последующие операции. Каждый этап наблюдался и анализировался для оценки эффективности, безопасности, сложностей и ограничений, связанных с методом прокладки.

Чтобы оценить преимущества и ограничения, необходимо тщательно изучить все этапы строительства с использованием гидравлического шнекового бурения на городских дорожных перекрёстках. Перед выбором бурового оборудования для перекрёстков необходимо провести геотехнические изыскания.

Строительные работы (этап 1), геодезия и разметка: Геодезия и разметка – это самый первый этап строительства как трубопроводных переходов в защитном кожухе, так и без него. Разметка котлованов въезда и выезда осуществляется в соответствии с проектными чертежами. План котлована размечается известняковой мукой. На рисунке 1 показан план котлована.



Рисунок 1– размеченное место для котлована

Строительные работы (этап 2), копание котлована: на входе и выходе с перехода выкапываются котлованы соответствующих размеров. Размер котлована для входа всегда больше размера котлована для выхода. Для удаления грунта из котлована используется экскаватор, как показано на рисунках 2 и 3.



Рисунок 2 – экскаватор копает котлован на входе



Рисунок 3 – земляные работы в котловане

Строительные работы (этап 3), земляные работы при подготовке котлована: Данный трубпроводный переход без защитного кожуха расположен в точке с координатами GPS 33°44'04.1" с. ш. 73°09'30.7" в. д. на двухполосной дороге Мурри-роуд в Исламабаде. Протяженность этого перехода составляет более 31 метра. На рисунке 4 показан гидравлический отбойный молоток для дробления крупных камней, если они попадаются в процессе разработки котлована. На рисунке 5 показаны экскаваторы, используемые для удаления крупных камней из котлована на точке входа (запуска).



Рисунок 4 – дробление камней гидравлическим молотом



Рисунок 5 – удаление крупных камней

Строительные работы (этап 4), установка рельсов (рельсовых балок) в котловане: укладка стальных балок должна точно по проектной траектории бурения перехода трубопровода. На рисунке 6 показано, что котлован входа готов к установке балок. На рисунке 7 показано, как боковой кран укладывает балки на нужном уровне для перемещения гидравлической буровой установки.



Рисунок 6 – готовый котлован запуска



Рисунок 7 – рельсы в котловане

Строительные работы (этап 5), перемещение гидравлической шнековой буровой установки по рельсам: операция заключается в перемещении гидравлической шнековой бурильной установки по рельсам в стартовом котловане, как показано на рисунке 8. Компания Sui Northern Gas Pipelines Limited (SNGPL) использовала установку американского производителя Barbco. Вид станка сбоку и спереди показан на рисунках 9 и 10. Технические характеристики этой устаревшей на данный момент установки приведены ниже:

- 1-я передача 4 оборота в минуту;
- 2-я передача 8 оборотов/мин;
- 3-я передача 12 об/мин;
- 4-я передача 20 об/мин;
- 5-я передача 30 об/мин;
- Задний ход 4 оборота/мин.



Рисунок 8 – разгрузка бурильной установки



Рисунок 9 – вид сбоку на бурильную установку



Рисунок 10 – вид спереди на бурильную установку

В буровой установке осевая нагрузка – это поступательное усилие, прилагаемое машиной для проталкивания режущей головки и стального корпуса в грунт для создания скважины. Осевая нагрузка нашей установки составляет 753 990 фунтов.

Шнеки для бурильных установок представляют собой вращающиеся спиральные лопасти, как показано на рисунке 11. Шнек крепится к режущей головке, которая бурит грунт. Шнек неприменим для работы с крупными камнями или обломками породы. Во время бурения шнек помещается внутрь стальной трубы. После завершения прокола под дорогой шнек извлекается из трубы. Сначала извлекается режущая головка, как показано на рисунке 11, а затем сам шнек.

Строительные работы (этап 6), установка гидравлической шнековой бурильной установки в стартовом котловане: на рисунках 12 и 13 показано, что компания SNGPL использовала длинные деревянные прямоугольные доски в качестве направляющих для стальной трубы при бурении. Деревянные доски не выдерживают давления, крутящего момента и вибраций, создаваемых гидравлическими шнековыми буровыми установками. В результате стальная труба отклоняется от проектного положения [1]. По мере бурения приваривается новый участок стальной трубы.



Рисунок 11 – шнеки для бурилной установки



Рисунок 12 – выравнивание установки



Рисунок 13 – запуск установки

Чтобы избежать провисания сварных секций трубы, один боковой кран всегда удерживает трубу во время бурения, как показано на рисунке 14. Однако данный метод строительства не может контролировать провисание трубопровода, которое также способствует смещению траектории бурения.

Строительные работы (этап 7), рабочее положение установки: положение бурильной установки в стартовом котловане показывает, что операция по бурению завершена на 95 %, как показано на рисунке 14. На рисунке 15 показано, что стальная труба с режущей головкой выходит из точки выхода прокола под дорогой.

Строительные работы (этап 8), извлечение режущей головки из трубы: на рисунках 16 и 17 показано, что произошло смещение траектории бурения из-за ненадлежащей системы ручного управления гидравлическим шнековым буром. Небольшой сегмент стальной трубы отрезается для удаления режущей головки, как показано на рисунке 16. На рисунке 17 показано снятие режущей головки после завершения бурения.



Рисунок 14 – бурильные работы завершаются



Рисунок 15 – режущая головка на выходе



Рисунок 16 – отрезание участка трубы



Рисунок 17 – смещение таектории прокола

Строительные работы (этап 8), несоосность не защищенного кожухом перехода и разрушение сварного шва: Угол пересечения газопровода с проезжей частью Мурри-роуд не близок и не равен 90 градусам, как показано на рисунке 18, что является грубым нарушением рекомендации 1102 Американского института нефти (API) [2]. Аналогичным образом, на рисунке 19 показано несоосное пересечение дороги объездной дороги Бхара Каху. Несоосность траектории прокола приводит к геометрическому смещению газопровода, что приводит к напряжениям в кольцевых сварных швах и может увеличить риск разрушения сварного шва. Изгиб трубы имеет значительное геометрическое смещение по обе стороны от кольцевых сварных швов [3].



сварной кольцевой шов

Рисунок 18 – координаты GPS смещения: 33°44'04.1"N 73°09'30.7"E



изгиб трубы

Рисунок 19 – координаты GPS смещения: 33°44'03.1"N 73°09'13.4"E

Ограничения применения гидравлического шнекового бурения на городских переходах газопровода без защитных кожухов:

(i). Ограниченная длина ствола: гидравлическое шнековое бурение, как правило, эффективно для переходов небольшой и средней протяжённости. Как показало наше исследование, при переходах большей протяжённости и речных переходах возрастает риск отклонения, засорения шнека или снижения гидравлической эффективности.

(ii). Ограничения по почве: несмотря на универсальность, оно менее эффективно на сильно уплотнённых, каменистых почвах. Чрезмерное количество камней может повредить шнек или значительно замедлить работу.

(iii). Риск оседания грунта: неправильная выемка грунта или недостаточная обратная засыпка могут вызвать оседание под дорогой, что может привести к повреждению тротуаров или прилегающих конструкций.

(iv). Ограниченный диапазон диаметров труб: обычно подходит для трубопроводов малого диаметра. Для труб большего диаметра могут потребоваться альтернативные бестраншейные методы, такие как горизонтально-направленное бурение (ГНБ).

(v). Проблемы утилизации грунта: извлеченный грунт попадает в котлован на входе или выходе и должен быть удален и утилизирован надлежащим образом, что может быть сложной задачей с точки зрения логистики в густонаселенных городских районах.

Плюсы применения гидравлического шнекового бурения на городских переходах газопровода без защитных кожухов:

(i). Минимальное разрушение поверхности: для гидравлического шнекового бурения требуются лишь небольшие котлованы на входе и выходе, что снижает необходимость в полномасштабной выемке дорожного покрытия. Это особенно важно в городских условиях, где критически важны транспортный поток и безопасность пешеходов.

(ii). Экономическая эффективность в случае коротких переходов: по сравнению с традиционными траншейными методами этот метод может быть более экономичным при коротких и средних переходах, поскольку он сводит к минимуму затраты, связанные с восстановлением дороги, управлением дорожным движением и помехами.

Заключение: Ненадлежащая система управления гидравлической бурильной установкой и провисание длинных сварных секций трубопровода являются основной причиной несоосности бурения и потенциального разрушения кольцевых сварных соединений на переходах. Пакистанская компания «Пакнефтегаз» в тесном сотрудничестве с «Роснефтью», «Лукойлом» и другими российскими компаниями предлагает правительству Пакистана экономичные, безопасные и точные решения бестраншейной прокладки трубопроводов.

Библиографический список:
1. Хан, К. Траншейные, бестраншейные и надземные переходы в проекте трубопровода White Oil в Пакистане / К. Хан, О. В. Борисова // Рассохинские чтения – 2025 : Материалы 17-й международной конференции, Ухта, 06–07 февраля 2025 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2025. – С. 282-285. – EDN GDDKYC.
2. American Petroleum Institute. Recommended Practice for Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways, API RP 1102, sixth edition. Washington, DC, 1993.
3. API Standard 1104: Welding of pipelines and related facilities (19th edition) Washington, DC: API Publishing. October 31, 2001.

УДК 665.7.038

Особенности применения противотурбулентных присадок в тяжелых нефтях

Фокина А. А., Зверев Ф. С.
ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), г. Москва, Россия

Введение

Имея способность быстро компенсировать изменения направлений углеводородных потоков, противотурбулентные присадки (ПТП) приобретают все большую популярность, тем самым определяя необходимость продолжения исследований специфики их воздействия на поток транспортируемых сред, а также решения возможных оптимизационных задач, связанных с циклом их применения.

Опыт применения ПТП [1] позволил сделать вывод о необходимости упоминания эффективности ПТП в совокупности с условиями, в которых она зафиксирована. Значения эффективности, полученные в лабораторных условиях не эквивалентны значениям, получаемым для той же ПТП при стендовых или опытно-промышленных испытаниях на фактическом объекте. Учитывая, что воздействие ПТП на поток транспортируемой среды обусловлено эффектом Томса [2], одним из ключевых условий эффективности ПТП является ее растворимость. Под понятием «высокая эффективность ПТП» следует понимать не только лучшие характеристики полимера [3-4], но и условия его растворения.

Неполярная природа полимера ПТП обуславливает худшую ее растворимость в полярных соединениях, в большом количестве содержащихся в нефти, поэтому растворяющая способность ДТ, в котором полярные соединения отсутствуют, значительно выше, чем в нефти, кроме того, в нефти содержится больше тяжелых компонентов, препятствующих растворению полимера ПТП (асфальтены) или являющихся конкурирующим растворяемым веществом (парафины).

Исследования в области растворимости ПТП

Растворимость полимера определяется динамикой растворения и его устойчивостью к деструкции. Частично о растворимости полимера можно судить по гранулометрическому составу полимера в товарной форме ПТП: чем более мелкодисперсной является ПТП, тем выше должна быть ее способность к более быстрому растворению ПТП и достижению большей эффективности.

Проблема растворимости особенно актуальна для трубопроводов, перекачивающих тяжелую и битуминозную нефти, нефти с высоким содержанием тяжелых компонентов. Эффективность на таких участках, как видно из рисунка 1, может быть в разы ниже эффективности на других МТ, перекачивающих легкую нефть.

Учитывая изложенное, для перекачки тяжелых нефтей применительно к ПТП возникает несколько задач: подбор наиболее эффективной ПТП в конкретных условиях из числа имеющихся на рынке марок, разработка специальных ПТП с измененным мономерным составом или товарной формой. Для эффективного решения указанных задач непосредственная апробация разных ПТП ресурсо- и времязатратна, в связи с этим логичным

становится следующий порядок отбора ПТП с последовательным отсечением на каждом этапе менее эффективных присадок:

– лабораторные исследования;

– стендовые испытания;

– опытно-промышленные испытания ПТП на МТ.

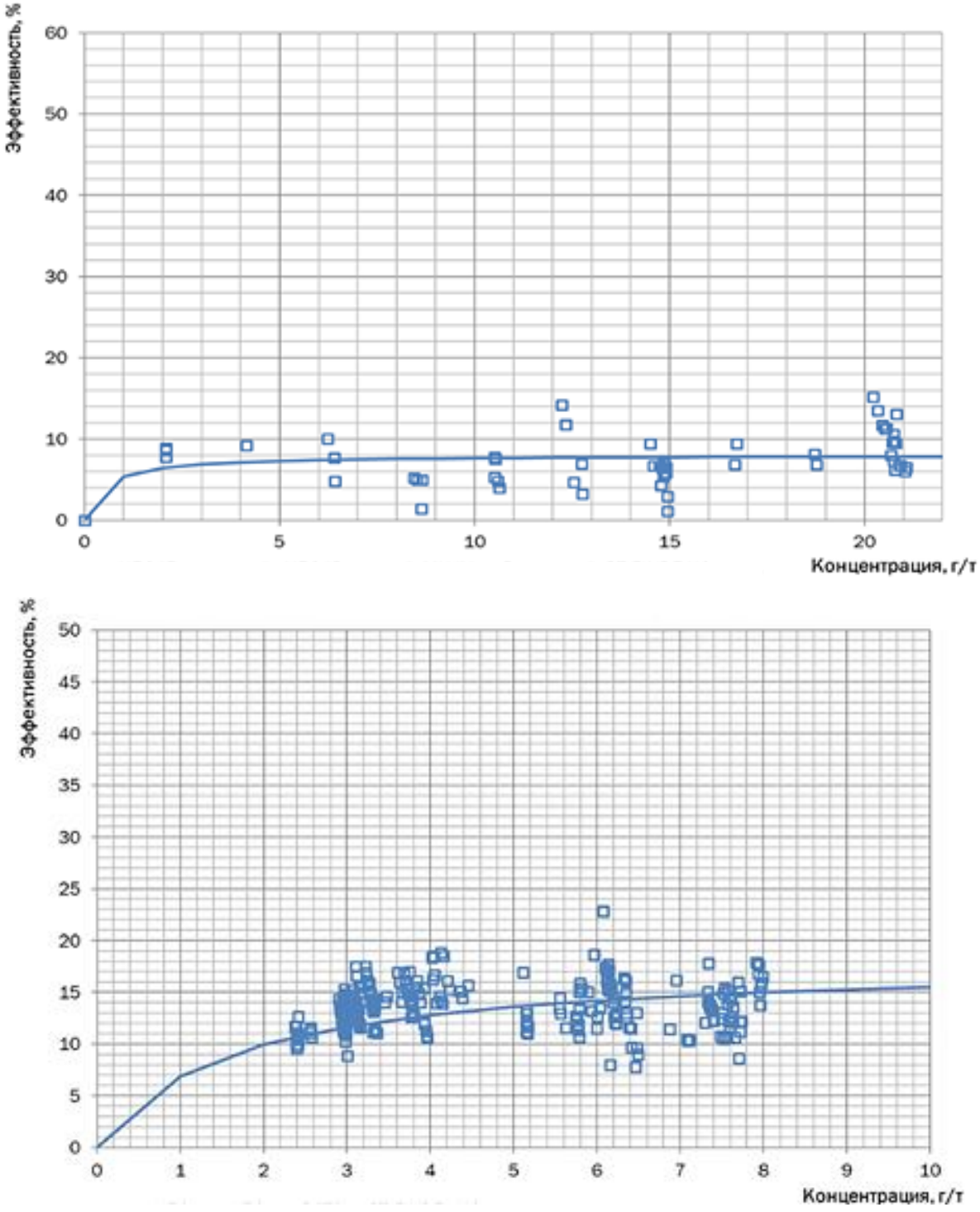


Рисунок 1 – Кривые эффективности ПТП в условиях участков МТ, перекачивающего тяжелую нефть (слева) и МТ, перекачивающего легкую нефть (справа)

На стадии лабораторных испытаний помимо стандартных методов оценки ПТП ООО «НИИ Транснефть» разработана и опробована методика исследования растворимости с использованием реометра растяжения, суть которой проиллюстрирована на рисунке 2. При растяжении образцов нефти/ДТ, обработанных высокомолекулярными полимерами (ВМП), образуется перемычка, которая со временем истончается так, что формируется волокно, которое, в конце концов, рвется.

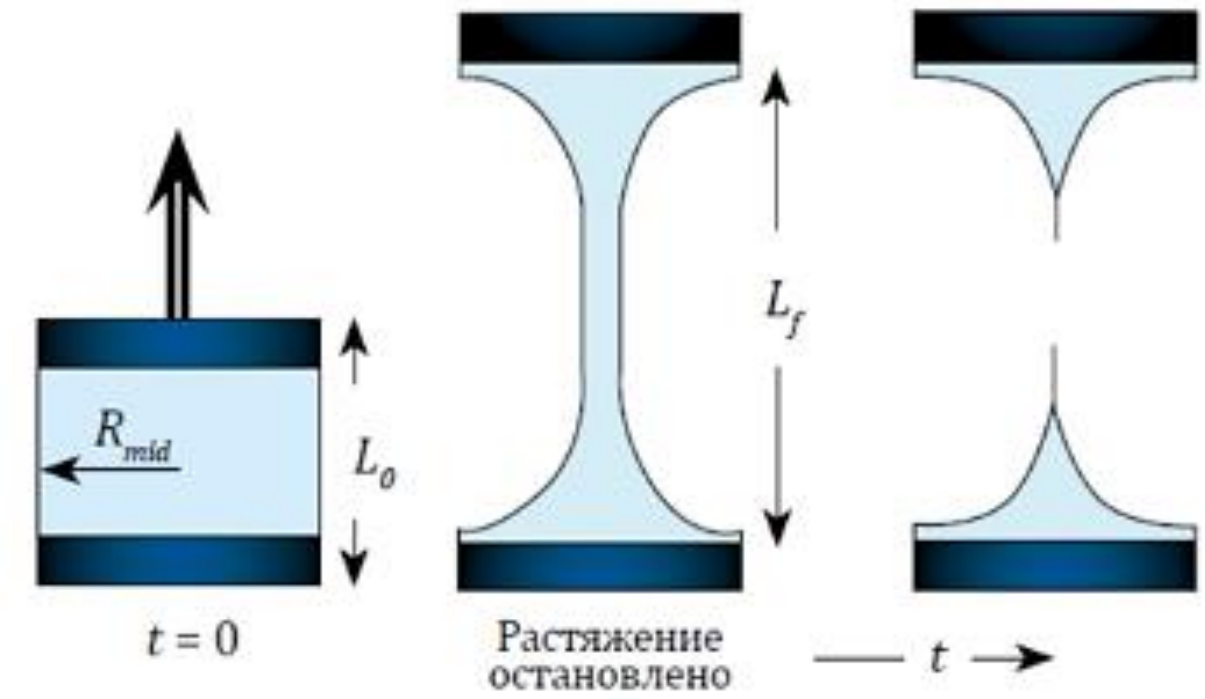


Рисунок 2 – Поведение раствора ВМП в условиях течения с растяжением

По кинетике растяжения перемычки можно найти вязкоупругие свойства разбавленного раствора, а одной из его основных характеристик является «время жизни», то есть стабильность волокна до разрыва. Этот метод был предложен для качественной оценки эффективности молекул ВМП [5].

Методика измерений состоит в отслеживании с помощью лазерного толщиномера HAAKE CaBER™1 [6] изменения диаметра жидкой нити образца нефти/ДТ, содержащего растворенный ВМП, после его резкого растягивания. Путем проведения сравнительных испытаний разных ПТП возможно отобрать для конкретной нефти наиболее быстро растворяющуюся в ней присадку.



Рисунок 3 – Внешний вид экспериментального стенда ООО «НИИ Транснефть»

Следующим этапом является проведение стендовых испытаний. Для этого ООО «НИИ Транснефть» разработано уникальное специальное стендовое оборудование – стенд для проведения многофакторных исследований характеристик агентов снижения гидравлического сопротивления (рис. 3), позволяющий проводить исследования по определению эффективности противотурбулентных присадок на конкретной нефти/нефтепродукте, исследование зависимости эффективности ПТП и других методов снижения гидравлического сопротивления от различных параметров перекачки (свойств перекачиваемого продукта, скорости, режима течения, температуры перекачиваемого продукта, влияния местных сопротивлений).

Результаты исследования на стенде динамики растворения в нефти и ДТ одной и той же ПТП, взятой при идентичных концентрации и температуре (рис. 4), также подтверждают меньшую растворяющую способность нефти в сравнении с ДТ.

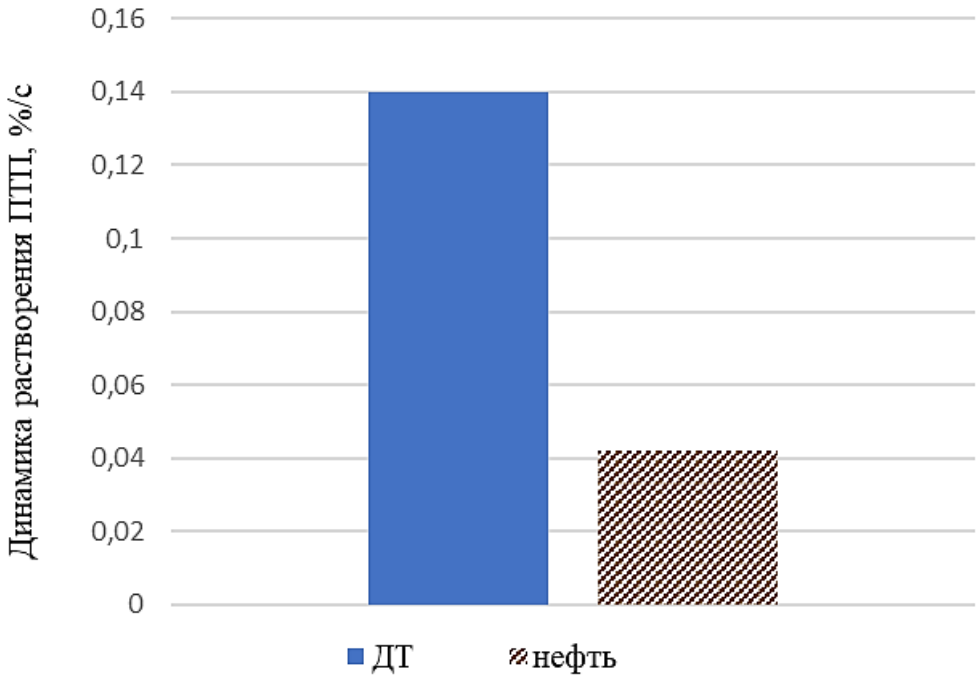


Рисунок 4 – Динамика растворения ПТП в концентрации 25 г/т при температуре 25 °С

Заключение

Резюмируя изложенное, можно сформулировать ряд тезисов:

– эффективность ПТП на тяжелых нефтях значительно хуже по сравнению с более легкими нефтями/нефтепродуктами;

– одной из основных причин более низкой эффективности ПТП является ухудшение условий растворения ПТП в тяжелой нефти;

– для тяжелых нефтей особенно актуально решение задач подбора марки ПТП, планирования потребности, а также разработки специальных ПТП.

Для решения указанных задач используется поэтапный отбор, состоящий из последовательных стадий лабораторных, стендовых и опытно-промышленных испытаний, для проведения которых ООО «НИИ Транснефть» разработаны и используются как уникальные методы исследований, так и оборудование, позволяющие сэкономить временные, трудовые и денежные ресурсы.

Библиографический список:

1. Фокина А. А., Зверев Ф. С., Валиев М. И. Опыт применения противотурбулентных присадок на магистральных трубопроводах системы «Транснефть» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2025. Т. 15. № 4. С. 333–341. https://doi.org/10.28999/2541-9595-2025-15-4-333-341.

2. Toms B. A. Some observations of the flow of linear polymer solution through straight tubes at large Reynolds numbers // Proc. First Intern. Congr. on Rheology. - Amsterdam, 1948. - p. 135-141.
3. Несын Г.В., Манжай В.Н., Шибаев В.П. Влияние длины бокового заместителя поли-н-алкилметакрилатов на их способность снижать гидродинамическое сопротивление. // Высокомолекулярные соединения.-1986.-т. Б 28.- № 9.- С. 714-717.
4. Г.В. Несын, В.Н. Манжай, Ю.В. Сулейманова, В.С. Станкевич, К.Б. Коновалов, «Механизм действия, оценка эффективности и особенности получения полимерных антитурбулентных присадок для транспорта углеводородных жидкостей»/ Высокомолек. соед., серия А, 2012, том 54, №1, с. 65 – 72.
5. Bazilevskii A., Voronkov S., Entov V., Rozhkov A. On orientational effects at breakup of jets and threads of dilute polymer-solutions. Doklady Akademii nauk SSSR. 1981; 257(2): 336–339.
6. HAAKE CaBER™ 1. Quantifying the extensional properties of fluids. Product Specifications [accessed 2017 May 11]. URL: http://www.thermo.com.cn/resources/200802/file_856.pdf.

УДК 622.692.4.053

Влияние нелинейности изменения температуры на расчет массы нефти при проведении инвентаризации в линейной части магистрального нефтепровода

Мелентьев В. А., Яворская Е. Е.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. Точная оценка массы нефти, находящейся в линейной части магистрального нефтепровода (ЛЧ МН), является ключевым элементом при проведении инвентаризации и обеспечении достоверности балансовых расчётов. В настоящее время температура нефти вдоль трубопровода определяется путём линейной интерполяции между контрольными точками. Такой подход упрощает расчёты, однако не отражает реальную картину изменения температурного поля по длине трубопровода, особенно при повышенных температурах перекачиваемого продукта и значительных перепадах внешних температур.

В данной работе представлены результаты расчёта массы нефти в ЛЧ МН с учётом нелинейного изменения температуры вдоль трассы. За основу предложенного подхода принято уравнение теплопередачи, выведенное на базе уравнения Шухова [1], что позволяет описать постепенное изменение температуры продукта по длине трубопровода более адекватно. При этом в разработанную модель не включены некоторые коэффициенты уточнения, что определяет направление дальнейшего совершенствования формулы.

Оценка массы нефти в ЛЧ МН. Согласно действующей методике, масса нефти для участка «Уса-Сыня» МН «Уса-Ухта» получилась равной 35409,4 т. В то время как использование выведенной формулы (1), учитывающей нелинейность изменения температуры, дало значение 35414 т.

$$M = A(L\left(\rho_0 - \rho_0\alpha\left(T_g - T_0\right)\right) - \frac{\rho_0\alpha\left(T_s - T_g\right)}{k}(1 - e^{-kL}), \quad (1)$$

где A – площадь поперечного сечения трубопровода, L – длина участка трубопровода, ρ_0 – плотность транспортируемой нефти при стандартных условиях, α – коэффициент объёмного расширения, T_s – начальная температура нефти, T_g – температура грунта, k – некоторый расчётный коэффициент.

Выводы по работе. Установлено, что применение метода линейной интерполяции температуры вдоль трубопровода не позволяет в полной мере оценить массу нефти в ЛЧ. Разница между двумя полученными значениями составила – 4,7 т.

Библиографический список:

1. Лурье, М. В. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов / М. В. Лурье, Б. Н. Мастобаев, П. А. Ревель-Муроз [и др]. – Москва : ООО «Издательский дом Недра», 2023. – 434 с.

УДК 662.692.4

Нейросети как инструмент повышения безопасности и оперативности в управлении трубопроводными системами

Матвеев В. И., Терентьева М. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Трубопроводы – это кровеносная система мировой экономики, характеризующаяся повышенными требованиями к надежности и безопасности. Управление этими сложнейшими инженерными системами сопряжено с постоянными вызовами: изменчивые параметры среды, старение инфраструктуры, риск утечек и внешних повреждений. Операторы ежедневно сталкиваются с лавиной данных от тысяч датчиков, и в этом потоке практически невозможно без помощи современных технологий оперативно отличить реальную угрозу от ложного срабатывания оборудования. Традиционные системы контроля, основанные на реактивном реагировании, достигают своего предела эффективности. Решением становится внедрение искусственного интеллекта (ИИ) и нейросетей, позволяющих реализовать предиктивную модель управления, основанную на прогнозировании инцидентов.

Главное преимущество нейросетей – способность выявлять сложные, неочевидные для человека взаимосвязи в больших данных. Современные системы мониторинга эволюционируют в направлении создания распределенных сенсорных сетей с элементами ИИ, что позволяет: анализировать данные в реальном времени, обрабатывая информацию с тысяч датчиков давления, расхода, вибрации и температуры одновременно; выявлять аномалии и прогнозировать сбои, распознавая малейшие отклонения, которые предшествуют инциденту; фильтровать ложные срабатывания, снижая количество ложных тревог в несколько раз.

В современной практике мониторинга трубопроводов можно выделить три наиболее перспективных технологических направления, основанных на применении искусственного интеллекта.

Первое направление охватывает технологии дистанционного зондирования и компьютерного зрения. В его основе лежит автоматизированный анализ тепловизионных данных, получаемых с беспилотных летательных аппаратов и спутников. Специализированные алгоритмы, в частности сверточные нейронные сети, обучены распознавать на изображениях малозаметные, но критически важные аномалии. К ним относятся просадки грунта, потенциально ведущие к деформации трубы, признаки несанкционированной строительной или земляной деятельности в охранной зоне, а также мельчайшие протечки углеводородов, которые проявляются в виде изменений в состоянии растительного покрова или тепловых следов на поверхности земли. Этот подход позволяет оперативно обследовать огромные по протяженности трассы, перенося акцент с точечного наземного контроля на сплошной аэрокосмический мониторинг.

Второе направление базируется на вибрационно-акустическом анализе. Вдоль трубопровода развертывается распределенная сеть высокочувствительных датчиков, которые непрерывно «прослушивают» его, улавливая акустические и вибрационные сигналы. Эти данные образуют непрерывный временной ряд, для обработки которого идеально подходят рекуррентные нейронные сети, особенно архитектуры LSTM, способные улавливать долгосрочные зависимости в данных. Алгоритм в режиме реального времени анализирует акустический паттерн, выделяя аномалии, которые являются акустическими предвестниками опасных событий. К ним относится специфический звук зарождающейся трещины, шипение утечки газа или жидкости, а также характерный шум, сопровождающий попытку несанкционированной врезки в трубопровод.

Третье, наиболее прогрессивное направление, – это распределенный оптоволоконный мониторинг. В данном случае сам оптоволоконный кабель, проложенный параллельно трубопроводу, выступает в роли сплошного сенсора. Любое механическое воздействие на грунт или трубу – от шагов человека и движения техники до самой утечки – создает микровибрации, которые влияют на проходящий по волокну лазерный сигнал. Сложные нейросетевые алгоритмы обрабатывают эти обратнорассеянные сигналы, детектируя и классифицируя сотни различных событий одновременно на протяжении десятков

километров. Эта система работает как гигантский и высокоточный микрофон, способный не только услышать угрозу, но и с точностью до нескольких метров определить ее местоположение, функционируя автономно и будучи невосприимчивой к электромагнитным помехам.

На основе алгоритмов машинного обучения производится анализ исторических и текущих данных для прогнозирования остаточного ресурса критических компонентов. Точность прогнозирования отказов достигает 95-98 %, что позволяет планировать ремонты в плановом порядке. Энергоавтономные устройства с резервным питанием и сквозным шифрованием данных по стандарту AES-256 обеспечивают надежную работу в условиях критически важной инфраструктуры.

Интеграция ИИ с традиционными системами обнаружения утечек создает синергетический эффект. Классические методы СОУ, такие как анализ волны давления, объемного баланса и профиля давления, обладают ограниченной точностью при наличии переходных процессов и шумов. Нейросети используются для создания цифровых двойников участков трубопровода, которые с высокой точностью моделируют гидравлические процессы в реальном времени. Сравнение показаний реальных датчиков с данными цифровой модели позволяет детектировать малейшие несоответствия, указывающие на утечку. ИИ-алгоритмы осуществляют комплексный анализ данных от всех типов датчиков (давление, расход, акустика, температура), что позволяет не только определить факт и место утечки, но и классифицировать ее тип и оценить интенсивность.

Внедрение интеллектуальных систем на базе ИИ имеет значительный экономический эффект. Переход от планово-предупредительного к предиктивному ремонту и минимизация потерь продукта приводят к окупаемости инвестиций в период от 12 до 24 месяцев. С экологической точки зрения, предотвращение инцидентов является императивом, соответствующим целям устойчивого развития (ESG) и международным стандартам ISO 14001. ИИ минимизирует риски крупных разливов, пожаров и взрывов, обеспечивая защиту персонала, населения и окружающей среды.

Ярким примером успешного внедрения технологий искусственного интеллекта в управление критической инфраструктурой является проект компании Shell на морской платформе Shearwater в Северном море (рис. 1).

Столкнувшись с необходимостью обеспечения бесперебойной работы газопроводов высокого давления в сложных условиях, компания внедрила систему интеллектуальных задвижек. Эти устройства, разработанные в сотрудничестве с Baker Hughes, представляют собой не просто механические клапаны, а сложные киберфизические системы. Они оснащены комплектом высокоточных датчиков, непрерывно отслеживающих ключевые параметры работы: давление, вибрацию и температуру. Собираемые данные в реальном времени передаются по защищенным каналам связи в облачную платформу, где специальные алгоритмы машинного обучения проводят их анализ. Практическая эффективность этой технологии была подтверждена в апреле 2024 года, когда система зафиксировала аномальное увеличение вибрации на одной из задвижек. Искусственный интеллект, проанализировав паттерн колебаний, спрогнозировал неизбежный отказ графитового уплотнения в течение ближайших 60 часов. Это позволило операторам платформы заблаговременно, в плановом режиме и всего за четыре часа, произвести замену изношенного элемента. В результате была предотвращена аварийная остановка трубопровода, которая могла бы привести к миллионным убыткам из-за простоя и дорогостоящего экстренного ремонта в открытом море. Годовые результаты эксплуатации пятидесяти интеллектуальных задвижек на платформе Shearwater оказались впечатляющими. Компания Shell зафиксировала сокращение аварийных простоев на 20 процентов, что дополнительно увеличило добычу газа. Общая экономия составила пять миллионов долларов, включая средства, сэкономленные на предотвращении аварий и оптимизации технического обслуживания. Важно отметить, что был достигнут нулевой уровень утечек и предотвращены выбросы тысяч тонн углекислого газа. Успех данного пилотного проекта доказал столь высокую окупаемость и надежность решения, что Shell приняла решение о его масштабировании на другие свои платформы, такие как Brent и перспективный проект

Ormen Lange. Этот кейс наглядно демонстрирует, как переход от реактивного обслуживания к предиктивному на основе данных искусственного интеллекта кардинально повышает не только экономическую эффективность, но и промышленную безопасность объектов энергетической инфраструктуры.

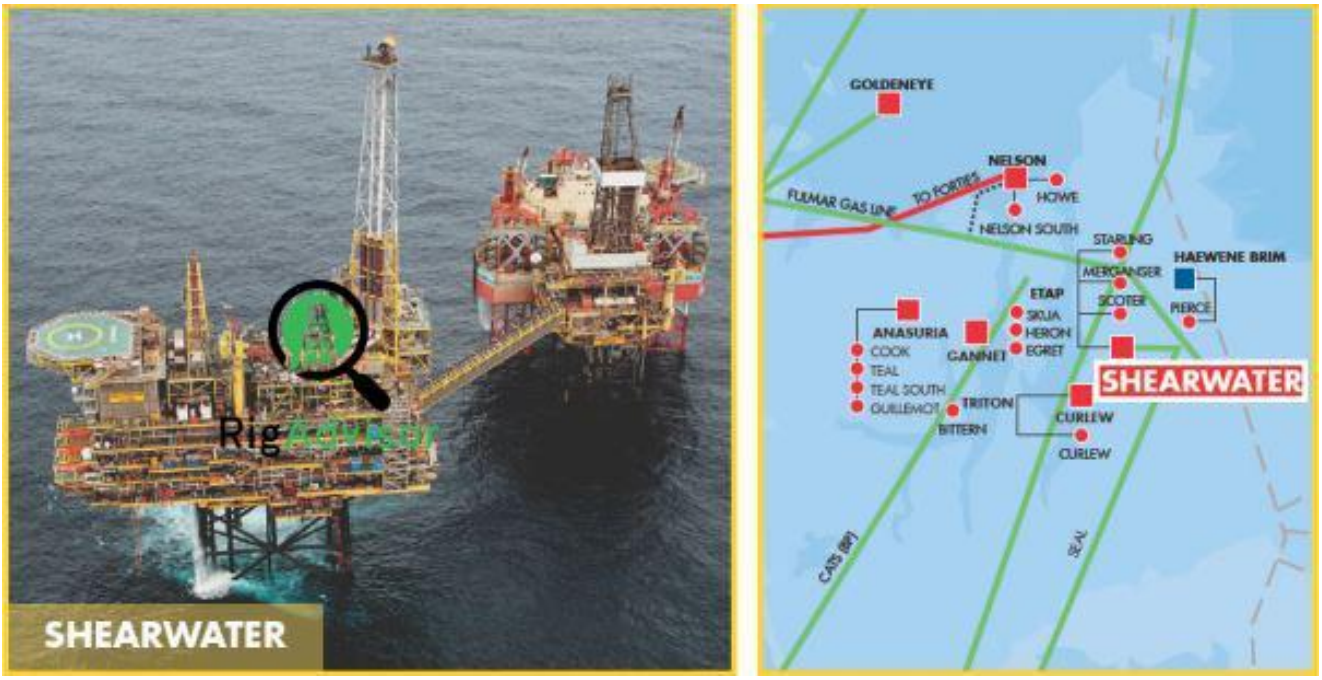


Рисунок 1 – Платформа Shearwater

Применение нейросетевых технологий знаменует собой смену парадигмы в управлении трубопроводным транспортом – от реагирующей к проактивной, предсказывающей модели. Технологии ИИ становятся "мозгом", который способен не только видеть текущее состояние системы, но и предвидеть ее будущее. Дальнейшие исследования должны быть направлены на разработку самонастраивающихся нейросетевых моделей, создание стандартизированных протоколов обмена данными и повышение уровня автономности исполнительных устройств. Формирование "цифрового двойника" всей трубопроводной инфраструктуры представляется ключевым направлением для достижения максимальной безопасности, эффективности и устойчивости. Умные трубопроводы – это уже не футуристическая концепция, а насущная необходимость для устойчивого и безопасного развития.

Библиографический список:

1. Искусственный интеллект и трубы: мониторинг и контроль трубопроводов с помощью нейросети [Электронный ресурс]. - https://saverhot.ru/blog/iskusstvennyy-intellekt-i-truby-monitoring-i-kontrol-truboprovodov-s-pomoshchyu-neyroseti/ (11.11.2025).
2. ИИ-задвижки Shell: $5 млн экономии и будущее России [Электронный ресурс]. - https://dzen.ru/a/aMydH-CfFWGlGofs (11.11.2025).
3. Технологии искусственного интеллекта для повышения эффективности эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления [Электронный ресурс]. - https://loginom.ru/sites/default/files/blogpost-files/ai-gas.pdf?ysclid=mi1xsjea1y783079994 (13.11.2025).

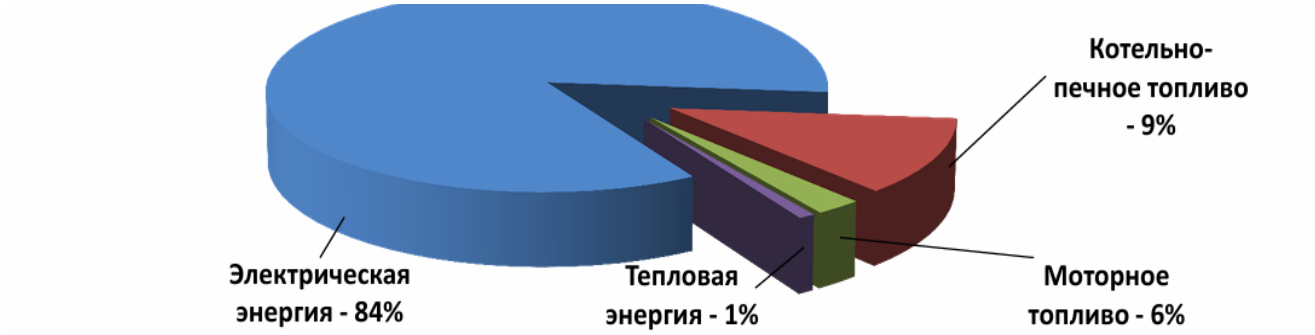
УДК 622.692.4.053

Определение эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов

Мелентьев В. А., Терентьева М. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. Магистральные нефтепроводы (МН) представляют собой ключевую инфраструктуру для транспортировки углеводородов на значительные расстояния. В контексте глобальных вызовов, связанных с повышением энергоэффективности и снижением экологического воздействия, особое внимание уделяется оптимизации работы таких систем. Центральную роль в энергопотреблении здесь играют электродвигатели, приводящие в действие насосные агрегаты, которые формируют основную часть нагрузки на электрические сети.

Согласно данным анализа, общий годовой объем электроэнергии, расходуемой магистральными и подпорными насосными установками, достигает примерно 80 % от всего энергопотребления компании ПАО «Транснефть» [1].



№ п/п	Наименование энергетического ресурса	Ед. изм.	Потребление энергоресурсов	Доля от общего потребления ТЭР, %
1	2	3	3	4
1	Электрическая энергия	млн. кВт*ч	94761	84
2	Котельно-печное топливо	тыс т.у.т.	1245	9
3	Тепловая энергия	тыс Гкал	1134	1
4	Моторное топливо	тыс. т.у.т.	784	6

Рисунок 1 – Структура потребления энергоресурсов в 2015 г.

Более того, доля затрат на электроэнергию в общей структуре расходов на перекачку нефти превышает 40 %, этот факт служит стимулом для разработки и реализации инициатив по повышению энергоэффективности и рациональному использованию ресурсов.

Расчёт КПД ТУ и МНА. Ключевым показателем энергоэффективности при транспортировке нефти служит КПД технологического участка магистрального нефтепровода (ТУ МН). Под ТУ МН понимается сегмент трубопровода, функционирующий в едином гидравлическом режиме, от одной нефтеперекачивающей станции (НПС) с резервуарами до следующей по ходу перекачки или до конечного пункта, где задан специальный режим транспортировки нефти или нефтепродуктов [2]. КПД рассчитывается как соотношение полезной работы, выполняемой насосными агрегатами на каждой НПС, к общей электрической мощности, потребляемой ими на этом участке:

$$\eta_{\text{ТУ}} = \frac{(\sum \Delta H_i) \cdot Q}{\sum N_i}, \quad (1)$$

где ΔH_i – напор, развиваемый насосами i-ой НПС, м;

Q – расход перекачки, $м^3/с$;

N_i – мощность, работающего i-го агрегата НПС, кВт.

Практический опыт подтверждает, что КПД технологического участка представляет собой интегрированный параметр, комплексно характеризующий эффективность нефтетранспорта. Он охватывает не только КПД магистральных насосных агрегатов (МНА), но и рациональность режимов эксплуатации магистрального нефтепровода, а также техническое состояние всей обвязки НПС на участке [1].

Основным критерием энергоэффективности работы насосного оборудования также определено значение КПД:

$$\eta_{\text{МНА}} = \frac{\Delta H \cdot 98066 \cdot \left(\frac{Q \cdot 10^3}{\rho \cdot 24 \cdot 3600}\right)}{N}. \quad (2)$$

Объектом исследования будет выступать участок «Приводино-Череповец» МН «Ухта-Ярославль». При расчёте и анализе зависимости коэффициента полезного действия (КПД) различных нефтеперекачивающих станций (НПС) от расхода перекачки в первом режиме эксплуатации в осенне-зимний период установлено, что для каждой станции наблюдается рост КПД с увеличением расхода в начальном интервале, после чего у ряда станций отмечается стабилизация показателя или незначительное снижение (рис. 2).

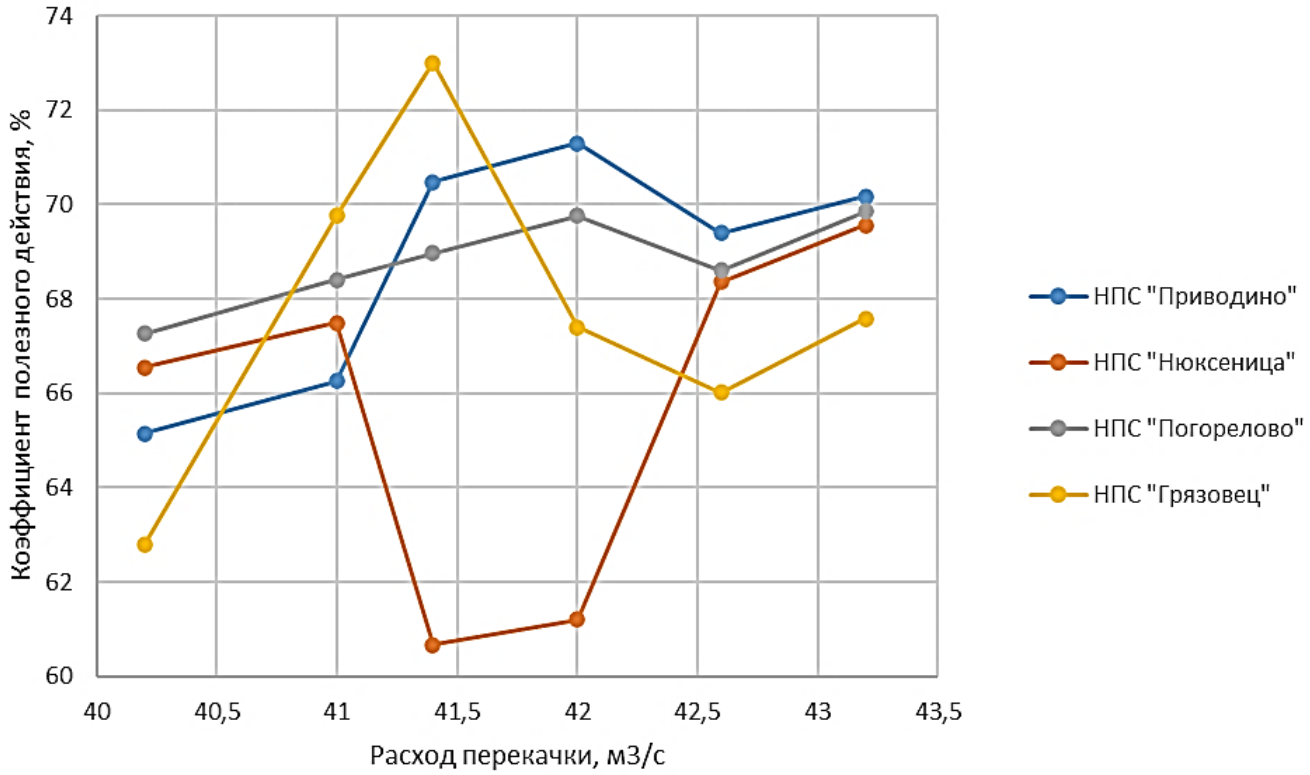


Рисунок 2 – КПД разных НПС при 1-ом режиме эксплуатации в осенне-зимний период

Значения КПД располагаются в пределах 60–73 %. Наиболее устойчивую характеристику демонстрирует НПС «Погорелово», у которой колебания показателя минимальны, а базовое значение КПД остаётся на уровне 67–69 %, что указывает на стабильную работу в данных условиях. В то же время НПС «Нюксеница» характеризуется резким снижением КПД в средней части диапазона расходов, что свидетельствует о наличии критической точки режима работы агрегата, требующей дополнительной оптимизации.

Во втором режиме эксплуатации общий уровень КПД по всем НПС выше, чем в первом: значения находятся в диапазоне 73–75,5 %, у отдельных точек достигая 75,8 % (рис. 3). НПС «Приводино» демонстрирует плавное повышение КПД с увеличением расхода и формирует пик около 75,6 %, что говорит о благоприятной рабочей зоне данного режима. НПС «Нюксеница» имеет локальное снижение КПД в середине диапазона расходов с последующим восстановлением, что указывает на нестабильность работы насосных агрегатов при переходных режимах.

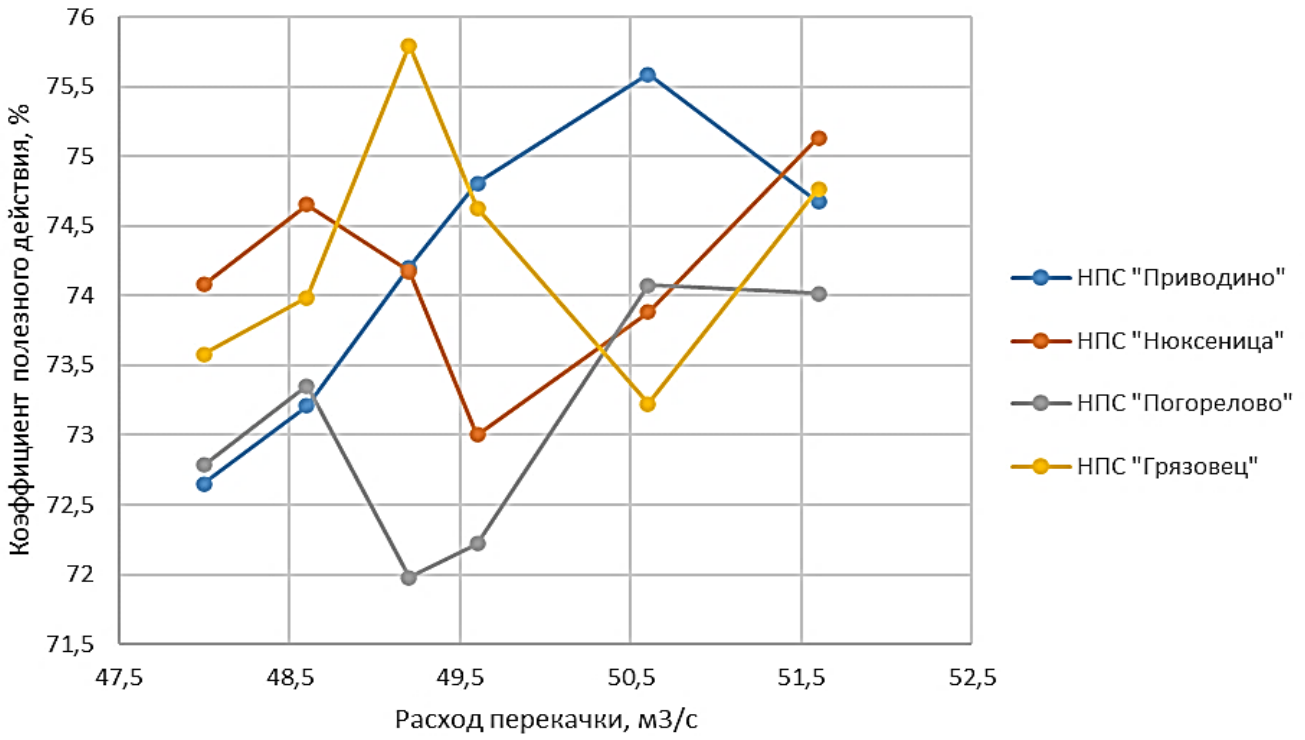


Рисунок 3 – КПД разных НПС при 2-ом режиме эксплуатации в осенне-зимний период

Третий режим эксплуатации характеризуется более высокими значениями КПД по сравнению с первым и сопоставимыми или чуть большими – по сравнению со вторым (рис. 4).

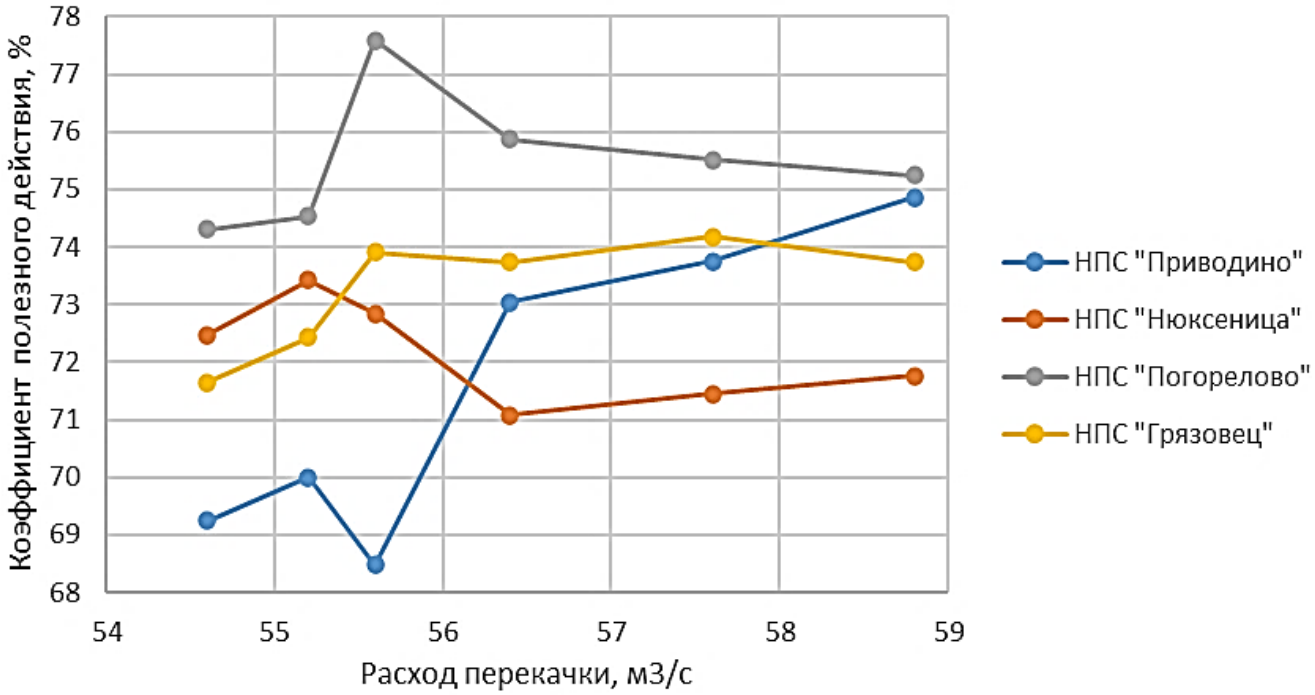


Рисунок 4 – КПД разных НПС при 3-ем режиме эксплуатации в осенне-зимний период

Средние значения находятся в диапазоне 70–77 %. Наиболее высокую эффективность демонстрирует НПС «Погорелово», достигающая пика порядка 77,6 % при определённом расходе. Для НПС «Приводино» в этом режиме характерна неустойчивость при низких расходах, что делает использование данного режима нежелательным при малых потоках без дополнительной оптимизации.

В весенне-летний период значения КПД для всех НПС несколько выше, чем в осенне-зимнем сезоне, и составляют примерно 65–71 % (рис. 5). Для НПС «Приводино» отмечается отчётливая положительная зависимость КПД от расхода, что отражает стабильную

и эффективную работу насосных агрегатов. Повышение КПД в летний сезон объясняется снижением вязкости транспортируемой нефти и улучшением условий работы насосов. В целом первый режим летом демонстрирует более благоприятные характеристики по сравнению с зимним.

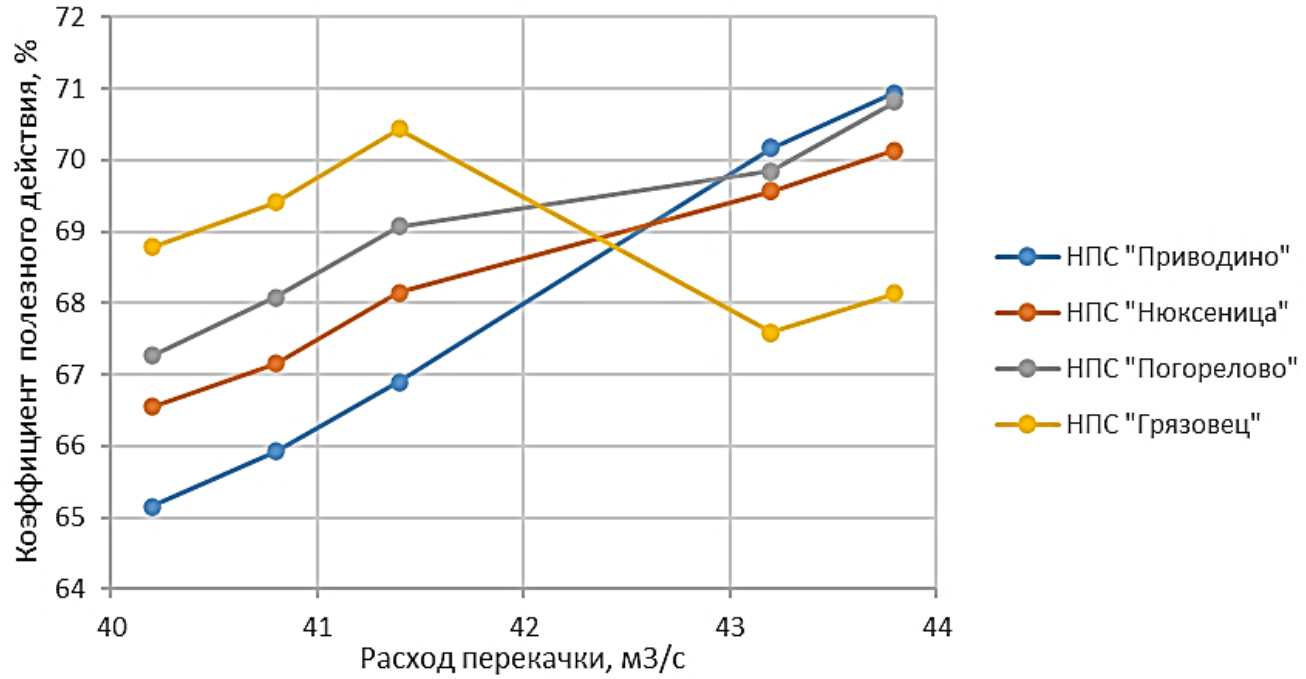


Рисунок 5 – КПД разных НПС при 1-ом режиме эксплуатации в весенне-летний период

Во втором режиме весенне-летнего периода наблюдается выраженный пик КПД, достигающий порядка 92-93% у трёх НПС при одном значении расхода (рис. 6).

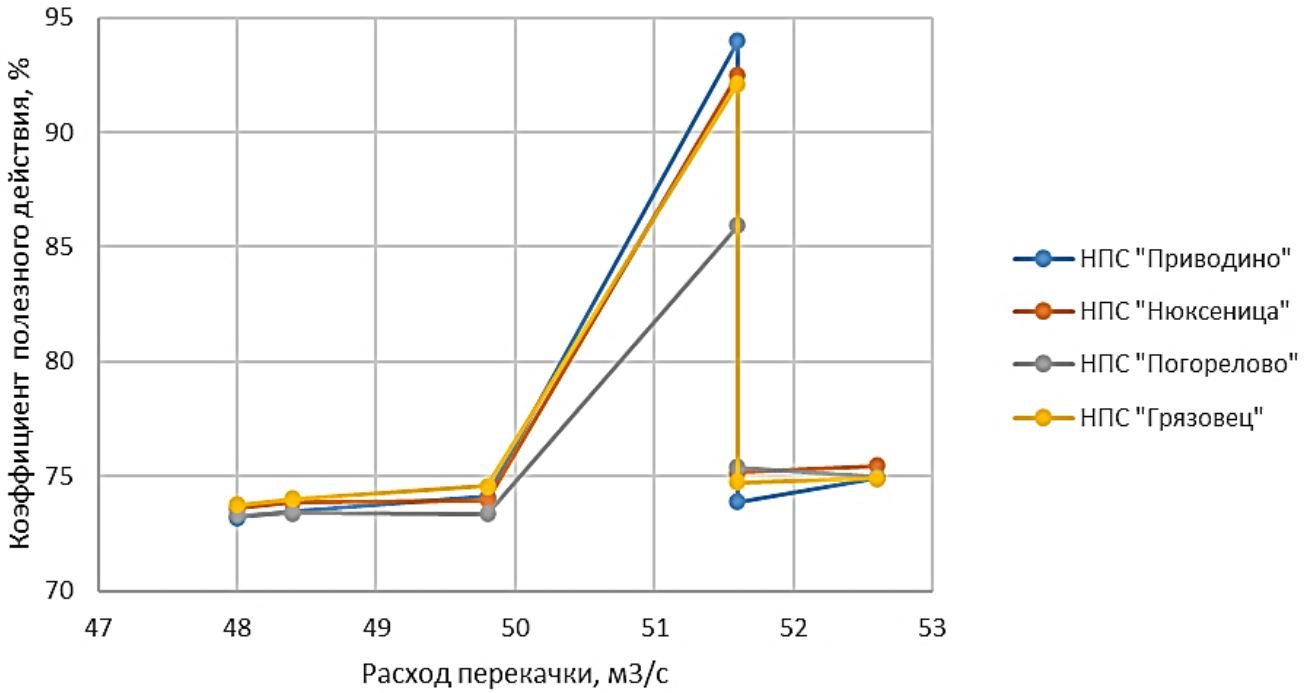


Рисунок 6 – КПД разных НПС при 2-ом режиме эксплуатации в весенне-летний период

При этом другие точки располагаются в диапазоне 73–75%, что свидетельствует о наличии экстремального выброса эффективности. Такой результат может отражать совпадение рабочего расхода с оптимальной гидравлической характеристикой насосных агрегатов и подтверждает возможность существования предельно эффективной точки режима при оптимальных условиях работы.

В третьем режиме весенне-летнего периода КПД всех НПС остаётся устойчиво высоким (рис. 7). НПС «Погорелово» демонстрирует значения в диапазоне 74–76% с плавным ростом, а НПС «Приводино» показывает выраженное повышение КПД от 69 до 75% при увеличении расхода. Это указывает на улучшение энергетической эффективности в тёплый период года. 3-й режим можно считать оптимальным для НПС «Погорелово» и «Приводино», поскольку он обеспечивает высокий и предсказуемый КПД при минимальных колебаниях. Такое поведение связано с уменьшением вязкости нефти и снижением гидравлических потерь, что приближает рабочую точку насосов к оптимальной зоне.

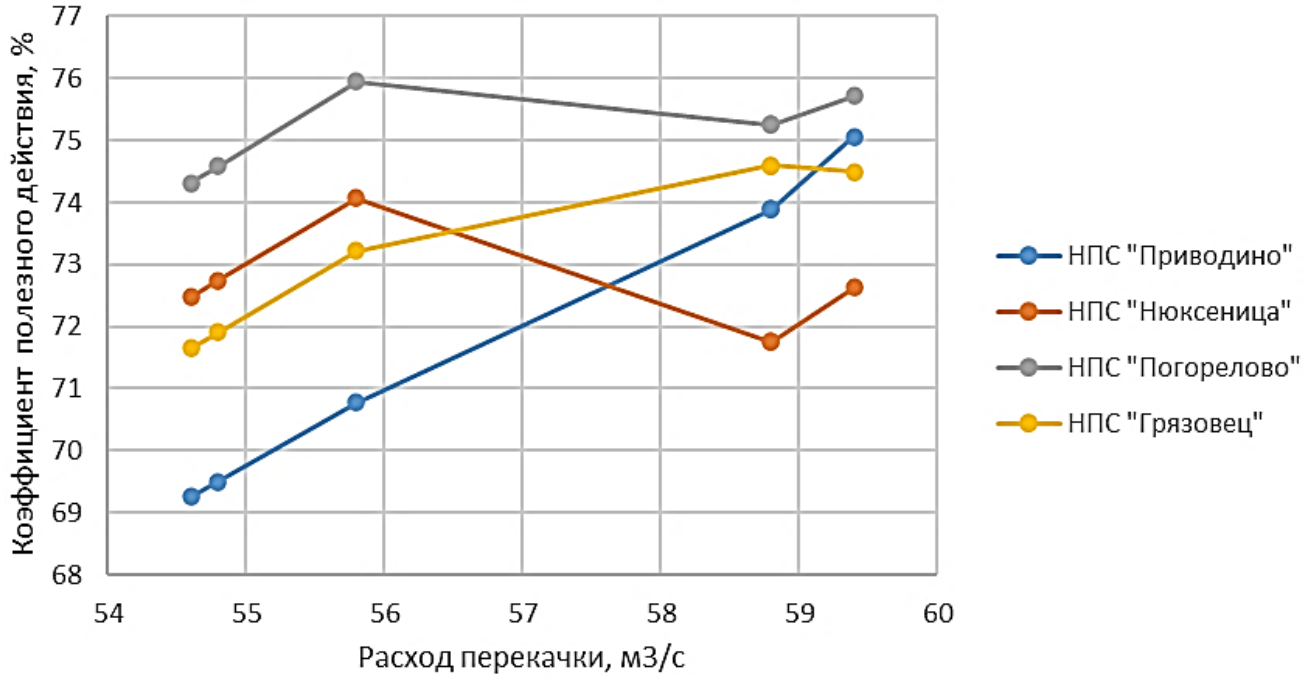


Рисунок 7 – КПД разных НПС при 3-ем режиме эксплуатации в весенне-летний период

Теперь произведём расчёт и проанализируем КПД технологического участка «Приводино-Грязовец» за два периода эксплуатации. В осенне-зимний период отмечается резкий рост КПД в первом режиме при расходе около 42 м³/с, где достигается наибольшее значение показателя для всего участка (рис. 8).

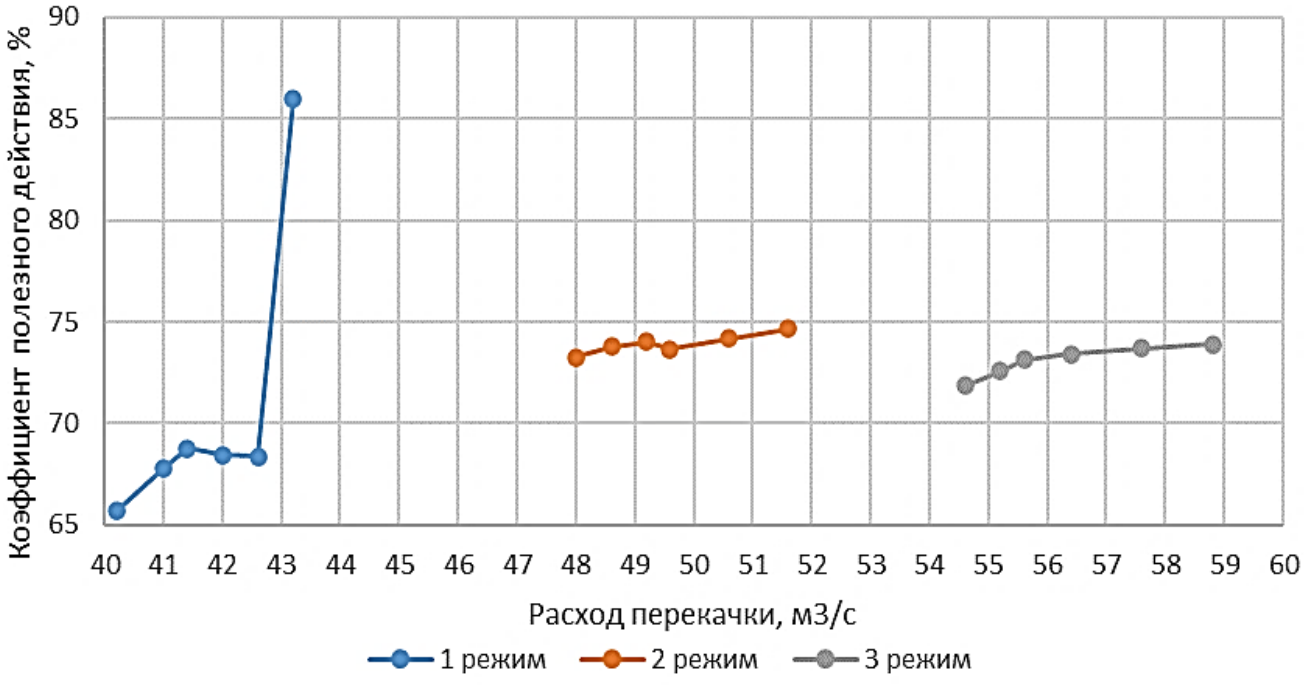


Рисунок 8 – КПД технологического участка «Приводино-Грязовец» в осенне-зимний период

Во втором режиме кривая КПД располагается практически горизонтально на уровне около 73 %, что свидетельствует о стабильной работе агрегатов при различных расходах. В третьем режиме наблюдается плавное повышение КПД с ростом расхода. Таким образом, второй режим характеризуется устойчивостью и подходит для работы при средних расходах, тогда как третий обеспечивает стабильность при больших потоках и сохраняет высокий КПД.

В весенне-летний период поведение кривых КПД аналогично зимнему, что видно из рисунка 9. В первом режиме наблюдается резкий рост КПД на начальных этапах с последующим снижением. Во втором режиме линия КПД остаётся практически ровной на уровне около 74 %, а максимум достигается при расходе 51,6 м³/с, что подтверждает устойчивость данного режима при постоянных условиях. Третий режим демонстрирует постепенное повышение КПД при росте расхода и стабилизацию на уровне 73–74%. Таким образом, второй режим вновь проявляет себя как наиболее стабильный при средних расходах, а третий – как эффективный при повышенных потоках, обеспечивая высокие значения КПД технологического участка в целом.

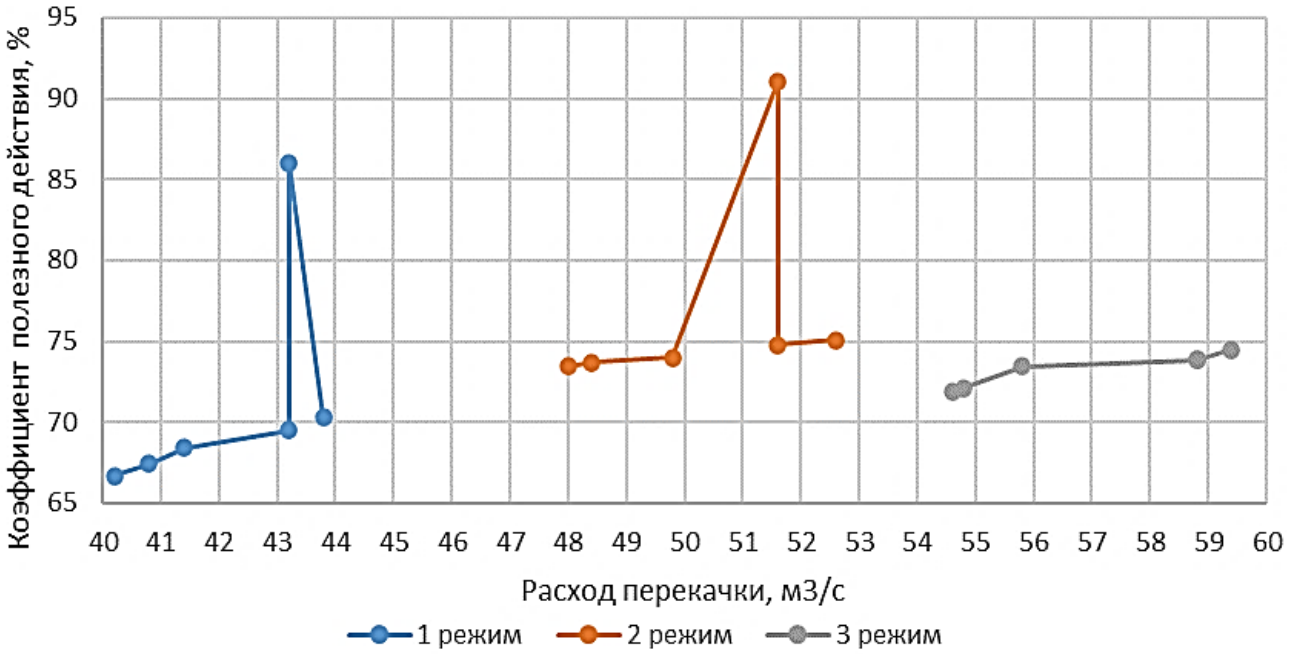


Рисунок 9 - КПД технологического участка «Приводино-Грязовец» в весенне-летний период

Выводы по работе. В осенне-зимний период НПС «Приводино» при 2-ом режиме эксплуатации демонстрирует высокий и стабильный КПД работы МНА, в летний – 2-ой режим при подтверждённом пике, иначе 3-й для больших потоков. Для НПС «Нюксеница» 2-й режим рабочий и стабильный в холодное время; в тёплое время проверить пик, иначе 3-й режим как надёжный. Судя по получившимся графикам, НПС «Погорелово» при 3-ем режиме эксплуатации в зимний период даёт наибольшую эффективность – рекомендуется использовать его при соответствующих расходах. НПС «Грязовец» имеет выраженную рабочую точку (пик) – при похожих значениях расхода достигается высокий КПД МНА.

КПД технологического участка «Приводино-Грязовец» для второго режима эксплуатации стабильнее всего для работы на средних расходах, как зимой, так и летом, и может быть рекомендован для условий с постоянной или средней нагрузкой. Третий режим наиболее эффективен при большом расходе нефти, особенно летом. Этот режим можно использовать в условиях, где требуется высокий поток и стабильный высокий КПД.

Библиографический список:

1. Лурье М. В. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов / М. В. Лурье, Б. Н. Мастобаев, П. А. Ревель-Муроз [и др]. – Москва : ООО «Издательский дом Недра», 2023. – 434 с.
2. ГОСТ 34563-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования.

УДК 621.3.013.52

Исследование влияния переменного тока промышленной частоты на скорость коррозии в различных электролитах

Кохан Д. А., Ракито О. Н.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Подземные металлические конструкции, такие как магистральные трубопроводы, часто прокладываются вблизи воздушных линий электропередачи (ЛЭП). В таких условиях на этих сооружениях возникает наведенный переменный ток, источником которого служат электромагнитные и электростатические поля, создаваемые мощными энергообъектами [1]. При сближении и параллельном следовании магистральных трубопроводов и высоковольтных линий электропередач на поверхности трубопровода наводится переменный потенциал. Явление приводит к возникновению опасности для оборудования и персонала, а также риску развития коррозии под действием переменного тока утечки.

Ключевой негативный эффект переменного тока заключается в нарушении стабильности защитных слоев на поверхности металла. Переменный ток промышленной частоты (50 Гц) вызывает периодическое изменение потенциала металла с частотой 50 раз в секунду: меняет электрохимическое состояние металла. В один полупериод (катодная область) металл восстанавливается (образовывает защитную пленку), в другой (анодная область) – активно растворяется. Такой процесс не позволяет сформироваться стабильной защитной пленке и разрушает уже существующую. В результате коррозия резко ускоряется, приобретая опасный локальный характер [2]. Лишившись этого барьера, металл становится крайне уязвимым для агрессивных компонентов грунта, что ведет к развитию локальных коррозионных очагов, в том числе питтингов.

Для количественной оценки уровня угрозы и определения необходимости применения защитных мероприятий в нормативных документах используется параметр плотности переменного тока (j), стекающего в грунт [3, 4]. Согласно сложившейся международной и отечественной практике, пороговым значением, при котором скорость коррозии признается допустимой, считается плотность тока 20 А/м². Это значение закреплено в ряде стандартов. Однако механизм влияния плотности тока в различных грунтовых условиях требует дополнительных исследований, что определяет актуальность представленной работы.

Для изучения влияния переменного тока промышленной частоты на скорость коррозии была собрана специализированная лабораторная установка – лабораторный стенд. Методика эксперимента была следующей. В качестве исследуемых образцов использовались пластины из стали марки 17Г1С. Данная марка стали широко применяется в трубопроводном транспорте, что делает исследование актуальным для данной тематики. Стороны образцов, кроме исследуемой, были защищены с помощью герметика. Таким образом, коррозионному воздействию подвергалась только заданная торцевая часть образца. Такой подход позволяет моделировать локальные повреждения изоляционного покрытия на реальном трубопроводе.

Образцы помещались в индивидуальные емкости с электролитом, где в качестве сред использовались 3%-ный раствор NaCl, имитирующий нейтральную среду, и 3%-ный раствор пищевой соды ($NaHCO_3$), моделирующий щелочную среду. Это позволило смоделировать работу в условиях различной агрессивности грунтов. Выбор именно этих сред обусловлен распространенностью содержащихся в них ионов в реальных грунтах (в грунтах содержатся положительные ионы Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+} и отрицательные ионы Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{2-}, CO_3^{2-} и так далее).

Цепь переменного тока промышленной частоты 50 Гц замыкалась с помощью вспомогательного электрода. Источником тока служил понижающий трансформатор с напряжением 13 В, а ток регулировался резисторами, что позволило получить серию данных при разных плотностях тока. Плотность тока варьировалась в диапазоне от 4,8 до 100 А/м², что охватывает как нормальные, так и аварийные режимы эксплуатации. После настройки требуемых электрических параметров образцы находились под воздействием тока в течение 21 дня для обеспечения развития устойчивых коррозионных процессов.

После завершения цикла воздействия образцы были извлечены из электролитов, тщательно промыты дистиллированной водой для удаления остатков раствора и продуктов коррозии, а затем высушены. Заключительным этапом было контрольное взвешивание на аналитических весах. В таблице 1 представлены основные измеренные и расчетные параметры эксперимента. Разница между начальной и конечной массой каждого образца позволила количественно оценить потерю металла и рассчитать скорость коррозии по стандартной гравиметрической методике.

Таблица 1 – Измеренные и расчетные параметры эксперимента

Электролит	№ образца	Начальная масса, г	Конечная масса, г	Скорость коррозии, мм/год	Плотность тока, А/м^2
1	2	3	4	5	6
NaCl	1	13,646	13,598	0,2100562	4,8
	2	13,228	13,198	0,1312851	9,6
	3	12,874	12,861	0,0568902	19,2
	4	13,055	13,019	0,1575422	28,8
	5	13,924	13,881	0,1881753	60
	6	14,287	14,231	0,2450656	100
NaHCO3	1	12,569	12,544	0,169079	4,8
	2	13,076	13,061	0,101448	9,6
	3	14,335	14,329	0,040579	19,2
	4	13,202	13,189	0,087921	28,8
	5	13,698	13,679	0,1285	60
	6	13,988	13,959	0,196132	100

Полученные зависимости скорости коррозии от плотности переменного тока в растворе хлорида натрия и в растворе пищевой соды представлены на рисунке 1. Анализ графика позволяет выявить несколько ключевых закономерностей. Во-первых, зависимость носит явно нелинейный характер. Во-вторых, наблюдается двойственный эффект воздействия переменного тока: в определенных диапазонах плотностей тока скорость коррозии замедляется, а затем возрастает.

Минимальные значения скорости коррозии наблюдаются при плотности тока 19,2 А/м² в обеих средах. Данный факт можно объяснить установлением динамического равновесия между процессами разрушения и восстановления защитных пленок при данной плотности тока. При меньших значениях плотности тока преобладают катодные процессы восстановления металла, а при больших – происходит разрушение.

Сравнивая оба графика, можно сделать вывод, что в щелочной среде влияние переменного тока выражено слабее. Зависимость также является нелинейной, однако абсолютные значения скорости коррозии ниже, чем в растворе NaCl. Это объясняется буферными свойствами бикарбонатного раствора и способностью образовывать более стабильные защитные пленки карбоната железа. В хлоридной среде ионы хлора активно разрушают пассивные слои и препятствуют восстановлению поверхности. Основные усилия следует сосредоточить на снижении плотности тока до безопасного уровня – 20 А/м2.

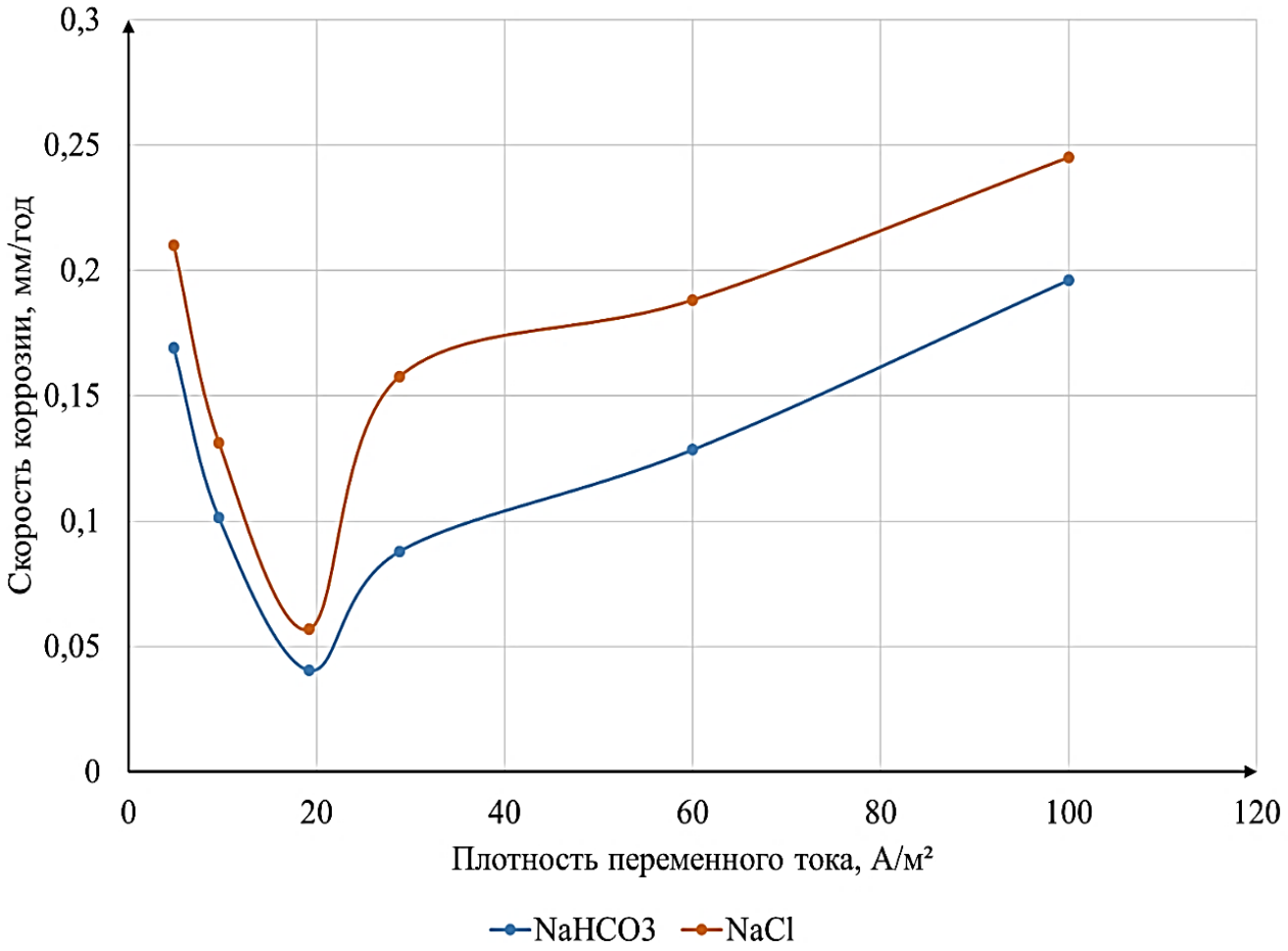


Рисунок 1 – Зависимость скорости коррозии от плотности переменного тока в различных электролитах

На основании проведенной работы можно сформулировать следующие выводы:

1. Установлено, что переменный ток, стекающий с поверхности металла, оказывает значимое влияние на протекание коррозионного процесса.

2. Переменный ток может оказывать положительное и отрицательное влияние на скорость коррозии: в области средних плотностей тока (около 20 А/м²) наблюдается замедление коррозии, тогда как при высоких плотностях происходит резкое ускорение коррозионных процессов.

3. Установлено, что зависимость скорости коррозии от плотности переменного тока имеет минимум. Для солевого раствора минимальная скорость коррозии составляет 0,057 мм/год при плотности тока 19,2 А/м², а для раствора пищевой соды – 0,041 мм/год при той же плотности тока.

Полученные данные важны для прогнозирования коррозии от переменного тока и разработки надёжных защитных систем для подземных трубопроводов.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Требования к защите от коррозии. – Введ. 1999-07-01. – М. : Госстандарт России : Изд-во стандартов, 1999. – 45 с.

2. Андреев, Ю. Н. Коррозия и защита подземных сооружений от блуждающих и наведенных токов / Ю. Н. Андреев, П. И. Тушинский. – М. : Недра, 1990. – 215 с.

3. ISO 15589-1:2017 Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Ca-thodic protection of pipeline systems – Part 1: On-land pipelines. – Geneva : ISO, 2017. – 52 p.

4. СП 357.1325800.2017 Сооружения подземные. Правила защиты от коррозии, вызванной блуждающими токами. – Введ. 2018-07-01. – М. : Минстрой России, 2017. – 37 с.

УДК 621.643.053

Оценка напряжений трубопровода при изгибе методом инклинометрии

Васильев Н. С.
Научный руководитель – Игнатик А. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. Теоретические положения

Инклинометрия трубопровода состоит в измерении углов его наклона при воздействии нагрузок [1]. Прибор для измерения углов наклона конструкции называется инклинометром. Внутреннее давление не влияет на показание инклинометра. Нагрузки, приводящие к перемещению трубы в произвольном поперечном направлении, вызывают в общем случае неравномерный наклон её образующих (образующая – это линия на поверхности цилиндра, параллельная его оси). В таком случае инклинометры, установленные вдоль образующих трубы, зафиксируют значения изменения угла наклона. Перемещение в поперечном направлении может быть в вертикальной, горизонтальной и любой другой произвольной плоскости. Вертикальные перемещения, например, могут быть вызваны выталкивающей силой, когда трубопровод проложен в обводнённой или болотистой местности, или силами морозного пучения грунта. Подвижки грунта могут привести к перемещению трубопровода в произвольной плоскости.

В данной работе исследуется только поперечная нагрузка, приводящая к перемещению трубы в вертикальной плоскости (изгибу в вертикальной плоскости).

Для чего производится измерение углов наклона инженерной конструкции перед пуском в эксплуатацию и в процессе эксплуатации? При помощи полученных данных по углам наклона возможен переход к оценке напряжённо-деформированного состояния конструкции и, следовательно, к оценке её прочности [2].

Основная часть. Экспериментальные исследования

Экспериментальная работа выполнялась на лабораторном стенде [3]. Он включает в себя трубу, установленную в двух опорах. Геометрические параметры трубы: длина между опорами 2,5 м; наружный диаметр 325 мм; толщина стенки – переменная величина, номинальное значение 8 мм. Марка стали 17Г1С; предел прочности 490 МПа, предел текучести 350 МПа.

Левая опора трубы жёсткая, она приварена к трубе. Правая опора подвижная, она аналогична опорному подшипнику и позволяет ограниченное перемещение трубы.

Под серединой трубы расположен гидравлический домкрат грузоподъёмностью 20 тонн. Он служит в качестве приспособления для создания поперечной (изгибающей) силы в вертикальной плоскости. Фиксация изгибающей силы производится с помощью величины вертикального перемещения штока домкрата. С этой целью прикреплена линейка для измерения перемещения штока домкрата h. Принято, что перемещение штока домкрата равно перемещению середины нижней образующей трубы (с этой зоной контактирует шток домкрата). В экспериментах максимальное значение перемещения штока домкрата составляет $h = 8$ мм.

В экспериментальной работе используется цифровой портативный инклинометр TLL-90S. Он предназначен для измерения углов в двух взаимно перпендикулярных плоскостях или в одной плоскости.

Величину, которую измеряет инклинометр, называется уклон У; единица измерения – мм / м. Уклон равен тангенсу угла наклона, умноженному на 1000, то есть $У = 1000 \cdot \mathrm{tg}\alpha$. При малых углах наклона удобно пользоваться в технических целях именно этой величиной.

Измерение уклона производится с момента крепления прибора на объекте. Уклоны, приобретённые до установки прибора, не определяются.

Для исследований выберем верхнюю образующую трубы лабораторного стенда.

На верхней образующей устанавливается инклинометр в точках с продольными координатами $x = 0; \pm 0{,}15; \pm 0{,}30; \pm 0{,}45; \pm 0{,}60; \pm 0{,}75; \pm 0{,}90; \pm 1{,}05; \pm 1{,}15$ м (всего 17 зон). Продольная координата x отсчитывается от середины трубы, где $x = 0$ (над домкратом). Влево отсчитываются отрицательные координаты x, а вправо – положительные.

В каждую из 17 зон устанавливается инклинометр. Труба нагружается поперечной (изгибающей) силой до величины перемещения штока домкрата h = 8 мм. В каждой из 17 зон показания инклинометра (в мм / м) считываются при трёх сериях нагружения. Затем определяются средние показания уклона в каждой зоне. Следовательно, экспериментально получен ряд уклона точек верхней образующей трубы У (x). Полученные таким образом показания сведены в таблицу ниже.

Таблица – Показания уклона У (мм / м) верхней образующей трубы в точках с продольными координатами x

x, м	–1,15	–1,05	–0,90	–0,75	–0,60	–0,45	–0,30	–0,15	0
У, мм / м	2,57	2,37	2,13	1,66	1,26	0,85	0,78	0,87	0,91
x, м	0,15	0,30	0,45	0,60	0,75	0,90	1,05	1,15	
У, мм / м	0,99	0,95	0,91	0,66	0,09	–0,64	–1,01	–1,26	

Поделив значения уклона У из таблицы на 1000, получим ряд тангенса угла наклона tgα (x). Далее построим график зависимости тангенса угла наклона tgα точек верхней образующей трубы от координаты x (рис. 1).

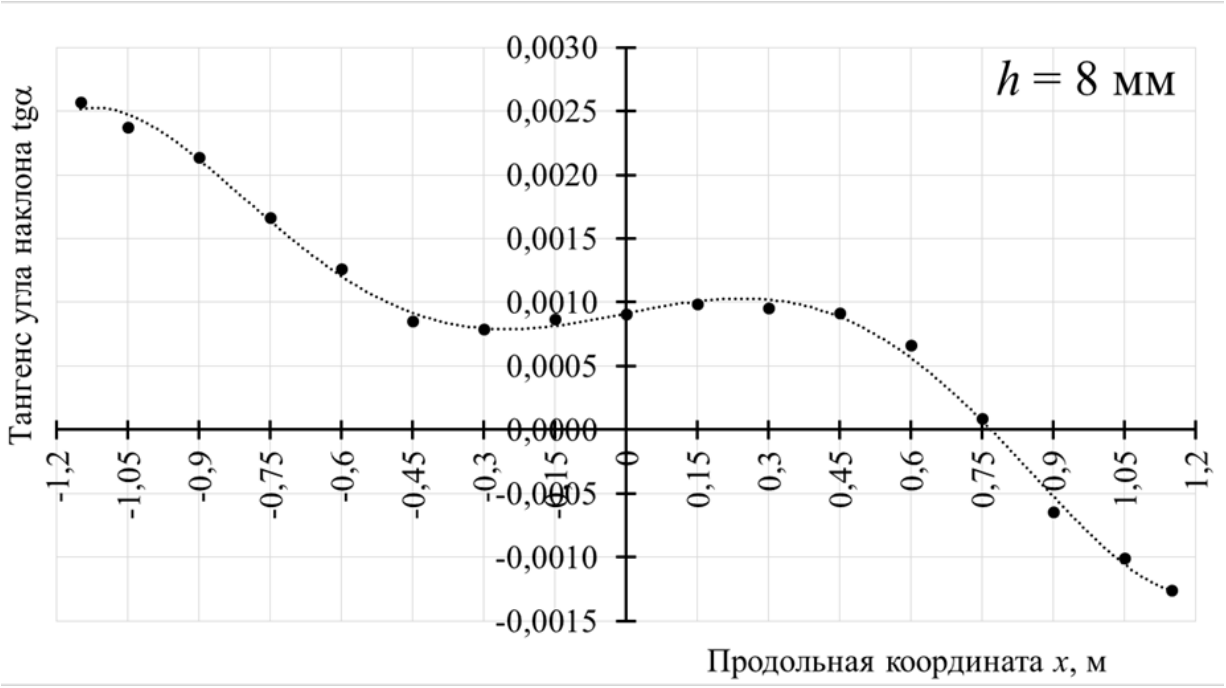


Рисунок 1 – График зависимости тангенса угла наклона точек верхней образующей трубы от продольной координаты

Экспериментально полученные точки следует описать некоторой линией и найти уравнение этой линии. На рисунке 1 изображена линия тренда, построенная по формуле полинома пятой степени:

$$tg\alpha = 0{,}00179914x^5 - 0{,}00014047x^4 - 0{,}00417604x^3 - \\ -0{,}00003054x^2 + 0{,}00073616x + 0{,}00091272\ (R^2 = 0{,}9969). \quad (1)$$

Для уравнения (1) величина достоверности аппроксимации R^2 = 0,9969, что говорит об тесной корреляционной зависимости. Числовые коэффициенты в (1) округлены до 8 знаков после запятой

От данных по тангенсу угла наклона tgα можно перейти к кривизне K образующей трубы посредством формулы

$$K(x) = \frac{dtg\alpha(x)}{dx}. \quad (2)$$

Следовательно, чтобы найти кривизну образующей трубы, нужно взять производную от функции тангенса угла наклона. Формула (2) применима для малых углов наклона α (α < 1°), которые и наблюдаются в проводимых экспериментах.

Взяв производную выражения (1), получим функцию кривизны образующей трубы

$$K(x) = 0{,}00899570x^4 - 0{,}00056188x^3 - 0{,}01252812x^2 - \\ -0{,}00006108x + 0{,}00073616. \quad (3)$$

Продольные изгибные $\sigma_{изг}$ напряжения рассчитываются по формуле

$$\sigma_{изг} = \frac{EDK}{2} \quad (4)$$

где D – наружный диаметр трубы, D = 325 мм; E – модуль Юнга, для стали E = 206000 МПа.

С помощью уравнений (3) и (4) запишем функцию изгибных напряжений

$$\sigma_{изг} = -301{,}13x^4 + 18{,}81x^3 + 419{,}38x^2 + 2{,}04x - 24{,}64. \quad (5)$$

На рисунке 2 представлен график зависимости изгибных напряжений $\sigma_{изг}$ от продольной координаты x, построенный при помощи выражения (5).

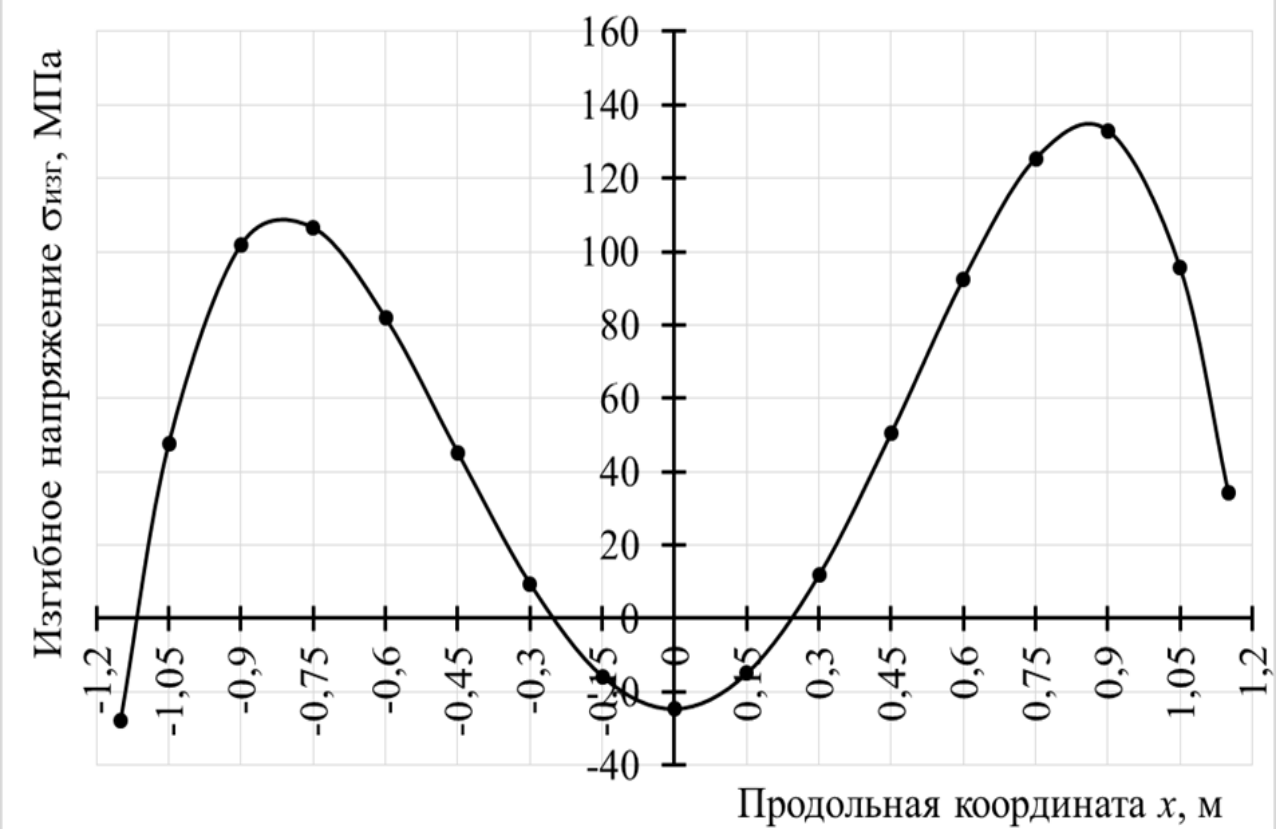


Рисунок 2 – График зависимости изгибных напряжений верхней образующей трубы от продольной координаты, полученный инклинометрическим методом

График на рисунке 2 несимметричен относительно точки x = 0, поскольку тип левой и правой опор разный. Этот график можно исследовать на наличие максимумов и минимумов. Максимум изгибных напряжений 133,03 МПа приходится на зону с координатой x = 0,9 м в правой части трубы.

В проведённых экспериментах труба изгибалась в вертикальной плоскости. Если плоскость изгиба трубопровода произвольна, тогда следует измерять уклон в двух взаимно перпендикулярных плоскостях: вертикальной и горизонтальной. Тогда получим функции уклона трубы (мм / м) в вертикальной плоскости $У_в$ и горизонтальной плоскости $У_г$. Дифференцируя эти функции, найдём функции кривизны в вертикальной $K_в$ и горизонтальной $K_г$ плоскостях. Итоговая кривизна K определяется согласно выражению

$$K = \sqrt{K_в^2 + K_г^2}. \quad (6)$$

Затем пользуются формулой (4) для вычисления изгибных напряжений.

Выводы

Методом инклинометрии получили эпюры изгибных напряжений (см. рисунок 2) трубы лабораторного стенда наружного диаметра 325 мм. Максимум напряжений равен 133,03 МПа. Фактический коэффициент запаса прочности по пределу текучести составляет 350 / 133,03 = 2,63, что говорит о достаточной удалённости от стадии упругопластического деформирования материала трубы.

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., Урманчеев 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 620.193.22:665.6:678.5.06

Методика оценки остаточного ресурса полимерно-армированных труб в системах промыслового транспорта нефти

Лебедь А. Д., Терентьева М. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Актуальность работы связана с серьезными проблемами, возникающими при эксплуатации промысловых трубопроводов. При транспортировке необработанной нефти и пластовой воды стальные трубы сталкиваются с несколькими осложняющими факторами, а именно:

– Внутренняя поверхность труб подвергается коррозии из-за содержания сероводорода и углекислого газа в транспортируемой среде. Высокая концентрация солей в попутной воде, особенно хлорид-ионов, а также повышенная температура пластового флюида дополнительно усугубляют этот процесс.

– Наружная поверхность труб также страдает: от атмосферной коррозии при надземной прокладке, от агрессивного воздействия грунта при подземном размещении, а также от блуждающих токов.

– Производительность трубопроводов снижается из-за отложений парафинов, смол, неорганических солей и газогидратов, что ухудшает их гидравлические характеристики.

Совокупное воздействие этих факторов требует от эксплуатационных организаций постоянного проведения мероприятий для предотвращения аварий. Необходимо обеспечивать надежную и безаварийную работу трубопроводов в течение всего их проектного срока службы.

В настоящее время наиболее перспективным направлением развития трубопроводного транспорта на территории РФ является направление полимерных армированных трубопроводов (далее – ПАТ). За 2021-2024 сформирована основная часть НТД для их легитимного применения на объектах нефтегазодобычи.

На рисунке 1 представлен аналитический график внедрения полимерных труб в РФ, как видно из графика, темп роста потребления полимерных труб очевиден, соответственно и производители труб активно расширяют свои мощности, развивая с каждым годом данное направление.

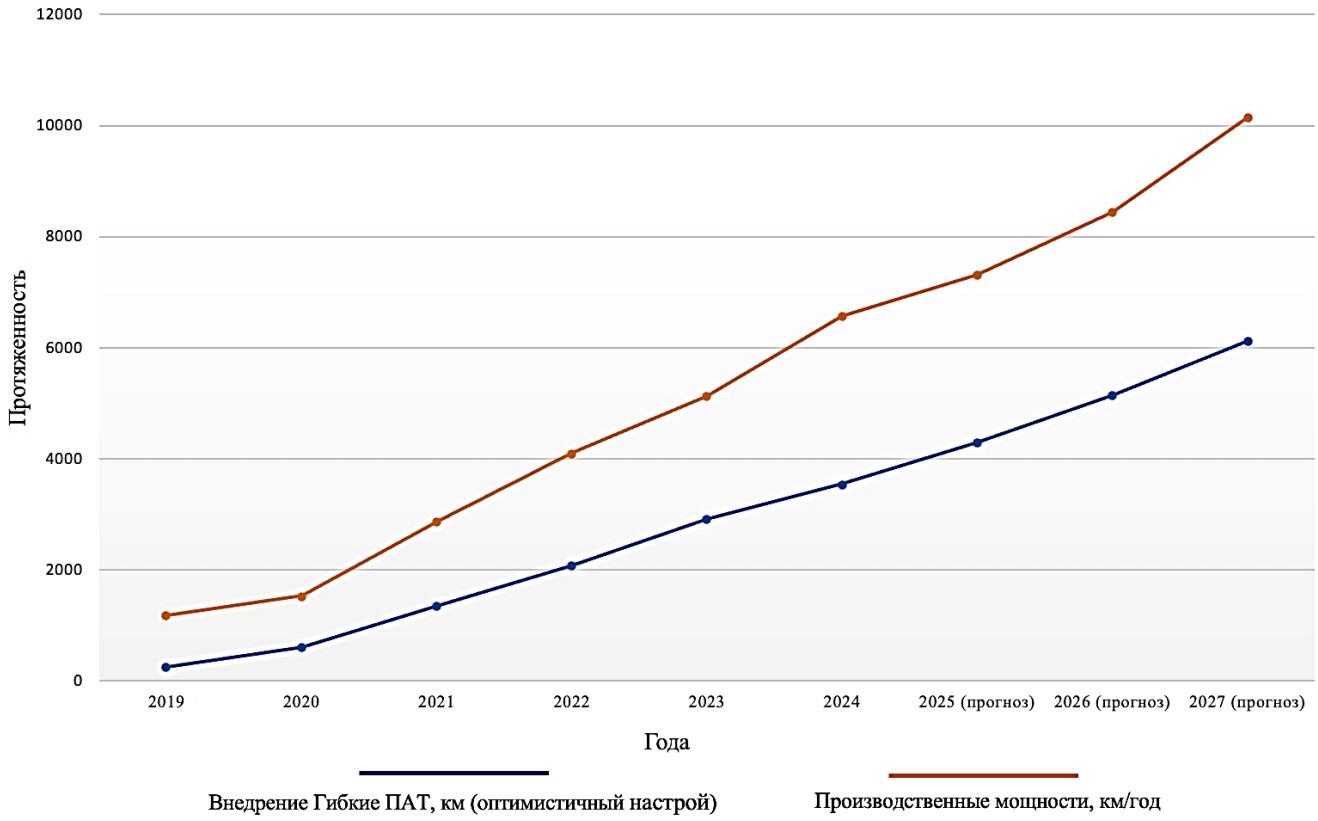


Рисунок 1 – Динамика и перспективы развития ПАТ в РФ

Существует 4 основных типа конструкций ПАТ, производимых по существующим стандартам:

– Армированные металлическим каркасом («жесткие» ПАТ);

– Гибкие армированные металлическими лентами (ГПАТ);

– Гибкие армированные неметаллическими лентами со связанными слоями;

– Гибкие армированные неметаллическими лентами с несвязанными слоями

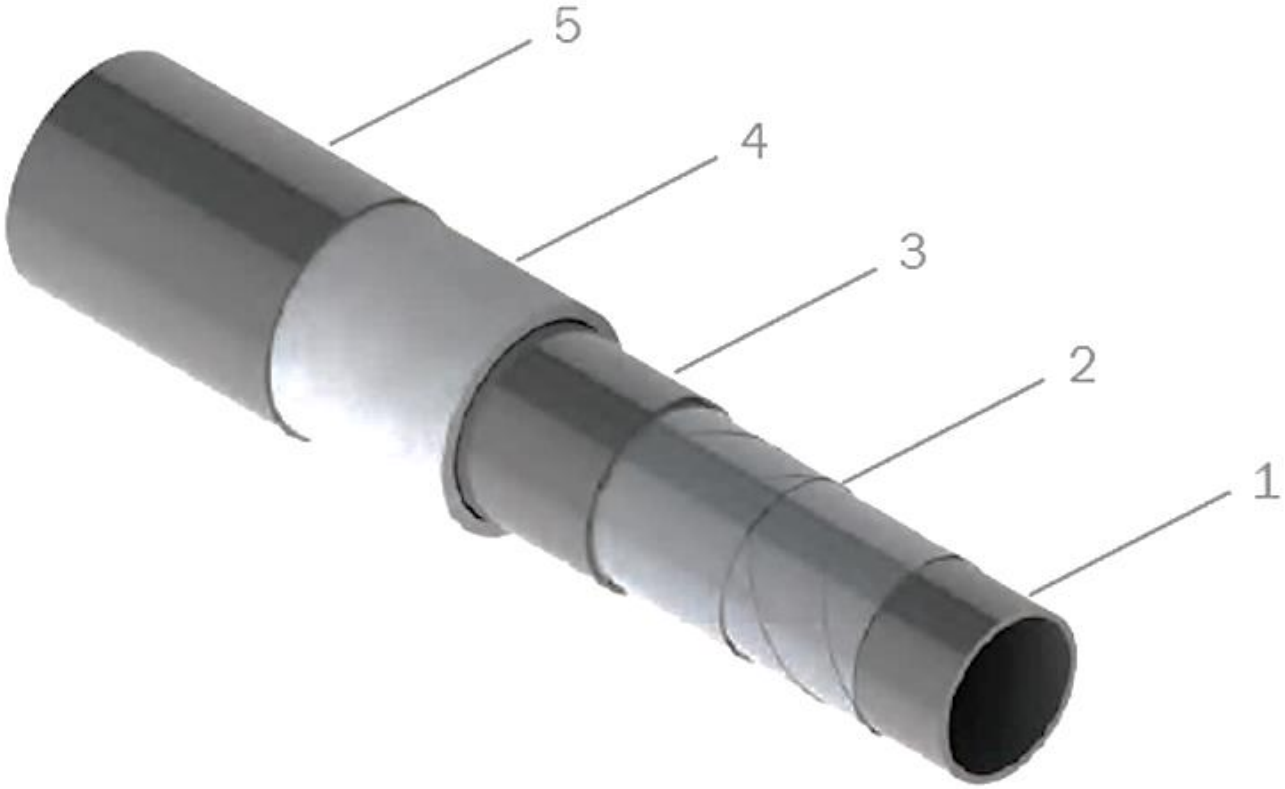
Конструкция ПАТ (представлена на рисунке 2) состоит из: внутреннего полимерного слоя, металлического каркаса, наружного полимерного слоя.



1 – внутренний полимерный слой, 2 – металлический каркас, 3 – наружный полимерный слой

Рисунок 2 – Конструкция ПАТ

Конструкция ГПАТ (рис. 3) состоит из: внутреннего лейнера (гидроканала), армирующих элементов (стальной ленты или стекловолокна, могут быть связанными и несвязанными с основным полимером), промежуточной полимерной оболочки, теплоизоляционного слоя (при необходимости) и наружной полимерной оболочки.



1 – полимерная труба, 2 – армирующие элементы, 3 – промежуточная полимерная оболочка, 4 – иеплоизоляционный слой, 5 – наружная полимерная оболочка

Рисунок 3 – Конструкция ГПАТ

Преимуществами ПАТ являются:

– Большая коррозионная стойкость.

– Низкий удельный вес, легкость монтажа и высокая технологичность, которые уменьшают время строительно-монтажных работ.

– Внутренняя поверхность труб гладкая, не подвержена зарастанию карбонатными отложениями.

– Стойкость к абразивному износу, которая увеличивает срок службы трубы.

– Низкая теплопроводность, которая позволяет уменьшить слой теплоизоляции, а при определенных условиях и отказаться от него.

Ограничения ПАТ и пути решений:

– Нет подтвержденных методик оценки остаточного ресурса, следовательно требуется определить единый подход к технической диагностике неразрушающими методами контроля, допущенными государственными надзорными органами;

– Нет возможности вторичного использования материалов, следовательно необходимо определить отрасль потребления переработанных ПАТ (допущенных по экологическим нормам);

– Низкая прочность (несущая способность), более чувствительны к внешним механическим воздействиям, следовательно необходимо строгое соблюдение положений стандартов на проектирование, строительство и эксплуатацию ПАТ;

– Полимер газопроницаем (воздействие кислых газов негативно влияет на армирующий слой, т. е. снижается несущая способность, следовательно в средах с высоким газовым фактором применение ПАТ связанных конструкций (без металлических частей) / применение системы отвода газов.

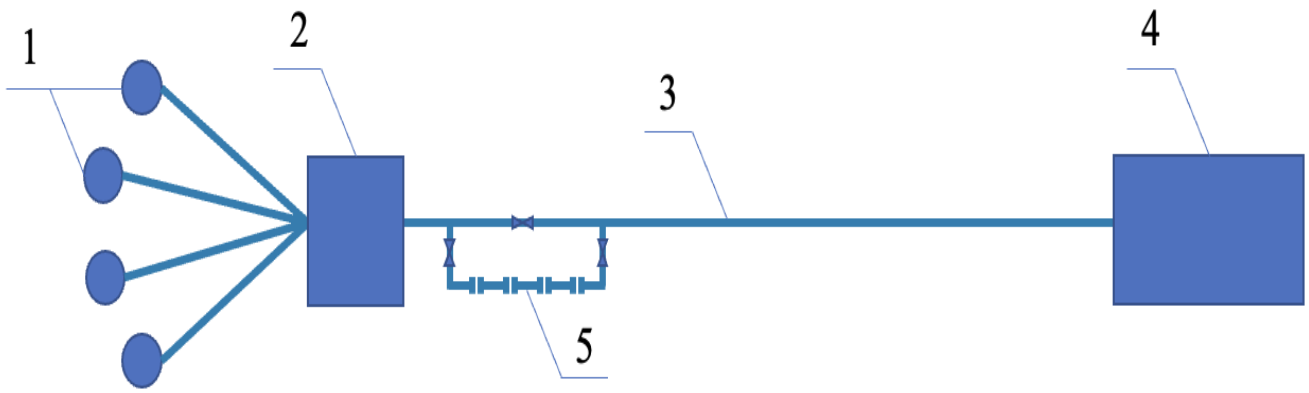
В процессе эксплуатации ПАТ незакрытым остается только вопрос определения остаточного ресурса трубопроводов. Заявленный производителями срок службы пока что не подтвержден на практике. Как уже говорилось ранее, полимерные трубы непрозрачны для газов, Агрессивные компоненты многофазного потока проникают через полимер к армированию. Из-за воздействия среды внутренний полимерный слой становится тоньше; армирующие элементы становятся менее прочными.

Если характеристики материалов изменились, нужно проверить надежность трубы, а именно: оценить техническое состояние, рассчитать остаточный срок службы.

Ввиду того, что адаптированных методик оценки остаточного ресурса неразрушающими методами контроля нет, единственным решением остается проводить лабораторные исследования по изъятым, непосредственно из действующих трубопроводных систем, образцов полимерных труб.

Таким образом, проектными решениям должен быть предусмотрен участок, проложенный параллельно основной трубе, с установленными на нем диагностическими катушками, конструктивно идентичными основной трубе. Количество диагностических катушек определить в зависимости от срока службы и периодичности оценки состояния трубопровода, но не реже чем указано в требованиях Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (приказ Ростехнадзора № 534).

Оборудовать байпасную линию целесообразнее всего, в случае промыслового сбора нефти, на нефтесборном коллекторе, как представлено на рисунке 4.



1 – добывающие скважины, 2 – автоматическая групповая замерная установка,
3 – промысловый сбор, 4 – центральный пункт сбора,
5 – байпасная линия (диагностические катушки)
Рисунок 4 – Схема с байпасной линией для оценки остаточного ресурса ПАТ

Оценку надёжности изъятых образцов предлагается сравнивать с исходными значениями по заводским испытаниям труб по следующим параметрам: внешний вид образцов, разрушающее давление, стойкость к внутреннему давлению, стойкость к декомпрессии. Методики данных испытаний представлены в ГОСТах на ПАТ.

На рисунке 5 представлен график для визуализации методики оценки остаточного ресурса.

Условно, заявленный производителем срок эксплуатации трубы, указан на графике зеленой линией, это промежуток времени, измеренный от начального давления разрушения трубы, указанного в нормативной документации производителя, снижающийся в процессе эксплуатации до рабочего давления в трубопроводе.

Строить график предлагается по точкам давления разрушения изъятых образцов труб, таким образом, зная начальное фактическое давление разрушения трубы (обычно оно всегда выше давления, указанного в нормативной документации производителя) и давление разрушения в период эксплуатации, можно провести условную линию (указана красным на графике) до предполагаемого срока службы трубопровода.

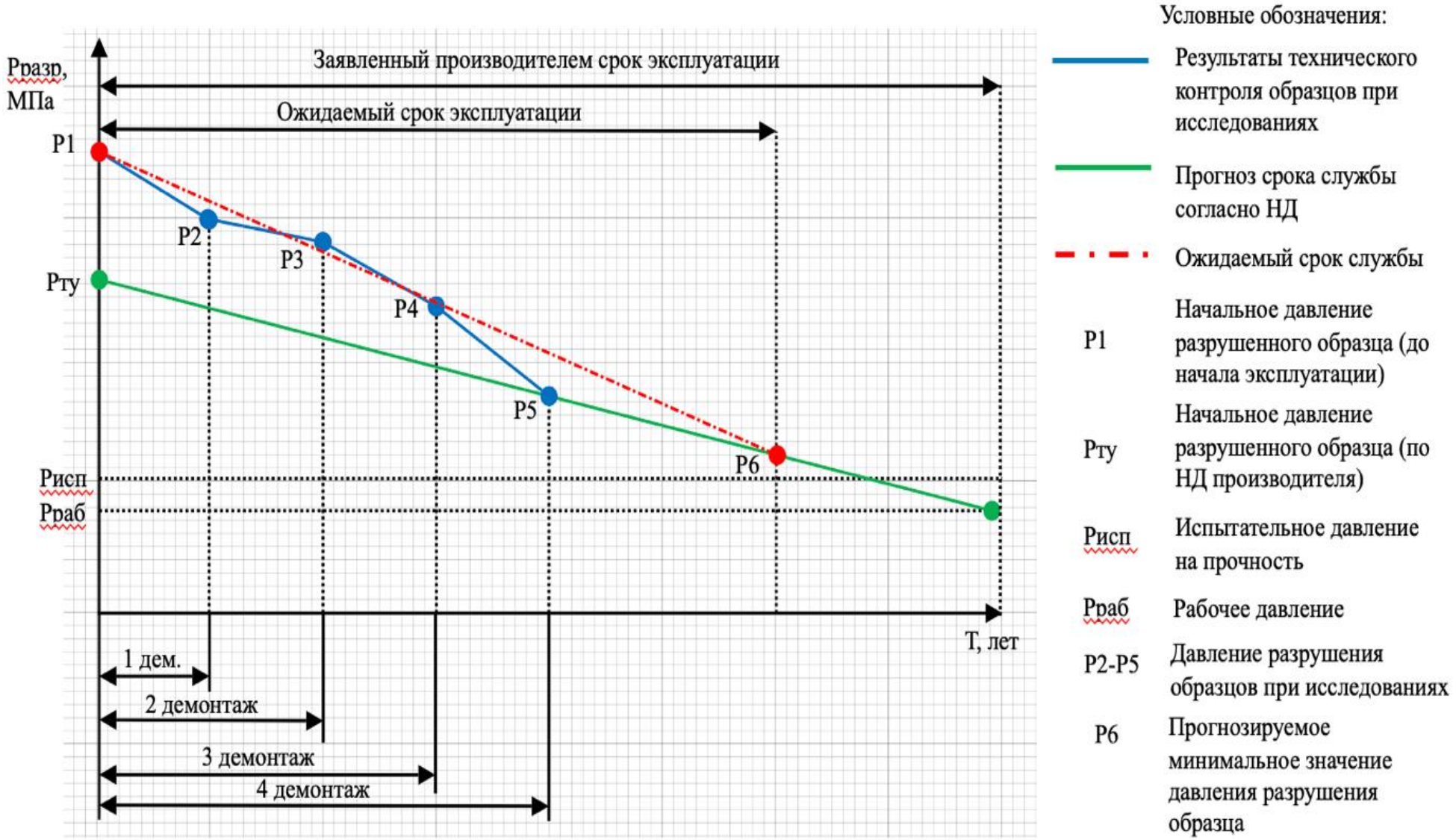


Рисунок 5 – График визуализации методики оценки остаточного ресурса

Выводы по работе:

Нефтегазовая отрасль проявляет повышенный к применению неметаллических труб в качестве альтернативы стальным трубам.

С целью расширения спектра применения неметаллических труб необходимо обеспечить разработку недостающей нормативно-технической документации в области эксплуатации и диагностики технического состояния неметаллических промысловых трубопроводов.

Предлагаемая методика разрушающего контроля позволит определять остаточный ресурс неметаллических трубопроводов.

Библиографический список:

1. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 (ред. от 31.01.2023) "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 № 61888).
2. ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
3. Шайдаков В. В., Чернова К. В., Пензин А. В., Полимерные армированные трубопроводы в современных гидравлических системах, М.: Инфра-Инженерия, 2018, 229 с.

УДК 622.686

Сравнительный анализ и модернизация электрической лебёдки ЛВ-25 для повышения энергоэффективности производства

Байдукова М. А., Сивкова Е. Р.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. В современной нефтедобыче и горной промышленности механизмы подъёма и транспортировки материалов играют ключевую роль. На подземных нефтяных предприятиях функции подъёма выполняют шахтные лебёдки. Лебёдка ЛВ-25, используемая на нефтешахте № 3 НШПП «Яреганефть», представляет собой барабанную электрическую установку, рассчитанную на тяжёлые горно-шахтные условия. Конструкция ЛВ-25 включает барабан с двухступенчатым редуктором, асинхронный электродвигатель и тормозную систему, смонтированные на общей раме [1]. Многие такие лебёдки эксплуатируются свыше нормативного срока и нуждаются в модернизации для повышения надёжности, энергоэффективности и уровня безопасности подъемных механизмов при сохранении существующей инфраструктуры шахт, что и определяет актуальность данной работы.

Методы исследования. В работе применялся комплексный подход, включающий технический анализ, расчёты силовых характеристик и экономических показателей. Были рассчитаны минимально необходимые эксплуатационные параметры лебёдки: тяговое усилие на канате, требуемый крутящий момент на барабане и мощность двигателя, а также усилие натяжения каната при рабочих режимах. Расчёты подтвердили, что существующая модель ЛВ-25 удовлетворяет эксплуатационным требованиям. При этом установлено, что при традиционном прямом пуске электродвигателя его КПД составляет около 0,80 с потерями электроэнергии 10–12 % в момент пуска. Введение частотного преобразователя позволяет повысить суммарный КПД привода до 0,90–0,92 и обеспечить экономию электроэнергии порядка 15–20 %. Данные результаты расчётов стали основой для выбора направлений модернизации [2].

Анализ альтернативных решений. Рассматривались три основных альтернативных варианта подъёмного оборудования. Первый вариант – электрическая лебёдка с частотным управлением (VFD-лебёдка) – обеспечивает плавный пуск и регулировку скорости движения, что позволяет значительно снизить динамические нагрузки и уменьшить энергопотребление (по оценкам, до 25 % экономии электроэнергии). Второй вариант – гидравлическая лебёдка – обладает плавным ходом и хорошей управляемостью, однако требует сложной гидросистемы

питания и обладает меньшей энергоэффективностью из-за преобразований энергии в гидросхеме. Третий вариант – цифровая PLC-лебёдка с комплексной автоматикой – даёт расширенные возможности диагностики и управления, но характеризуется высокой стоимостью внедрения и обслуживания.

По результатам сравнительного анализа признаётся, что оптимальным решением является применение электрической VFD-лебёдки: она сочетает высокую энергоэффективность и управляемость с относительно умеренной стоимостью эксплуатации.

Таблица 1 – Сравнительный анализ характеристик различных видов лебедки

Показатель	ЛВ-25 (базовая)	Электрическая VFD	Гидравлическая	PLC-лебёдка
Тяговое усилие, кН	25	25–35	25–40	25–40
КПД	0,8	0,9–0,92	0,85	0,9
Энергопотребление	Высокое	Ниже на 20 %	Среднее	Ниже на 25 %
Безопасность	Средняя	Повышенная	Высокая	Максимальная
Автоматизация	Нет	Частичная	Средняя	Полная
Стоимость внедрения	Низкая	Средняя	Высокая	Крайне высокая
Срок службы, лет	10	15	12	15 – 18

Оценка эффективности модернизации лебёдки. Для определения целесообразности технических решений рассмотрим альтернативный вариант полной замене лебедки – модернизацию. План модернизации включает в себя:

1. **Техническое обследование оборудования.** На первом этапе проводится детальное диагностирование состояния всех узлов и агрегатов лебёдки ЛВ-25. Проверяется степень износа редуктора, подшипниковых опор, тормозных устройств, состояния кабельных линий и элементов управления. Оцениваются фактические параметры работы, наличие вибраций, перегрева и утечек масла. Результаты обследования позволяют выявить критические зоны и определить целесообразность дальнейшего ремонта либо замены отдельных компонентов, что служит основой для принятия инженерных решений.

2. **Замена электродвигателя и установка частотного преобразователя.** В целях повышения энергоэффективности и управляемости системы предлагается заменить существующий электродвигатель на современный асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором, обладающий повышенным КПД и устойчивостью к пусковым перегрузкам. Установка частотного преобразователя обеспечивает плавное регулирование скорости вращения, снижение пусковых токов, а также реализацию функций плавного пуска и торможения. Это не только увеличивает срок службы механических узлов, но и позволяет адаптировать работу лебёдки под конкретные технологические условия шахтного подъёма.

3. **Ремонт редуктора и установка дискового тормоза.** Данный этап предусматривает дефектовку, очистку и восстановление зубчатых передач редуктора, замену изношенных подшипников и уплотнений. Установка современного дискового тормоза взамен устаревшей колодочной системы повышает точность торможения, снижает вероятность перегрева и обеспечивает более высокий уровень безопасности при аварийных остановках. Конструкция дискового тормоза отличается надёжностью, простотой обслуживания и стабильностью характеристик при многократных циклах включения.

4. **Монтаж датчиков натяжения и температуры.** Для повышения уровня автоматизации и оперативного контроля предлагается установка датчиков натяжения каната и температуры подшипников. Эти элементы обеспечивают возможность постоянного мониторинга технического состояния лебёдки в реальном времени. Информация от датчиков интегрируется в систему управления, что позволяет своевременно выявлять отклонения от

нормальных параметров и предотвращать аварийные ситуации. Такой подход способствует переходу к принципам предиктивного (прогнозного) обслуживания.

5. **Проведение испытаний и наладки системы.** Заключительный этап модернизации включает проведение пуско-наладочных работ, функциональных и нагрузочных испытаний модернизированной лебёдки. Проверяется корректность работы всех систем – электропривода, тормозного устройства, датчиков и системы автоматики. На основе результатов испытаний осуществляется окончательная регулировка параметров частотного преобразователя и систем защиты. Итогом данного этапа является подтверждение соответствия модернизированной лебёдки требованиям нормативно-технической документации и обеспечение безопасной эксплуатации в условиях шахтного производства.

Таблица 2 – Эффект от модернизации

Мероприятие	Стоимость, руб	Экономия, руб/год	Срок окупаемости, лет
Установка частотного преобразователя и датчиков	250 000	30 000 (энергия + ремонты)	8,3
Замена тормозной системы	80 000	10 000 (меньше ремонтов)	8
Полная замена двигателя на IE3	120 000	15 000	8
Полная модернизация (всё вместе)	450 000	55 000	≈ 8

В таблице представлены варианты модернизации и их эффективность. Ее можно проводить как постепенно, так и единоразово. Рассмотрим далее полную модернизацию, поскольку она обеспечивает совместимость всех обновлённых узлов и сокращает время простоя оборудования. Кроме того, единоразовое проведение работ снижает общие затраты и ускоряет окупаемость вложений.

Таблица 3 – Сравнение вариантов

Показатель	Сохранение ЛВ-25	Модернизация	Новая PLC-лебёдка
Кап. вложения, руб	0	450 000	1 800 000
Экономия в год, руб	0	55 000	50 000
Срок окупаемости	–	8 лет	22 года
Повышение безопасности	Среднее	Высокое	Крайне высокое
Автоматизация	Нет	Частичная	Полная

Стоимость модернизации оценивается в 450 тысяч рублей, при этом годовая экономия составляет около 55 тысяч рублей. Срок окупаемости проекта - 7–8 лет. Полная замена оборудования потребовала бы стоимостные вложения в 1,8 млн рублей и имела бы срок окупаемости 22 года, что делает полную модернизацию наиболее рациональным технико-экономическим решением.

Вывод. В результате анализа лебёдки ЛВ-25 были выявлены её ключевые преимущества и недостатки, что позволило определить направления для дальнейшего совершенствования

конструкции. Проведённое сравнение с современными аналогами, применяемыми в шахтной промышленности, подтвердило необходимость модернизации данной модели с целью повышения её технических и эксплуатационных характеристик. Разработанные предложения по обновлению электропривода, тормозной системы, элементов автоматики и систем безопасности направлены на повышение надёжности, энергоэффективности и уровня безопасности оборудования. Проведённая расчётно-аналитическая оценка доказала экономическую целесообразность модернизации лебёдки ЛВ-25, что подтверждает значимость проведённых мероприятий и перспективность их внедрения в промышленную практику.

Библиографический список:

1. ШахтСтрой [Электронный ресурс] URL:https://rudf.ru/oborudovanie/shaht-lebedki/lebedkalv25#:~:text=Лебедка%20состоит%20из%20следующих%20основных,а%20также%20для%20предохранения%20деталей (дата обращения: 09.10.2025).
2. ГОСТ Р ИСО 4254-4-99 «Лебедки трелёвочные. Требования безопасности». 2001. – с. 3.
3. Приказ Ростехнадзора № 534 от 15 декабря 2020 г. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», с. 53.
4. ГОСТ 12.2.047–86 «Механизмы подъёмно-транспортные. Требования безопасности», 2001. – 13 с.

УДК 665.613.22: 532.135

Оценка общей эффективности работы оборудования на магистральных нефтепроводах

Федоров П. В.[1], Федоров В. Т.[2]
1 – ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия,
2 –Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В отрасли трубопроводного транспорта нефти в направлении оценки эффективности работы магистральных нефтепроводов (далее-МН) был пройден путь от контроля удельного потребления электрической энергии, затрачиваемой на обеспечение единицы грузооборота, мониторинга коэффициента полезного действия насосных агрегатов и технологического участка (далее – КПД ТУ) МН до комплексной системы оценки эффективности работы ТУ МН.

Актуальность задачи по внедрению подходов оценки эффективности работы МН обусловлена необходимостью выявлять направления, по которым работа ведется недостаточно эффективно, а также определять величину потенциального улучшения.

Среди работ, в рассматриваемом вопросе, необходимо отметить научные труды А. Г. Гумерова, А. И. Гольянова, С. Г. Бажайкина, Л. М. Беккера, П. И. Тугунова, В. Ф. Новоселова, А. А. Шутова

В данной статье предпринята попытка рассмотреть опыт внедренного подхода оценки общей эффективности оборудования (далее - ОЭО) на ТУ МН и найти области для его дальнейшего совершенствования.

Изначально общая эффективность оборудования (OEE-overall Equipment Effectiveness) применялась для оценки организации работы в машиностроении и станкостроении, как инструмент управления и контроля эффективности рабочих процессов, а показатель OEE рассчитывали по формуле:

$$OEE = A \cdot P \cdot Q \quad (1)$$

где A- уровень доступности (availability);
P - производительность (performance);
Q - качество процессов (quality).

Далее произошла трансформация метода и его распространили на множество отраслей промышленности, экономики и бизнес-процессы.

Для отечественного трубопроводного транспорта OEE, преобразовался в ОЭО и стал включать следующие оценки: эффективность использования доступного рабочего времени, мера достижения минимальных удельных энергозатрат, уровень эффективности эксплуатации насосного оборудования и уровень циклической нагрузки линейной части [1].

$$ОЭО_{ф} = K_T \cdot K_C \cdot K_{Eуд} \cdot K_{П}, \quad (2)$$

где K_T – показатель, учитывающий фактическое время работы ТУ МН за рассматриваемый период;

K_C – показатель, учитывающий фактическую посекционную приведенную цикличность нагружения ТУ МН нарастающим итогом с 1 января анализируемого года;

$K_{ЕУД}$ – показатель, учитывающий фактическое удельное потребление электроэнергии для перекачки доведенного объема нефти/нефтепродуктов по ТУ МН за рассматриваемый период;

$K_η$ – показатель, учитывающий фактический КПД ТУ МН за рассматриваемый период.

При оценке работы для ТУ МН строится график изменения анализируемых параметров (удельных затрат, энергопотребления и КПД ТУ МН) от среднесуточной загрузки анализируемого участка выраженной в тыс./сут. (рис. 1).

По графикам оценивается местоположение рабочей точки за анализируемый месяц на кривых оптимального удельного потребления, общего энергопотребления и КПД ТУ МН, полученных для совокупности технологических режимов. Нахождение рабочей точки на оптимальных кривых и выше свидетельствует об эффективной работе оборудования ТУ МН.

Несмотря на удобство применяемого метода, существует ряд параметров, которые не учитываются в данном подходе, например немалозначимые вязкость нефти и грузооборот.

Строго говоря, все известные физически обоснованные факторы, влияющие на эффективность любого технологического процесса, должны учитываться в методе его оценки. Для магистрального транспорта нефти к таким факторам следует отнести: изменение температуры перекачиваемой нефти, ее вязкости, ограничения поставщиков нефти и энергоресурсов и изменения содержание парафина в нефти. Все вышеперечисленные факторы должны входить в оценку со знаком «плюс» поскольку компания, осуществляющая транспортировку, не может оказать влияние на факторы, не зависящие от нее. В связи с чем представляется целесообразным доработать существующий механизм для более точной оценки работы ТУ МН.

Методикой оценки установлены допустимые отклонения фактических значений показателей, входящих в ОЭО ТУ МН относительно плановых:

– показатель использования времени работы ТУ МН K_T – не более 5 %;

– показатель, учитывающий фактическую посекционную приведенную цикличность нагружения ТУ МН, K_C – 0 (не допускается);

– показатель оценки удельных затрат электроэнергии на перекачку доведенного объема продукта $K_{Eуд}$– не более 5 %;

– показатель достигнутого фактического КПД ТУ МН $K_η$ – 0 (не допускается).

В целом допустимый уровень снижения оценки ОЭО ТУ МН относительно планового значения за рассматриваемый период составляет не более 10 %.

Анализ применяемых оценок в формуле 2, показывает, что в качестве еще одного показателя эффективности компании, занимающейся транспортировкой нефти, целесообразно рассмотреть ввод показателя, учитывающий выполнение плана по выполнению объемов перекачки, т. е. грузооборота.

Для всестороннего рассмотрении вопроса следует отметить, что оценка влияния погрешности регистрируемых значений давлений на входе и выходе МНС, плотности нефти, расхода, потребляемой мощности насосными агрегатами в расчете КПД ТУ МН не предусматривается, что делает отсутствие допустимой величины снижения по данному показателю физически необоснованным. При этом методика выполнения мониторинга эффективности эксплуатации ТУ МН в регламенте [2] в форме реестра средств измерений, используемых для определения КПД насосных агрегатов предусматривает указание относительной погрешности приборов для измерения мощности, производительности, плотности и давления. В среднем диапазон изменения погрешности в расчете КПД может составлять от 1% до 2,5%, что определяется типом преобразователь расхода, маркой счетчика электроэнергии, преобразователя плотности жидкости и классом точности датчиков измерения давления.

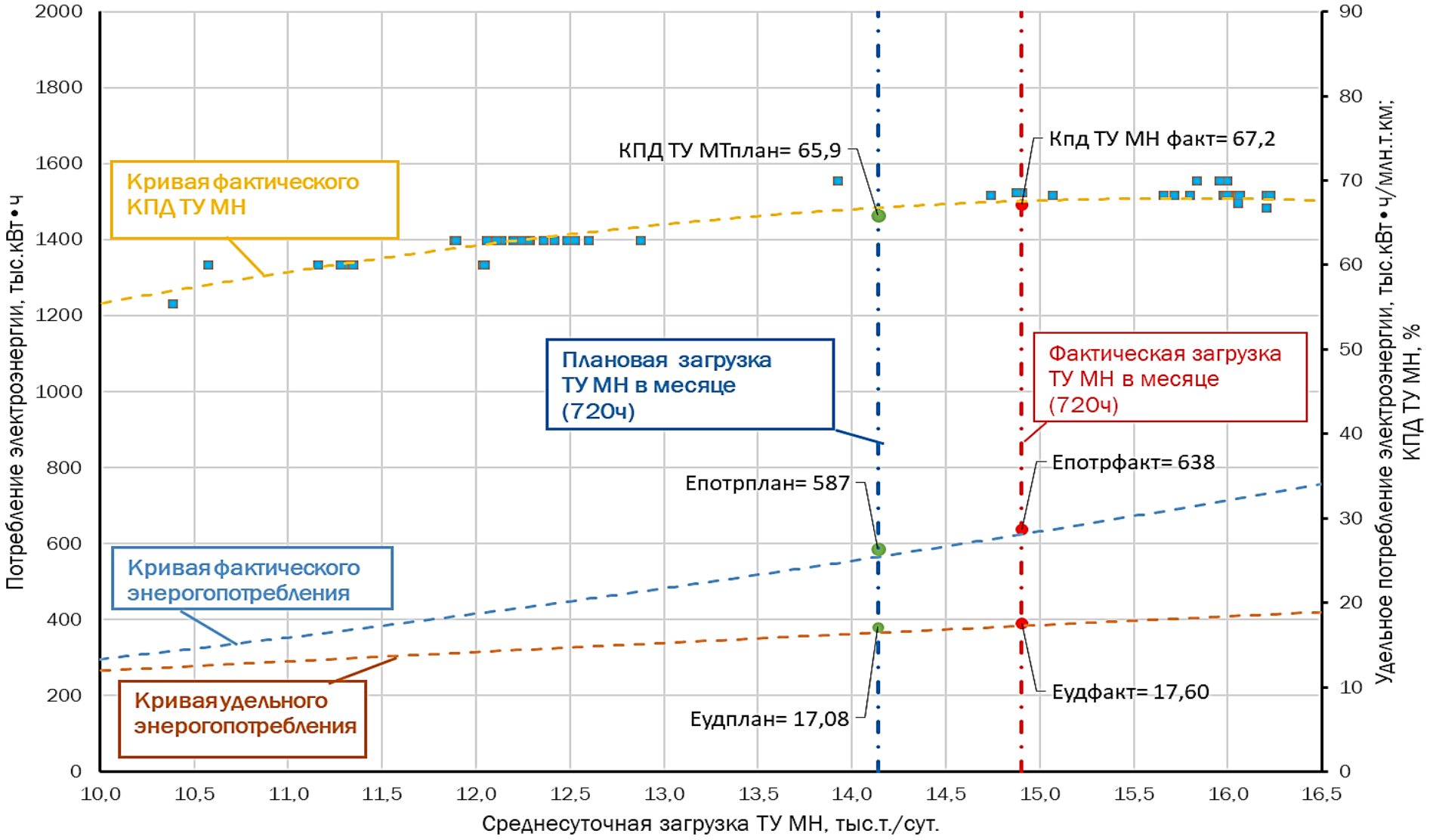


Рисунок 1 – График изменения параметров работы ТУ МН

Еще одним фактором, влияющим на выполнение допустимых ограничений по снижению КПД и удельных затрат, является изменение эффективного диаметра трубопровода. Регламентом, определяющим порядок очистки участков трубопровода [3] предусмотрено периодичность выполнения очистки участков МН, соответствующей условию уменьшения эффективного диаметра участков МН на 1 %. Следовательно, при прочих равных условиях работы участка можно оценить изменение потерь напора на трение применяя формулу Л. С. Лейбензона.

$$h_\tau = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m \cdot L}{D^{5-m}} \tag{3}$$

где L, D – протяженность и диаметр нефтепровода соответственно; Q- расход,
m – коэффициент для турбулентной режима течения, равный 0,25;
β- коэффициент равный 0,0247(для зоны Блазиуса);
v-кинематическая вязкость нефти.

Рост потерь напора на трение вызванного уменьшением эффективного диаметра на 1,0% составит 4,8%, что естественно отразится на эффективности его работы. Однако в данном случае нас интересует, смещение рабочих точек, вызванным ухудшением гидравлической характеристики участка. (см. рис2). В зависимости от напорной характеристики установленных насосных агрегатов, вызванное изменение производительности до 3,0% сместит рабочую точку на рисунке 1 влево, и как результат этого КПД насосов и ТУ МН снизится на величину, зависящую от крутизны КПД характеристик.

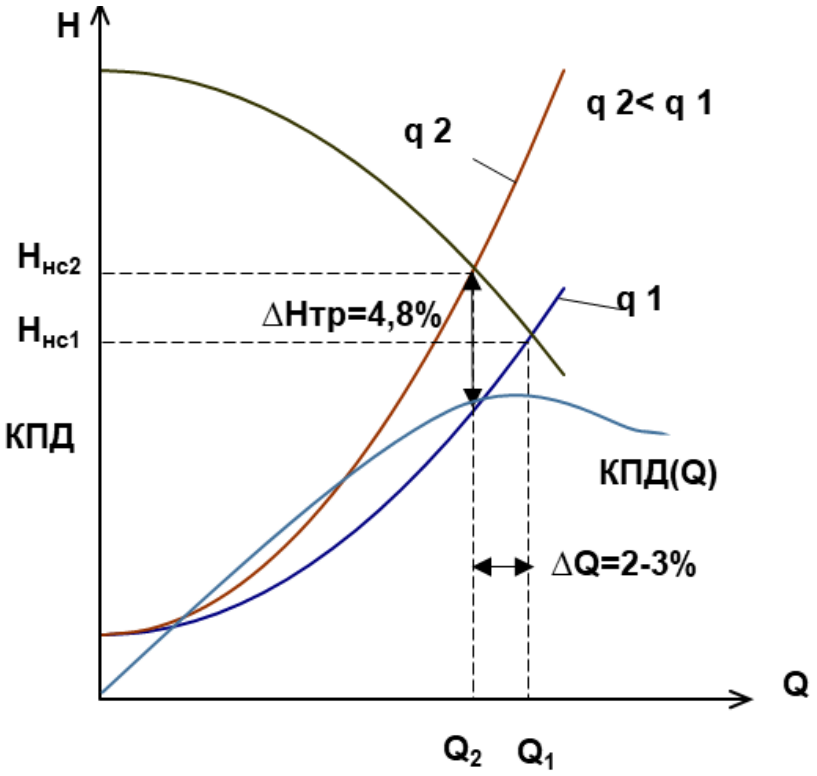


Рисунок 2 – Совмещенная характеристика трубопровода и насосной станции

Поскольку регламентами [2,3] допускается изменение факторов, влияющих непосредственно на величину КПД, отсутствие допустимого уровня в снижении данного параметра не имеет физического обоснования.

Внесение изменений в существующую методику позволило бы устранить подобные противоречия.

По аналогичным причинам следует рассмотреть возможность внесения допустимых отклонений от изменения плотности и вязкости нефти, что особенно характерно для трубопроводов, транспортирующих высоковязкие высокозастывающие нефти в неизотермических условиях [4].

Выводы:

1. Анализ влияющих факторов: диаметра трубопровода и погрешности измерительных приборов на показатель, учитывающий фактический КПД ТУ МН - одну из составляющих оценок ОЭО, показал необходимость определения физически обоснованного допустимого уровня снижения данного показателя.

2. Для совершенствования механизма оценок ОЭО предложено рассмотреть расширения перечня показателей и дополнить его оценкой выполнения планового грузооборота.

Библиографический список:

1, 2, 3 - Нормативные документы ПАО «Транснефть».

4 - Бахтизин Р. Н., Шутов А. А., Штукатуров К. Ю. Моделирование режимов работы трубопроводов с применением комплекса программ NIPAL 3.0. Нефтегазовое дело, 2004.

УДК 665.613.22: 532.135

Практические аспекты расчетов технологических режимов работы неизотермически эксплуатирующихся нефтепроводов

Федоров П. В.[1], Федоров В. Т.[2]

1 – ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия,

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

Расчет технологических режимов работы предусматривает определение основных параметров работы нефтепровода: производительность режима, давлений на входе, в коллекторе и выходе НПС и величины энергопотребления для каждой НПС. Для неизотермических нефтепроводов к стандартному перечню исходных данных о геометрии линейной части, длине, высотных отметках, характеристикам насосно-силового оборудования добавляется информация о теплопроводности нефти, изоляции МН, окружающего грунта, данные о температуре нефти, воздуха и грунта.

Вопрос получения данных о реологических характеристиках транспортируемой нефти требует отдельного рассмотрения и не является предметом текущего обсуждения. Как правило, указанные исходные данные принимаются по справочникам за исключением тех, по которым ведётся постоянный мониторинг, к ним относятся температура нефти на НПС, воздуха и грунта. Как результат, после разработки математической модели величины расчетных параметров режима имеют расхождения с фактическими значениями, что не позволяет перейти к использованию модели.

Теоретические основы динамики течения тепловых процессов в условиях неизотермической перекачки высоковязких нефтей изучались в работах Шутова А. А., Тугунова П. И., Губина В. Е., Новоселова В. Ф., Юфина В. А., Марона В. И., Гарисса Н. А., Скрипникова Ю. В., Тонкошкурова Б. А., Агапкина В. М., Новоселова В.В., Кутукова С. Е. [1-3]и др.

В данной работе представляет интерес раскрыть практические аспекты выполнения расчетов на примере модельного неизотермического МН (D = 720мм, L = 400км), состоящего из 5 расчетных участков. Опыт проведения теплогидравлических расчетов показывает, что основными причинами, вносящими погрешность в результаты расчетов температурного режима, являются несоответствие расчетных (справочных) величин теплопроводности грунта и его температуры фактическим значениям. При этом существенно в меньшей степени на погрешность оказывает влияние теплопроводность изоляции, включая тепловую изоляцию, что объясняется высокой достоверностью и точностью паспортных характеристик применяемых покрытий (толщины и теплопроводности).

В части гидравлической составляющей параметров режима погрешность расчетов потерь напора на трение и развиваемых напоров на НПС обусловлена отличием модельных геометрических характеристик линейной части и напорно-расходных характеристик насосного оборудования.

Калибровку полученной модели по потерям напора на ЛЧ допустимо производить за счет изменения эффективного диаметра и подбора коэффициентов для формулы Альтшуля:

$$\lambda = \mathrm{A}\left(\frac{k}{D} + 68/Re\right)^{B} \quad (1)$$

где k – эквивалентная абсолютная шероховатость, характеризует влияние состояния внутренней поверхности трубопровода на гидравлическое сопротивление, D – эффективный диаметр, Re-число Рейнольдса, A,B- коэффициенты.

Для ряда случаев, когда в расчетных программах коэффициенты A, B формулы Альтшуля не являются переменными величинами в расчётах допустимо использовать справочные значения, таким образом формула (1) примет вид:

$$\lambda = 0.11\left(\frac{k}{D} + 68/Re\right)^{0.25} \quad (2)$$

Где единственным способом корректировки расчетных потерь напора является подбор значений относительной шероховатости $\left(\frac{k}{D}\right)$.

Некоторые ПК имеют возможность автоматически проводить расчет каждого фактического режима из карты режимов, и сопоставлять фактическим данным каждого режима данные расчетного режима при заданных в исходных данных значениях коэффициентов Альтшуля. Результаты этого сопоставления для первого расчетного участка (L_1 = 81км) модельного нефтепровода представлены в рисунке 1.

При этом расчетное распределение температуры на участке как правило отличается от фактического, как пример значения температуры в начале второго (L_2 = 92км) расчетного участка для каждого фактического и расчетного режима представлены в рисунке 2.

Как указывалось ранее причина несоответствия расчётных и значений температуры нефти фактическим заключается в применении справочных величин теплопроводности грунта и его температуры.

Если температуру грунта можно оценить, используя информацию с датчиков, то для определения величины теплопроводности грунта необходимо проводить численные эксперименты.

Результат подбора значений теплопроводности грунта по длине модельного нефтепровода и соответствующее им распределение температуры нефти по длине представлены на рисунках 3,4.

Следует отметить, что полученные в ходе итеративного расчета значения теплопроводности грунта применимы только в ограниченный промежуток времени, поскольку теплопроводность грунта находится в сильной зависимости от его влажности. Например теплопроводность сухого грунта (суглинок) влажностью до 5 % составляет 0,87 Вт/м·ºС, при наличии 10 % влажности величина увеличивается до 1,75 Вт/м·ºС, при 20% - до 2,1 Вт/м·ºС.

В практике выполнения неизотермических расчетов наибольшую сложность представляет учет нестационарности тепловых режимов работы трубопровода.

Анализ фактических данных эксплуатации МН показал, что они постоянно эксплуатируются в нестационарных тепловых режимах.

Количественно стационарность теплового режима может быть оценена соответствующим временем релаксации (стабилизации), τ, (ч) [4]:

$$\tau \sim L^2 / a \quad (3)$$

где L - размеры зоны прогрева грунта вокруг «горячего» нефтепровода, м;

a - коэффициент температуропроводности, $м^2/ч$;

Принимая, что L ≈ 2÷5м и среднее значение a ≈ 0,002 $м^2/ч$, получим что время релаксации составляет 2000÷12500ч (3÷18 месяцев). Таким образом, для «горячих» МН стационарный тепловой режим теоретически и практически осуществлен быть не может.

Нестационарность теплового режима обуславливается наслоением «предыстории» переключений насосных агрегатов НПС, пунктов подогрева нефти, остановками и пусками МН.



Рисунок 1 – Фактические и расчетные потери напора для 1-го расчетного участка



Рисунок 2 – Фактические и расчетные значения потерь напора на трение и температур нефти 2-го расчетного участка

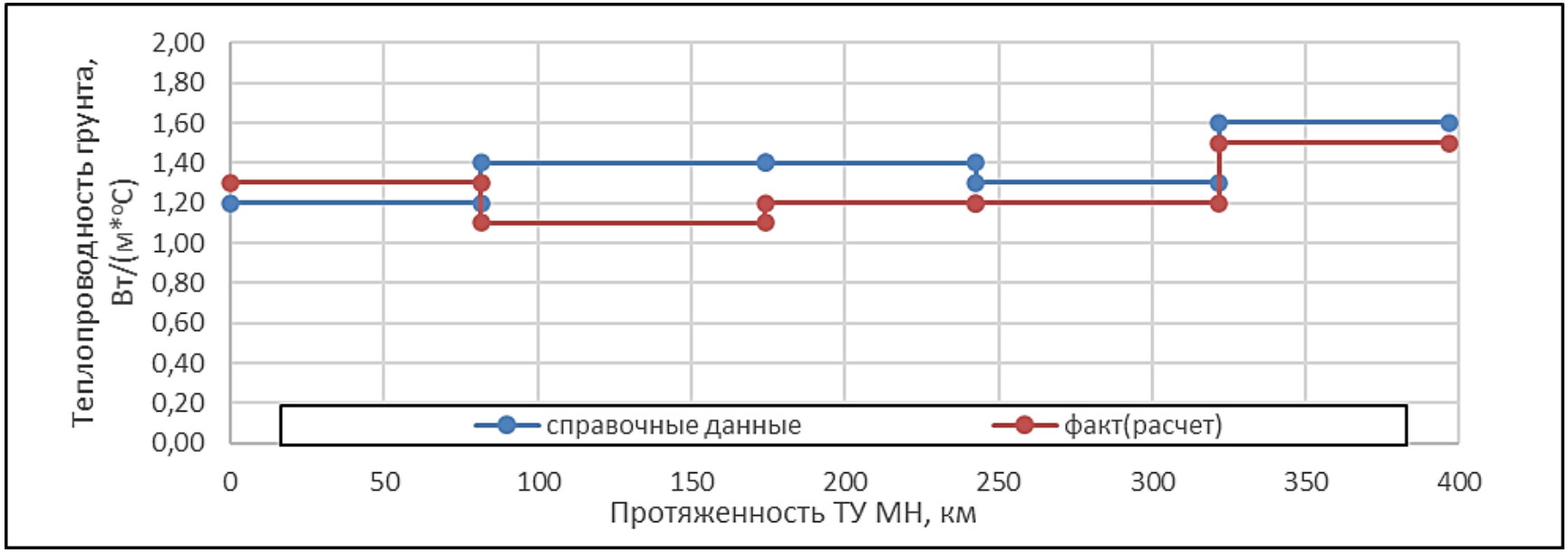


Рисунок 3 – Распределение теплопроводности расчетных участков модельного нефтепровода

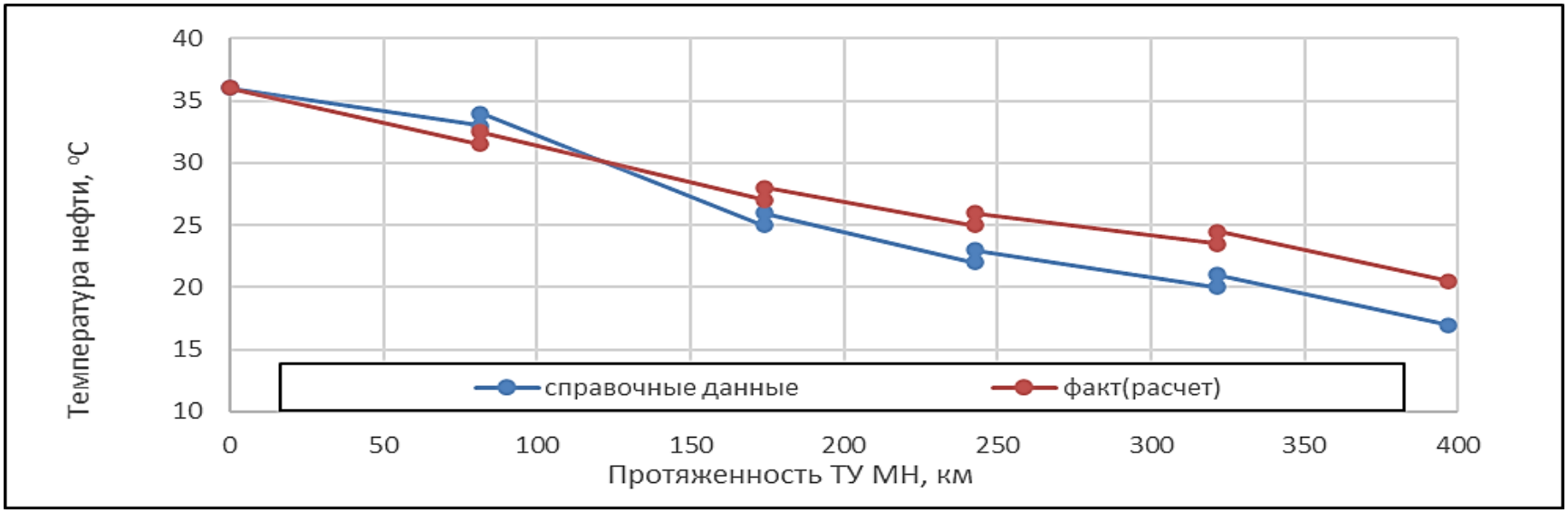


Рисунок 4 – Распределение температуры нефти модельного нефтепровода

Выводы:

1. При выполнении теплогидравлических расчетов качеству исходных данных о теплофизических характеристиках окружающей среды (грунта) следует уделять существенное внимание.

2. При отсутствии возможности проведения лабораторных испытаний по определению теплопроводности грунтов, целесообразно осуществить ее определение методом итеративного подбора.

3. При высокой погрешности результатов неизотермических расчетов следует искать причины в области технологических особенностей организации перекачки.

Библиографический список:

1. Губин В. Е., Скрипников Ю. В. Неизотермическое течение вязкопластичных нефтей по трубопроводу// Сб.тр./ВНИИСПТнефть.-Уфа: ВНИИСПТнефть,1972.- Вып.9.
2. Марон В. И., Юфин В. А. Коэффициент гидравлического сопротивления «горячих» нефтепроводов. – Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1974, № 2, с.3-4
3. Шутов А. А., Губин В. В. Прогрев грунта в процессе пуска «горячего» трубопровода. - Нефтяное хозяйство, М., 1974, № 7, с.11-17.
4. Тугунов П. И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. - М.: «Недра»,1984, 224 с.

УДК 622.2

Определения оптимального способа транспортировки продуктов при освоении новых месторождений

Яхяев Н. Ш., Тожиев О. О., Девликамов Р. Н., Усмонов Л. М., Сатторов М. О.
Бухарский государственный технический университет, г. Бухара, Узбекистан

На территории Узбекистана в результате поисково-разведочных работ к настоящему времени открыты свыше 294 месторождений нефти и газа в разработке находятся более 200 месторождений, в том числе 36 нефтяных и 24 нефтегазовых и газонефтяных месторождений а также 26 нефтегазоконденсатных. Узбекистан делает последовательные шаги в данном направлении и успешно реализует с иностранными компаниями ряд проектов в нефтегазовом секторе экономики. Важным среди проектов, бесспорно, будет оставаться эффективная и своевременная разработка промышленных запасов нефти и газа с максимальными объемами добычи продукта на каждом месторождении. Немаловажная роль здесь принадлежит эффективным способам эксплуатации систем сбора, подготовки нефти и газа.

Современное нефтегазодобывающее предприятие – это сложный хозяйственный субъект, вобравший в себя последние достижения науки и техники и который обеспечивает добычу, сбор, подготовку и первичную переработку нефти и попутного газа с максимальным извлечением ценных компонентов их транспорт (готовой товарной продукции - нефть, газовый конденсат, пропан-бутановые фракции, товарный газ) на дальнейшую переработку и потребителям. На каждом месторождении или для группы месторождений, согласно проектам, сооружаются технологические комплексы с соответствующей инфраструктурой.

На месторождениях в целях добычи нефти от добывающих скважин прокладываются шлейфы труб до сборных пунктов, оборудованных замерными устройствами дебита скважин и узлами учета добываемой продукции. Обеспечивается герметизированная подача нефти до установок подготовки нефти, где происходит отделение от нефти попутного газа, пластовой воды с примесями. Для этого прокладываются коллектора, обеспечивающие транспорт газожидкостных потоков под избыточным давлением энергии пласта или насосов. В состав установки подготовки нефти входят сепараторы, отстойники, печи подогрева эмульсии, резервуары, насосы для перекачки нефти, пластовой воды, химических реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии и солеотложении). Транспорт нефти может

осуществляться по нефтепроводу непосредственно на нефтеперерабатывающие заводы или до пунктов налива в автомобильные или железнодорожные цистерны. Пункты отправки и приема оборудуются узлами замера и учета нефти [1].

В обустройство системы сбора, подготовки и транспорта нефти месторождений входит также решение вопросов очистки и утилизации попутного газа и пластовой воды. Кроме этого для нормального функционирования нефтяного месторождения требуются вспомогательные объекты – энерго- и водоснабжения, канализации и связи, транспортная сеть, пожарное депо, ремонтный цех и пр. Таким образом, система сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти являясь неотъемлемой частью любого месторождения должна обеспечивать – учет, сбор, подготовку (разгазирование, обезвоживание, обессоливание), магистральный транспорт от мест подготовки до НПЗ или перевалочного пункта и хранение в резервуарах нефти на весь период разработки месторождения.

Для вновь открытого месторождения, как правило, разрабатываются два проекта: проект разработки и проект обустройства.

Продукцией нефтяных скважин на начальной стадии освоения месторождения являются нефть и попутный нефтяной газ (нефтяной газ). По мере увеличения срока разработки месторождения нефть обводняется минерализованной, в основном хлористыми солями, водой. В результате продукцией нефтяных скважин становятся водонефтяная эмульсия (ВНЭ) и нефтяной газ.

Вместе с нефтью из скважин на поверхность выносятся и механические примеси. Их количество в общей массе добываемой нефти незначительно – в среднем не более 0,1 % масс. Но, так как диаметр механических примесей редко превышает 10 мкм, их поверхность контакта с добываемой нефтью оказывается чрезвычайно большой. Это обстоятельство на промыслах часто отрицательно влияет на технологический процесс подготовки нефти.

Для оптимизации проект разработки месторождения должен включать следующие вопросы:

1) режим работы месторождения; 2) темп отбора нефти по годам; 3) коэффициент нефтеотдачи и методы воздействия на пласт с целью его увеличения; 4) система размещения скважин на месторождении; 5) изменение дебитов скважин, пластового давления, газового фактора и степени обводнения продукции скважин по годам; 6) технико-экономическое сравнение различных вариантов разработки месторождения.

В соответствии с проектом разработки составляется проект обустройства месторождения, предусматривающий: 1) систему сбора нефти, газа и пластовой воды; 2) рациональное размещение установки подготовки нефти; 3) нефтепровод товарной нефти с узлами учета и пунктами налива; 4) а там где предусмотрено поддержание пластового давления систему заводнения или сайклинга. К проекту обустройства в соответствии с современными требованиями необходимо также разрабатывать документы: заявление на воздействие на окружающую среду (ВЗВОС) и декларацию по промышленной безопасности на опасный производственный объект (ОПО).

Трубопроводы, транспортирующие продукцию скважин на нефтяных месторождениях, подразделяются:

1) по назначению – на нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, нефтегазоводопроводы и водопроводы (водоводы); 2) по величине напора – на напорные и безнапорные; 3) по рабочему давлению – на трубопроводы высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6 МПа) и низкого (0,6 МПа) давления; 4) по способу прокладки – на подземные, надземные, наземные и подводные; 5) по функциональному назначению – на выкидные линии, идущие от устьев скважин до групповой замерной установки; нефтяные, газовые, водяные и нефтегазоводяные сборные коллекторы; товарные нефтепроводы; 6) по гидравлической схеме работы – простые трубопроводы, не имеющие ответвлений и сложные трубопроводы, имеющие ответвления к которым относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы.

Трубопроводы, транспортирующие воду к нагнетательным скважинам с целью поддержания пластового давления подразделяются на: а) магистральные водопроводы; б) подводящие водопроводы, прокладываемые от магистральных водопроводов до КНС; в) разводящие водоводы, прокладываемые от КНС до нагнетательных скважин.

Нефть и ее примеси транспортируются по выкидным линиям до АГЗУ за счет перепада давления между устьем скважины и АГЗУ. Выкидные линии в зависимости от дебита скважин принимаются диаметром от 50 до 150 мм и прокладываются под землей. Протяженность выкидных линий определяется технико-экономическими расчетами и может достигать 4 км. От АГЗУ, к которой по выкидным линиям подводится продукция 14–56 скважин (в зависимости от числа Спутников, определяемых технико-экономическими расчетами), до ДНС или УПН обычно прокладывается сборный коллектор диаметром от 200 до 500 мм и протяженностью от 2 до 10 км. Для сбора нефтяного газа и передачи его потребителям на площадях нефтяных месторождений сооружаются сборные газопроводы.

При составлении проекта обустройства, прежде всего, руководствуются расположением скважин, предусмотренным проектом разработки данного месторождения, и дебитами этих скважин. По известному расположению скважин на месторождении с учетом рельефа поверхности выбирают места расположения групповых замерных установок и трассы всех трубопроводов.

Трассой трубопровода является линия, определяющая положение трубопровода на местности. Эта линия, нанесенная на карту или план местности, называется планом трассы.

Проектирование трубопроводов на площади месторождения сводится к решению следующих основных задач: 1) выбор рациональных длин и диаметров выкидных линий и сборных коллекторов, отвечающих минимуму расхода металла; затрат на их строительство и эксплуатационных издержек; 2) гидравлический, тепловой и механический расчет трубопроводов, транспортирующих как однофазную, так и многофазную жидкость (нефть, газ, вода); 3) выбор трассы трубопроводов; 4) составление продольных профилей, характеризующих трассу трубопроводов. Гидравлический расчет трубопроводов при движении по ним однофазных жидкостей сводится обычно к определению или диаметра D, или начального давления p_1, или пропускной способности Q по известным формулам общей гидравлики. Основой гидравлических расчетов трубопроводов является известное уравнение Бернулли:

$$\left(z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g}\right) - \left(z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g}\right) = h_{тр} + h_{м.с} \qquad (1)$$

Каждый член уравнения в скобках имеет размерность высоты: z – геометрические отметки различных точек линии тока над плоскостью сравнения (геометрический напор); $p/(\rho g)$- пьезометрический напор; $v^2/2g$ – скоростной напор. Сумма $z + p/(\rho g)$ называется потенциальным напором. Сумма всех трех слагаемых называется полным напором жидкости в данном живом сечении. С энергетической точки зрения слагаемые уравнения Бернулли представляют собой удельную (приходящуюся на единицу веса жидкости) энергию: $[z + p/(\rho g)]$-удельная потенциальная энергия; $v^2/(2g)$ – удельная кинетическая энергия. При движении жидкостей по трубам энергия расходуются в основном на преодоление сил трения $h_{тр}$ и местных сопротивлений $h_{м.с}$ в трубопроводах (задвижки, вентили, колена и т. д.) [2].

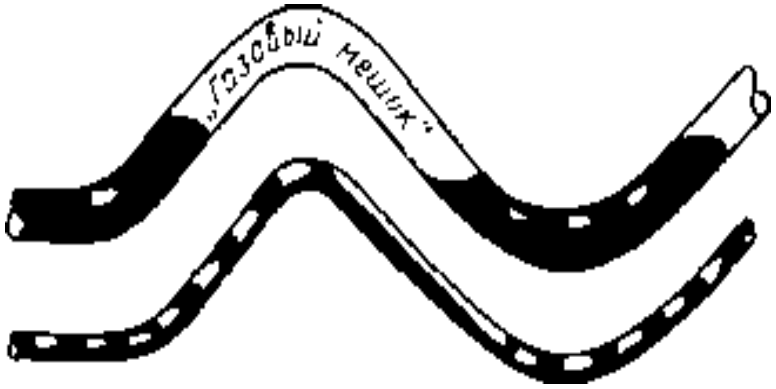


Рисунок 1 – Структура потока газожидкостной смеси в сборном коллекторе большого и малого диаметра

Чаще всего рекомендуется вместо одного большого коллектора (наг.ример, диаметром 400 мм) укладывать два сборных коллектора диаметром 200 и 330 мм, равновеликих по площади большому.

На рисунке 1. приведена примерная схема структуры потока газожидкостной смеси в коллекторе большого и малого диаметра при одной и той же подаче жидкости и газа в эти коллекторы. Из рисунка видно, что в коллекторе большого диаметра вследствие пониженной скорости потока (0,2–0,3 м/с) в повышенных местах газ выделяется из жидкости (сепарация), а в коллекторе малого диаметра вследствие большой скорости потока выделения газа из жидкости в повышенных местах местности не происходит. Поэтому в коллекторе большого диаметра режим движения будет пульсирующим, а в коллекторе малого диаметра – равномерным, без пульсаций.

Библиографический список:

1. А. Р. Хафизов, Н. В. Пестрецов, В. В.Чеботарев и др. Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование. Учебное пособие. - Уфа: "Фэн", 2002. – 576 с.
2. Hevard D. Oil and gas production handbook an introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry. – Oslo: 2013.

УДК 681.51

Применение автоматизированного комплекса мониторинга для управления процессом транспортирования нефтепродуктов по полевому магистральному трубопроводу

Калашник Г. Г., Горожанин И. В.
ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», г. Москва, Россия

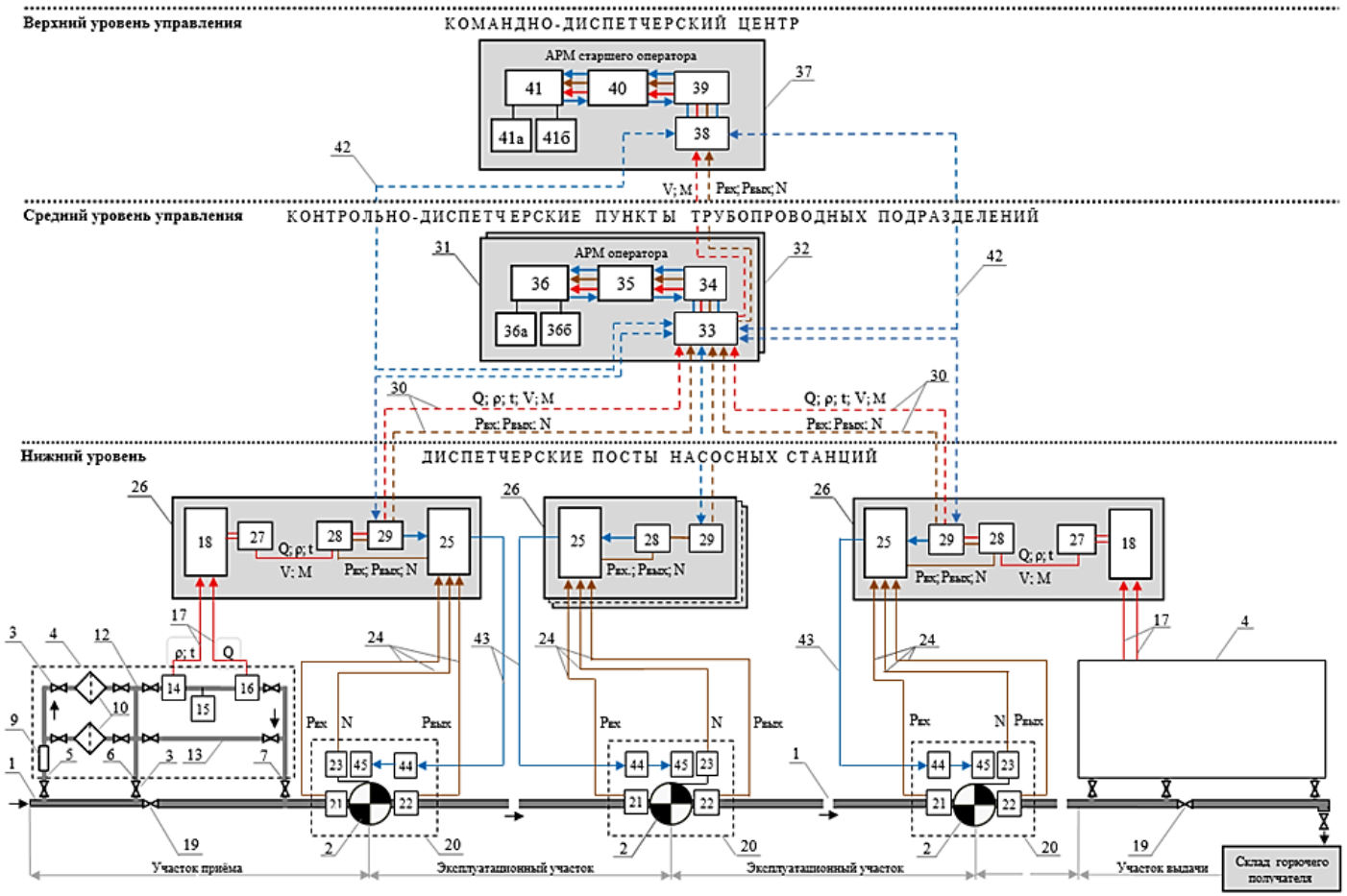
В статье приведены результаты использования комплекта оборудования многоуровневого автоматизированного комплекса мониторинга процессом транспортирования нефтепродуктов в ходе эксплуатации полевого магистрального трубопровода. Подготовлены предложения по предлагаемым вариантам их размещения на пунктах управления, комплектации и применению.

*Ключевые слова***:** автоматизированный комплекс**,** автоматический поточный плотномер-термометр, блок управления, блок питания, блок ввода информации, диспетчерский пост, инвертор, контроллер-вычислитель, контроллер режимов работы насосной станции, модуль информационно-измерительный, модуль управления, мониторинг, насосная станция, передвижная насосная установка, переключатель напряжения, полевой магистральный трубопровод, электрогенератор дизельный.

Одним из направлений развития и технического оснащения трубопроводных частей, связанных с эксплуатацией полевых магистральных трубопроводов (ПМТ), является совершенствование процесса управления транспортированием нефтепродуктов по трубопроводу.

Реализация данного направления возможна путем поэтапного строительства и развития мобильного автоматизированного комплекса мониторинга (АКМ) процесса транспортирования нефтепродуктов по ПМТ с целью совершенствования функциональных возможностей диспетчерской службы по объективному и своевременному информационному обеспечению пунктов управления трубопроводных частей. С применением АКМ ПМТ обеспечивается дистанционный контроль и анализ параметров перекачиваемого горючего и режимов работы насосных станций, технического состояния и герметичности эксплуатационных участков ПМТ в зонах ответственности трубопроводных подразделений, оперативное обнаружение, регистрация и сигнализация о фактах и местах утечек (проливов) в результате нарушения герметичности (повреждения) трубопровода, координация действий резервных групп и патрульно-аварийных команд по своевременному устранению аварий и неисправностей.

Кроме того, АКМ ПМТ обеспечивает информационный обмен результатами измерений параметров перекачиваемых нефтепродуктов и режимов работы насосных станций между пунктами управления (ПУ) трубопроводной части с использованием двустороннего канала беспроводной связи, аппаратного и программного обеспечения (рис. 1).



1 – полевой магистральный трубопровод ПМТП-100/-150; *2* – насосная станция; *3* – задвижка ПМТП; *4* – модуль информационно-измерительный узла дистанционного контроля параметров транспортируемых нефтепродуктов; *5* – входной коллектор модуля информационно-измерительного; *6* – резервный коллектор; *7* – выходной коллектор; *17*, *24* – кабельные линии связи; *18* – контроллер с блоками управления и индикации параметров нефтепродукта; *19* – задвижка ПМТП для перекрытия основной линии трубопровода; *20* – модуль контроля режимов работы насосной станции; *21*, *22* – датчики давления; *25* – контроллер режимов работы насосной станции; *26* – модуль управления диспетчерского поста насосной станции; *30* – информационные каналы; *31*, *32* – модуль управления контрольно-диспетчерского пункта; *34*, *39* – коммутатор ЛВС; *35*, *40* – сервер полевой; *36*, *41* – автоматизированное рабочее место оператора; *37* – модуль управления командно-диспетчерского центра; *42*, *43* – двусторонние каналы управления; *44* – регулятор давления

Рисунок 1 – Блок-схема автоматизированного комплекса мониторинга процесса транспортирования нефтепродуктов по ПМТ

АКМ ПМТ представляет мобильный многоуровневый комплект аппаратных и программных средств дистанционного контроля и управления, включающий совокупность измерительных устройств, узлов и приборов, программно-технических средств и средств связи, распределенных на эксплуатационных участках ПМТ и закрепленных за диспетчерскими постами насосных станций, ПУ трубопроводных подразделений и командными пунктами (КП) трубопроводной части, осуществляющий сбор, обработку и отображение информации, анализ состояния параметров перекачиваемых нефтепродуктов и режимов работы НС, выработку управляющих воздействий на каждый объект на основе информации о состоянии совокупности объектов управления [1].

Организационно-техническую основу АКМ ПМТ на всех уровнях управления эксплуатационного участка трубопровода составляют диспетчерские посты насосных станций (ДП НС), контрольно-диспетчерские пункты (КДП) трубопроводных подразделений и командно-диспетчерский центр (КДЦ) трубопроводной части [1,2]. Оснащение ДП НС, КДП и КДЦ предлагается на базе промышленно выпускаемых в Российской Федерации технических изделий.

На нижнем уровне контроля и управления транспортированием нефтепродуктов по ПМТ размещаются ДП НС. На пунктах управления подразделений среднего уровня управления транспортированием нефтепродуктов закрепленного участка трубопровода предлагается размещать КДП. На КП верхнего уровня управления предлагается размещать КДЦ [2].

На пунктах управления всех уровней с использованием комплекта оборудования АКМ ПМТ осуществляется дистанционный контроль и анализ параметров процесса транспортирования нефтепродуктов по трубопроводу, включающий: сбор и отображение результатов измерения параметров перекачиваемых нефтепродуктов и режимов работы НС на блоках индикации контроллеров ДП НС; формирование и беспроводную передачу информации от ДП НС на ПУ трубопроводных подразделений с использованием технических средств передачи данных (по радиоканалу) в режиме реального времени; реализацию алгоритма сбора, обработки, отображения показателей перекачиваемых нефтепродуктов, рабочих и аварийных режимов работы НС на технологической схеме ПМТ с привязкой к местности электронной карты автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора (старшего техника) АКМ ПМТ на КДП; документирование в электронных журналах учета полученной от ДП НС информации [2, 3].

ДП НС в составе АКМ ПМТ предназначены для непрерывного контроля перекачки горючего и герметичности закрепленного участка трубопровода, передачи на средний уровень управления информации о режимах работы НС, фактах, времени, интенсивности и местонахождении утечек (проливов), аварий и неисправностей на трубопроводе, приема управляющих команд и передачи подтверждений об их исполнении. Кроме того, ДП НС могут использоваться трубопроводными подразделениями в автономном режиме.

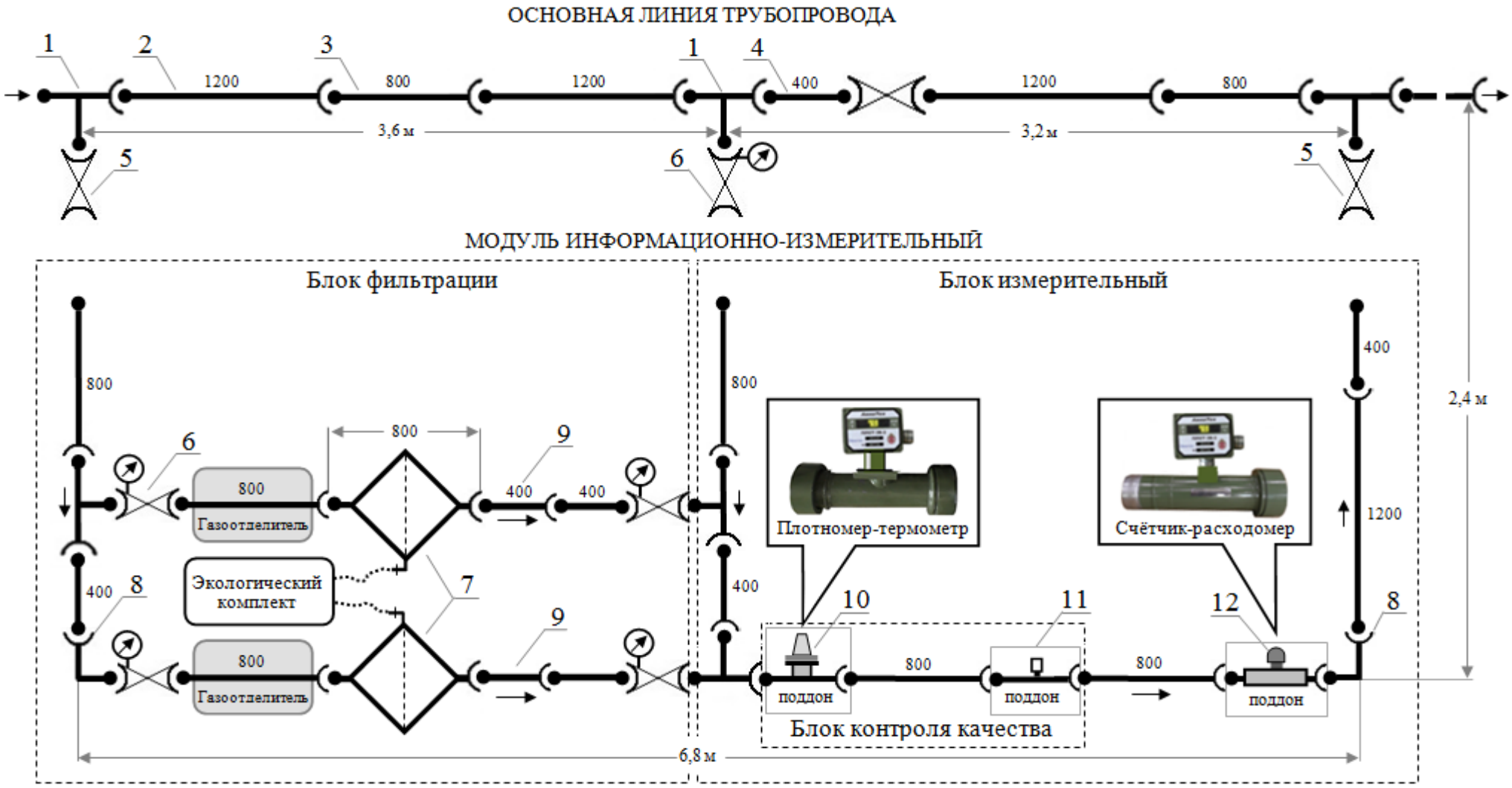
Работу ДП НС обеспечивают: на начальном пункте трубопровода узлы дистанционного контроля показателей транспортируемых нефтепродуктов (УДК ПТН) и режимов работы насосной станции (УДК РРНС); контроллеры, блоки питания и ввода информации в составе модуля управления ДП НС; на промежуточных ДП НС – УДК РРНС; на ДП конечного пункта трубопровода – УДК ПТН [2].

УДК ПТН включает модуль информационно-измерительный (МИИ), модуль управления, комплект вспомогательного оборудования и обеспечивает постоянный дистанционный контроль процесса транспортирования горючего по трубопроводу в рабочем диапазоне измерений от 15 до 180 $м^3$/ч и передачу информации по кабельным линиям связи на контроллер [3, 4].

МИИ устанавливается в технологической обвязке на байпасе основной линии трубопровода на расстоянии 12–18 м перед НС начального пункта трубопровода и на конечном пункте эксплуатационного участка ПМТ [3, 4].

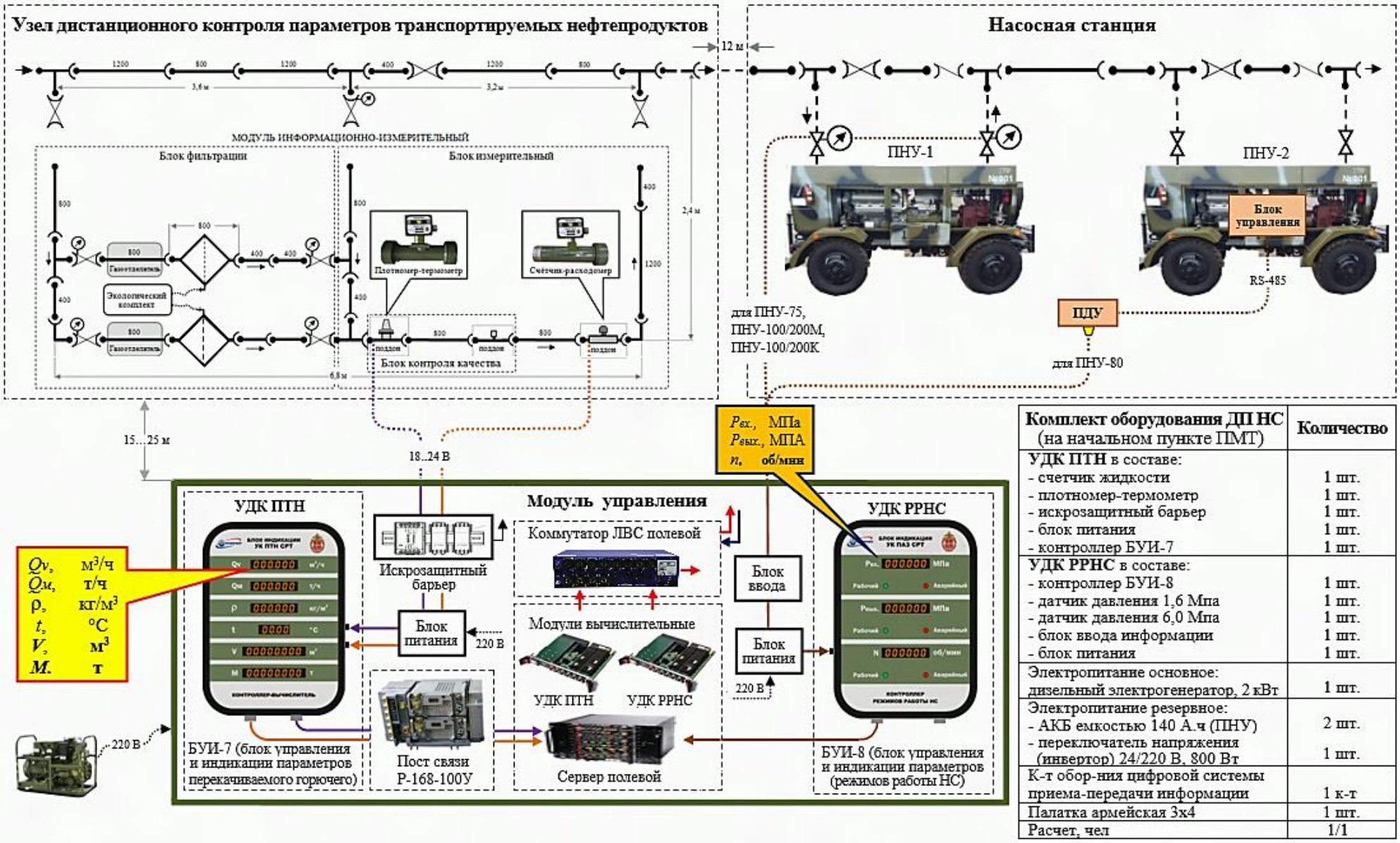
МИИ УДК ПТН включает сборно-разборный комплект трубопроводного и технологического оборудования, блоки фильтрации и измерительного оборудования, а также комплект вспомогательного оборудования (рис. 2).

Технологическое оборудование УДК ПТН включает применяемые в составе блока фильтрации основной и резервный фильтры-газоотделители ФЖУ-100-2,5 (рис. 3) для удаления воздуха (паров нефтепродуктов) из потока перекачиваемого нефтепродукта, защиты чувствительных элементов от механических повреждений и обеспечения устойчивой работы приборов в составе блока измерительного оборудования МИИ [3, 4].



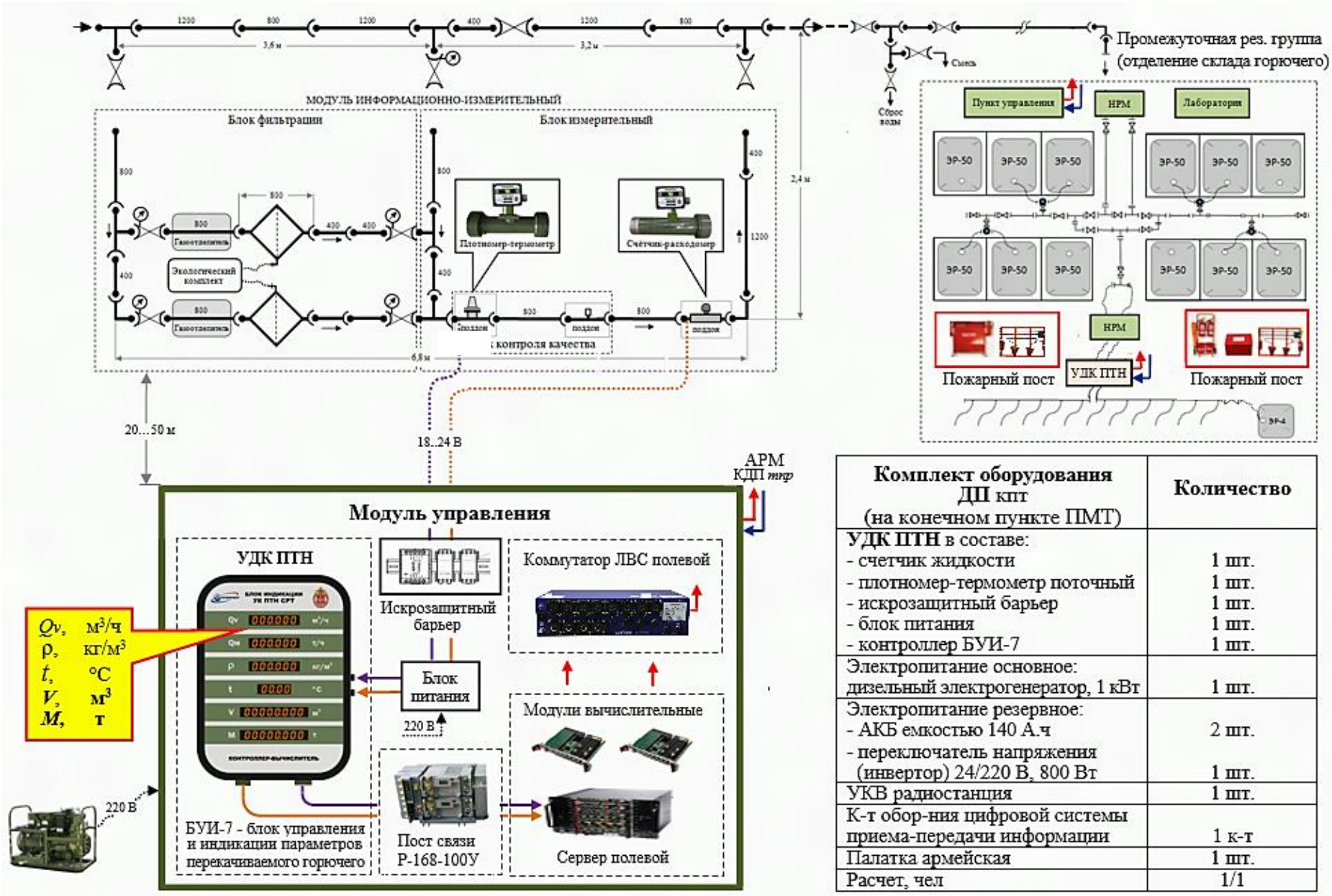
1 – тройник Ду-100 (6 шт.); *2* – вставки ПМТП-100 «манжета-раструб» (1200 мм – 4 шт.); *3* – вставки ПМТП-100 «манжета-раструб» (800мм – 6 шт.); *4* – вставки ПМТП-100 «манжета-манжета» (400 мм – 5 шт.); *5* – задвижка ПМТП-100 (2 шт.); *6* – задвижка ПМТП-100 с манометром (5 шт.); *7* – фильтр-газоотделитель Ду-100 (2 шт.); *8* – угольник 90° (2 шт.); *9* – вставка «манжета-раструб» 400 мм (3 шт.); *10* – автоматический поточный плотномер-термометр; *11* – пробоотборное устройство; *12* – счетчик жидкости

Рисунок 2 – Технологическая схема модуля информационно-измерительного УДК ПТН



Комплект оборудования ДП НС (на начальном пункте ПМТ)	Количество
УДК ПТН в составе:	
- счетчик жидкости	1 шт.
- плотномер-термометр	1 шт.
- искрозащитный барьер	1 шт.
- блок питания	1 шт.
- контроллер БУИ-7	1 шт.
УДК РРНС в составе:	
- контроллер БУИ-8	1 шт.
- датчик давления 1,6 Мпа	1 шт.
- датчик давления 6,0 Мпа	1 шт.
- блок ввода информации	1 шт.
- блок питания	1 шт.
Электропитание основное: дизельный электрогенератор, 2 кВт	1 шт.
Электропитание резервное:	
- АКБ емкостью 140 А.ч (ПНУ)	2 шт.
- переключатель напряжения (инвертор) 24/220 В, 800 Вт	1 шт.
К-т обор-ния цифровой системы приема-передачи информации	1 к-т
Палатка армейская 3х4	1 шт.
Расчет, чел	1/1

Рисунок 3 – Предлагаемый вариант размещения оборудования и комплектации диспетчерского поста насосной станции на начальном пункте трубопровода



Комплект оборудования ДП кпт (на конечном пункте ПМТ)	Количество
УДК ПТН в составе: - счетчик жидкости - плотномер-термометр поточный - искрозащитный барьер - блок питания - контроллер БУИ-7	 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
Электропитание основное: дизельный электрогенератор, 1 кВт	1 шт.
Электропитание резервное: - АКБ емкостью 140 А.ч - переключатель напряжения (инвертор) 24/220 В, 800 Вт	2 шт. 1 шт.
УКВ радиостанция	1 шт.
К-т обор-ния цифровой системы приема-передачи информации	1 к-т
Палатка армейская	1 шт.
Расчет, чел	1/1

Рисунок 4 – Предлагаемый вариант размещения оборудования и комплектации диспетчерского поста на конечном пункте трубопровода

Блок измерительного оборудования включает счетчик жидкости, автоматический поточный плотномер-термометр и манометры. При необходимости выполнения ручных измерений возможно использование пробоотборника универсального ПМТП-100/150 и лабораторного комплекта [2, 3, 4].

Счетчик жидкости СЖ-ППТ-100-2,5 предназначен для преобразования физических величин количества проходящей жидкости в цифровую информацию. Обеспечивает хранение данных в собственной памяти, их выдачу по проводным линиям связи на внешний контроллер-вычислитель и отражение на блоке индикации показателей перекачиваемого по ПМТ горючего.

Автоматический поточный плотномер-термометр Плот-3Б-2 (рисунок 5) предназначен для измерения плотности и температуры горючего, перекачиваемого по ПМТ, передачи данных по проводным линиям связи на контроллер-вычислитель и отражение измеренных значений на блоке индикации [3, 4].

Модуль управления ДП НС при работе в автономном режиме включает контроллер-вычислитель, контроллер с блоком управления и отображения режимов НС; искрозащитный барьер, блоки питания и ввода информации; пост связи [4, 5].

Контроллер-вычислитель с блоком индикации для отображения параметров перекачиваемых по трубопроводу нефтепродуктов применяется для дистанционного контроля параметров процесса транспортирования горючего по трубопроводу, измеряемых при помощи счетчика жидкости и автоматического поточного плотномера-термометра в составе модуля управления перекачкой ДП НС. Питание счетчика жидкости, плотномера-термометра и контроллера осуществляется через блок питания и искрозащитный барьер.

Комплект вспомогательного оборудования включает дизельный электроагрегат, систему резервного электроснабжения, оборудование обеспечения бесперебойного электропитания (стабилизатор напряжения), вводно-соединительное и кабельное имущество (кабели информационные и питания), экологические поддоны и сборные емкости [4, 5].

На рисунке 3 представлен предлагаемый вариант размещения оборудования УДК ПТН и комплектации модуля управления ДП НС на начальном пункте трубопровода, на рисунке 4 – предлагаемый вариант на конечном пункте трубопровода.

На НС начального пункта и конечных пунктах трубопровода при выдаче горючего в промежуточную резервуарную группу (ПРГ) или на склад (отделение склада) горючего с использованием комплекта оборудования УДК ПТН осуществляется дистанционный контроль показателей перекачиваемых нефтепродуктов: подачи (Q, м^3/ч), плотности (ρ, кг/м^3), температуры (t, ℃), суммарного объема (V, м^3) и итоговой массы (M, т).

Измеренные значения показателей транспортируемых нефтепродуктов отображаются на блоках индикации контроллера-вычислителя УДК ПТН и контроллера режимов работы НС.

Предлагаемый вариант размещения комплекта оборудования и комплектации УДК РРНС для диспетчерского поста промежуточной насосной станции представлен на рисунке 5.

УДК РРНС обеспечивает дистанционный контроль заданных и аварийных режимов работы НС при применении передвижных насосных установок (ПНУ) ПНУ-75, ПНУ-100/200М, ПНУ-100/200К с использованием датчиков измерения давления малогабаритных, устанавливаемых в клапанных штуцерах задвижек на входной линии обвязки перед насосной станцией и выходной линии обвязки после насосной станции.

Датчики давления КОРУНД-ДИ-001М-IP68 и КОРУНД-ДИ-001М-IP16 предназначены для обеспечения непрерывного преобразования измеряемых параметров в унифицированный электрический сигнал постоянного тока, передачи информации через цифровой интерфейс связи на контроллер режимов работы НС и отображение на блоке индикации (рис. 9).

Передача информации обеспечивается по кабельным линиям связи от датчиков давления на контроллер режимов работы НС, на блоке индикации которого отображаются два показателя (рис. 10): давление на входном трубопроводе (Pвх., МПа); давление на выходном трубопроводе (Pвых., МПа).

Комплект оборудования ДП НС (*тпо*) (промежуточный)	Средства перекачки НС	
	ПНУ-100/200М, ПНУ-100/200К, ПНУ-75	ПНУ-80
База	Палатка армейская 3х4	
УДК РРНС в составе: - контроллер БУИ-8 - датчик давления 1,6 Мпа - датчик давления 6,0 Мпа - блок ввода информации - блок питания	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.	1 шт. и цифровой интерфейс связи RS-485
Электропитание основное: дизельный электрогенератор мощностью 2 кВт	1 шт.	1 шт.
Электропитание резервное: - АКБ емкостью 140 А.ч (ПНУ) - переключатель напряжения (инвертор) 24/220 В, 800 Вт	2 шт. 1 шт.	2 шт. 1 шт.
УКВ радиостанция	1 шт.	1 шт.
Комплект оборудования цифровой системы приема-передачи информации	1 к-т	1 к-т
Расчет, чел	1/1	1/1

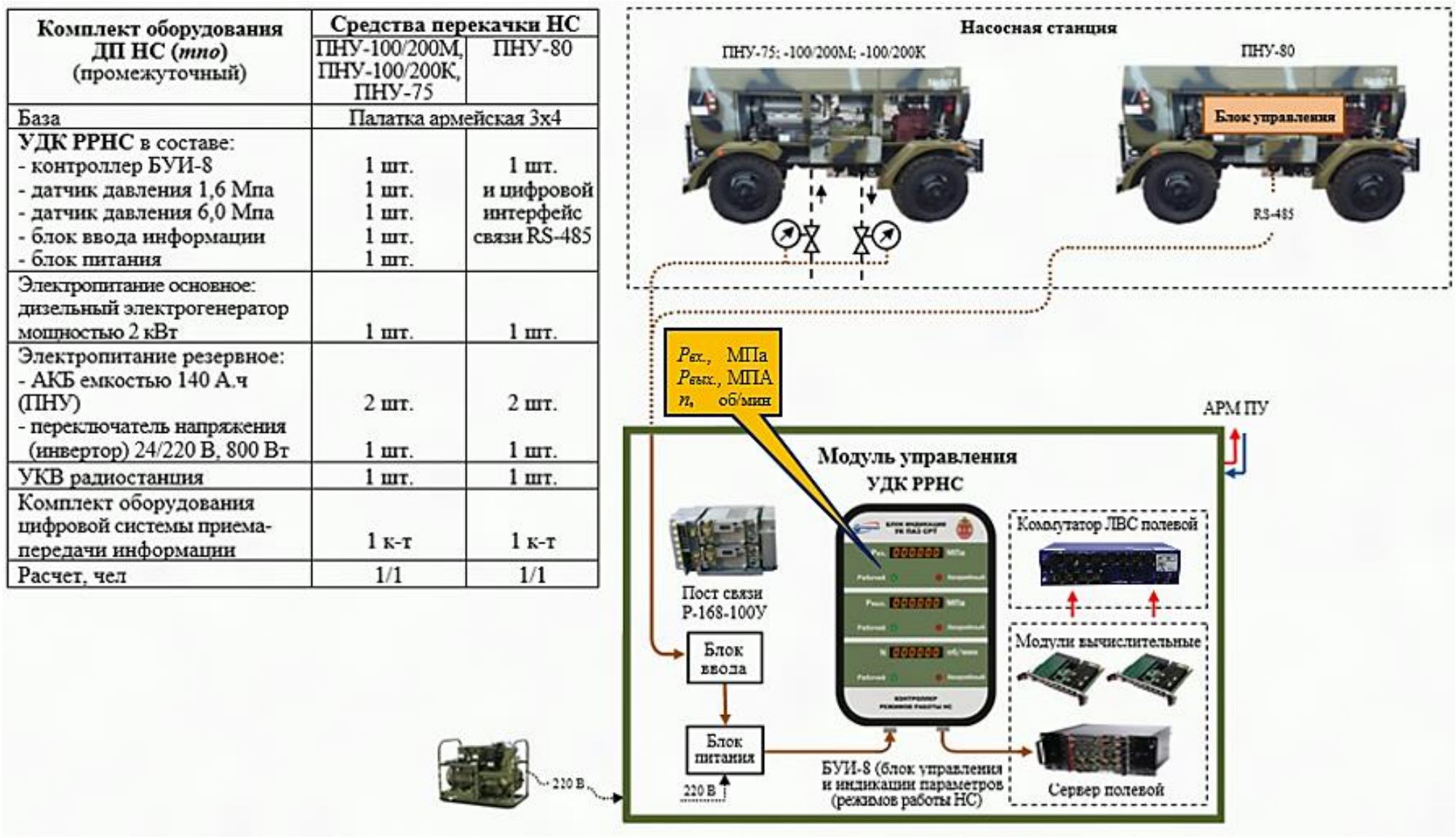


Рисунок 5 – Предлагаемый вариант размещения оборудования УДК РРНС и комплектации диспетчерского поста промежуточной насосной станции

Для разрабатываемой передвижной насосной установки ПНУ-80 и других перспективных средств перекачки дистанционный контроль режимов работы НС предлагается осуществлять путем передачи информации по информационному каналу связи через цифровой интерфейс RS-485 от блока управления системы автоматического управления (САУ) установки трех показателей рабочего режима (давление на входной линии трубопровода *Р*вх., МПа; давление на выходной линии трубопровода *Р*вых., МПа; число оборотов вала двигателя *n*, об/мин) на контроллер режимов работы НС с блоками управления, индикации параметров, световой и звуковой аварийной сигнализации [5].

Комплект оборудования УДК РРНС предлагается применять на НС начального пункта трубопровода и всех промежуточных НС для постоянного контроля их рабочих или аварийных режимов. При этом аварийные режимы работы НС определяются на ДП в результате постоянного дистанционного контроля давления потока перекачиваемого горючего при изменениях заданных показателей рабочего давления.

В ходе войсковых испытаний в июле-августе 2024 г. проводились исследования работы комплектов оборудования УДК ПТН и УДК РРНС в составе ДП НС на начальном пункте трубопровода ПМТП-150, развернутого для подачи дизельного топлива (рис. 6 и 6, *а*).



Рисунок 6 – Оборудование УДК ПТН и УДК РРНС в составе ДП НС на начальном пункте трубопровода ПМТП-150 (июнь-август 2024 г.) и трубопровода ПМТП-100 (май-октябрь 2025 г.)



Рисунок 6, *а* – Контроллеры в составе модуля управления диспетчерского поста насосной станции

Для определения факта и местоположения нарушений герметичности линии ПМТ при авариях и неисправностях в составе АКМ ПМТ предлагается использование возможностей приборного оборудования УДК РРНС и УДК ПТН. Определение места и интенсивности объема утечки возможно производить на основе расчетно-параметрического метода по фиксированию изменений показателей давления на входе и выходе НС, частоты вращения вала двигателя, а также использования метода линейного баланса и возможностей УДК ПТН для определения подачи в начале и конце участка трубопровода при установившемся режиме транспортировки с последующей автоматизированной обработкой полученных данных и выполнением необходимых расчетов.

В результате проведенных исследований была подтверждена непрерывная стабильная работа узлов ДП НС и возможность автономного использования на участках приема горючего из железнодорожного (водного) транспорта. С учетом полученного опыта эксплуатации сделан

вывод о целесообразности применения комплектов оборудования УДК ПТН при передаче в ПРГ и отделения склада горючего, выполнении ответвлений от основной линии ПМТ, приеме от узлов отбора нефтепродуктов магистральных нефтепродуктопроводов, а также трубопроводными подразделениями, действующими автономно на разобщенных направлениях.

Исследования показали, что при перекачке НС начального пункта трубопровода ПМТП-150 дизельного топлива марки ДТ-Л ежедневно обеспечивалась стабильная подача в пределах от 42 $м^3$/ч до 50 $м^3$/ч, что составляло менее 5 % от заявленного диапазона расходов турбинного счетчика СЖ-ППТ-100 (от 15 до 180 $м^3$/ч). По данным предприятия-изготовителя, при стабильном расходе, установленном в пределах 10 % от общего диапазона расхода на данный вид счетчика, класс его точности (относительная погрешность) соответствует ±0,15 % [6]. По данным производителя допускаемая абсолютная (относительная) погрешность измерения плотности автоматическим поточным плотномером Плот-3Б-2 (исполнение Б) при температуре контролируемой жидкости и окружающей среды в диапазоне от минус 20 до +50 °С составляет ±0,5 кг/$см^3$ (0,05 %) [7]. Метрологические характеристики счетчика жидкости и поточного плотномера были подтверждены результатами периодической поверки в ФБУ «Ростест-Москва». Учитывая, что суммарная погрешность указанных приборов контроля, измеряемые параметры которых используются при вычислении массы перекачиваемого нефтепродукта, составляет менее 0,25 %, предлагается использовать комплекты оборудования УДК ПТН на начальном и конечном пунктах трубопровода для учета количества горючего, принятого в трубопровод и выданного из него.

Модуль управления ДП НС при работе в составе АКМ ПМТ содержит: рабочее место дежурного диспетчера, контроллер-вычислитель с блоком обработки и индикации параметров перекачиваемого горючего; контроллер с блоком управления и отображения режимов работы НС; блоки питания и ввода информации; пост связи, стабилизатор напряжения, комплекс технических средств (модули вычислительные, сервер полевой, коммутатор локальной вычислительной сети, антенно-мачтовое устройство и пр.) и специальных программ цифровой системы приема-передачи информации и управляющих команд.

В ходе проведенных войсковых испытаний при эксплуатации ДП НС на начальном пункте трубопровода ПМТП-150 проводились исследования по апробации в работе оборудования УДК ПТН, УДК РРНС и контроллеров модуля управления при различных вариантах обеспечения электропитанием потребителей – основном и резервном.

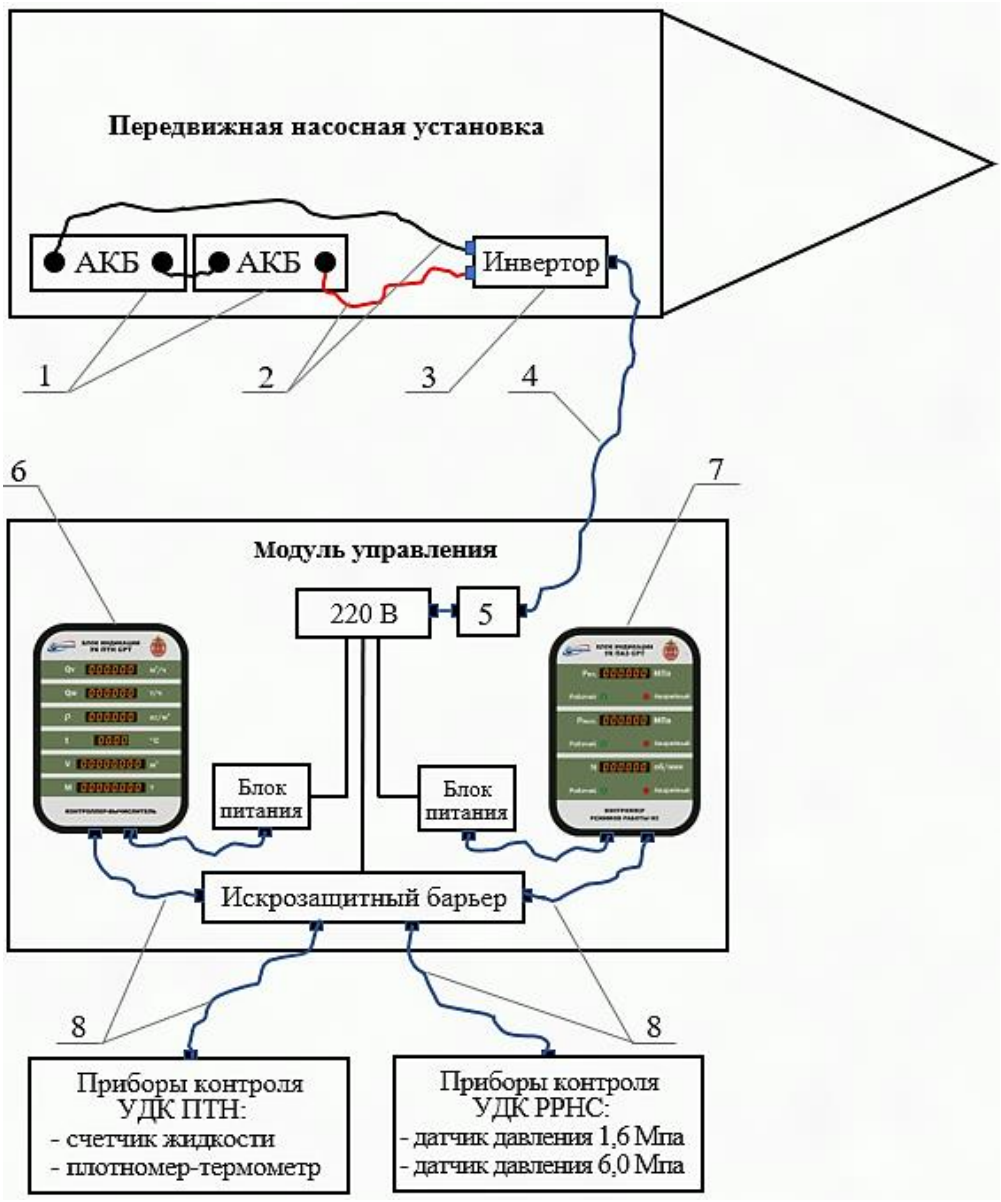
Основное электропитание потребителей УДК ПТН, УДК РРНС и модуля управления ДП НС обеспечивалось от дизельного электрогенератора мощностью 2 кВт через блоки питания и ввода информации, искрозащитный барьер и блок стабилизации напряжения.

В качестве резервного источника для электропитания потребителей УДК ПТН, УДК РРНС и контроллеров модуля управления ДП НС использовали бортовую электросеть передвижной насосной установки ПНУ-100/200К с подключением инвертора (переключателя напряжения) 24/220 В выходной мощностью 600 Вт к клеммам аккумуляторных батарей установки. Применяемый в ходе исследований способ обеспечения резервным электропитанием позволяет постоянное напряжение 24 В от аккумуляторных батарей емкостью 140 А·ч бортовой электросети ПНУ (75; 100/200К; 100/200М и др.) преобразовать в переменное 220 В, что делает возможным работу приборов контроля с обеспечением их защиты от перепадов (скачков) напряжения и снижает риски выхода из строя.

Проведенная в июле 2024 г. апробация обеспечения резервным электропитанием потребителей (УДК ПТН, УДК РРНС и контроллеров модуля управления ДП НС) прошла с положительным результатом.

Применяемое оборудование: аккумуляторные батареи передвижной насосной установки ПНУ-100/200К, преобразователь напряжения (инвертор) 24/220 В, комплект соединительных проводов с зажимами, удлинитель, стабилизатор напряжения.

Схема подключения к бортовой электросети ПНУ потребителей (приборов контроля – счетчиков жидкости, автоматического поточного плотномера-термометра, датчиков давления) узлов дистанционного контроля, блоков питания и контроллеров модуля управления ДП НС представлена на рисунке 7.



1 – аккумуляторные батареи передвижной насосной установки;
2 – соединительные провода с зажимами, подключенные к клеммам аккумуляторных батарей;
3 – преобразователь напряжения (инвертор) 24/220 В; 4 – удлинитель; 5 – стабилизатор напряжения; 6 – контроллер-вычислитель; 7 – контроллер режимов работы насосной станции;
8 – кабельные линии

Рисунок 7 – Схема обеспечения резервным электропитанием потребителей диспетчерского поста насосной станции

Дистанционный контроль и управление перекачкой горючего с использованием комплекта оборудования АКМ ПМТ включает: сбор, анализ и отображение результатов измерения показателей перекачиваемых нефтепродуктов и режимов работы насосных станций на блоках индикации контроллеров ДП НС; формирование и беспроводную передачу информации от ДП НС на средний уровень с использованием технических средств передачи данных в режиме реального времени (по радиоканалу); реализацию алгоритма сбора, обработки, отображения показателей перекачиваемых нефтепродуктов, рабочих и аварийных режимов работы НС на технологической схеме ПМТ с привязкой к местности электронной карты АРМ оператора АКМ ПМТ на КДП; документирование полученной от ДП НС информации в электронных журналах учета [5].

Для управления перекачкой горючего на среднем уровне предлагаются контрольно-диспетчерские пункты, размещаемые на пунктах управления трубопроводных подразделений.

Компоновка модуля управления КДП обеспечивает его функционирование на всех уровнях управления процессом транспортирования горючего по трубопроводу и включает: рабочее место и АРМ оператора (старшего техника) АКМ ПМТ, оснащенное защищенной ПЭВМ с одним или несколькими видеомониторами и снабженное программным обеспечением и сетевыми протоколами обмена; пост связи; сервер управления полевой с направляющими для установки дополнительных модулей контроля технического состояния ПМТ, управления и координации действий резервных групп и патрульно-аварийных команд, формирования приказов, распоряжений, донесений (управляющих команд), соединенный с АРМ оператора; коммутатор локальной вычислительной сети полевой; комплекс технических средств и специальных программ приема-передачи цифровой информации и управляющих команд в открытом сегменте [5].

Апробация работы и демонстрация возможностей модуля управления экспериментального образца КДП трубопроводного подразделения проводилась в ходе подготовки и проведения войсковых испытаний в июне 2021 г. (рис. 8).



Рисунок 8 – Модуль управления контрольно-диспетчерского пункта трубопроводного подразделения в ходе проведения войсковых испытаний (июнь 2021 г.)

КДП на среднем уровне обеспечивают управление транспортированием нефтепродуктов на закрепленном эксплуатационном участке ПМТ: прием информации от ДП НС трубопроводных подразделений; обработку, хранение и отображение параметров процесса транспортирования нефтепродукта, рабочих и аварийных режимов работы НС на технологической схеме с привязкой к местности электронной карты АРМ оператора (старшего техника) АКМ ПМТ; документирование полученной информации в электронных журналах учета; дистанционный контроль технического состояния ПМТ; управление и координацию действий резервных групп и патрульно-аварийных команд (ПАК), информационный обмен с АРМ оператора командно-штабной машины на ПУ трубопроводного подразделения и АРМ оператора КДЦ верхнего уровня управления на командном пункте трубопроводной части; прием и доведение управляющих команд (распоряжений) [1, 3, 5].

Модуль управления КДП трубопроводного подразделения соединяется двусторонней беспроводной связью с соответствующим входом программного блока сервера управления процессом транспортирования нефтепродуктов по трубопроводу КДЦ верхнего уровня управления. При этом блоки контроля и управления КДП трубопроводных подразделений и КДЦ трубопроводной части выполнены с возможностью замены друг друга по функциям контроля и управления в виде индивидуальных мобильных модулей на базе обитаемого кузова-контейнера закрытого типа, приспособленного к перевозке всеми видами транспорта, оборудованного системами жизнеобеспечения и возможностью автономного функционирования систем и оборудования АКМ ПМТ [1, 5]. При необходимости возможно размещение модуля управления КДП трубопроводных подразделений и КДЦ трубопроводной части в подготовленных укрытиях (блиндажах).

КДЦ трубопроводной части верхнего уровня управления на основе анализа информации о состоянии всей совокупности НС трубопровода осуществляет: подготовку управляющих команд и воздействий с использованием двустороннего диспетчерского канала беспроводной связи верхнего уровня управления комплекса технических средств и специальных программ приема-передачи цифровой информации и управляющих команд на КДП трубопроводных подразделений среднего уровня управления и через ДП НС нижнего уровня управления; доведение управляющих команд и распоряжений до КДП трубопроводных подразделений и ДП НС; прием докладов об исполнении [1, 3, 5]. Модуль управления АКМ ПМТ командно-диспетчерского центра трубопроводной части в ходе проведения войсковых испытаний в июне-августе 2021 г. представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Модуль управления АКМ ПМТ командно-диспетчерского центра трубопроводной части в ходе проведения войсковых испытаний (июнь-август 2021 г.)

Автономное функционирование потребителей АКМ ПМТ на КДП и КДЦ обеспечивается от дизельного электрогенератора и системы резервного электроснабжения.

Вариант схемы информационных каналов и каналов управления перекачкой горючего между диспетчерскими постами НС и ПУ на примере эксплуатационного участка трубопроводного подразделения представлен на рисунке 10.

Таким образом, поэтапное строительство и развитие в трубопроводных частях и подразделениях АКМ процесса транспортирования нефтепродуктов по ПМТ, представляющего собой мобильный многоуровневый комплект аппаратных, программно-технических средств дистанционного контроля и средств передачи данных, взаимосвязанных между собой, размещаемых на пунктах управления и закрепленных за трубопроводными подразделениями, позволит обеспечить оптимальный охват эксплуатационного участка трубопровода техническими, аппаратными и программными средствами объективного дистанционного контроля показателей перекачиваемого горючего в режиме реального времени, создание условий оперативного реагирования на изменение динамики дистанционно контролируемых показателей параметров потока горючего, информационное обеспечение на всех уровнях управления для своевременного принятия управленческих решений на основе информации о состоянии совокупности объектов управления на этапе эксплуатации трубопровода.

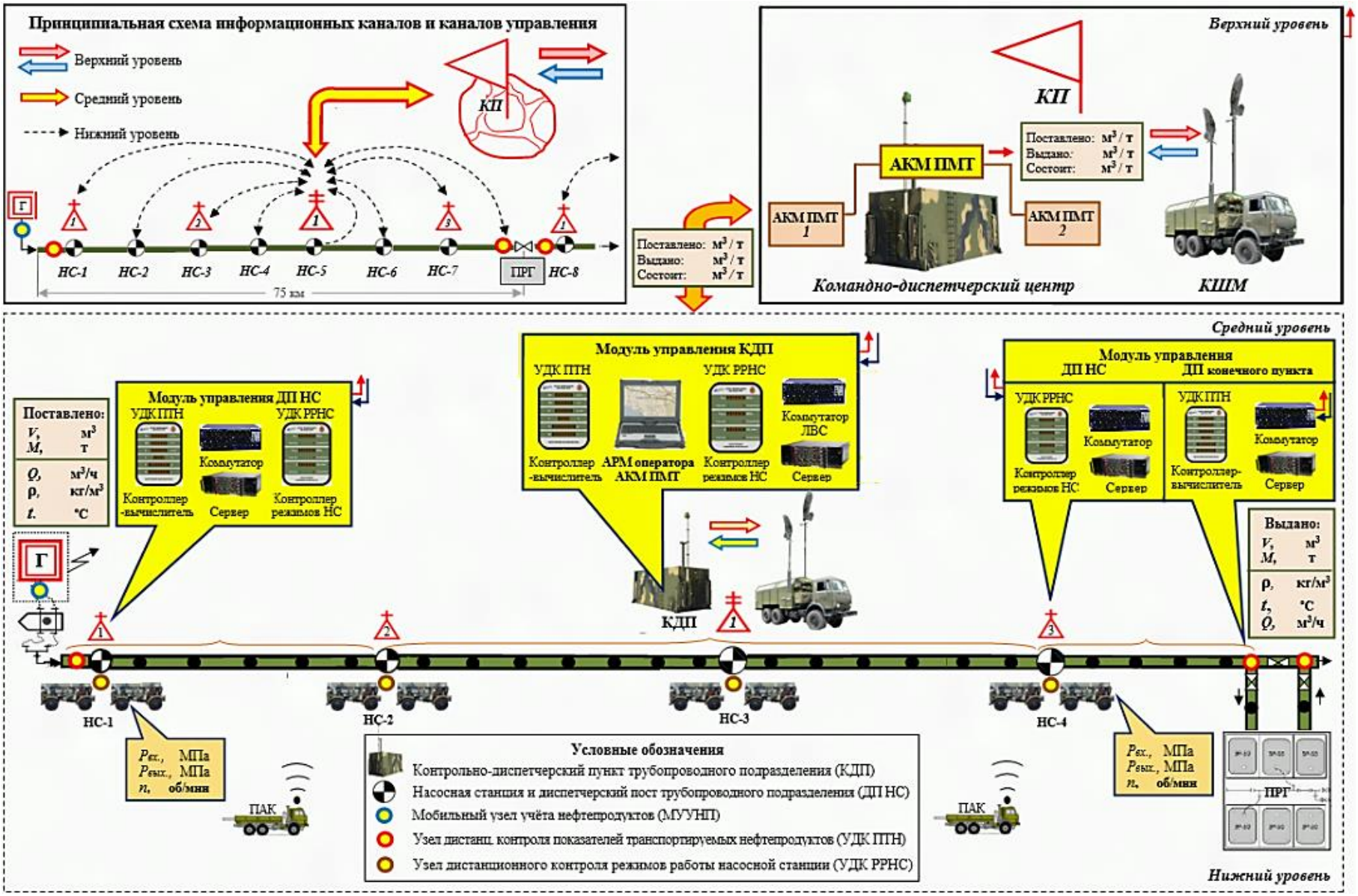


Рисунок 10 – Схема информационных каналов и каналов управления перекачкой горючего между диспетчерскими постами насосных станций и пунктами управления (вариант)

На современном этапе строительства и развития АКМ ПМТ для трубопроводных частей и подразделений возможно автономное использование комплектов оборудования УДК ПТН на диспетчерском посту НС начального пункта трубопровода и на конечном пункте трубопровода, УДК РРНС – на начальной и промежуточных НС, при приеме горючего из железнодорожного (водного) транспорта, от узлов отбора нефтепродуктов магистральных нефтепродуктопроводов, развертывании ответвлений от основной линии ПМТ, приеме-выдаче горючего на промежуточных резервуарных группах (отделениях склада горючего) и трубопроводными подразделениями, выполняющими задачи на разобщенных направлениях.

Применение автоматизированного комплекса мониторинга процесса транспортирования нефтепродуктов по ПМТ позволит существенно расширить функциональные возможности диспетчерской службы трубопроводных частей и, соответственно, повысить эффективность управления перекачкой горючего.

Библиографический список:

1. Патент № 2812007 Российская Федерация, МПК: G05B 19/418 (2006.01). Автоматизированный комплекс мониторинга процесса транспортирования нефтепродуктов по наземному сборно-разборному полевому магистральному трубопроводу с соединением «раструб»: № 2023124101C: заявл. 19.09.2023: опубл. 22.01.2024 / Калашник Г.Г., Плотникова К.С., Маркин В.А., Мельников Д.И., Дроздов Д.А., Сеоев Л.В.; патентообладатель Федеральное автономное учреждение «25 Государственный научно-исследовательский институт химмотологии Министерства обороны Российской Федерации». – Бюл. № 3.

2. Середа, В. В. Автоматизированная система мониторинга процессов применения сборно-разборных трубопроводов / В. В. Середа, Г. Г. Калашник, Ал.В. Елькин, Л. В. Сеоев // Наука и технологии. Том 2: Материалы XXXIX Всероссийской конференции. – г. Москва: РАН, 2019. – С.99–109.

3. Калашник, Г. Г. Перспективные направления строительства и развития автоматизированной системы управления технологическими процессами применения сборно-разборных трубопроводов / Г. Г. Калашник, Д. И. Мельников // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2020. – Вып. № 59. – С. 585–607.

4. Калашник Г. Г. Разработка узла контроля параметров процесса транспортирования нефтепродуктов по сборно-разборным трубопроводам / Г. Г. Калашник, Ал.В. Елькин // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2020. – Вып. № 59. – С. 626–646.

5. Исследования по разработке комплекта оборудования автоматизированной системы мониторинга сборно-разборного трубопровода. Шифр «Свирск-20». Этап 3. Инв. № 4765. Промежуточный отчет по НИР / ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России». – М., 2022. – С.52-63, 76-90, 168-180, 183-188, 193-210.

6. Счетчики жидкости турбинные СЖ-ППТ. Руководство по эксплуатации. 802.00.00.00 РЭ. АО «Промприбор», г. Ливны. 70 с. (2019).

7. Плотномер ПЛОТ-3Б-2. Руководство по эксплуатации. АУТП.414122.032 РЭ. ЗАО «АВИАТЕХ», г. Арзамас. 23 с. (2018).

УДК 622.692.4.053

Методика определения оптимальной очередности вывода в ремонт участков линейной части магистрального трубопровода

Попова А. И.[1], Попов Н. И.[2], Семиткина Е. В.[3]
1 - ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург, Россия,
2 - ООО «Газпром трансгаз Москва», г. Москва, Россия,
3 – Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

Введение

Магистральный трубопроводный транспорт – стратегический для России вид транспорта с наибольшим объемом грузооборота. Средний возраст многих действующих трубопроводов в России превышает 30 лет, так как большинство построено с 1960 по1980 годы. По данным Росстата [1] износ основных фондов магистральных трубопроводов составляет 57,5 %.

В виду ограниченности ресурсов в настоящее время важной проблемой является выбор для капитального ремонта (далее – КР) участков трубопровода с содержанием наибольшего количества опасных дефектов, а также определение очередности проведения ремонтно-восстановительных работ, которые дадут наилучший результат, как с точки зрения надежности, так и с точки зрения эффективности затрачиваемых финансовых средств и снижения социально-экологических рисков.

Анализ практики планирования капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов позволил сделать следующие выводы:

В текущей практике план КР составляется исключительно по результатам технической диагностики. Состояние трубопровода бесспорно является важнейшим критерием, но не позволяет принять взвешенного решения об очередности вывода участков магистрального трубопроводов в ремонт, а выбор участка по нескольким критериям сразу сопряжен со сложностью поиска компромиссного решения, т.к. наилучшее решение с одной точки зрения, не является таким с другой. Для сравнительной оценки участков магистрального трубопроводов по нескольким критериям требуется обработка большого объёма данных, к тому же методология расчета Приоритета вывода в КР на текущий момент не выработана.

Целью проведенного исследования является совершенствование подходов для принятия решений об очередности ремонтно-восстановительных работ на линейной части магистральных трубопроводов.

Для достижения поставленной цели выполнены:

1. Анализ существующей практики планирования капитального ремонта линейной части магистральных нефтепроводов, причин аварийности и последствий аварий.
2. Выбор метода математической обработки данных, формирование алгоритма планирования капитального ремонта.
3. Обоснование критериев, влияющих на очередность вывода участков трубопровода в ремонт, назначение весовых коэффициентов и оценочных шкал.
4. Формирование базы данных участков магистральных трубопроводов с учетом присущих им характеристик и создание расчетной модели.
5. Экспериментальный расчёт Приоритета вывода в КР.

Выбор метода обработки данных и уточнение критериев

Для математической обработки данных выбран метод взвешенной суммы, который позволяет учитывать одновременно несколько критериев различной степени значимости. Принцип метода взвешенной суммы состоит в том, что оценка по каждому критерию умножается на соответствующий ему весовой коэффициент, а затем полученные значения суммируются. Весовые коэффициенты отражают относительную важность каждого критерия для принятия решения.

Для определение оптимальной очередности вывода в ремонт участков ЛЧ МТ с применением метода взвешенной суммы предлагается следующий алгоритм действий: уточнение критериев, определение весовых коэффициентов критериев, установление оценочных шкал критериев, установление оценочных шкал критериев, систематизация данных (факторов и характеристик участков), расчет приоритета (группировка участков).

В настоящее время планирование КР базируется на результатах технического диагностирования с учетом осложняющих условий эксплуатации трубопровода, но не принимает во внимание различную стоимость ликвидации последствий аварии и выполнения ремонтно-восстановительных работ на участках линейной части магистральных трубопроводов (далее ЛЧ МТ), не учитывает системную значимость участка, экологический и социально-политический резонанс возможной аварии.

В настоящей работе предлагается дополнить существующие критерии тремя дополнительными критериями: функциональное назначение трубопровода, финансово-экономические последствия аварии, социально-экологические последствия аварии.

Определение весовых коэффициентов и оценочных шкал критериев

Для применения метода взвешенной суммы определены весовые коэффициенты влияния критериев на приоритетность вывода участков магистрального трубопровода в ремонт. Далее методом экспертных оценок определен вес критериев (анализ выполнен с привлечением специалистов-экспертов ООО «Газпром трансгаз Москва»). Признавая решающее значение технического состояния трубопровода, его условий эксплуатации и ощутимую для бизнеса в целом значимость функционального назначения трубопровода указанным критериям придаются более весомые коэффициенты (табл. 1).

Таблица 1 - Коэффициенты значимости (веса) учитываемых критериев

Обозначение критерия	Наименование критерия	Весовой коэффициент, k
К1	Критичность технического состояния трубопровода	0,60
К2	Величина негативного воздействия условий эксплуатации на техническое состояние трубопровода	0,20
К3	Степень важности функционального назначения трубопровода	0,10
К4	Величина финансово-экономических последствий аварии	0,5
К5	Величина социально-экологических последствий аварии	0,5

Затем для каждого критерия установлены шкалы оценок, представляющие собой числовые значения в диапазоне от 0,1 до 1,0, и оценочные характеристики для всех учитываемых факторов, присущих рассматриваемым участкам ЛЧ МТ.

По критерию К1 с учетом данных технической диагностики в первую очередь предлагается выводить в ремонт участки в аварийном и ограниченно работоспособном состоянии, на которых выявлены критические и особо опасные дефекты, выданы рекомендации по снижению действующих нагрузок и постоянному контролю за состоянием дефекта и проведению ремонтно-восстановительных работ в течение 1 года. Шкала критерия сформирована с учетом Правил безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов и ГОСТ 34181-2017 [3, 4]. Оценочная шкала критерия К1 представлена в таблице 2.

По критерию К2 в числе внешних факторов негативного воздействия на состояние магистрального трубопровода, влияющих на приоритетность вывода участка в ремонт предлагается учитывать отклонения от правил и проектных решений при строительно-монтажных работах, недозащищенность средствами электрохимической защиты (ЭХЗ), нарушения технологического режима эксплуатации, опасные инженерно-геокриологических процессы, влекущие изменения геометрии трубопровода и его отклонения от проектного положения. При этом в первую очередь предлагается выводить в ремонт участки с наличием трех и более факторов негативного воздействия на состояние трубопровода. Оценочная шкала критерия К2 представлена к таблице 3.

Таблица 2 – Оценочная шкала критерия К1

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,1	Состояние работоспособное, потенциально опасных дефектов не выявлено, расчетный остаточный ресурс по результатам ТД более 10 лет
0,2	Состояние работоспособное, потенциально опасных дефектов не выявлено, расчетный остаточный ресурс по результатам ТД более 5 лет
0,3	Состояние ограниченно работоспособное, выявлены потенциально опасные дефекты, расчетный остаточный ресурс по результатам ТД более 5 лет, повторная ТД через 5 лет
0,4	Состояние ограниченно работоспособное, выявлены потенциально опасные дефекты, имеются рекомендации по расширенному дополнительному обследованию дефектных зон трубопровода в рамках повторной диагностики через 5 лет.
0,5	Состояние ограниченно работоспособное, выявлены менее опасные дефекты, имеются рекомендации по расширенному обследованию участка трубопровода в рамках повторной диагностики через 5 лет.
0,6	Состояние ограниченно работоспособное, выявлены опасные дефекты, расчетный остаточный ресурс по результатам ТД менее 5 лет, выданы рекомендации по проведению ремонтно-восстановительных работ в течение 5 лет
0,7	Состояние ограниченно работоспособное, выявлены особо опасные дефекты, выданы рекомендации по снижению действующих нагрузок и проведению ремонтно-восстановительных работ в течение 5 лет
0,8	Состояние ограниченно работоспособное, выявлены критические и особо опасные дефекты, выданы рекомендации по снижению действующих нагрузок и проведению ремонтно-восстановительных работ в течение 3 лет
0,9	Состояние ограниченно работоспособное, выявлены критические и особо опасные дефекты, выданы рекомендации по снижению действующих нагрузок и постоянному контролю за состоянием дефекта и проведению ремонтно-восстановительных работ в течение 1 года
1	Состояние аварийное, дальнейшая эксплуатация запрещена до выполнения ремонтно-восстановительных работ

По критерию К3 с учетом категории ответственности участков по ГОСТ Р 55989-2014 [4] в первую очередь предлагается выводить в ремонт участки категорий В (высокая) и С (средняя), играющие ключевую роль в формировании и развитии топливно-энергетического комплекса страны и отдельных регионов, а также те участки трубопроводов, возможные аварии на которых способны вызвать перебои в подаче газа городам и другим крупным потребителям, имеющим большое народнохозяйственное значение, а также участки, транспортирующие нефть и газ на экспорт в страны ближнего и дальнего зарубежья. Оценочная шкала критерия К3 представлена к таблице 4.

Таблица 3 – Оценочная шкала критерия К2

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,1	Неблагоприятная природно-климатическая зона прохождения трубопровода
0,2	Наличие в транспортируемой среде механических примесей и коррозионно-активных элементов
0,3	Нарушены размеры охранной зоны трубопровода (имеется неконтролируемая застройка вблизи магистрального трубопровода)

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,4	Наличие переходов через искусственные препятствия (переходы АД 1 категории; ж/д переходы 2-х и более путей) и естественных препятствий (подводные переходы) с отклонениями от правил и проектных решений
0,5	Нарушен технологический режим эксплуатации (рабочее давление и температура, производительность), определенный проектной и рабочей документацией и технологическим регламентом.
0,6	Выявлено развитие опасных инженерно-геокриологических процессов, влекущих значительные изменения геометрии трубопровода и его отклонения от проектного положения
0,7	Имеется превышение максимально допустимого расчётного давления, определенного на основе на основе результатов технического диагностирования, фактической толщины стенки труб, гидравлических испытаний.
0,8	Высокая коррозионная активность грунта (по ГОСТ 9.602) и недостаточные параметры функционирования ЭХЗ (не обеспечена защита трубы и/или футляра, футляр отсутствует, есть несоосное положение трубы в футляре, есть касание трубы и футляра, есть критически или катастрофически активные источники акустической эмиссии)
0,9	Переходы через искусственные препятствия (переходы АД 1 категории; ж/д переходы 2-х и более путей) и естественные препятствия (подводные переходы) с отклонениями от правил и проектных решений, характеризующиеся наличием провисов трубы, размывов засыпки в русловой части и на береговых урезах с высотой грунта над верхней образующей менее 0,2 м, повреждением изоляции, недозащищенностью средствами ЭХЗ
1	Сочетание трех и более факторов негативного воздействия на состояние магистрального трубопровода

Таблица 4 – Оценочная шкала критерия К3

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,1	Степень ответственности участка МТ по ГОСТ Р 55989-2014 – Н (нормальная)
0,2	Участки МТ со степенью ответственности по ГОСТ Р 55989-2014 – Н (нормальная), проходящие в непосредственной близости от мест компактного проживания и деятельности людей (на расстоянии, меньшем чем 3 минимальных безопасных расстояния)
0,3	Степень ответственности участка МТ по ГОСТ Р 55989-2014 – С (средняя)
0,4	Участки МТ со степенью ответственности по ГОСТ Р 55989-2014 – С (средняя), проходящие в непосредственной близости от мест компактного проживания и деятельности людей (на расстоянии, меньшем чем 3 минимальных безопасных расстояния)
0,5	Участки МТ на переходах через водные преграды шириной в межень 75 м и более и прибрежные участки трубопроводов длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый. Степень ответственности участка МТ по ГОСТ Р 55989-2014 – В (высокая)

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,6	Участки МТ на переходах через автомобильные и железные дороги, пересечениях с воздушными линиями электропередач напряжением 500 кВ и более и др. Степень ответственности участка МТ по ГОСТ Р 55989-2014 – В (высокая)
0,7	Участки МТ в пределах территорий КС, НС, ГРС, СПХГ и ПРГ, нефтебаз. Степень ответственности участка МТ по ГОСТ Р 55989-2014 – В (высокая)
0,8	Участки МТ со степенью ответственности по ГОСТ Р 55989-2014 – В (высокая) и С (средняя), аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа городам и другим крупным потребителям, имеющим большое народнохозяйственное значение, а также загрязнение окружающей среды или гибель людей.
0,9	Участки МТ со степенью ответственности по ГОСТ Р 55989-2014 – В (высокая) и С (средняя), играющие ключевую роль в формировании и развитии топливно-энергетического комплекса страны и отдельных регионов
1	Участки МТ со степенью ответственности по ГОСТ Р 55989-2014 – В (высокая) и С (средняя), транспортирующие нефть и газ на экспорт в страны ближнего и дальнего зарубежья

Критерий К4 введен с целью минимизации затрат в случае аварий. С финансовой точки зрения, чем дороже восстановление участка магистрального трубопровода после аварии, тем раньше его следует отремонтировать, потому что это позволит более эффективно использовать денежные средства, выделенные в бюджете организации на капитальный ремонт. Оценочная шкала критерия учитывает прогнозные значения финансовых затрат в случае потенциальной аварии на данном участке по данным проектной и эксплуатационной документации (Раздел ГОЧС в ПД, ПЛАРН, ПЛАС). Размер максимального ущерба исчисленный для наиболее масштабной аварии определен на уровне 100 млн руб. по данным Ростехнадзора об авариях за последние 10 лет и принимается за эквивалент, соответствующий оценке «1», с которым сравнивается потенциальный ущерб от аварий на каждом другом участке. По критерию К4 в первую очередь предлагается выводить в ремонт участки с наибольшей величиной прогнозируемого ущерба от возможной аварии. Оценочная шкала критерия К4 представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Оценочная шкала критерия К4

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,1	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,1 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
0,2	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,2 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
0,3	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,3 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
0,4	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,4 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
0,5	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,5 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
0,6	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,6 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,7	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,7 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
0,8	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,8 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
0,9	Ущерб от аварии на участке МТ составляет 0,9 от величины прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии
1	Ущерб от аварии на участке МТ равен (или примерно равен) величине прогнозируемого ущерба наиболее масштабной аварии

По критерию К5 с учетом Классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера [5] в первую очередь предлагается выводить в ремонт участки, способные вызвать чрезвычайную ситуацию федерального и межрегионального характера по количеству людей, погибших и получивших ущерб здоровью. Оценочной шкалой этого критерия предусмотрен также учет общественного резонанса, возможного в связи с экологическими последствиями аварий на особо охраняемых природных территориях (ООПТ). Участкам трубопроводов экспортного назначения, способным вызвать внешнеполитические последствия, предлагается присвоить наивысшую оценку по критерию К5. Оценочная шкала критерия К5 представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Оценочная шкала критерия К5

Оценка	Характеристики и факторы, присущие участку ЛЧ МТ
0,1	Участки МТ вблизи населенных пунктов, аварии на которых могут повлечь рост преступности и волнения среди местных жителей
0,2	Участки МТ, аварии на которых могут повлечь чрезвычайную ситуацию локального характера
0,3	Участки МТ вблизи крупных городов, имеющих развитый хозяйственно-экономический комплекс, аварии на которых могут нарушить производственные и транспортные процессы, повлечь разрушение зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, вызвать угрозу жизни и здоровью людей.
0,4	Участки МТ, аварии на которых могут повлечь чрезвычайную ситуацию муниципального характера, а также участки МТ, преходящие по ООПТ местного значения
0,5	Участки МТ, аварии на которых могут повлечь чрезвычайную ситуацию межмуниципального характера, а также участки МТ, проходящие по ООПТ местного значения в двух и более муниципальных образованиях
0,6	Участки МТ, аварии на которых могут повлечь чрезвычайную ситуацию регионального характера, а также участки МТ, проходящие по ООПТ регионального значения
0,7	Участки МТ, аварии на которых могут повлечь чрезвычайную ситуацию межрегионального характера, а также участки МТ, проходящие по ООПТ регионального значения в двух и более регионах (субъектах РФ)
0,8	Участки МТ, аварии на которых могут повлечь чрезвычайную ситуацию федерального характера, а также участки МТ, проходящие по территории ООПТ федерального значения
0,9	Участки МТ экспортного назначения, проложенные вблизи государственной границы
1	Участки МТ экспортного назначения, проложенные за пределами Российской федерации и проходящие через исключительные экономические зоны сторонних государств.

Формула ранжирования участков по пяти критериям

Уровень приоритета участка МТ при выводе в ремонт определяется методом взвешенной суммы. Формула ранжирования участков по пяти критериям по методу взвешенной суммы имеет следующий вид:

$$Ии = Oi_{K1} \cdot k_{K1} + Oi_{K2} \cdot k_{K2} + Oi_{K3} \cdot k_{K3} + Oi_{K4} \cdot k_{K4} + Oi_{K5} \cdot k_{K5},$$

где *Ии* – итоговая оценка рассматриваемого участка;

i – номер участка ЛЧМТ;

Oi – оценка (численное значение) характеристики i-того участка ЛЧ МТ по указанному критерию;

k – весовой коэффициент указанного критерия.

В соответствии с полученной Итоговой оценкой участкам присваиваются Приоритеты по выводу в ремонт:

Приоритет I – для участков, значение Иi которых свыше 0,75;

Приоритет II – для участков, значение Иi которых свыше 0,6;

Приоритет III – для участков, значение Иi которых свыше 0,4;

Приоритет IV – для участков, значение Иi которых свыше 0,2;

Приоритет V – для участков, значение Иi которых менее 0,2.

Данные о характеристиках участков ЛЧ МТ по пяти критериям предлагается систематизировать в представленном формате (табл. 7). При этом, в таблице Excel в столбце 7 расчётным путем определяется «Итоговая оценка» каждого участка в долях единиц, а в столбце 8 – уровень Приоритета.

Таблица 7 – Формат систематизации данных

Номер участка ЛЧ МТ, i	К 1. Оценка технического состояния трубопровода, k = 0,60	К 2. Степень негативного воздействия условий эксплуатации, k = 0,20	К 3. Степень важности функционального назначения трубопровода, k = 0,10	К 4. Величина финансово-экономических последствий аварии, k = 0,05	К 5. Величина социально-экологических последствий аварии, k = 0,05	Итоговая оценка, И	Приоритет ремонтно-восстановительных работ, П
1	2	3	4	5	6	7	8

Выводы

1. Анализ практики планирования капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов выявил недостаточность существующих критериев для принятия взвешенного решения об очередности вывода участков магистрального трубопроводов.

2. Алгоритм планирования капитального ремонта и выбранный метод математической обработки данных (Метод взвешенной суммы) позволили реализовать подходы по определению очередности вывода в ремонт участков магистрального трубопровода расчетным методом с учетом многокритериального анализа данных.

3. Дополнительные критерии позволили выполнить всестороннюю оценку участков ЛЧМТ и оказали необходимое и достаточное влияние на определения перечня участков для включения в План КР на предстоящий год и среднесрочную программу капитального ремонта на 3 года.

4. Предложенная методика может применяться для планирования КР магистральных нефте- и газопроводов, для чего необходимо на регулярной основе сбор и систематизация данных о характеристиках участков магистральных трубопроводов.

Библиографический список:

1. Сборник Транспорт России, 2024 Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс]. – http://ssl.rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Transport_2024.pdf (12.02.2025).
2. «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утверждены Приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517 ФНП в области промышленной безопасности от 11.12.2020 N 517 [Электронный ресурс]. – http://nvol.gosnadzor.ru/activity/control/magistr_gaz/pr517.pdf (04.12.2025).
3. ГОСТ 34181-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения» [Электронный ресурс]. – https://rosgosts.ru/file/gost/19/100/gost_34181-2017.pdf (24.12.2025).
4. ГОСТ Р 55989-2014 [Электронный ресурс]. – https://rosgosts.ru/file/gost/75/200/gost_r_55989-2014.pdf (18.03.2025).
5. «Классификация чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», утверждена Постановлением Правительства РФ № 304 от 21.05.2007 г. [Электронный ресурс]. - https://base.garant.ru/12153609/?ysclid=mfh8prj72w81687523 (06.04.2025).

УДК 627.257

Повышение эффективности защиты от коррозии подземных нефтегазопроводов на территории промышленных площадок

Исупова Е. В., Чикова Н. А.
Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

Эффективность защиты от коррозии подземных трубопроводов является одним из основных факторов, определяющих надежность и долговечность эксплуатации нефтегазопроводных систем. В соответствии с действующими нормативными требованиями все стальные подземные нефтегазопроводы защищаются средствами электрохимической защиты (ЭХЗ). Однако конфигурация трубопроводных систем и оборудования промышленных площадок представляет собой сложную, взаимосвязанную систему, электрически соединенную посредством грунта.

В настоящее время при проектировании и вводе в эксплуатацию систем ЭХЗ технологических трубопроводов не учитывается также то, что в ряде случаев осуществляется обработка слабонесущего или агрессивного грунта, а также может проводиться его полная или частичная замена. Вследствие этого возникают риски ускоренного коррозионного износа подземных сооружений, работающих на территории промышленных площадок (ПП), что обуславливает угрозу жизни и здоровью обслуживающего персонала, недопоставки продукции потребителю, значительный материальный, экологический ущерб [3-7].

В СП 36.13330.2012 и ГОСТ Р 51164-98 имеются требования о недопущении негативного влияния систем молниезащиты и защитных заземлений электрооборудования, однако рекомендации по проектированию, проведению пусконаладочных работ и последующей эксплуатации, устраняющие эффект экранирования тока катодной защиты в условиях неоднородности грунтовых характеристик в полной мере не разработаны. Таким образом, разработка методик и технологий обеспечения эффективной защиты от коррозии нефтегазопроводов, работающих в условиях высокой плотности размещения гальванически связанного технологического оборудования в условиях неоднородности грунтовых характеристик решены не в полной мере, что является актуальной задачей [1, 2].

Цель работы: повышение эффективности противокоррозионной защиты трубопроводов, расположенных на территории промышленных площадок, путем внедрения научно-обоснованных технико-технологических решений в области проектирования, сооружения и эксплуатации систем противокоррозионной защиты нефтегазопроводов с учетом влияния неоднородности грунтов [3-7].

Объект исследования: противокоррозионная защита трубопроводных систем площадных объектов магистрального транспорта нефти и газа.

Предмет исследования: оценка влияния грунтовых характеристик на эффективность защиты от коррозии подземных магистральных и технологических газонефтепроводов.

В процессе исследования был проведен анализ средств и методов обеспечения эффективности защиты от коррозии трубопровода на территории ПП, по результатам которого отмечено, что при наличии сложноразветвленной системы подземных металлических коммуникаций, контуров защитного заземления и заземлений молниезащиты могут наблюдаться непроектные смещения защитного потенциала трубопровода в положительную или отрицательную область. Для обеспечения полноты защиты трубопровода от коррозии на практике реализуют различные мероприятия или их комплексный подход [3-7].

Библиографический список:

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
2. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
3. Исупова, Е. В. Экспериментальное исследование влияния грунтовых характеристик на параметры токораспределения в системе электрохимической защиты трубопроводов промышленных площадок / Е. Е. Яворская, Е. В. Исупова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – № 1. – С. 5-12.
4. Исупова, Е. В. Совершенствование методики оценки грунтовых условий промышленных площадок при проектировании системы электрохимической защиты от коррозии / Е. Е. Яворская, Е. В. Исупова, Р. В. Агиней // Наука и техника в газовой промышленности. – 2022. – № 3(91). – С. 65-78.
5. Исупова, Е. В. Создание математической модели для расчета интегрального удельного электрического сопротивления грунта на различных участках промышленных площадок / Е. Е. Яворская, Е. В. Исупова, Р. В. Агиней // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2024. – № 1-2. – С. 82-88.
6. Исупова, Е. В. Методы повышения эффективности электрохимической защиты трубопроводов и оборудования промышленных площадок / Е. Е. Яворская, Е. В. Исупова // Сборник научных трудов : Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых : материалы всероссийской научно-технической конференции : в 2 т. ; т. 1. – Пермь : ПНИПУ, 2021. – С. 229-233.
7. Исупова, Е. В. Совершенствование технических решений по устройству анодного заземления на участках экранирования катодного тока защитными заземлениями / Е. В. Исупова, Е. Е. Яворская, Р. В. Агиней // Нефтегазовый Терминал. Сборник научных трудов международной научно-технической конференции имени профессора Н. А. Малюшина : Тюмень : ТИУ, 2021. – С. 181-185.

УДК 621.65.05

Оптимизации технологических параметров транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу

Бокиева Ш. К., Рахимов Б. Р., Хамроев О. О., Обидов Ш. Ш., Обидов Х. О., Хамраева Л. Р.
Бухарский государственный технический университет Республика Узбекистан, г. Бухара

Во всем мире проблемой транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводам занимает важное значение, т.к. вязкость углеводородов тесно зависит от их состава и образования твёрдых веществ. Парафины, церезины, механические примеси, смолы, асфальтены и другие соединения способны значительно понизить вязкость транспортируемых по трубопроводу нефтей, особенно тяжелого типа. Такие нефти часто добывают в предгорных условиях, где глубина скважины превышает 2000 и более метров. Для снижения вязкости

аномальных нефтей на практике испробованы ряд мылоподобных ПАВ типа соапстока, омыленных жирных кислот и др. Такое положение продиктовано наличием природных и синтетических ПАВ в данных регионах, особенно где сконцентрированы крупные предприятия по производству синтетических моющих средств и т. п.

В мировой практике для снижения вязкостей нефтей с различным содержанием твёрдых (парафина, церезина, механических примесей, смолисто-асфальтеновых) веществ. Причем, известны синтезированные понизители вязкости тяжелых нефтей на основе химических реагентов или природных соединений. Поэтому, в этом направлении необходимо обосновать научно-технические решения по:

- выбору сырьевых ресурсов для получения понизителей вязкостей тяжелых нефтей различного состава;

- созданию способа получения понизителей взякости тяжлеых нефтей на основе подобранных местных сырьевых ресурсов;

- разработке технологии применении синтезированных ПАВ при снижении вязкости тяжелых нефтей.

Для понижиния вязкости тяжелых нефтей с различными физико-химическими свойствами предложены ряд композиции на основе местных сырьевых ресурсов и отходов масло-жировой и химической промышленностей. Данные понизители вязкости имеют специальные составы и свойства, которые целенаправленно способны регулировать образования твёрдых фаз в транспортируемых по трубопроводу нефтях.

За последние годы уделяется большое внимание созданию композиции понизителей высоковязких нефтей универсального типа, которые способны понижать вязкости нефтей с высоким содержанием парафина, церезина, механических примесей, серы, смолянистых асфальтеновых веществ и др.

Конечно, из природных понизителей вязкости тяжелых нефтей наиболее широкодоступными являются свободные жирные кислоты, соапстоки и другие мылоподобные вещества, а из синтетических моющие ПАВ со сложными физико-химическими свойствами. Поэтому создание композиции понизителей вязкостей в каждом конкретном случаи осуществляется с учётом индивидуального состава из свойств транспортируемых по трубопроводу нефтей, что является важной научно-практической задачей нефтедобывающей промышленности.

Параметры транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу

В последние годы добыча высоковязких и тяжёлых нефтей значительно возросла, что обусловило необходимость совершенствования методов их транспортировки. Такие нефти характеризуются повышенной плотностью, низкой текучестью и сложным реологическим поведением, поэтому их перекачка по трубопроводам сопровождается серьёзными техническими трудностями.

Вязкость и температурный фактор

Главным показателем, определяющим условия перемещения нефти по трубопроводу, является её вязкость. Для тяжёлых нефтей этот параметр может быть в десятки раз выше, чем у лёгких сортов. При понижении температуры вязкость резко возрастает, вследствие чего увеличиваются потери давления и снижается эффективность перекачки. Для обеспечения нормального режима транспортировки необходимо поддерживать температуру нефти на уровне, при котором вязкость не превышает 0,25–0,40 Па·с. Обычно этого достигают путём подогрева или предварительного смешивания нефти с лёгкими углеводородами.

Тепловые условия транспортировки

В процессе транспортировки нефть постепенно охлаждается, что негативно сказывается на её реологических характеристиках. Для поддержания стабильного режима часто применяют тепловую изоляцию трубопроводов, обогрев секций, а также системы циркуляции горячей жидкости. Тепловой баланс определяет экономичность и устойчивость работы всей системы.

Таблица 1 – Рекомендуемые параметры транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводам

Параметр	Оптимальные значения	Комментарий
Температура транспортировки	30–60 °C	Поддерживается подогревом или теплоизоляцией
Вязкость при транспортировке	0,25–0,40 Па·с	Обеспечивает устойчивый поток
Скорость потока	1,0–2,0 м/с	Предотвращает осаждение твёрдых частиц
Давление на входе в насос	2–6 МПа	Зависит от длины и диаметра трубы
Расход нефти	100–1000 м³/ч	Определяется производительностью станции
Количество подогревателей	1–3 на 100 км	Для поддержания температуры
Тепловые потери	0,1–0,3 °C/км	Зависят от условий окружающей среды

Методы снижения вязкости

Снижение вязкости высоковязких нефтей осуществляется несколькими способами:

- Подогрев нефти до заданной температуры, при которой обеспечивается необходимая текучесть;
- Разбавление (дилюция) – введение лёгких фракций нефти, керосина или конденсата;
- Эмульгирование – создание устойчивой нефти-в-воде эмульсии с меньшей эффективной вязкостью;
- Водо-смазываемый поток (lubricated flow), когда нефть движется в центре трубы, а вдоль стенок циркулирует тонкий слой воды, снижающий трение.

Выбор метода зависит от состава нефти, климатических условий и экономических показателей.

Энергетическая эффективность. Энергозатраты на перекачку вязких нефтей могут превышать аналогичные показатели для лёгких сортов в несколько раз. Поэтому при проектировании необходимо учитывать не только гидравлические параметры, но и тепловые, чтобы минимизировать потери давления и расход энергии. Особое внимание уделяется стабильности вязкости по длине трубопровода и предотвращению образования отложений асфальтенов и парафинов.

Текучесть высоковязких нефтей характеризует их состояния с точки зрения реологии, структурообразования и др. Например, парафин и церезин являются одним из главных элементов, препятствующих интенсивной транспортировки нефтей по трубопроводам за счет образования в них сопротивления осадка.

Вторым не менее важным фактором повышения вязкости нефтей считается смолисто асфальтены, которые трудно удаляются с внутренной поверхностей трубопроводов.

Третьим не менее важным параметром, характеризующим высокую вязкостью нефтей считаются дисперсные механические примеси, сера и др.

Следовательно, изучение индивидуального состава и свойств нефтей подвергаемых транспортировки по трубопроводу является важным этапом поиска оптимальных способов и условий их транспортировки по трубопроводам. Комплексная оценка для подбора понизителей взякости также трубет использования специальной методики оптимизации технологических параметров транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу.

Задачи исследования. Для достижения настоящей цели нами сформулированы следующие задачи исследования:

- подбор местных сырьевых ресурсов для получения понизителей вязкостей высоковязких нефтей с учётом их состава и физико-химических свойств;
- определение химического состава высоковязких нефтей трудно поддающимся транспортировке по трубопроводам при обычных условиях;
- выбор технологических условий получения понизилетей вязкостей высоковязких нефтей на основе подобранных сырьевых ресурсов;
- изучение коллоидно-химических свойств синтезированных понизителей вязкости тяжелых нефтей с целью оценки их транспортировки по трубопроводам с различными диаметрами;
- оценка текучести высоковязких нефтей до и после применения синтезированных понизителей взякости при различных термодинамических условиях;
- разработка технологии получения и применения понизителя вязкостей тяжелых нефтей;
- оценка технико-экономической эффективности разработанной технологии получения и применения понизителей вязкостей из местных сырьевых ресурсов.

Следовательно, изучение индивидуального состава и свойств нефтей подвергаемых транспортировки по трубопроводу является важным этапом поиска оптимальных способов и условий их транспортировки по трубопроводам. Комплексная оценка для подбора понизителей взякости также требует использования специальной методики оптимизации технологических параметров транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу.

Библиографический список:

1. Боровая М. С. Хехамкина Л. Г. Лаборант нефтяной и газовой лаборатории М.: Недра. 1990. - с.115-144.

2. Рабинович Э. И. Методы исследования нефтей и нефтепродуктов. Труды ВНИИНЫ М.: Гостоптехиздат, 1955.- с.101-155

3. Поконова Ю. Нефть и нефтепродукты. Справочник. – М.: Химия, 2005. -515 с.

4. Информационнотехнический справочник по наилучшим доступным технологиям. «Добыча нефти». - М: Бюро НТД. 2017. – 273 с.

5. Самойлова М. И., Леонтьев А. П., Кожемяко А. И., Самойлов И. П. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010 – 252 с.

6. Антонова Э.О, Крилов Г.В, Прохоров. А.Д, Степанов О. А. Основы нефтегазого дела (Учебник).М: ООО “Недра-Бизнесцентр”-2003-307с

7. Капустин В.М, Рудин М.Г. Химия и технология переработки нефти-М.:Химия, 2013-495 с.

СЕКЦИЯ 4. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

УДК 504.5(045)

Миграция химических реагентов в подземных водах: моделирование рисков для водоносных горизонтов

Дорфман М. Б., Головин А. Р.
Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск, Россия

Аннотация. В данной статье анализируются процессы миграции химических реагентов в подземных водах, а также представлены методы математического моделирования, позволяющие оценить риски загрязнения водоносных горизонтов. Обсуждаются современные подходы к прогнозированию распространения токсичных веществ в подземных водах в контексте нефтегазовой отрасли. Уделяется особое внимание актуальности разработки эффективных стратегий для минимизации негативного воздействия на экосистему, а также возможным путям сокращения рисков, связанных с загрязнением источников питьевой воды.

Ключевые слова: загрязнение подземных вод, нефтяное загрязнение, химические реагенты, углеводороды, водоносный горизонт, миграция загрязнителей, биодеградация нефти, моделирование рисков, водонефтяной контакт, экологический мониторинг.

Введение

Проблема загрязнения подземных вод химическими реагентами является одной из наиболее актуальных в современной геоэкологии. Подземные воды служат важнейшим источником питьевого водоснабжения, и их защита от загрязнения – приоритетная задача.

Особенности загрязнения подземных вод при добыче нефти и газа

Эксплуатация новых месторождений нефти и газа, строительство трубопроводов и развитие смежной инфраструктуры оказывают значительное воздействие на окружающую среду, что может привести к загрязнению и ухудшению ее состояния [1]. Воздействие на подземные воды в процессе добычи углеводородов зависит от различных факторов, таких как геологические условия, гидродинамика и применяемые технологии. Отрицательное воздействие на водные ресурсы проявляется на всех этапах нефтегазовой деятельности, включая бурение скважин, добычу и транспортировку сырья. Проблема загрязнения особенно остро стоит в случае аварийных ситуаций.

Одним из самых опасных типов загрязнения является нефтяное загрязнение грунтовых вод, так как оно способно быстро распространяться на обширные территории, выходить на поверхность земли и попадать в реки и водоемы. При этом необходимо учитывать следующие характеристики этого типа загрязнения:

1. Подвижность углеводородов. Разные формы углеводородов показывают разную подвижность: более легкие и менее вязкие (например, бензин) имеют высокую подвижность, в то время как более вязкие (мазут, смазочные масла) – низкую. Это делает движение нефтепродуктов в водоносных слоях особенно опасным: всего один литр бензина способен загрязнить 2 миллиона литров питьевой воды.

2. Движение жидких углеводородов. Легкие углеводороды, обладающие меньшей плотностью, чем вода, поднимаются выше уровня подземных вод, тогда как водорастворимые и эмульгированные формы перемещаются вместе с потоками воды. Газообразные углеводороды могут существовать как в растворённом, так и в свободном состоянии. Кроме того, часть углеводородов находится в сорбированном на минералах виде, что ограничивает их миграцию и подчиняет её диффузионным механизмам.

3. Структура загрязнённых слоев. Загрязнение нефтепродуктами подземных вод состоит из нескольких зон: верхняя – газовая, под ней – слой нефти и нефтепродуктов, ниже расположен эмульсионный слой на поверхности воды, а внизу – грунтовые воды с растворёнными углеводородами. В каждой зоне происходят свои процессы: газы всплывают, свободные нефтепродукты распространяются по горизонтали, а эмульсия и водная фаза смещаются к дренажному горизонту. Таким образом, распределение загрязнителей меняется с течением времени и в пространстве.

4. Ключевые загрязнители. Основными загрязнителями подземных вод считаются углеводороды, тяжёлые металлы и меркаптаны. Особое внимание уделяют бензопирену ($C_{20}H_{12}$), концентрация которого не должна превышать 0,005 мкг/л. Загрязнение верхнего водоносного горизонта дополнительно связано с попаданием в него промышленных и бытовых сточных вод, а также эмульгаторов, аммиака для нейтрализации сероводорода, щелочей и серной кислоты. Несмотря на меры по очистке сточных вод, эти загрязнители продолжают поступать в водоносные горизонты. Для переработки одной тонны нефти применяется до двух тонн воды, что подчёркивает масштабы проблемы. К примеру, нефтеперерабатывающее предприятие может одновременно содержать до 200 тысяч тонн нефти, что ведёт к загрязнению воздуха, почвы и водоемов на площади нескольких квадратных километров. Накопленные горючие материалы представляют серьёзную угрозу при возникновении аварий, таких как пожары или взрывы [1].

В последних редакциях СанПиН введено множество новых органических веществ, поскольку взаимодействие углеводородов с подземными водами приводит к появлению новых, зачастую более токсичных соединений. Это вызывает потребность в применении более чувствительных аналитических методик и расширении базы для исследования углеводородов в подземных водах в ближайшем будущем.

Некоторые механизмы миграции**:**

- Фильтрация – реагенты и нефть, попавшие в подземные воды, распространяются с током воды.
- Формирование линз **–** при повреждениях нефтяных скважин и утечках нефтепродуктов в подземные воды возможно образование специальных скоплений нефти, которые называют нефтяными линзами. Вода, проходя сквозь такие линзы, фильтрует растворимые нефтяные компоненты, что приводит к загрязнению окружающей среды. Этот процесс происходит вследствие того, что нефтепродукты, обладающие меньшей плотностью, образуют непрерывные карманы, из которых вода вымывает растворённые вещества, распространяя их в подземных водах [2].
- Влияние динамики грунтовых вод **–** Растворенные или эмульгированные реагенты могут перемещаться в потоке и распространяться в разные стороны, а также подниматься и опускаться в грунтовых водах в зависимости от колебаний уровня [3].

Один из таких механизмов – диффузия нефти в почве и грунтовых водах. При разливе нефтепродуктов происходит смешивание с почвенными частицами и водой, что способствует диффузии компонентов нефти через поры в почве и грунтовых водах. Этот процесс может привести к загрязнению водоносных горизонтов и формированию плумы загрязнения.

Еще одним механизмом миграции разливов нефти является процесс адсорбции. Нефтяные компоненты имеют способность адсорбироваться на поверхности почвенных частиц и минералов, что может замедлить движение разлива почти и образование пленок на поверхности воды. Однако в некоторых случаях адсорбция может способствовать переносу загрязнения на большие расстояния, так как адсорбированные компоненты могут быть мобильными и перемещаться вместе с почвенными частицами.

Другим важным механизмом миграции нефтяных разливов является процесс биодеградации. Встречаясь с микроорганизмами в почве и воде, нефтяные компоненты подвергаются биологическому разложению, что может привести как к нейтрализации загрязнения, так и к образованию токсичных метаболитов. Особенно активно биодеградация происходит в условиях высокой влажности и наличия питательных веществ для микроорганизмов.

Последствия

Загрязнение подземных вод химическими реагентами при нефтедобыче может привести к:

- Ухудшению качества подземных вод – реагенты и нефть, попавшие в водоносные горизонты, могут накапливаться во вмещающих породах.
- Загрязнению более широкого ареала подземных водоисточников – загрязняющие вещества распространяются в подземные горизонты, которые используются для питьевых целей [4].

Методы моделирования рисков

Моделирование рисков для водоносных горизонтов в нефтедобывающей промышленности – это процесс, направленный на оценку и минимизацию геологических рисков, связанных с особенностями геологического строения и слабой изученностью объекта. Цель – снизить вероятность экономических потерь, например, при бурении новых скважин, и разработать рекомендации по снижению рисков [5].

Моделирование включает сбор и анализ данных о подземных водах, создание компьютерной модели водоносного горизонта и анализ полученных данных.

Некоторые методы моделирования рисков для водоносных горизонтов в нефтедобывающей промышленности:

- Численное моделирование. Учитывает фильтрационные параметры водоносного горизонта, границы фильтрационного потока (река, непроницаемая граница) и работу водозаборных скважин [6].
- Геомиграционное моделирование. Имитирует перенос загрязняющих веществ в подземных водах через пористые среды, например, при загрязнении водоносного горизонта нефтепродуктами.
- Индексные модели. Основаны на рейтинговых баллах и ключевых атрибутах, которые взвешиваются в соответствии с их относительной важностью в определении способности загрязнителя достигать водоносного горизонта.

Методы оценки геологических рисков

Геолого-гидродинамическое моделирование (ГГМ) – это многофункциональный метод, объединяющий все имеющиеся сведения об изучаемом участке. Этот инструмент позволяет идентифицировать потенциальные погрешности и расхождения в первичных данных, а также исследовать разнообразные варианты развития событий при идентичных отправных точках. Формирование подобной модели – ключевой шаг в процессе управления рисками.

На протяжении всех этапов создания ГГМ выявляются и исправляются как недочеты технического характера, так и ошибки в методологии. После завершения процесса разработки и устранения очевидных проблем проводится всесторонняя оценка рисков в областях, где планируется бурение скважин.

Структурный риск связан с изначальной неопределённостью в модели строения пластов. Как правило, участки с множеством скважин характеризуются меньшей степенью структурной неопределённости.

На структурные риски влияют следующие факторы:

– ошибки при проведении инклинометрических замеров;

– плотность расположения буровых скважин и методы формирования карт;

– погрешности базовой поверхности при создании структурных карт на основе сейсмических данных, особенно в межскважинных пространствах.

Для обнаружения возможных неточностей в инклинометрии анализируют структурные поверхности каждой скважины, изучая резкие изменения и разрывы. Помимо этого, удлинение труб служит дополнительным признаком ошибок: его увеличение повышает вероятность неточностей. При выявлении аномалий структуры и значительного удлинения рекомендуется повторно выполнить инклинометрические замеры с применением более точного оборудования.

Если структурный риск обусловлен недостатком информации в зоне проектной скважины, разрабатывается альтернативная структурная модель. Затем рассчитываются прогнозные технологические показатели для такой скважины и производится оценка экономической эффективности бурения по наихудшему сценарию.

Сложная геологическая архитектура карбонатных пород, высокая степень расчленённости, а также чередование тонких слоёв с нефтью и водонасыщением, наряду с разработкой этих отложений посредством горизонтальных скважин, требуют применения высокоточных методов построения структурных моделей для успешного бурения в нефтенасыщенных коллекторах.

Риск, связанный с литологией и насыщением. Главные риски, спровоцированные бурением, связаны с корректным определением литологии и уровня насыщения. Расположенные на значительном расстоянии от уровня зеркала свободной воды (ЗСВ) участки определяют тип притока. При недостаточной изученности отложений и укоренившихся методах интерпретации геофизических данных, литология в зонах новых бурений считается ненадежной, если не подтверждена данными соседних скважин, исследованиями и геолого-техническими мероприятиями.

Оценка литологических рисков производится адресно в точках размещения проектируемых буровых скважин, включающая несколько шагов:

1. Создание карт нефтенасыщенных и эффективных толщин на основе интерпретации данных геоинформатики;

2. На основании геолого-гидродинамической модели формируются карты плотности мобильных (подвижных) запасов и определяются зоны остаточных запасов, что является основой для рекомендации по бурению новых скважин;

3. Оценка работы вертикально-направленных скважин вблизи планируемых горизонтальных скважин, где ВНС служат альтернативой пилотному стволу. Если скважина демонстрирует приток нефти, соответствующий данным ГИС, данная зона считается уверенной для бурения горизонтальных скважин;

4. При отсутствии работающих скважин в окрестностях, разрабатываются мероприятия для снижения геологических рисков в близлежащих скважинах, включая геолого-технические исследования. В этом случае бурение зависит от результатов мероприятий по уменьшению рисков.

При отсутствии возможности проводить мероприятия по снижению рисков в соседних вертикальных скважинах, рекомендуется бурение горизонтальных скважин с пилотным стволом.

Вывод

Деятельность нефтегазовой промышленности позволяет результативно улаживать экологические вопросы, сопутствующие ее функционированию. В природоохранной сфере приоритет следует отдавать не только ликвидации уже имеющихся загрязнений, но и предотвращению их возникновения. Это подразумевает систематический мониторинг исправности скважин и технических устройств, а также герметизацию нефтяных горизонтов и водоносных слоев для исключения попадания нефтепродуктов в грунтовые воды.

Первостепенное значение имеет предотвращение попадания загрязненных вод, возникающих при производстве нефти и природного газа, в реки, озера и источники, используемые для питьевого водоснабжения. В данный момент активно разрабатываются альтернативные, экологически чистые химические вещества для применения в добыче нефти. Введение таких реагентов ощутимо уменьшает возможность проникновения вредных веществ в подземные воды, что делает их использование в технологиях нефтедобычи крайне необходимым.

Эффективное моделирование рисков позволяет:

- Своевременно выявлять потенциальные угрозы
- Прогнозировать развитие негативных процессов
- Разрабатывать эффективные меры защиты
- Оптимизировать систему мониторинга

Для достижения максимальной эффективности необходимо:

- Регулярно обновлять данные моделей
- Учитывать новые технологические решения
- Применять современные методы анализа
- Обеспечивать межведомственное взаимодействие

Библиографический список:
1. Карцев А. А., Никаноров А. М. Загрязнение природных вод в районах воздействия нефтегазового комплекса // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии: материалы Международной конф., посвящ. 80-летию А. А. Карцева. М.: ГЕОС, 2005. С. 184-188.
2. А. А. Марина, Ю. А. Максимова. Загрязнение подземных вод при разработке нефтяных месторождений // геоэкология и экология водных систем материалы конф. ТПУ 2015. С. 337-339.
3. А. С. Велин особенности миграции углеводородов в грунтах зоны аэрации и подземных водах в местах расположения крупных нефтехранилищ // Вестник ВГУ. Серия: геология. 2018. № 1 С/142-147.
4. Соколова Д. М. Загрязнение подземных вод, связанное с добычей углеводородов // Материалы XII Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум» URL: <a href="https://scienceforum.ru/2020/article/2018022868">https://scienceforum.ru/2020/article/2018022868 (дата обращения: 23.10.2025).
5. Т. Д. Хабибуллин1, И. А. Ступак1 1ООО «РН-БашНИПИнефть» Оценка геологических рисков при бурении скважин с применением секторных геолого-гидродинамических моделей // XIII научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений»2021г.С.166-180.
6. Ершов Г. Е. Геологические риски, их оценка и оптимизация при моделировании месторождений подземных вод. // «Разведка и охрана недр», № 11, 2012 г.С. 13-18.

УДК 622.24.063:622.24.063.2

Предупреждение фильтрационных процессов в высокопроницаемых горных породах путём использования адгезионных кольматирующих материалов

Горячевский А. С.
Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

На сегодняшний день проблемы поглощений и снижения проницаемости призабойной зоны пласта в результате глубокого проникновения в продуктивный горизонт технологических жидкостей остаются актуальными. В условиях разработки зрелых месторождений данные проблемы встают более остро в связи с некомпенсированным отбором пластового флюида с объектов разработки.

Анализом и исследованием причин данных осложнений занимались следующие отечественные ученые: Крылов В. И., Мишевич В. И., Титков Н. И., Басарыгин Ю. М., Гончаренко А. М., Курочкин Б. М. и другие. В УГТУ данными вопросами занимаются: Уляшева Н. М., Михеев М. А., Каменских С. В. и другие. На основе проведенных исследований вышеназванные осложнения получили классификацию, были установлены причины их возникновения, методы предупреждения и ликвидации.

Несмотря на достаточно высокую изученность процессов, при возникновении поглощений нефтедобывающие компании ежегодно несут значительные убытки по причине различных видов потерь, таких как:

– время на борьбу с осложнениями;

– материалы, затраченные на борьбу с осложнениями;

– скважинная продукция.

В связи с вышесказанным, исследование влияния составов и свойств технологических жидкостей на снижение интенсивности фильтрационных потерь является актуальной задачей.

1. Краткое описание проблемы

Проблема – поглощение бурового раствора.

Причинами возникновения поглощений бурового раствора могут быть, как геологические факторы, так и технологические. Необходимо понимать причины возникновения возможных поглощений для правильного выбора метода предотвращения данного типа осложнений, а также метода ликвидации.

К геологическим факторам обычно относят строение горной породы и ее литологию, наличие пористости, трещиноватости, карста, АНПД.

К технологическим – конструкция скважины и бурильной колонны; плотность бурового раствора; гидродинамические давления, развиваемые во время бурения, восстановления циркуляции, промывок, проработок, СПО, цементирования скважины. Воздействие технологических факторов как правило сводится к увеличению естественной проницаемости горной породы и интенсификации поглощения.

При бурении под ОК-324 мм скважины № 68 кустовой площадки № 14 Верхнеодесского участка открылось поглощение БР до полной потери циркуляции. Время на ликвидацию инцидента составила 12,83 суток. Отставание от графика по причине ликвидации поглощения БР составила около 9 суток. Дальнейшие исследования проводились с целью минимизировать риск открытия поглощений при бурении скважин на Верхнеодесском участке, а также сократить временные и материальные затраты на ликвидацию осложнения.

2. Профилактика и ликвидация поглощений

2.1. Результаты исследования кольматирующих добавок для предупреждения поглощения буровых растворов

При борьбе с поглощениями используются различные способы. Часть из них, влияющих на величину перепада давления в системе скважина – пласт, являются регулируемыми. Это относится в первую очередь к свойствам промывочной жидкости. Для снижения интенсивности поглощения следует увеличить реологические характеристики, то есть уменьшить удельный вес и расход промывочных жидкостей. Уменьшить удельный вес можно аэрацией промывочной жидкости, а также добавлением высококачественных бентонитовых глин. Использование наполнителей является как надёжным профилактическим средством, так и методом борьбы.

Действие наполнителей сводится к образованию в трещинах, каналах пробок и тампонов, которое затем разрастаются и в процессе фильтрации под действием давления уплотняются.

Одним из наиболее эффективных способов предотвращения поглощения является применение силикатных ванн.

Общим принципиальным отличием применения физико-химических методов борьбы с поглощениями является химическое взаимодействие химических реагентов с солями или кислотами пластовых вод. Для этой цели рекомендовано применение водорастворимых силикатов в виде добавок к буровому раствору в количестве 2-5 % или в виде установки ванн различной концентрации.

При установке силикатных ванн в пласте протекают две реакции. В пластовых водах имеется некоторое количество катионов. В результате химической реакции между этими катионами и анионами солей кремневых кислот образуется аморфные и кристаллические осадки, которые кольматируют поровое пространство. Наряду с этой реакцией протекает другая с образованием гелей кремниевых кислот. Эта реакция протекает при снижении pH до 7, то есть в хлорнатриевых пластовых водах. Эти гели имеют пространственную коагуляционную сетку и способны закупоривать поровые отверстия, включая крупные трещины. В пластовых условиях обе эти реакции играют роль и одна из них превалирует. В карбонатном коллекторе зародышем (ядром) гелеобразования является дополнительно кальций, входящий в состав горной породы. Если происходит образование гелия до проникновения рабочей смеси в пласт, то это отрицательно сказывается на качестве изоляции коллектора. Регулировка гелеобразования осуществляется изменением концентрации жидкого стекла (уменьшением) и добавкой других реагентов стабилизаторов.

Для усиления гелеобразования и адгезионной способности кольматанта используется различные способы, в том числе добавка в раствор силиката натрия, хлоридов, сульфатов алюминия и железа.

Эффективным способом борьбы с поглощениями на некоторых месторождениях является совместное применение малоглинистых буровых с регулируемой реологией и силикатных ванн, в состав которых входит соль поливалентного металла.

Состав ванны уточняется после детального изучения состава и свойств пластовой воды. Было предположено, что прочность кольматанта увеличивается при добавках наполнителей, активным центром которых является ионы кальция и магния. Наиболее сильными

ускорителями процесса гелеобразования является асбест, но из-за невозможности его применения по соображениям безопасности дальнейшая разработка кольматантов для предупреждения поглощений велась на основе жидкого стекла и торфа.

Также рассматривалось влияние кольматантов на свойство буровых растворов. Исследования показали, что присутствие жидкого стекла усиливает не только структурообразующие свойства кольматанта, но и снижают фильтрацию бурового раствора. Дополнительно проведённые исследования твёрдой фазы показали, что в присутствии не органических электролитов происходит дополнительное диспергирование и активация наполнителя, в связи с чем в поровом пространстве может формироваться адгезионная структура. Таким образом в полимерном растворе с нулевым СНС видимого структурообразования не наблюдается, однако динамическое напряжение сдвига возрастает в полтора раза.

При увеличении в полимерном растворе глинистой фазы СНС после обработки увеличивается в 1,5-1,8 раза. Однако комбинация торфа и жидкого стекла не позволяет добиться требуемого эффекта, а наоборот приводит к гетерокоагуляционному разжижению с резким возрастанием фильтрации, причём как в пресном глинистом, так и в полимерном растворах. В связи с этим была усложнена рецептура кольматанта, то есть использованы комбинации из нескольких химическим реагентов. Так, например, при добавлении суспензии торфа, обработанной 1-2 %-ми каустической соды и 4-6 %- ми бишофита позволяет не только стабилизировать растворы, но и значительно усилить структурообразование даже в полимерном растворе с нулевыми СНС. Ещё более существенные результаты были получены при замещении каустической соды жидким стеклом.

Рядом специалистов доказана высокая эффективность асбестосодержащих растворов при вскрытии продуктивных пластов и бурении в зонах поглощения. По данным ВНИИБТ, полученным в конце 60-х годов, только длинноволокнистый асбест является эффективным структурообразователем, но он увеличивает потери в гидравлических двигателях, вплоть до полной их остановки, делает невозможным очистку виброситом, увеличивает расход понизителей фильтрации.

Асбест проявляет большую инертность по отношению к компонентам буровых растворов и удерживается в них за счёт «самозагущевания». При разжижении системы под влиянием внешних факторов асбест может выпасть в осадок.

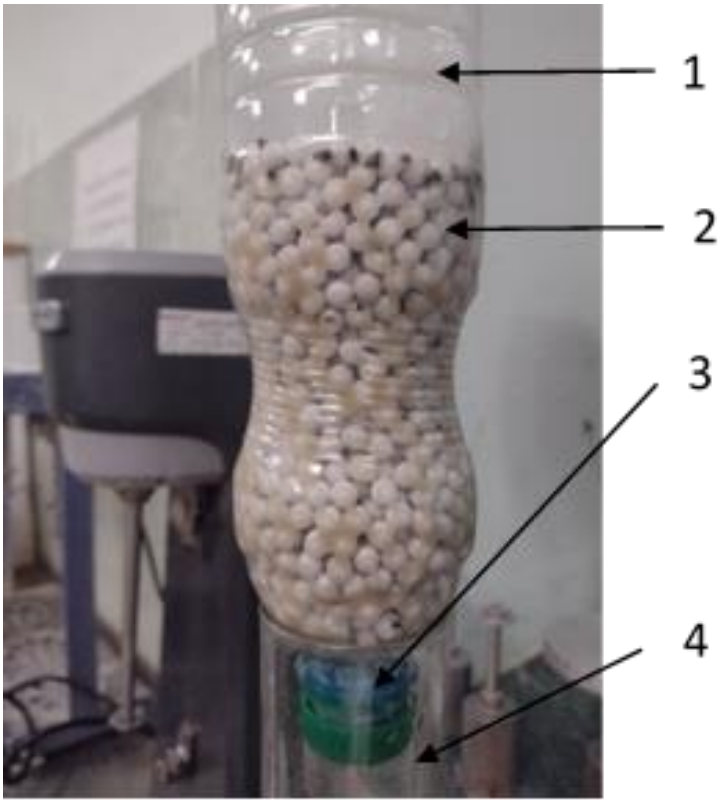
2.2. Экспериментальная проверка эффективности различных кольматантов.

В лаборатории кафедры Бурения УГТУ была произведена экспериментальная проверка эффективности разнодисперсных и разнофракционных наполнителей при схожих условиях. Были испытаны торф, ореховая скорлупа крупного помола, мраморная крошка фирмы BAROID – BARACARB-DF-150, асбестовая крошка, а также кислая активированная затравка (КАЗ) из асбестовой крошки и торф. Все кольматанты показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Торф, ореховая скорлупа, BARACARB-DF-150, асбестовая крошка, КАЗ из торфа, КАЗ из асбестовой крошки (слева направо)

Для исследования было изготовлено устройство по пропусканию жидкости через себя, представленная на рисунке 2.



1 – пластиковая бутылка;2 – дренаж; 3 – выходное отверстие с сеткой; 4 – приёмная колба

Рисунок 2 – Экспериментальное устройство по оценке эффективности наполнителей

В качестве дренажа использовались 6 мм шарики общей массой 450 г. Так как дренаж представлен идеально ровными шарами, то в идеальных условиях среда может иметь пористость от 25,96 % до 47,6 %, как показано на рисунке 3. В эксперименте расположение шариков относительно укладки друг друга представлены хаотично, поэтому целесообразно усреднить пористость до 37 %.

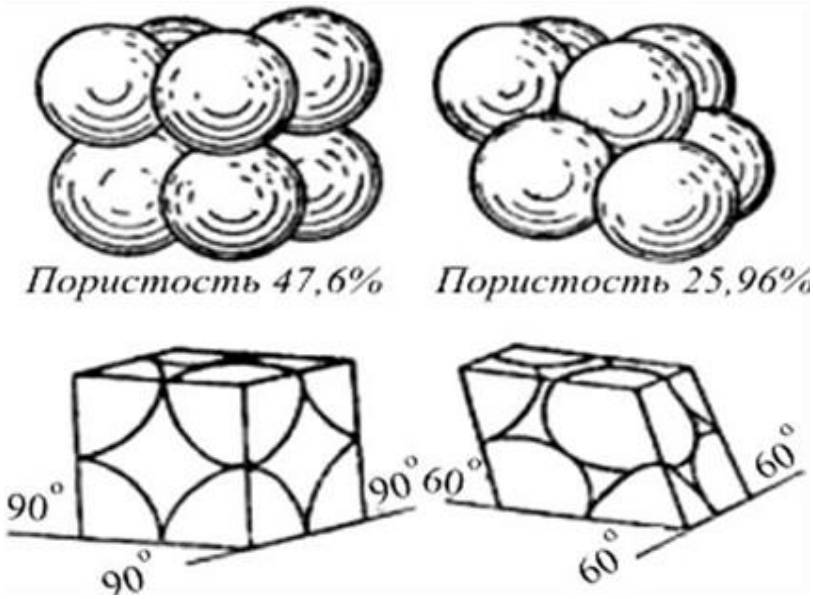


Рисунок 3 – Зависимость пористости от расположения шариков

В качестве технологической жидкости использовался глинисты раствор, характеристики которого, представлены в таблице 1. С целью оценки эффективности кольматирующие добавки брались в равных условиях по наличию сухого вещества общей массой в 1.5 г.

Таблица 1 – Концентрация растворов с наполнителями

Материалы и реагенты	Концентрация, %	вес, г	Масса сухого кольматанта, г	объём раствора, мл
1	2	3	4	5
Раствор с асбокрошкой				
Бентонит	6,7	20	-	300
Кальцинированная сода	0,32	1	-	
PAC-LV	0,17	0,5	-	
Асбокрошка	0,5	1,5	1,5	
Раствор с ореховой скорлупой				
Бентонит	6,7	20	-	300
Кальцинированная сода	0,32	1	-	
PAC-LV	0,17	0,5	-	
Ореховая скорлупа крупная	0,5	1,5	1,5	
Раствор с торфом				
Бентонит	6,7	20	-	300
Кальцинированная сода	0,32	1	-	
PAC-LV	0,17	0,5	-	
Торф	0,5	1,5	1,5	
Раствор с мраморной крошкой				
Бентонит	6,7	20	-	300
Кальцинированная сода	0,32	1	-	
PAC-LV	0,17	0,5	-	
BARACARB 150	0,5	1,5	1,5	
Раствор с КАЗ на основе асбеста				
Бентонит	6,7	20	-	300
Кальцинированная сода	0,32	1	-	
PAC-LV	0,17	0,5	-	
КАЗ	5	15	1,5	
Раствор с КАЗ на основе торфа				
Бентонит	6,7	20	-	300
Кальцинированная сода	0,32	1	-	
PAC-LV	0,17	0,5	-	
КАЗ	5	15	1,5	

Полная кольматация произошла при сочетании глинистого раствора + КАЗ (на основе торфа/асбеста), при этом раствор не вышел из бутылки, как видно на рисунке 4. Частичная, а затем полная закупорка дренажа получилась в сочетании раствора с торфом. Сочетание раствора с мраморной крошкой, ореховой скорлупой, и сухой асбестовой крошкой не привело к видимым результатам, так как раствор прошёл, полностью оставив в верхней части дренажа крупные частицы ореховой скорлупы и не растворившейся асбестовой крошки.



Рисунок 4 – Результат прохождения раствора с кольматантами: ореховая скорлупа, BARACARB-DF-150, торф, КАЗ из торфа, КАЗ из асбестовой крошки, асбестовая крошка (слева направо)

3. Методология применения модифицированного торфа



Рисунок 5 – методология применения разработки

На рисунке 5 представлена методология применения кислой активированной затравки на основе торфа. Вначале должен быть произведён расчёт необходимого количества материалов и химических реагентов на общий объём циркулирующего раствора (п.1). Затем в блок приготовления раствора вводится вода (п.2), сульфат алюминия (п.3), торф (п.4). В течении получаса раствор размешивается, происходит диспергирование торфа на более мелкие волокнистые частицы. Для предотвращения гетерокоогуляция (разжижения) полученной затравки с буровым раствором вводится жидкое стекло (п.5). Затем из БПР затравка вводится в рабочую ёмкость (п.6.) по циклу (постепенно, с целью распределения состава по всему объёму задействованного бурового раствора). Операция повторяется до достижения необходимой концентрации затравки в буровом растворе (п.7.)

УДК 622.24.06.2

Вопросы управления плотностью буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов

Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.
Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

В процессе строительства скважин большая часть работ в том или ином варианте предполагает использование буровых растворов. При этом вопрос о том, какой технологический процесс происходит, не является определяющим относительно необходимости их использования. Требования предъявляются исключительно к составу и свойствам растворов, которые, в рамках выполняемой задачи, могут варьироваться в широких пределах.

В то же время, в процессе выполнения работ наиболее жестко регламентированным параметром является плотность бурового раствора, которая (кроме случаев предупреждения осложнений, связанных с нарушением устойчивости стенок скважины), должна обеспечивать 5-10 %-ное превышение статического давления столба бурового раствора над пластовым (поровым) в зависимости от глубины [1]. В процессе бурения, как правило, руководствуются данным соотношением.

Вопросы к утяжелению бурового раствора начинают возникать, в основном, при бурении интервалов залегания продуктивных пластов. Обусловлено это следующими факторами:

1. Значительный перепад давления на границе «скважина-пласт», обусловленный как собственно плотностью бурового раствора, так и гидродинамической нагрузкой, приводит к глубокому проникновению компонентов бурового раствора в продуктивный горизонт. При этом, в зависимости от размеров поровых каналов и проницаемости, возможно как развитие зоны проникновения фильтрата бурового раствора, так и движения технологической жидкости без разделения фаз. Помимо этого, возможно формирование зоны кольматации высокой глубины. Все рассмотренные варианты приводят к значительному снижению коллекторских свойств продуктивного пласта;

2. Необходимость применения большого количества утяжеляющих материалов. При этом, если при относительно невысокой (до 1,3-1,35 г/см^3) плотности утяжеление производится, как правило, за счет введения в раствор карбоната кальция (мел, мраморная крошка и т. д.), то для больших значений плотности необходимо использование утяжелителей средней, реже высокой плотности, либо минерализация раствора, а в ряде случаев комбинация подходов. В случае применения исключительно карбонатных наполнителей, твердая фаза в зоне кольматации и, частично, зоне проникновения раствора без разделения фаз разрушается при проведении кислотной обработки. При использовании утяжелителей большей плотности эффективность методов восстановления проницаемости резко снижается. Последнее связано, в основном, с большей инертностью утяжеляющих материалов, в особенности наиболее часто применяемого бариту ($BaSO_4$), отличающегося устойчивостью ко всем видам воздействия. Минерализация приводит к проникновению в поровое пространство фильтрата с высоким содержанием солей разных типов. При этом последствия воздействия минерализатора на поровые каналы и пластовый флюид, особенно с учетом возможности образования прямых и обратных эмульсий высокой вязкости, является непредсказуемым;

3. Необходимость получения максимально большого объема информации в процессе бурения, что не всегда возможно вследствие вышеперечисленных факторов. Последнее особенно актуально при проведении работ по испытанию пластов в процессе бурения, когда, в силу специфики операции, работ по интенсификации притока не проводится, а время проведения ограничено;

4. Повышение риска аварий вследствие прихвата бурильного инструмента. Продуктивные пласты характеризуются, как правило, достаточно высокой проницаемостью и, как следствие, интенсивным коркообразованием. Толстая фильтрационная корка совместно со значительным перепадом давления, значительно повышают риск дифференциального прихвата. Данное обстоятельство неоднократно приводило к аварийным ситуациям вплоть до потери

ствола скважины. Необходимо отметить: несмотря на то, что данный фактор является единственным, реально приводящим к серьезным проблемам в процессе бурения, его воздействие рассматривается по остаточному принципу. В процессе ведения работ его предпочитают купировать за счет снижения фильтрационных характеристик и повышения смазочных свойств буровых растворов.

Также существует и еще ряд факторов, влияющих на выбор плотности буровых растворов, но они, чаще всего, рассматриваются в комплексе с вышеуказанными либо не рассматриваются вовсе.

Несмотря на то, что изменение плотности буровых растворов в отношении ее снижения является фактором риска и сопряжена со значительным числом дополнительных процедур технологического и бюрократического вида, очень часто оно активно лоббируется различными структурами организаций-недропользователей. При этом наблюдаются следующие закономерности:

1. При бурении разведочных скважин инициатива снижения плотности раствора относительно нормативного минимума исходит, как правило, от геологических служб и может принимать следующие виды:

– получение надлежащим образом согласованного разрешения на проведение соответствующих мероприятий;

– неофициальный запрет на утяжеление бурового раствора. Как правило, специалисты непосредственно на буровых имеют подготовленные запасы материалов для проведения оперативных работ по утяжелению на случай ГНВП;

– саботирование необходимости утяжеления буровых растворов при ГНВП, в том числе, бюрократическими методами.

2. При бурении эксплуатационных скважин инициатива снижения плотности раствора исходит, чаще всего, от отдела разработки, в ряде случаев совместно с геологическим отделом. Чаще всего имеет надлежащим образом согласованные документы на проведение работ, в ряде случаев может быть связано с проведением экспериментальных операций.

Необходимо отметить, что ведение работ, связанных с понижением плотности бурового раствора при строительстве разведочных скважин, в ряде случаев, может вестись с игнорированием последствий. Так, при строительстве разведочной скважины на Северо-Саембойском месторождении при достижении проектного забоя было принято решение о продолжении бурения до нормативно допустимой без согласований глубины. Целью бурения являлась проверка предположений о наличии ранее не выявленных залежей углеводородов. При этом повышение плотности бурового раствора планом ведения работ предусмотрено не было.

В ходе бурения было отмечено проявление, что выразилось в повышении газосодержания бурового раствора, снижении вследствие этого удельного веса и истечении раствора на устье при остановке циркуляции. При продолжении бурения интенсивность проявления увеличилась.

Несмотря на своевременно отправленную информацию, геологической службой не было принято никаких решений, что впоследствии объяснялось выходными днями. Находящийся на буровой супервайзер донес до персонала запрет на увеличение плотности раствора, отказавшись дать письменное распоряжение. Таким образом, угрозы саботировались, а их ликвидация блокировалась неофициальными методами.

Утяжеление раствора было проведено без согласования по циклу, что позволило предотвратить выброс. При этом выход на равновесие был получен при достижении плотности бурового раствора 1,85 г/см^3, что более чем на 0,3 г/см^3 выше поддерживавшейся ранее. Впоследствии проведение испытаний показало наличие в разрезе газового пласта на глубине свыше 4000 м. Из вышесказанного можно сделать однозначный вывод о том, что дальнейшее следование требованиям геологического отдела привело бы к выбросу и, возможно, газовому фонтану. Данная ситуация может служить наглядной иллюстрацией опасности проведения несогласованных работ по поддержанию плотности бурового раствора ниже нормативной в разведочных скважинах.

При строительстве эксплуатационных скважин ситуация в значительной степени меняется. Как правило, на определенном этапе организации, ведущие работы на месторождении, накапливают достаточный опыт бурения, чтобы на основании статистических данных с высокой степенью вероятности прогнозировать как пластовые, давления, так и поведение продуктивных пластов в различных условиях. Теоретически это позволяет безопасно управлять плотностью бурового раствора, в том числе, в сторону ее уменьшения. Практически же это может привести к проблемам вследствие неучтенных факторов либо при проведении экспериментов.

Примерами этого может служить ситуация на Усинском месторождении, где, теоретически, не могло быть осложнений, связанных с проявлениями. Тем не менее, даже при поддержании нормальной плотности бурового раствора на некоторых скважинах наблюдались интенсивные коагуляционные процессы в буровом растворе без видимых причин. Ситуация наблюдалась вплоть до обнаружения на одной из скважин ГНВП, которое, вследствие неверных решений технологического отдела, привело к выбросу. К счастью, флюид оказался представлен минерализованной водой. Дальнейшее изучение вопроса позволило сделать вывод о том, что причиной осложнения являлись работы по поддержанию пластового давления, включающие закачку в пласт воды. Таким образом, неучтенное техногенное воздействие привело к изменению пластовых давлений и сопутствующим осложнениям.

В качестве примера осложнений при проведении экспериментов можно привести ситуацию, сложившуюся на одной из скважин Южно-Ошского месторождения. В процессе вскрытия продуктивных пластов в рассматриваемый момент времени применялся раствор плотностью 1,22 г/см^3, что позволяло обеспечить безопасное вскрытие продуктивных пластов. В качестве эксперимента было принято решение провести вскрытие с использованием бурового раствора, имеющего плотность 1,16 г/см^3. В случае появления признаков ГНВП предполагалось ступенчатое (по 0,2 г/см^3) утяжеление бурового раствора до выхода на равновесие.

Как показали дальнейшие события, решение было ошибочным. В процессе бурения признаков ГНВП не обнаруживалось, но при достижении проектной глубины и остановке циркуляции в процессе технологического отстоя примерно через полчаса было отмечено изливание раствора через затрубное пространство. Было проведено ступенчатое утяжеление, длительное время не дававшее результатов. Выход на равновесие отмечен только при плотности 1,27 г/см^3, что значительно превышало обычные значения. Впоследствии проведенные исследования показали значительно большее загрязнение продуктивного пласта по сравнению с соседними скважинами.

Таким образом, исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы:

1. Снижение плотности бурового раствора при вскрытии продуктивных горизонтов ниже нормативного минимума может привести к осложнениям при бурении вплоть до ГНВП различной интенсивности;

2. Полностью и достоверно оценить факторы, влияющие на поведение скважины при этом невозможно;

3. Практика принятия решений на уровне отделов с вынесением их в производство без соответствующих согласований и профилактических мероприятий может привести к серьезным осложнениям при строительстве скважин.

Библиографический список:

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : электронное справочное пособие [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200001611/ – Дата обращения: 10 сентября 2025.

УДК 622.24.06.2

Работа геологических служб как фактор изменения рисков при строительстве скважин

Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Современные тенденции в строительстве скважин направлены, в первую очередь, на снижение издержек в процессе ведения работ при сохранении коллекторских свойств продуктивных пластов. Геологические и геофизические исследования при этом проводятся по остаточному принципу и имеют узкую направленность, что приводит к резкому снижению геологической информации и ухудшению ее качества. При этом наиболее ярко данный подход проявился в России в последние 25-30 лет. Связано это как с общемировыми тенденциями, так и со специфическими условиями, выделяющими процесс по сравнению с другими странами. Необходимо отметить, что на специфику работы в России дополнительно негативно влияют следующие факторы:

1. Очень большой объем геологических и геофизических исследований, проводившихся при бурении скважин в советское время. Как показывает практика ведения работ, он в ряде случаев представлялся даже чрезмерным. В процессе сокращения объемов разница видна, в основном, на контрасте;
2. Большой объем бурения в СССР во второй половине 20-го века, что привело к резкому сокращению после распада Советского Союза объемов геологических и, особенно, геофизических исследований вследствие сужения рынка;
3. Устаревание применяемого оборудования из-за общего износа парка приборов и неполноценность его замены, в первую очередь, количественная;
4. Многократное сокращение объемов разведочного бурения;
5. «Оптимизация» затрат предприятий, в первую очередь, за счет неисполнения исследовательских работ, в том числе предусмотренных проектами;
6. Снижение качества специалистов, обусловленное отсутствием полноценного восполнения кадрового состава в 90-х годах, старение и уход специалистов старшего поколения и прервавшаяся вследствие этого преемственность;
7. Утрата большого объема ранее накопленной информации вследствие ликвидации архивов и кернохранилищ;
8. Снижение качества подготовки специалистов вследствие сокращения программ и порочной образовательной политики.

Дополнительным фактором, влияющим на процесс, является нарушение (от замедления прохождения документации до полного прекращения) передачи информации между геологическим отделом и отделом (организацией), отвечающим непосредственно за производство буровых работ. Также на это накладывается недостаточная квалификация занятого в строительстве скважин персонала, от инженеров на местах до руководителей предприятий. Особенно это отмечается в случае, если они не имеют базового технического или геологического образования. Последнее часто наблюдается на предприятиях, практикующих «эффективный менеджмент». В ряде случаев это может привести к более серьезным последствиям, чем все остальное.

В то же время, практика показывает, что в процессе строительства скважин наблюдается большое количество осложнений и аварий, связанных с отсутствием или неверной интерпретацией геологической информации. При этом данное обстоятельство может привести к серьезным проблемам, вплоть до необходимости ликвидации скважин.

Примером этого может служить ситуация, наблюдавшаяся при строительстве скважины № 1 на Воргамусюрском месторождении. Вследствие локализации в предгорьях Урала, перспективное месторождение имело сложное геологическое строение. Отсутствие возможности полноценной корреляции данных о геологическом строении региона, возникшее вследствие раздробленности и частичной ликвидации геологоразведочных предприятий в 90-е годы 20-го века, привело к следующим проблемам:

1. Скорость бурения в верхних интервалах была на порядок ниже запланированной вследствие ошибки в определении твердости горных пород.

2. Наличие карстовых пустот не было отмечено при проведении проектных работ, хотя их наличие было известно, что привело к проблемам с поглощениями бурового раствора, не решенными в процессе работ и, в конечном счете, к некачественному креплению скважины.

3. Наличие в разрезе соленосных отложений (галита), что привело к коагуляции раствора, намыву каверны в объеме свыше 200 $м^3$ и, в конечном счете, ликвидации скважины.

4. Неверная оценка пластовых давлений (коэффициент аномальности по факту ведения работ составил 1,7), что, вкупе с нарушением технологических свойств раствора при вскрытии солей, привело к возникновению управляемого фонтана, ликвидация которого продолжалась около полугода.

Несколько менее впечатляющими являются результаты бурения скважины №1 Восточно-Перевозная, где не выявленный своевременно геологической службой массив ангидритов мощностью около 300 метров привел к необходимости восстановления свойств полностью деградировавшего от минеральной агрессии бурового раствора. При этом водоотдача бурового раствора поднималась до 96 $см^3$/30 мин, что в 10 раз выше допустимого. От аварии скважину спасла только чрезвычайно высокая устойчивость пород, слагающих разрез. Кроме того, при проведении работ по испытанию пластов в процессе бурения ошибка геолога на буровой привела к необходимости проведения повторных работ, что значительно увеличило время строительства скважины.

В ряде случаев наблюдаются и иные нестандартные ситуации. Так, на одном из месторождений наблюдалось нарушение устойчивости стенок скважин, связанное со входом в пласт под опасным углом на растворе, имеющем в своем составе конденсированный лигносульфонатный пек (КЛСП), обладающий свойствами ПАВ. Проникновение его в сланцевую породу вызвало скольжение пропластков относительно трещин и их непрерывное обваливание. При этом геологическая служба об углах залегания пласта не сообщала.

Помимо этих примеров наблюдается значительное количество ситуаций, также связанных с геологическими ошибками и приводящих к серьезным последствиям. В то же время, необходимо учитывать, что это – разведочные скважины, где возможность тяжелых осложнений существует априори.

Тем не менее, при строительстве эксплуатационных скважин на изученных месторождениях часто наблюдаются аналогичные ситуации. Так, на Харьягинском месторождении при строительстве наклонно-направленных скважин интервал набора угла часто совпадал с интервалом залегания аргиллитов, что, в свою очередь, приводило к регулярным проблемам с устойчивостью стенок скважины, поскольку углы в данных интервалах близки к 60 градусам, что, как показывает практика бурения, наиболее опасно. Последствиями данной ситуации становились обвалы, часто приводящие к потере компоновок. При этом каких-либо рекомендаций по ведению работ геологическая служба не выдавала, списывая происходящее на геологические осложнения, что говорит или о низком уровне компетенции, или о слабой заинтересованности ее представителей.

При бурении на Южно-Хыльчуюском месторождении первая скважина (глубина по вертикали незначительно превышает 2000 м) бурилась свыше пяти месяцев, что связано с выпучиванием глин. Последнее обстоятельство, как было установлено позднее, обуславливалось несовместимостью их с хлоридом калия, являвшимся основным ингибитором бурового раствора. Несмотря на ранее проведенную разведку, исследования свойств глин не производились. Ситуация была исправлена путем смены типа раствора, и в последующем время строительства скважин не превышало месяца. Тем не менее, решение было найдено без участия геологической службы. Работы проводились опытным путем сервисной компанией в собственных лабораториях.

Также очень часто наблюдается порочная технология разработки месторождения, при которой в процессе кустового бурения ведется освоение только что пробуренных скважин, находящихся рядом со скважинами, находящимися в процессе строительства. Как следствие, происходит локальное падение пластовых давлений, приводящее к поглощениям в продуктивных пластах. Без согласования с геологической службой подобные работы не должны проводяться, и, соответственно, анализ возможных проблем с ее стороны отсутствует.

Примеров данного вида очень много, и присутствуют они на большинстве месторождений. Тем не менее, часто могут наблюдаться и обратные ситуации. К примеру, при бурении разведочной скважины на Антоновской площади геологическое сопровождение осуществлялось непрерывно, с присутствием на скважине опытных геологов и тщательной проработкой состояния разреза. В результате технология ведения работ была адаптирована под текущие условия, что позволило оптимизировать технологические процессы, в первую очередь долотную программу, растворы и состав КНБК, непосредственно на месте. В результате скважина была пробурена с опережением графика более чем на месяц. Кроме того, при аварии (обрыв талевого каната) инструмент находился в скважине без движения около суток, из них около восьми часов с остановленной промывкой. В то же время, после проведения перетяжки талевого каната, хождение инструмента было восстановлено без признаков прихвата.

Последний случай указывает на то, что при грамотном и своевременном взаимодействии геологической службы и технологических служб всех уровней это может привести к купированию рисков и резко повысить технико-технологические и экономические показатели бурения. К сожалению, в настоящее время примеры такого рода взаимодействий становятся единичными.

Из вышеописанного можно сделать следующие выводы:

1. В настоящее время геологическое сопровождение строительства скважин находится в неудовлетворительном состоянии, что связано с неоправданной экономией, снижением уровня подготовки специалистов и попытками снизить затраты времени, в том числе на проведение комплексных геофизических исследований;

2. Проблемы, возникающие вследствие экономии на геологических и геофизических работах, приходится решать путем фактически перебора вариантов в полевых условиях. Последнее часто не дает достаточного эффекта и требует больших затрат времени и средств всех компаний, участвующих в строительстве скважины;

3. В дальнейшем, если подобная политика по обучению персонала, с уходом квалифицированных специалистов советской подготовки, ситуация будет только усугубляться;

4. Единственным реальным способом исправить ситуацию является пересмотр всей политики в отношении геологии, а именно:

– увеличение объемов геологических и геофизических исследований на всех этапах ведения работ по анализу первичной информации, сопровождения строительства скважины, работ при разработке месторождений и других;

– повышение уровня подготовки специалистов в ВУЗах путем как наращивания количества, так и качества подготовки студентов;

– восстановление геологических фондов, позволяющих вести накопление и анализ информации;

– привлечение специалистов с большим практическим опытом для повышения качества ведения работ и восстановления связи между поколениями специалистов.

УДК 622.24.06

Вопросы влияния деструктивных изменений буровых растворов на основе органических высокомолекулярных соединений на механизмы эффекта смачивания и фильтрации, при контактном взаимодействии среды раствора с стенками скважины

Цуканова А. Н., Лауденшлегер Л. О.
Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

Вопросы влияния структурных изменений буровых растворов на механизм смачивания остаются одними из ключевых аспектов в области строительства скважин. Буровые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы, включающие воду или углеводородную основу, диспергированные твердые частицы, органические высокомолекулярные соединения (ОВМС) и множество добавок специального назначения, таких как: минерализаторы, бактерициды, смазочные соединения. Компонентный состав

определяется индивидуально, под конкретные геологические условия, с учетом баротермальных значений вскрываемых горных разрезов. Назначение каждого компонента в составе бурового раствора – создание и поддержание определенных технологических свойств, обеспечивающих: эффективное механическое разрушение горных пород, стабилизацию стенок скважины, выносную способность, требуемую тиксотропность, сохранность фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных зон, а следовательно, обеспечение оптимальных значений ТЭП (технико-экономических параметров), в частности, коммерческой скорости строительства скважин.

Не последнюю роль в обеспечении стабильности и оптимизации характеристик растворов играют органические высокомолекулярные соединения, занимающие значительную нишу в химии для буровых растворов. Использование органических полимерных соединений в составе буровых растворов гарантирует целый ряд преимуществ, что обеспечило им, своего рода, популярность в современной практике бурения нефтяных и газовых скважин:

– улучшение технологических свойств раствора благодаря способности изменять реологические свойства буровых растворов, делая их более вязкими и эффективными в плане удерживания твердых частиц;

– повышение устойчивости фильтрационных корок для снижения вероятности возникновения осложнений на различных этапах строительства скважины, в частности, при спускоподъемных операциях;

– ассортимент и, как следствие, возможность адаптации к различным условиям и технологическая гибкость. Это позволяет гибко адаптироваться к любым условиям и достигать высоких ТЭП в процессе бурения;

– экологическая безопасность: современные полимерные композиции разработаны с учётом экологических стандартов и соответствуют требованиям защиты окружающей среды. Такие полимерные соединения легко разлагаются биологическим путём, что значительно уменьшает негативное воздействие на природу, но в этом свойстве кроется и значительный минус, который будет рассмотрен чуть далее.

Несмотря на многочисленные достоинства, применение органических полимерных соединений в буровых растворах сопряжено с определёнными недостатками и ограничениями, которые важно учитывать при выборе компонентного состава буровых растворов на этапе проектирования:

– высокая стоимость реагентов данного класса. Особенно чувствительны к стоимости проекты глубокого бурения и горизонтального бурения, где объемы потребляемых материалов значительно возрастают;

– ограниченная стойкость к высоким температурам, характерным для глубоких скважин, при которых некоторые полимеры начинают терять свои полезные свойства. Кроме того, высокотемпературные условия ускоряют процессы деструкции полимеров, приводящие к потере прочности фильтровальных корок и повышению потерь циркуляции раствора;

– сложность контроля и поддержания оптимальных концентраций полимерных добавок, - неправильная концентрация может привести к необратимым изменениям реологических свойств буровых растворов, что станет спусковым крючком для ряда осложнений;

– негативное воздействие на окружающую среду. Несмотря на то, что органические полимерные соединения относятся к наиболее безопасному классу буровой химии, последствия деградации полимеров негативно воздействуют на экосистемы, в том числе, при попадании в почву или водоемы [1].

Высокая вероятность возможных деструктивных изменений может привести к ряду значимых проблем. Как известно, при проникновении фильтрата бурового раствора в стенки скважины формируются тонкие слои жидкости, контактирующие непосредственно с минеральной матрицей породы, что сопровождается рядом физических и химических реакций, среди которых наиболее значимыми являются: адсорбционные процессы на границе раздела фаз жидкость-порода; диффузионные потоки молекул фильтрата внутрь пористой среды; капиллярные явления. Выше перечисленные факторы существенно влияют на характеристики смещения жидкостей в пласте и поведение фильтрата внутри призабойной зоны.

Одним из главных негативных факторов является деструкция органических высокомолекулярных соединений, вызванная воздействием минерализованной водной среды и условий высокого давления и температуры. Разложение органических полимерных реагентов, возникающее вследствие разрушения гликозидных связей, проявляется в снижении молекулярной массы с трансформацией цепи полимера в мономерные звенья, и, как следствие, изменении вязкостных и коллоидных свойств растворов. Последствиями являются:

– увеличение скорости просачивания фильтрата сквозь фильтрационную корку, сопровождаемое увеличенными значениями фильтрации;

– изменение реологических характеристик раствора, затрудняющее контроль процесса бурения.

Особое значение имеют вторичные продукты распада органических соединений, способные к пролонгированному взаимодействию с породой, неконтролируемым химическим реакциям, в том числе, по причине распада под влиянием тепловых, механических, химических нагрузок, что значительно увеличивает риски. Рассмотрим более подробно, почему это явление становится критичным фактором в процессах бурения и последующей эксплуатации скважин. Из органических высокомолекулярных соединений (полимеры, лигносульфонаты, гуматы и др.) подвергаемых распаду, образуются вторичные продукты - низкомолекулярные фрагменты исходных соединений, обладающие собственной химической активностью (такие как карбоновые кислоты, спирты, альдегиды, простые эфиры, аммиак и аммонийные производные), характеризуемые низкой молекулярной массой и хорошей подвижностью, что облегчает их распространение по микропорам и трещинам в породе.

Что касается механизмов взаимодействия вторичных продуктов с породой, то взаимодействие вторичных продуктов распада с минералами породы осуществляется несколькими путями:

– Путем адсорбционного связывания, в результате чего низкомолекулярные карбоновые кислоты активно сорбируясь на активных центрах минералов, образуют комплексы с кальцием, магнием и железом, что усиливает закрепление продуктов распада на поверхности и препятствует последующему их удалению.

– Через образование устойчивых эмульсий. Продукты распада могут служить стабилизаторами для капелек масла или газоконденсата, создавая устойчивые микроэмульсии, задерживающиеся в поровом пространстве, что в дальнейшем негативно отражается на сохранности оптимальных значений коллекторных свойств пласта.

– Повышенная коррозионная активность. Некоторые продукты распада содержат азотистые группы, способные усиливать кислотность среды, активируя жизнедеятельность различного класса, включая аэробный, бактерий и вызывать локальное повышение активности железа и сернистых соединений, ускоряя износ обсадных труб, вызывая ухудшение состояния металлических конструкций, загрязняя поровое пространство, в том числе, продуктивных пластов. Кроме того, вторичные продукты способны к быстрому накоплению в кольцевом пространстве и на забое, образуя густые слизеподобные массы, плохо очищаемые обычными методами.

Все перечисленные факторы повышают риски нарушения эффективной работы бурильной колонны, снижения производительности скважины и аварийных ситуаций, в том числе, в перспективе - при дальнейшей эксплуатации скважины.

Для предупреждения развития выше указанных осложнений и уменьшения негативных последствий, возникающих при разложении полимеров в буровых растворах и в их фильтратах, рекомендуется:

- Рационально подходить к выбору компонентов бурового раствора, относящихся к органическим полимерным соединениям. Рекомендуется использовать полимеры, стойкие к воздействию высоких температур, механическому износу и щелочным средам.

- Регулировать кислотности среды, так как определенные значения водородного показателя способны замедлять химические реакции деструкции полимеров. Добавление щелочных агентов способно предотвратить резкое падение pH и образование кислой среды, благоприятной для быстрого разложения органических соединений.

- Применять ингибиторы бактериальной активности. Активность микроорганизмов, обитающих в среде бурового раствора, часто усиливается при повышении содержания аминокислот и аминов. Применение бактерицидных препаратов и ингибиторов роста эффективно подавляет рост патогенных бактерий, снижая темпы формирования слизистых масс и биопленок.

- Модифицировать рецептуру буровых растворов путем использования новых поколений функциональных добавок, позволяющих регулировать свойства раствора и увеличивать его долговечность, поддерживая заданные физические и химические свойства раствора.

- Выполнять постоянный мониторинг состояния технологических свойств бурового раствора, включающий оценку параметров образцов раствора, для обеспечения раннего выявления признаков деструкции полимеров с целью оперативного выявления аномалий и своевременной корректировки рецептуры раствора.

- Эффективно очищать кольцевое пространство и забой скважины от скопившихся загрязнений, для исключения образования застойных зон и очагов активной деструкции полимеров.

Таким образом, грамотное сочетание профилактических мероприятий и оперативной корректировки рецептуры позволяет успешно избегать осложнений, связанных с образованием и накоплением вторичных продуктов распада органических соединений в буровом растворе и, как следствие, в фильтрате, находящемся в поровом пространстве [2].

Важность понимания взаимосвязи между компонентным составом и качеством бурового раствора и характеристиками процессов фильтрации в призабойной зоне, эффективное управление этими параметрами позволит повысить производительность и безопасность работ на всех этапах освоения нефтегазовых месторождений, обеспечивая надежный доступ к полезным ископаемым и максимальную отдачу ресурсов. Таким образом, основные выводы следующие:

1. Изучение поведения вторичных продуктов распада в реальных условиях позволяет разработать новые стратегии защиты оборудования от преждевременного износа.
2. Анализ воздействия растворимых фракций органических соединений на устойчивость фильтрационных корок важен для выбора оптимальных параметров на ранних этапах проектирования.
3. Постоянный мониторинг химического состава фильтрата и твердой фазы необходим для раннего выявления нарушений.
4. Внедрение программного моделирования динамики миграции компонентов фильтрата раствора позволит предсказывать возникновение потенциальных проблем и разрабатывать эффективные превентивные меры.
5. Исследования микробиологической составляющей проблемы должны базироваться на грамотном подборе антиферментаторов и ингибиторов для обработки бурового раствора с целью ограничения роста микрофлоры.
6. Необходим комплексный подход к решению вопроса влияния деструктивных изменений буровых растворов на эффективность бурения и, в последствии, сохранение устойчивого функционирования скважины.
7. Дальнейшее изучение и разработка инновационных подходов к проблемам загрязнения фильтрационной зоны и улучшение качества буровых растворов являются актуальной задачей науки и практики, так как совершенствование существующих технических регламентов и внедрение лучших практик позволят сократить экономические издержки и увеличить рентабельность проектов по разработке подземных ресурсов.

Библиографический список:

1. Цуканова А. Н., Уляшева Н. М. Термобиодеструкция и ее роль в стабилизации параметров реологии и фильтрации в малоглинистых и безглинистых полимерных системах/ Нефтепромысловая химия. Материалы VI Международной научно-практической конференции (XIV Всероссийской научно-практической конференции). Москва, 2019. С. 75-78.
2. Давыдов А. Н., Дубровский С. А. – Химия и технология буровых растворов. Учебник. – Москва: Нефтегазпром, 2019. – 416 с.

УДК 622.4:622.82

Выбор рациональных схем проветривания вновь проводимых горных выработок

Грунской Т. В., Михеевский Е. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

На нефтяных шахтах тупиковые выработки, находящиеся в проходке, проветриваются непрерывно с помощью вентиляторов местного проветривания (ВМП). Способ проветривания проводимых выработок нагнетательный. ВМП, работающий на нагнетание, устанавливается в горной выработке со свежей струей воздуха на расстоянии не менее 10 м от исходящей струи (согласно п. 1777 ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1]). Расстояние от конца вентиляционного трубопровода до забоя не должно превышать 8 м (согласно п. 1779 ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1]).

Выработки нефтяных шахт проходят двумя параллельными забоями, в основном, буровзрывным способом. Схема проветривания проводимых выработок представлена на рисунке 1. Расстояние между сбойками обозначено х.

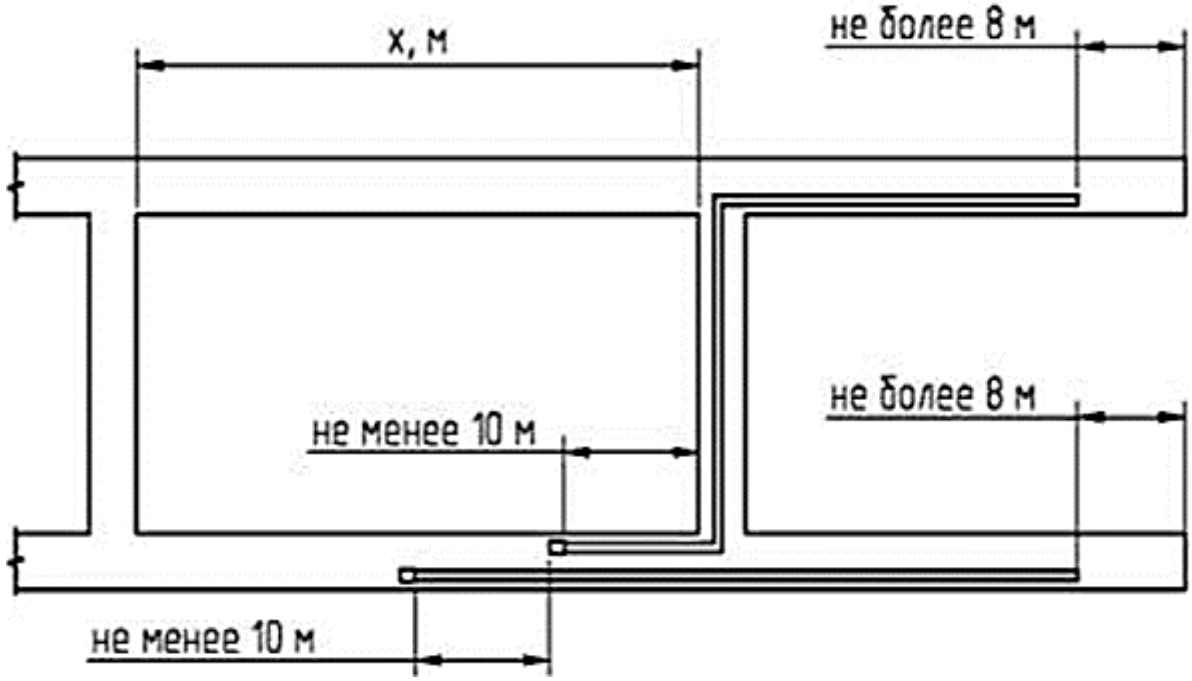


Рисунок 1 – Схема проветривания проводимых выработок

Расстояние между вентиляторами может быть менее 10 м, в таком случае суммарная их производительность не должна превышать 70 % расхода воздуха в горной выработке в месте установки первого ВМП, считая по ходу струи. Иного типа проветривания тупиковых выработок не предусматривается законодательно.

На нефтяных шахтах для проветривания тупиковых выработок применяются ВМЭ-5 и ВМЭ-6.

В данном разделе рассмотрено применение вентиляторов местного проветривания для оценки обеспечения воздухом забоев. Технические и аэродинамические характеристики вентиляторов ВМЭ-4, ВМЭ-5, ВМЭ-6 и ВМЭ-8. Выбранные вентиляторы соответствуют ГОСТ 6625-85 «Вентиляторы шахтные местного проветривания. Технические условия» [2].

Характеристики вентиляторов ВМЭ-4, ВМЭ-5, ВМЭ-6 и ВМЭ-8 представлены в таблице 1.

Аэродинамические характеристики вентилятора ВМЭ-4 представлены на рисунке 2.

Определение допустимого расстояния между сбойками

Исходные данные для расчета:

– сечение выработки – 10,3 м^2, расход воздуха по минимальной скорости 2,6 м^3 /с.

– диаметр воздуховода – 0,6 м. – длина сбойки – 30 м, 2 поворота на 90º.

Так как проходка выработок производится 2 параллельными забоями, расчет производится для наиболее удаленного забоя.

Таблица 1 – Характеристики рассматриваемых вентиляторов

Параметр	ВМЭ-4	ВМЭ-5	ВМЭ-6	ВМЭ-8
Номинальный диаметр рабочего колеса, мм	400	500	630	800
Частота вращения ротора, мин -1 (синхронная)	3000	3000	3000	3000
Номинальная подача, (пред. откл. минус 10%), м 3 /с	2	3,65	7,0	10
Номинальное полное давление, Па	1300	2000	2500	3200
Мощность электропривода, кВт	4	15	25	50
Мощность электропривода кВт 4 15 25 50 Габаритные размеры: – высота, не более мм – ширина, не более мм – длина, мм	 660 620 825	 851 640 1080	 974 761 1080	 974 761 1080

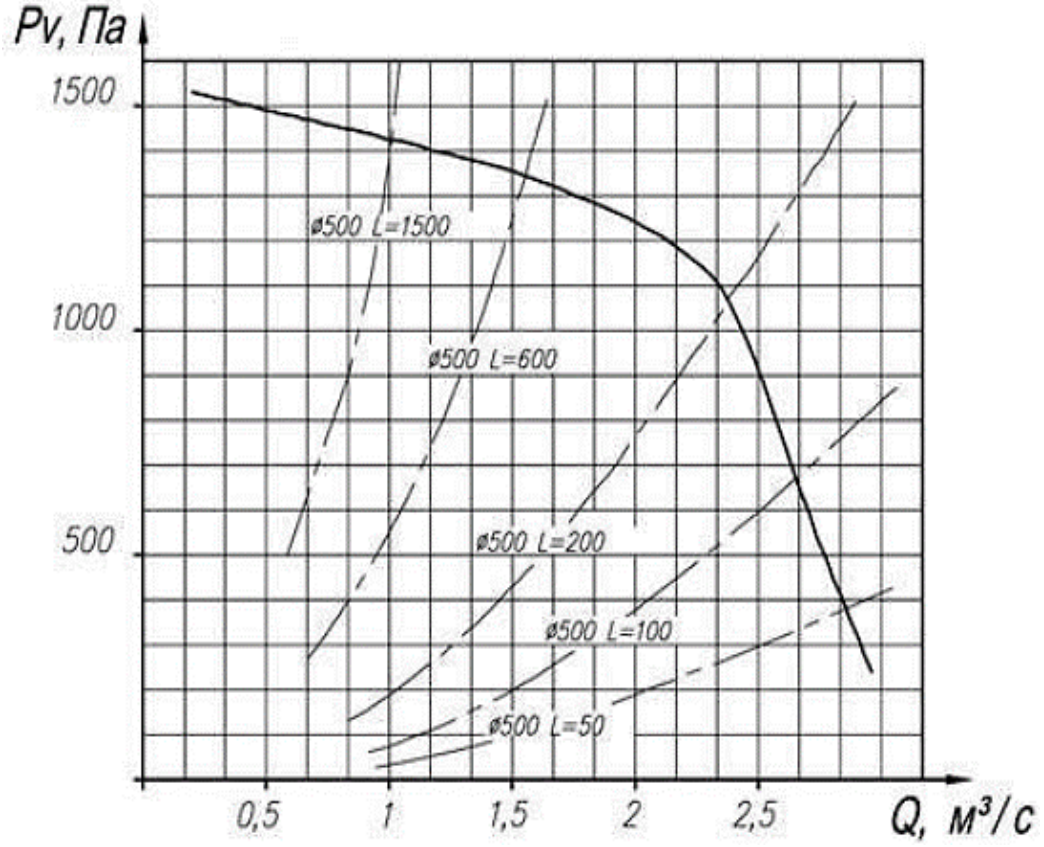


Рисунок 2 – Аэродинамическая характеристика вентилятора ВМЭ-4

Подача вентилятора ($м^3/с$), работающего на гибкий трубопровод, рассчитывается по формуле:

$$Q_{ВМП} = Q \cdot k_{ут} \quad (1)$$

где Q – количество воздуха, необходимое для проветривания тупиковой выработки, $м^3$ /мин;
$k_{ут}$ – коэффициент утечек воздуха в вентиляционных трубопроводах.

Коэффициент утечек воздуха определяется по таблице 2 «Временной инструкции по расчету количества воздуха для проветривания нефтяных шахт НШПП «Яреганефть» для разработки проектной документации по проектам реконструкции нефтяных шахт НШ-1, НШ-2, НШ-3» [3].

Давление вентилятора, работающего на гибкий вентиляционный трубопровод, определяется по формуле:

$$h_в = Q^2_{ВМП} \cdot R_{ТР.Г} \cdot (\frac{0,59}{k_{ут.тр.}} + 0,41)^2, \quad (2)$$

где $k_{ут.тр.}$ – коэффициент утечек воздуха в гибком трубопроводе;

$R_{тр.г.}$ – сопротивление трубопровода, мм вод. ст.

Сопротивление гибкого трубопровода определяется по формуле:

$$R_{ТР.Г} = r_{ТР}\left(l_{ТР} + 20d_{ТР}n_1 + 10d_{ТР}n_2\right), \quad (3)$$

где $r_{ТР}$ – удельное аэродинамическое сопротивление гибкого вентиляционного трубопровода без утечек воздуха,

$k_{μ/м}$; принимается для диаметра 0,6 м равным 0,071 kμ/м;

n_1 и n_2 – число поворотов трубопроводов на 90° и 45° соответственно.

1 вариант – расстояние между сбойками 100 м.

Диаметр	Длина воздуховода	Коэффициент утечек в воздуховоде	Расход воздуха	Давление ВМП
0,6 м	140 м	1,06	2,76 м^3/с	810 Па

Рабочая точка на аэродинамической характеристике ВМЭ-4 представлена на рисунке 3.

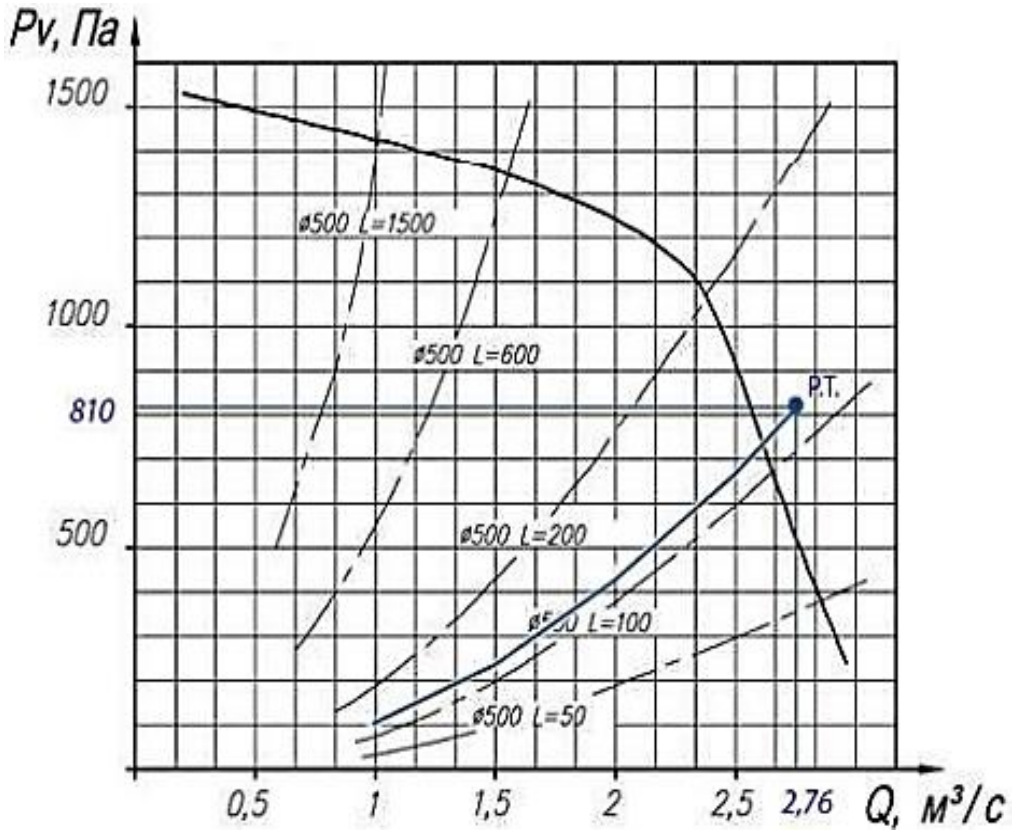


Рисунок 3 – Аэродинамическая характеристика вентилятора ВМЭ-4 с рабочей точкой

Вывод: проветривание проводимых выработок ВМЭ-4 не представляется возможным по причине расположения рабочей точки за границей характеристик работы вентилятора. Проветривание проводимых выработок возможно только ВМЭ-5, ВМЭ-6, ВМЭ-8.

Библиографический список:
1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534.
2. ГОСТ 6625-85. Вентиляторы шахтные местного проветривания. Технические условия: национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта СССР от 23 мая 1985 г. № 1447 : дата введения 1986-01-01 / разработан Министерством угольной промышленности СССР. – Москва : ИПК Изд-во стандартов, 2003 г.
3. «Временная инструкция по расчету количества воздуха для проветривания нефтяных шахт НШПП «Яреганефть» для разработки проектной документации по проектам реконструкции нефтяных шахт НШ-1, НШ-2, НШ-3», 2018 г
4. Фомин А. И., Грунской Т. В. Поиск эффективных решений разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 7. С. 20-25.

УДК 622.281.74(470.13)

Оценка возможности применения анкерной крепи в нарушенных породах Ярегских нефтешахт

Грунской Т. В., Воробьев М. Р.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В условиях Ярегских нефтешахт физико-механические свойства пород приконтурного массива горных выработок нефтяного горизонта, в период их активной эксплуатации, подвергаются значительным изменениям ввиду постоянной работы выработок в условиях повышенной влажности. В частности, эти изменения касаются значений сопротивления пород (массива) сжатию. Наличие паропроявлений, вызванных выделением нагнетаемого пара из нефтенасыщенных пластов в выработки, и прочих нарушений, также отрицательно сказывающихся на прочностные характеристики пород приконтурного массива.

В результате длительной (1–10 лет) эксплуатации выработок в условиях повышенной влажности, приконтурные породы насыщаются молекулами воды и теряют свои прочностные свойства, в результате чего начинают осыпаться при воздействии внешней минимальной нагрузки.

По результатам проверки возможности крепления ненарушенного приконтурного массива горных выработок самостоятельной анкерной крепью можно сделать следующие выводы по креплению выработок с нарушенными породами приконтурного массива:

– крепление горных выработок самостоятельной анкерной крепью, пройденных в нефтенасыщенных породах с ухудшенными прочностными характеристиками, не обеспечит их устойчивое состояние на период технологического срока службы выработки;

– горные выработки, пройденные в туффите, в отличие от горных выработок, пройденных в нефтенасыщенных породах, не теряют своих прочностных свойств в периоды активной эксплуатации выработок (за исключением возможных подтоплений и прочих нарушений, связанных со скоплением шахтных вод в выработках), что оставляет возможность поддержания выработок в рабочем состоянии при помощи самостоятельной анкерной крепи.

Нефтяной песчаник в ненарушенном состоянии является достаточно крепкой породой. При строительстве горных выработок, особенно буровзрывным способом, формируются дополнительные трещины и ослабление массива. При этом, наибольший вклад в ослабление массива вносит ослабление приконтурных пород. Механизмы ослабления пород строятся на следующих принципах:

– высокая влажность воздуха в горных выработках, вызывающая размокание непосредственных приконтурных пород горных выработок. Согласно приложению № 9 ФНИП «Инструкция по расчету и применению анкерной крепи на угольных шахтах» [1], в обводненных горных выработках прочностные свойства песчаника для выполнения расчетов крепи горных выработок уменьшаются на 20 %;

– переход нефти из твердого состояния в жидкое при реализации термошахтной системы разработки. Согласно диссертации Груцкого Л. Г. «Обоснование способов повышения устойчивости выработок нефтешахт» [2], в стандартных условиях песчаник теряет 30 % прочности.

Исходя из выше озвученных тезисов, потеря устойчивости от изменения свойств нефти составит 10 %.

Приконтурные породы недавно построенных горных выработок на нефтешахтах Ярегского месторождения (до 3-х месяцев) имеют прочностные свойства близкие к свойствам пород в нетронутом массиве.

Такие породы не имеют нарушений, связанных с уменьшением значений прочностных свойств, вызванных повышенной влажностью и паропроявлениями внутри выработки.

По результатам расчетов, можно сделать следующие выводы о возможности поддержания горных выработок в устойчивом состоянии:

– крепление горных выработок самостоятельной анкерной крепью, пройденных в нефтенасыщенных породах Ярегского месторождения, не обеспечит их устойчивое состояние на период технологического срока службы выработки;

– крепление анкерной крепью горных выработок, пройденных в туффитовых породах, может обеспечить безопасное состояние выработки на весь технологический срок службы.

В период активной эксплуатации выработок в условиях нефтешахт Ярегского месторождения, приконтурные породы и крепь подвержены воздействию на них повышенной влажности внутри горной выработки, паропроявлений и прочих негативно действующих факторов.



Горная выработка, закреплённая рамной крепью КМП А-3 СВП с деревянной затяжкой



Горная выработка, закреплённая рамной крепью КМП А-3 СВП с железобетонной затяжко



Горная выработка, закреплённая рамной деревянной крепью



Горная выработка, закреплённая бетонной крепью

Рисунок 1 – Примеры крепления горных выработок нефтешахт

Поддержание горных выработок в соответствии требованиям ФНиП и проектной документации осуществляется силами участка ремонта горных выработок (РГВ) нефтешахт. Примеры крепления горных выработок нефтешахт представлены на рисунке 1.

Объёмы перекрепления рам и замены деформированной затяжки в нефтешахтах за период представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Объёмы перекрепления рам и замены деформированной затяжки, м^2

Гидроизоляция выработок позволит исключить непосредственный контакт микроклиматических параметров (температура и влажность) с приконтурными породами горной выработки и сохранить физикомеханические свойства приконтурного массива близкими к изначальным значениям.

Исключив полностью или частично отрицательное воздействие влияющих факторов на приконтурные породы горных выработок, появляется возможность оценки поддержания горной выработки в течение всего технологического срока службы выработки при помощи самостоятельной анкерной крепи.

Предложенные мероприятия по гидроизоляции и обоснование уменьшения тепловыделений в горные выработки будут рассмотрены в следующих работах авторов.

Библиографический список:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Инструкция по расчету и применению анкерной крепи на угольных шахтах». Утв. приказом Ростехнадзора от 19 ноября 2020 года № 448.
2. Груцкий, Л. Г. Обоснование способов повышения устойчивости выработок нефтешахт / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – СПГГИ им. Г. В . Плеханова./ Санкт-Петербург, С. 131, 2000 г.
3. ГОСТ 21153.2-84. Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии (с Изменениями № 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.
4. Фомин А. И., Грунской Т. В. Аргументация неприменимости в условиях термошахтной добычи нефти деревянной крепи // Сборник статей XX XX Международной научно-практической конференции. Кемерово. 2025. – С. 114.1-114.5.

СЕКЦИЯ № 5. SOCIAL AND CULTURAL SPECIALITIES IN OIL MINING REGIONS (СОЦИОКУЛЬТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ)

УДК 371.213.3

Planning work on the «Sirius. summer: start your project program»

Poluboyartsev E. L., Miklina O. A., Kolotiy D. Yu., Ordina V. S.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The «Sirius. Summer: Start Your Project» program is designed to engage schoolchildren in solving various project problems in science and technology under the guidance of a mentor. The Sirius Educational Center is the country's leading platform for working with gifted schoolchildren of all ages. The center's primary goal is the early identification, development, and subsequent professional support of gifted students who have demonstrated outstanding abilities in science and engineering. In 2025, faculty from the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics submitted an application for the «Sirius. Summer» program competition on the topic of «Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil».

Relevance of the topic. We believe that applying for the SIRIUS program helps high school students gain additional knowledge about the Komi Republic's oil and gas industry, its history, development, and current status. This industry addresses a significant number of production (technological and design) challenges. Various software packages, which are used at any stage of the production process, provide significant assistance in solving these challenges. The project «Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil» allows high school students to engage with these challenges and, in other words, become immersed in the professional oil and gas industry. Furthermore, they become acquainted with our university, its faculty, and its classrooms, while we get to know them as potential candidates for our university.

The main work at the initial stage of the project. While preparing the application, we planned the proposed work for one year of study:

1) articulating the relevance of the proposed project;
2) formulating the goal and listing the objectives of the proposed project;
3) selecting the project working group;
4) defining the structure of the work within the proposed project;
5) identifying the main topics of the proposed project structure;
6) identifying the forms of organizing the educational process for each topic;
7) defining the key stages of each lesson according to the structure of the proposed project.

Relevance of the project (application). The relevance of the proposed project is noted that modern oil and gas production companies actively use various software (simulation) systems. These systems, in terms of functionality, solve many production problems, including the selection of downhole and surface equipment. A system is a set of specialized equipment for oil production. The equipment selection depends on the well operation method. When selecting equipment, it is necessary to consider the reservoir properties of the producing reservoir, as well as the composition and properties of the oil. The latter parameters are called the physicochemical properties of oil. It is important to note that these properties depend on specific thermobaric conditions (temperature, pressure). The main physicochemical properties of oil include its density and viscosity. Special analytical methods have been developed for their calculation.

Methodologies are a large set of complex formulas typically defined using MS Excel spreadsheets or program codes. These codes are written using the Python programming language. The latter are part of software (modeling) packages that enable the rapid selection of appropriate equipment for an oil well based on the physicochemical properties of the oil.

Due to the transition to import substitution, the number of developments by domestic companies is increasing. With the help of highly qualified programmers and oil and gas specialists, they are creating their own unique packages. These packages contain several interconnected main blocks, each of which solves a specific problem. Calculating the physicochemical properties of oil is

one such block. Thus, at the core of any software package is a separate block for calculating the physicochemical properties of oil depending on pressure and temperature (thermobaric conditions). Согласно плану предлагаемого проекта предполагается, что формирование данных знаний и умений возможно в изучении учебной (упрощенной) методики по расчету основных свойств нефти. По завершении обучения старшеклассниками будет написан программный код на языке программирования Python.

Project Goal and Objectives. The goal of the project "Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil" is to develop software code that can calculate the physicochemical properties of oil for an oil well under specific temperature and pressure conditions. The main objectives of the project for schoolchildren include the following:

1) Review theoretical material on the project topic in studying the physicochemical properties of oil.
2) Introduce laboratory methods for determining liquid density.
3) Introduce an analytical method for determining oil density and viscosity.
4) Learn the fundamentals of algorithmic computational processes in solving mathematical and professional problems in the oil and gas industry.
5) Learn the rules for writing software code using the Python programming language.
6) Write a software product in accordance with the project topic.
7) Create ongoing project documentation.
8) Prepare a report and design a presentation in accordance with the project topic.
9) defend the completed work.

Project Summary. The proposed project is aimed at working with high school students. To complete the proposed project, they must possess certain skills, including the following:

• searching for relevant literature online;
• understanding how to conduct a laboratory experiment;
• constructing a mathematical calculation sequence.

We have classified the proposed project as applied in nature and can be completed both in-person and remotely.

The following project «Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil» leaders have been appointed: E. L. Poluboyartsev, candidate of Technical Sciences, Associate Professor, the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics and O. A. Miklina, Senior Lecturer of the the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics. The application for the project «Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil» has been submitted for approval. The project application was approved in early October 2025 (Figure 1).

Following approval of the project application «Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil» the candidacy of D. Yu. Kolotiy, student of the 21.04.01 Oil and Gas Engineering program of the Master's degree program «Development and Operation of Oil Fields» (2 years of study) as mentor was considered. Following her approval (Figure 2). a working group was formed to work on the project. V. S. Ordina was selected to assist the mentor.

Planning work with schoolchildren. The working group worked to identify the structure of «Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil». A total of six main topics are planned to be covered:

1) Topic: «Physicochemical Properties of Oil»;
2) Topic: «Algorithmization of the Computational Process in Solving Mathematical Problems»;
3) Topic: «Fundamentals of the Python Programming Language»;
4) Topic: «Algorithmization of the Computational Process in Solving Professional Oil and Gas Problems, E.g., Calculating the Physicochemical Properties of Oil»;
5) Topic: «Generating Program Code for the Project Topic»;
6) Topic: «Preparing for the Project Defense».

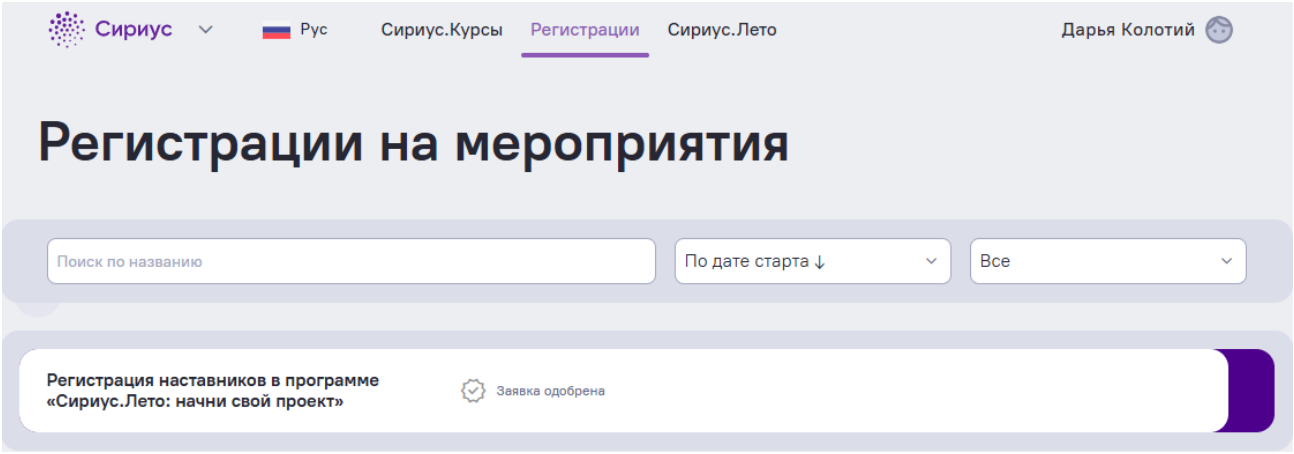


Figure 1 – Application approval

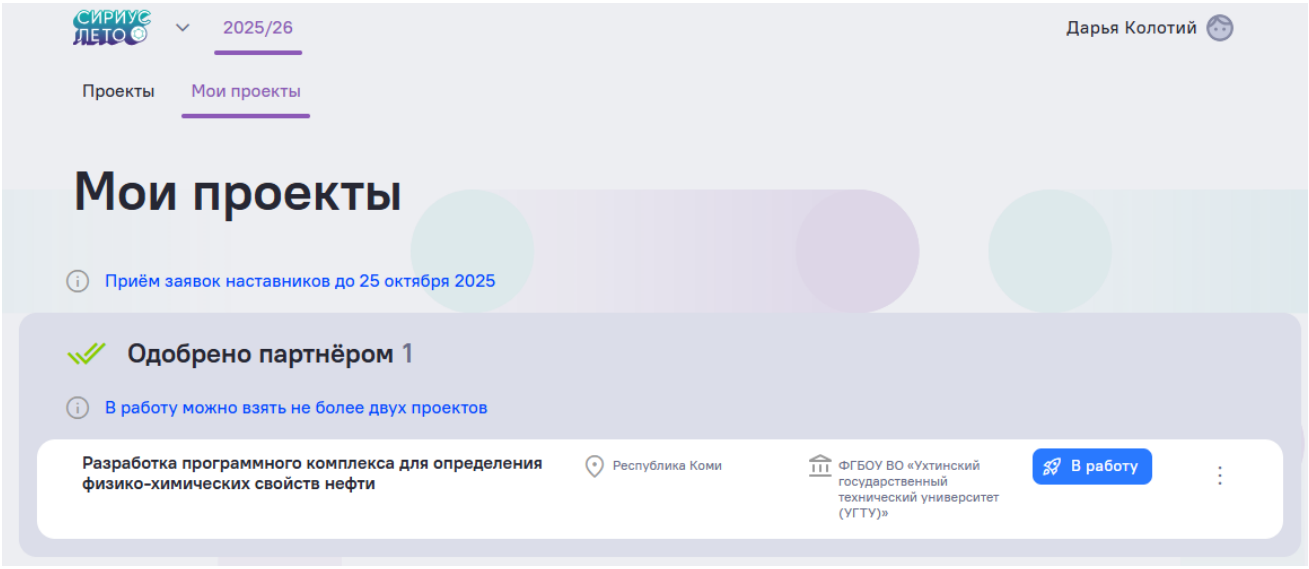


Figure 2 – Approval of the Mentor's candidacy

The following forms of educational activities have been defined as the main forms of project implementation (working with schoolchildren):

- lectures;
- practical classes;
- laboratory classes;
- consultations.

The range of training sessions and their number for each topic will vary. For example, the first topic will consist of lectures and labs. The labs include the following topics:

1) a lab on «Determining Water Density» in the lab of the Department of Oil and Gas Engineering;

2) a lab at the LUKOIL-Ukhta Oil and Gas Company laboratory using real lab equipment for determining oil density.

Conclusions. Preliminary work has been completed on the project application «Development of a software package for determining the physical and chemical properties of oil» for the «Sirius. Summer: Start Your Project» competition. A working group has been formed. The project has been structured, and the main topics and training formats for each have been determined.

The next step, after submitting the project to the Ukhta Department of Education, is to enroll schoolchildren in the project and form a group. The working group then plans to coordinate a schedule with this group and develop a project calendar.

References:

1. Sirius: educational center. – URL: https://sochisirius.ru/ (date of access: 10/25/2025). – Text: electronic.

УДК [721:551.582]:811.111

Adaptive Design in Extreme Climates of Oil Mining Regions / Адаптация архитектуры в экстремальных климатических условиях нефтедобывающих регионов

Napalkov K. Y., Drozdova A. N. Koptyaev D. L. /
Напалков К. Ю., Дроздова А. Н. Коптяев Д. Л.
Ukhta state technical university, Ukhta, Russia /
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. Данная статья посвящена проектированию архитектуры, предназначенной для суровых климатических условий, прежде всего арктических регионов. На основе анализа современных отечественных и зарубежных практик приведены различные приёмы и подходы, применяемые при создании так называемой «суровой» архитектуры. Обозначены ключевые проблемы северного климата, влияющие на архитектурные решения, – низкие температуры, сильные ветровые нагрузки, малая продолжительность светового дня и специфика вечномерзлых грунтов. Особый интерес представляют адаптивные приёмы, используемые в модульном строительстве, в автономных станциях и жилых комплексах, формирующих более комфортную среду в экстремальных условиях. На основании исследованных материалов делается вывод, что северная архитектура постепенно выстраивается как самостоятельное направление, где экологические, технологические и культурные подходы объединяются в стремлении сосуществования человека с природой.

Abstract. The given article is devoted to the design of architecture in harsh climatic conditions, primarily in the Arctic regions. Based on the analysis of modern domestic and foreign practices, various techniques and approaches used in creating the so-called "harsh" architecture are presented. The key problems of the northern climate affecting architectural solutions are identified, such as low temperatures, strong wind loads, short daylight hours and the specifics of permafrost soils. Of particular interest are adaptive techniques used in modular construction, in autonomous stations and residential complexes that create a more comfortable environment in extreme conditions. Based on the materials studied, it is concluded that northern architecture is gradually being built as an independent direction, where ecological, technological and cultural approaches are combined in the desire for human coexistence with nature.

Ключевые слова: северная архитектура, суровый климат, адаптивное проектирование, экстремальные климатические условия, вечная мерзлота, инсоляция и освещение, энергоэффективность, экологическая архитектура, автономные здания, пространственное развитие, урбанизм в Арктике

Keywords: northern architecture, harsh climate, adaptive design, extreme climate conditions, permafrost, insolation and lighting, energy efficiency, ecological architecture, autonomous buildings, spatial development, Arctic urbanism.

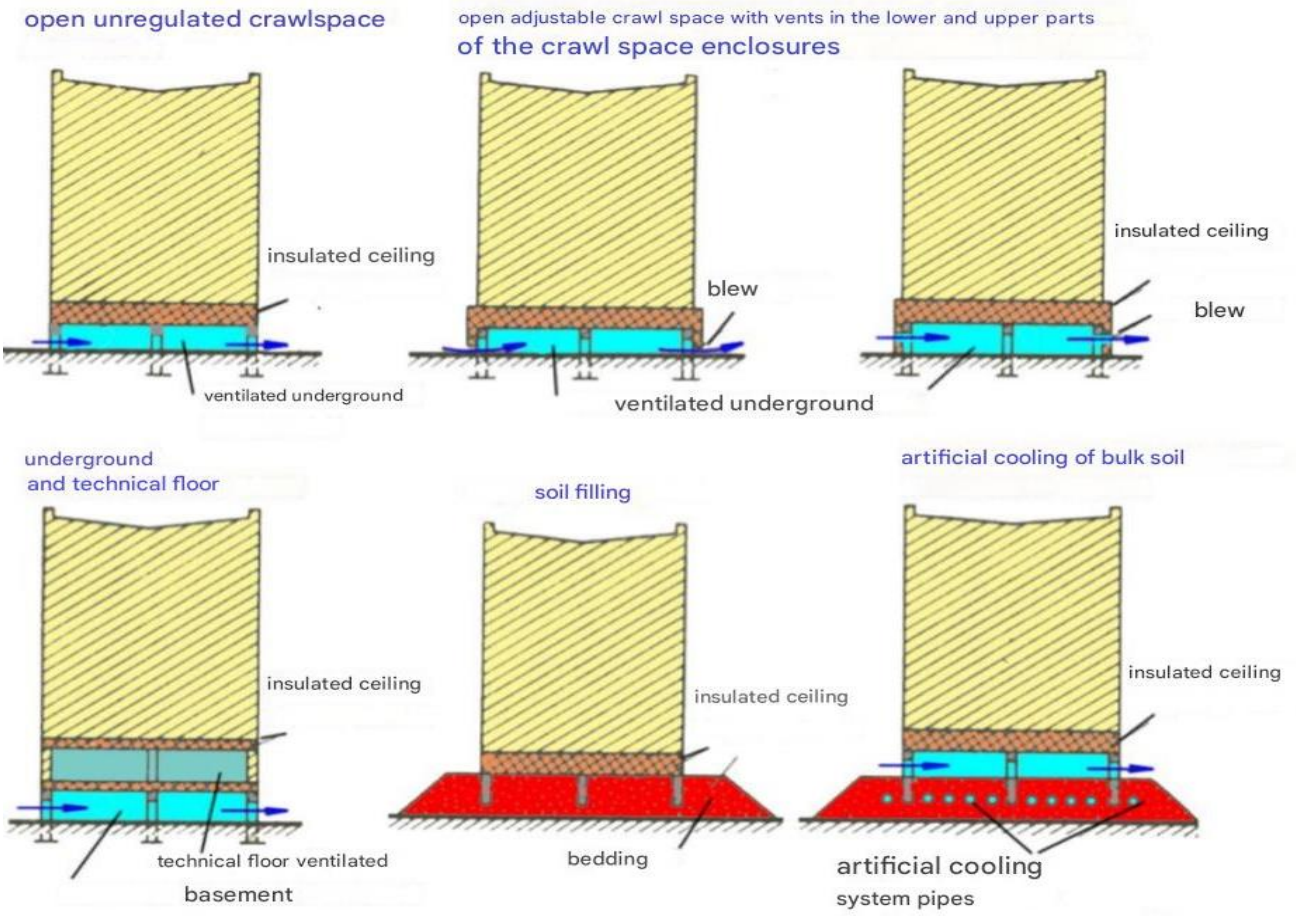
«It is not the strongest of the species that survives; nor the most intelligent that survives. It is the one that is most adaptable to change»
Charles Darwin

Modern conditions for the development of the country have the request to explore and develop the «high latitudes» [1] – Arctic and subarctic territories with a harsh climate and great potential for national economic growth. The necessity of development and improvement of the northern regions caused a number of practice-oriented and theoretical concepts, such as «circumpolar architecture», «architecture of high latitudes», ecological architecture, urban planning and bioclimatic architecture. All northern architectural objects share a common feature – the adaptability to extreme environmental conditions. That is why they still exist. The development and the use of design techniques that allow architectural forms to adapt to severe climates is an actual design task for lots of professionals: architects, technologists, and engineers. A review of domestic and international experience in creating northern architecture reveals a huge adaptive toolkit of the modern architect.

Low temperatures are uncomfortable for people. Sometimes they are even dangerous for health and life. To decrease heat loss, buildings` volumes design with simple shapes. There must always be an insolation inside the walls [2]. It is also actual to design close spaces to minimize for human staying outdoors in winter [3]. It might be a passage or some another crossing area.

Low temperatures are also a threat for stability of structures. The temperature for the building warm up the soils. It destroys permafrost soil and can cause destructions or deformations of structures.

The solution is to maintain permafrost under the building for the entire service life of the structure [4]. Designers usually establish piles or detached columnar foundations which are raised above the ground. The underground of the structure is ventilated in this case and does not allow the soil to melt (pic. 1). There might also be a cooling system installed in the underground.



Pic. 1 – Ways to keep permafrost under the foundation

Strong winds also carry a harmful influence and complete the cold's issues. Winds can cause buildings' destructions. Besides, they can carry snow which might be especially real problem in tundra.

To protect buildings from the wind architects explore the prevailing and dominant winds, the so-called "wind rose". It allows to find the most prevailing wind directions in the area. Houses are usually arranged with shortest edges against the most prevailing winds, to minimize pressure on the facades and decrease blowing between the houses. It is also good to build compact structures and minimize external details – that would not allow the snow to accumulate near the buildings' walls. Architects usually try to use smooth shapes, streamlined by the winds.

Special engineering solutions protect settlements and their structures from snow. Foundations with ventilation also protect walls of the building. The snow under the structure also protects from everfrost's melting (pic. 2).

Also, there are windbrake hedges placed near the buildings and roads (pic. 3). They are arranged against the main wind to let the snow settle under them.

Residential courtyards are designed to be enclosed to protect from the wind [3]. It is also relevant to organize courtyards below the main level – such sunken courtyard is protected from the

wind naturally. It should be noted that forest belts and shrub plantings also protect the buildings from winds.



Pic.2 – Ventilated foundations



Pic. 3 – Windbrake hedges on the way to Vorkuta

Limited daylight is no less important than other problems. In Arctic regions from the end of November to January the sun does not rase above the horizon – there is a polar night at this time (table). Generally, northern daylight in the winter is about 4 hours.

The importance of sunlight in architecture consists of natural light and insolation. Insolation is irradiation of surfaces. It promotes heating and lighting of rooms, vitamin D production, has a bactericidal effect and improves human's mood.

Table 1 – Average Daylight in the Russian North

City	Average daylight in December
Norilsk (69° N)	0 h
Noviy Urengoy (66° N)	From 11am to 1:30 pm
Surgut (61–62° N)	From 10am to 3pm
Yakutsk (62° N)	C 10am to 15pm

Insolation and natural lighting of buildings are regulated by several documents including SP normative documents 52.13330.2016 — «Natural and Artificial Lighting,» SP normative documents 42.13330.2016 — «Urban Development. Planning and Development of Urban and Rural Settlements,» SanPiN 2.2.1/2.1.1.1076-01 — «Hygienic Requirements for Insolation and Illumination of Premises in Residential and Public Buildings,» and SP normative documents 131.13330.2020 — «Construction Climatology.»

The orientation of residential and public buildings is designed in accordance with these documents. However, there are also some main principles: residential buildings are oriented with their longer sides facing south or southeast to increase the natural illumination of rooms. Schools, kindergartens, and cultural facilities are designed to ensure maximum insolation of classrooms and play areas.

In northern settlements, buildings are arranged with enough space between them so they do not block sunlight from each other [pic. 4]. This distance is known as the «insolation gap», and it changes depending on the height of the buildings.

Architects often paint facades in bright colors to create a warmer and more positive atmosphere. Inside, they use artificial lighting with warm tones that are close to natural daylight. Artificial lighting plays an important role in areas where daylight is limited. So it is very important to

provide enough artificial light not only inside buildings but also on the streets and public areas of settlements.

The company RN-Vankor (an oil and gas production subsidiary of *Rosneft*) has launched three modern modular shift-camp complexes in the Taimyr region [5].



Pic. 4. – General view at camp

These camps are located near Norilsk Airport (167 beds), in the "Bukhta Sever" port area (206 beds), and the largest one – with 256 beds – at the Payyakhskoye oil field, near a future main oil-pumping station. Every camp is constructed from insulated modular blocks. These structures are easy to build, durable and very resistant to environment. These properties are very valuable for the requirements for residential complexes in the Arctic zone.

Construction using modular blocks is a very valuable advantage for severe climate conditions – it does not require heavy equipment or long building times.

RN–Vankor's settlement design is a true example of how to make high–quality housing quickly in extreme conditions using simple and efficient design solutions. [5].

A team from the Moscow Institute of Physics and Technology has developed an ambitious project of the international Arctic research station "Snezhinka" in Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (рис. 5). The station will be built near a large lake in the Jade Valley, located between the Rai-Iz and Dinosaur mountains. Станцию стали называть Международной космической станцией на Земле [6, 7].

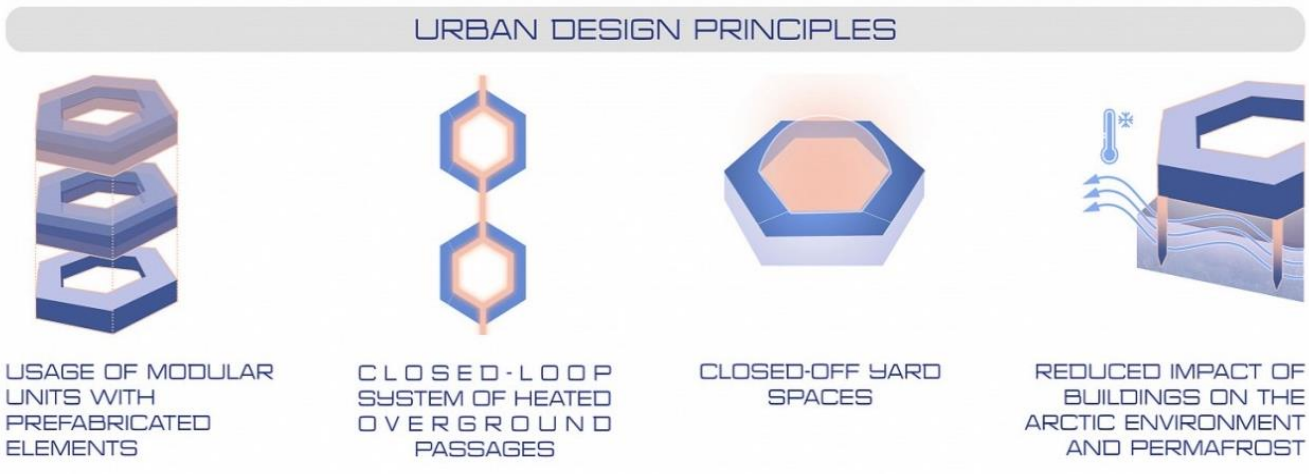
Unlike other Arctic and Antarctic stations, which work only for four to five months during the polar day, *Snezhinka* is going to work the entire year. Inside the transparent domes, everything necessary for comfortable living and work will be provided – residential modules, laboratories, a conference hall, and even a gym. The modular structure of the complex makes it possible to expand the station gradually, which is also an important principle in northern architectural design [6].



Pic. 5 – Conceptual view of the station

Building the station near a water is a great advantage. It allows to make an efficient water supply system and provides opportunities for hydrogen production. Scientists who explored the Jade Valley in winter discovered that the wind there is so strong it is difficult to stand upright [6]. This means that wind turbines can work every time. This settlement design demonstrates how severe climatic conditions of the North can actually be valuable in developing autonomous settlements.

A student, Ekaterina Putrolainen, proposed a project for an Arctic residential complex in the city of Norilsk (pic. 6, 7) as part of the INSPIRELI AWARDS [8] competition. Norilsk is known as one of the coldest cities in the world. This city needs high-quality architectural projects that can provide comfortable living environments.



Pic. 6 – Main urban design principles

The project follows main principles of successful northern design – the construction using prefabricated modular blocks and the creation of mostly enclosed spaces that protect residents from the severe climate.

The entire volume of the residential complex consists of several types of modular blocks. The blocks have streamlined shapes which help to protect the buildings from snow and winds. Each module contains residential, recreational, commercial, public, and service areas. Recreational area in the center of each block serves as a green courtyard, featuring vegetation as well as playgrounds and sports areas for residents. The public zone includes a conference hall, library, café, and children's playroom.



Pic. 7 – Axonometric view of the residential complex

All areas of the building are connected by heated indoor walkways, creating comfortable communications between areas.

In the end we would like to stress out the following:

1. The direct dependence of “northern” architecture on external factors it unique. The variety and specificity of its forms and design techniques allows to indicate the existence of a true architectural phenomenon in theory and practice;

2. The tools of architectural adaptation to northern conditions are highly diverse and include both **traditions** (“folk wisdom,” spatial and functional planning techniques) and **innovations** (modern technologies from mechanical engineering and astronautics). These are not mutually exclusive but rather complementary approaches, with each specific case determining its own balance between them — thereby revealing the individual character of every northern architectural object.

3. The set of design tools and techniques used in northern architecture serves not only as a toolkit for architects, but also as an indicator of adaptability — a sign of architecture’s ability to adjust and survive in its environment while maintaining a harmonious relationship with it. So, this *“harsh” architecture* can be regarded as a form of ecological architecture.

References:

1. Smirnov, K. Construction in high latitudes. Principles, opportunities and prospects [Electronic text] // Construction Expert. – URL: https:// ardexpert.ru/article/5072 (accessed 20.10.2025).
2. Kornilov, T. A., Alekseev, N. N. Architectural and constructive techniques in the design of energy-efficient Arctic settlements // Academia. Architecture and Construction. – 2023. – No. 3. – pp. 54-63.
3. Sayakhutdinova, M. I. Principles of formation of residential quarters in the far north [Electronic text] // Innovative science. 2025. – No. 1-2-2. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/printsipy-formirovaniya-zhilyh-kvartalov-na-kraynem-severe (date of request: 10/27/2025).
4. Okhlopkova, T. V., Guryanov, G. R., Plotnikov, A. A. Construction and design of buildings and structures in permafrost conditions [Electronic text] // Engineering Bulletin of the Don. – 2018. – № 4 (51). – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/stroitelstvo-i-proektirovanie-zdaniy-i-sooruzheniy-v-usloviyah-vechnoy-merzloty (accessed: 10/26/2025).

5. RN–Vankor has built shift-housing complexes with innovative management and life support systems in Taimyr [Electronic resource] Rosneft Oil Company website. – URL: https://rosneft.ru/press/news/item/221415 / (date of request: 10/15/2025).
6. The Snowflake station: an analogue of the ISS, but beyond the Arctic Circle [Electronic resource].: https://arctic-russia.ru/project/stantsiya-snezhinka-analog-mks-no-za-polyarnym-krugom / (date of access: 10/15/2025).
7. The Autonomous International Arctic station "Snowflake" will begin work on Yamal in 2024 [Electronic resource] The investment portal of the Arctic zone of Russia "Arctic Russia". – URL: https://lngnews.ru/2021/10/15024/avtonomnaya-mezhdunarodnaya-arkticheskaya-stanciya-snezhinka-nachnet-rabotu-na-yamale-v-2024-godu / (date of request: 10/15/2025).
8. Arctic housing unit. Norilsk, Russia [Electronic resource] Inspireli website. – URL: https://www.inspireli.com/en/awards/detail/7090 (date of request: 19.10.2025).

УДК 579.66:622.276

Biotechnology and its impact on cleaning and safety in oil production

Shvedov D. A.
Scientific supervisor – Sokhodon G. V.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The objective of this research is to investigate the potential application of biotechnologies for enhancing environmental safety and the effectiveness of cleanup measures during the process of oil production. The paper examines the key environmental challenges in the oil industry, including atmospheric and water basin pollution, and analyzes the advantages and mechanisms of modern biotechnological methods: bioremediation, phytoremediation, bioflocculation, and biocatalysts. Examples of successful implementation of biotechnological solutions by Russian companies are presented.

Environmental pollution caused by oil is an inevitable consequence of industrial development, in addition to frequent natural spills [1]. The negative environmental impact associated with the oil and gas industry is primarily attributed to human errors and inadequate control over the technological processes of extraction.

The extraction and use of hydrocarbons are associated with a number of acute environmental issues:

1. Atmospheric pollution: the use of oil and gas as fuel leads to the release of significant amounts of CO_2 various sulfur compounds, and nitrogen oxide, which directly impact climate change.

2. Water basin contamination: annually, 2 to 10 million tons of oil are dumped into the World Ocean, with satellite imagery indicating that almost 30 % of the ocean surface is covered by an oil film.

3. Scale of Impact: a single liter of oil deprives 40,000 liters of seawater of oxygen, and one ton of oil contaminates 12 km^2 of the ocean surface.

To illustrate, critical data on environmental impact are presented in table 1.

Given the aforementioned challenges, the goal of this research is to study the application of biotechnologies as an innovative and ecologically oriented approach to enhance safety and the efficiency of environmental cleanup during oil production.

Biotechnologies demonstrate a number of significant advantages over traditional physico-chemical cleaning methods, making them a promising direction for sustainable environmental management. Among the key benefits are their high efficiency and broad applicability to diverse types of pollutants, including complex organic compounds that are resistant to conventional treatment. Unlike chemical oxidation or thermal destruction, biological remediation relies on naturally occurring or specially selected microorganisms capable of metabolizing contaminants and converting them into harmless end products such as carbon dioxide, water, or biomass.

Table 1 – Inviromental Impact

Pollutant Type	Impact Description	Quantification / Scale of Effect
Atmospheric	Greenhouse effect / Climate Change	Significant CO_2, Sulfur compounds, Nitrogen Oxide emissions
Water Contamination	Annual Ocean Pollution	2 to 10 million tons of oil dumped annually
Impact Scale (Oxygen)	Oxygen Depletion in Water	1 liter of oil → 40,000 liters of seawater lose oxygen
Impact Scale (Surface)	Surface Contamination Area	1 ton of oil → contaminates 12 km^2 of ocean surface

An important advantage is the pronounced environmental safety of biotechnological processes. Since they do not require the use of aggressive reagents or the generation of toxic by-products, the risk of secondary pollution is significantly reduced. This makes biotechnology a preferable option for application in ecologically sensitive areas. Moreover, bioprocesses are generally characterized by relatively low operational costs due to minimal energy requirements and milder process conditions. They typically occur under atmospheric pressure and at moderate temperatures, usually in the range of 20–40 °C, which eliminates the need for energy-intensive equipment and contributes to overall process sustainability.

Additionally, many biotechnological systems can be designed as low-waste or even zero-waste processes. The metabolic products of microorganisms can be reused or safely disposed of without the need for further purification. The adaptability of microbial communities also allows for process optimization under varying environmental conditions, enhancing system resilience and long-term stability. Taken together, these factors highlight biotechnology as a technologically and economically justified alternative to traditional remediation methods, particularly within the framework of modern concepts of green chemistry and circular economy.

Bioremediation involves the use of microorganisms to degrade hydrocarbon pollutants. The cleaning process is based on the biochemical activity of oil-oxidizing microorganisms, which are widely distributed in nature [2]. Bio-oxidation is recognized as the most inexpensive, environmentally safe, and promising method. To ensure process effectiveness, it is essential to utilize fast-growing strains capable of intensely consuming hydrocarbon substrates [3].

Phytoremediation is the cleaning of contaminated soils using plants. Plants are capable of absorbing and accumulating pollutants in their tissues, as well as activating the activity of soil microorganisms [4]. A key advantage is the simplicity of implementation and the possibility of treating large territories. After absorption, the plants are collected as biomass, and the resulting ash can be used to extract metals.

Bioflocculation refers to the use of biological agents for water purification from suspended solids. This is a natural flocculation process (aggregation of small particles into larger clumps) accelerated by biomolecules secreted by microbial cells. The method is environmentally friendly, less energy-intensive, and is applied in the gold mining, oil and petrochemical, and metallurgical industries, among others.

Biocatalysts (MEOR) are used to increase the efficiency of hydrocarbon production within the Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) process. Microorganisms, along with a biocatalyst, are injected into the reservoir where they metabolize the oil's hydrocarbons and release useful metabolic products – biological gases, alcohols, and surfactants (SAS). The gases increase reservoir pressure, while the SAS and alcohols reduce interfacial tension and thin the oil, which ultimately leads to a significant increase in oil recovery.

Russian companies are actively implementing biotechnological and environmental programs. PJSC «Transneft» and «LUKOIL» LLC utilize aquaculture testing grounds where marine biota serves as an indicator of the ecological well-being of aquatic ecosystems in the Caspian Sea. The main function is the comprehensive assessment of the impact of the company's industrial activities on marine waters. Companies conduct annual activities for the artificial reproduction of aquatic biological resources, releasing juvenile fish, including valuable species, into water bodies.

PJSC «Transneft» has developed the biopreparation «SevsOrb» and the peat-mineral self-utilizing biosorbent «Biteoil» for remediation purposes. Technologies for their application in cleaning water bodies and soil from petroleum products in various climatic conditions have also been developed.

«LUKOIL» LLC was the first company, back in 2017, to achieve the government-set target of utilizing associated petroleum gas (APG) at a rate of 95 %. The significance of biotechnologies for the industry lies in the following areas:

1. Purification of oil-contaminated soil and water: active biomass of living hydrocarbon-oxidizing microorganisms is introduced, consuming hydrocarbons as their sole food source, which helps restore the integrity of natural ecosystems.

2. Restoration of disturbed land: the resulting biomass can be used as an additive to lawn soil for the landscaping of industrial sites and the remediation of disturbed lands.

3. Elimination of oil sludge by using its hydrocarbon component as a nutrient medium for the cultivation of microorganisms.

4. Increased profitability and safety: the active substances absorb heavy metals and purify the soil and water from oil contamination, thereby increasing the environmental safety and profitability of oil production.

In conclusion, it is important to state that biotechnologies play a significant and growing role in the processes of purification and safety during oil and gas extraction. Microbial methods for oilfield development increase both the efficiency of operations and the environmental safety of extraction. Biotechnologies allow for the effective solution of a number of key environmental problems, including [5]:

– purifying oil-contaminated soil and water;
– restoring disturbed lands;
– eliminating oil sludge;
– treating domestic and industrial wastewater.

Furthermore, the MEOR method is applied to enhance oil recovery (EOR) from reservoirs, utilizing microorganisms and their metabolic products.

Based on the analysis conducted, the following strategic recommendations are proposed for the further development and successful implementation of biotechnologies in the oil and gas industry:

1. Establish high fines for the irrational use of natural resources and environmental violations in order to increase the discipline and accountability of companies.

2. Develop a clear and well-thought-out investment program to stimulate and finance biotechnology projects in the oil industry.

3. Create the necessary system of normative acts to ensure a solid legislative basis, especially concerning the joint development of complex fields with foreign partners.

References:

1. Zaborskaya, O. Yu., Zaborskaya, A. Yu., Kramm, E. A. Soil microflora as an agent of biodegradation of oil pollution [Electronic resource] // International research journal. – 2017. – No. 12 (66). – Access mode : https://cyberleninka.ru/article/n/pochvennaya-mikroflora-v-kachestve-agenta-biodegradatsii-neftyanyh-zagryazneniy/viewer, free. – Screen title. – (Accessed: 30.10.2025).

2. Kuritsyn, A. V., Kuritsyna, T. V., Kataeva, I. V. Technological and biological aspects of bioremediation of oil-contaminated soils [Electronic resource] // Bulletin of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. – 2011. – Access mode : https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologicheskie-i-biologicheskie-aspekty-bioremediatsii-neftezagryaznennyh-gruntov/viewer, free. – Screen title. – (Accessed: 01.11.2025).

3. Izilyanov, A. Yu., Minina, N. N. Bioremediation of oil-contaminated soils [Electronic resource] // Science Bulletin. – 2021. – No. 6 (39), vol. 1. – Access mode : https://www.xn----8sbempclcwd3bmt.xn--p1ai/article/4562, free. – Screen title. – (Accessed: 02.11.2025).

4. Optimization of plant selection for bioremediation of soils contaminated with oil and petroleum products in Southern Siberia [Electronic resource]. – Access mode : https://sciup.org/optimizacija-vybora-rastenij-dlja-bioremediacii-pochv-zagrjaznennyh-neftju-i-14084413, free. – Screen title. – (Accessed: 28.10.2025).

5. Vasilyeva, G. K., Mikhedova, E. E., Strizhakova, E. R., Akhmetov, L. I. Development of a method for sorption bioremediation of oil-contaminated mineral soils of Northwestern Siberia using illuvial-ferruginous podzol as an example [Electronic resource] // Biologia et Biotechnologia. – 2024. – Access mode : https://biolbiotechnol.com/biolbiotechnol/article/view/5, free. – Screen title. – (Accessed: 05.11.2025).

УДК [338.27:621]:811.111

Project management in the context of import substitution: risks and opportunities for the oil and gas engineering industry /
Управление проектами в условиях импортозамещения: риски и возможности нефтегазового машиностроения

Drozdov M. A., Drozdova A. N. /
Дроздов М. А., Дроздова А. Н.
Ukhta state technical university, Ukhta, Ruusia /
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В статье рассматриваются ключевые проблемы и трансформация подходов к управлению проектами в нефтегазовом машиностроении в условиях санкционного давления и стратегии импортозамещения. Проведён анализ основных рисков, связанных с перестройкой цепочек поставок, необходимостью квалификаций отечественных аналогов и кадровым дефицитом. Выявлены системные возможности для отрасли, включая стимулирование отечественных НИОКР, оптимизацию логистики и рост добавленной стоимости внутри страны. Авторы приходят к выводу, что преодоление текущих вызовов откроет для России историческую возможность не просто «заместить» импорт, а создать конкурентоспособную, технологически независимую отрасль нефтегазового машиностроения, ориентированную на внутренний рынок и экспорт в дружественные страны.

Abstract. The article under consideration examines key issues and the transformation of project management approaches in the oil and gas engineering industry in the context of sanctions pressure and import substitution strategies. It analyzes the main risks associated with supply chain restructuring, the need for skilled domestic counterparts, and personnel shortages. Systemic opportunities for the industry are identified, including stimulating domestic R&D, optimizing logistics, and increasing added value within the country. The authors conclude that overcoming current challenges will open up a historic opportunity for Russia not simply to «substitute» imports, but to create a competitive, technologically independent oil and gas engineering industry focused on the domestic market and exports to friendly countries.

Ключевые слова: управление проектами, импортозамещение, нефтегазовое машиностроение, риски, цепочки поставок, санкции, государственная поддержка, локализация, НИОКР.

Keywords: project management, import substitution, oil and gas engineering, risks, supply chains, sanctions, government support, localization, R&D.

The Russian oil and gas industry's historical dependence on imported equipment and technologies (in the segments of high-temperature turbines, well control systems, high-pressure pumps, and LPG unit components) has become a key challenge for the industry in the new geopolitical environment. Amidst external economic pressure and restrictions on the supply of technology and equipment, import substitution policies have become a strategic direction for the development of Russian industry. Oil and gas engineering is one of the most vulnerable sectors, as the share of imported components in high-tech equipment reached 65–75 % until 2022 (according to the Russian Ministry of Industry and Trade, 2023).

The urgent need to develop domestic technologies and the production of critical equipment requires a fundamental revision of project management approaches – from design to commissioning. Project management in this environment faces new challenges: changing supply chains, technology shortages, personnel limitations, and the need to adapt standards. Existing project management

methods, focused on stable global supply chains, have proven ineffective in conditions of high uncertainty, disruption of cooperative ties, and the need for parallel R&D and qualification of new solutions.

The issue of import substitution in industry is explored in works by Russian and international authors. According to the research by the Institute for Natural Monopolies Research (conducted in 2023), the import substitution process in mechanical engineering requires 5–7 years to achieve technological independence. A number of authors (Kazantsev I.V., 2022; Safronov A.N., 2023) note that successful examples of localization are associated not only with government support measures but also with the implementation of a project-based approach focused on risk and resource management. International sources (PMI, 2021; Cooper et al., 2022) emphasize that supply chain resilience and adaptive project management are key factors in the face of global upheaval. Thus, a synthesis of two approaches becomes relevant: classical project management (PMBOK, PRINCE2) and specific import substitution strategies, including R&D, localization and risk management.

The risks of project management in the context of import substitution

1. Technological and production risks:

• Risk of non-compliance with technical specifications: Domestic equivalents may be inferior in key parameters (efficiency, reliability, service life), leading to the loss of project effectiveness.

• Long R&D and qualification cycles: The process of developing, testing, and implementing new equipment can take years, failing to meet project deadlines.

• Lack of a complete process chain: 50 % localization does not solve the problem if critical 5 % of components are missing (e.g., specialized microchips, rolling bearings).

2. Logistics and supply chain risks:

• Increased complexity and cost of supply chains: The need to establish new routes through "friendly" jurisdictions, increasing lead times and customs costs.

• "Second-tier" risk: Even with a Russian manufacturer-integrator, its subsuppliers may be dependent on imported components, creating a hidden vulnerability.

3. Financial risks:

• Increased capital expenditures (CAPEX): Mass production of complex equipment in Russia is initially more expensive than mass production abroad.

• Currency and credit risks: Limited access to international financing and the need to work in new currency pairs.

4. Personnel and competence risks:

• Shortage of highly specialized engineers and designers capable of quickly developing and adapting complex technical solutions.

• Lack of project managers with experience managing in highly uncertain conditions and a deep understanding of technological processes.

Risk Management Strategies and Opportunities

The crisis served as a catalyst for structural change and opened up new development vectors.

1. Shift from import substitution to technological sovereignty.

The strategy of completely recreating foreign technologies domestically is being replaced by the concept of "technological sovereignty." This approach is based not on autarky*, but on creating international cooperation with "friendly" countries for the joint development and implementation of solutions. (*For reference: autarky in economics is an economic model in which a state strives for self-sufficiency, minimizes foreign trade, and relies on domestic resources. In simple terms, a state attempts to become independent of other countries and establish domestic production of all goods and services needed by its residents. Under autarky, the country's foreign trade turnover is minimized.)

This allows for the distribution of costs and risks, as well as increasing project profitability by creating products for the markets of multiple countries.

2. Digitalization as a tool for increasing efficiency.

Digital transformation is becoming a critical element of project and risk management. We are seeing the active implementation of:

• Digital twins and predictive analytics technologies for production optimization and turnaround planning. An approach to equipment maintenance based on predicting the condition of equipment using operational data (based on vibration and temperature sensors, oil condition analysis (in engines), and lubricant condition in mechanisms). Unlike traditional methods (reactive maintenance, preventive maintenance), PdM aims to predict when and where a breakdown will occur in order to prevent it before it occurs.

• IoT (Internet of Things) systems for monitoring the condition of pipelines and equipment in real time, which allows for a transition from planned replacements to replacements based on actual wear and tear, reducing costs and accidents. (For reference: the Internet of Things is a computing network of physical objects/"things" equipped with embedded technologies for interacting with each other or with the external environment.)

• Artificial intelligence for analyzing geological exploration data, forecasting, and modeling. Investment in this area is growing: in 2024, Russian oil and gas companies increased spending on digitalization and artificial intelligence by 17 %, to 53 billion rubles.

3. Improving management approaches projects.

To mitigate the risks associated with a large number of project participants and subjective factors, we propose using integrated management models such as Integrated Project Management (IPM). This approach consolidates the efforts of the client, contractors, and key suppliers in a single system, increasing transparency, improving communication, and reducing the risk of deadline and budget delays.

4. Government support and development of cooperation. The following tools are actively used:

• Special investment contracts and federal target programs providing incentives to domestic producers.

• Support through development institutions (NTI Fund, Skolkovo).

• Creation of technology parks, special economic zones, and advanced development areas for the implementation of innovative projects in cooperation with universities and industry research institutes. aims to predict when and where a breakdown will occur in order to prevent it before it occurs.

• IoT (Internet of Things) systems for monitoring the condition of pipelines and equipment in real time, which allows for a transition from planned replacements to replacements based on actual wear and tear, reducing costs and accidents. (For reference: the Internet of Things is a computing network of physical objects/"things" equipped with embedded technologies for interacting with each other or with the external environment.)

• Artificial intelligence for analyzing geological exploration data, forecasting, and modeling. Investment in this area is growing: in 2024, Russian oil and gas companies increased spending on digitalization and artificial intelligence by 17 %, to 53 billion rubles.

Model for assessing the impact of localization level

The localization level (or degree of localization) is the share of the cost of labor, services, and components produced in a country within the overall price of the final product. When calculating the localization level, not only materials and assembly are taken into account, but also costs for personnel, depreciation, transportation, energy, licensing, engineering, and R&D. The result is expressed as a fraction or percentage: the higher the localization level, the more added value remains in the country.

To assess the impact of import substitution on cost and schedule, a linear dependence model was used:

$$C = C0\ (1 + \alpha L),\ T = T0\ (1 + \beta L),$$

Where C – the final project cost,

C0 – the base cost with 100 % imported supplies,

L – the localization level (as a percentage),

α – the cost increase coefficient (0.2–0.4),

T – the final project duration,

T0 – the base project duration,

β – the schedule increase coefficient (0.3–0.5).

Calculation example: if the project has:

✓ Base cost C0 = 1 billion rubles.

✓ Project duration T0 = 18 months.
✓ Localization level L = 0.6,
then the project cost will be:
C = 1 billion rubles. × (1 + 0.3 × 0.6) = 1.18 billion rubles,
and the final project period will be:
T = 18 months × (1 + 0.4 × 0.6) = 22.3 months.

Thus, the project is 18% more expensive and takes 4.3 months longer. This leads to the conclusion that increasing the level of localization (L) – that is, the share of the cost of materials, labor, services, and components produced domestically – negatively impacts the cost and implementation time of the project. Simply put, the cost increases, and the implementation time increases. However, according to expert opinion from Russian specialists, the increase in cost and implementation time can be neutralized (eliminated) within three years by reducing currency and logistics risks, and subsequently yield savings of approximately 10–15 % for projects with a high level of localization.

Risk Management Matrix

A risk matrix is a diagram that displays the assessments of various risks (Table one). It is used to visually compare risk assessments and select those that require priority attention and resource allocation. To enhance the visual impact, each cell should be color-coded based on the risk's impact.

Table 1

	Risk				
Probability	Industrial accident	Local supplier failure	Lack of engineers	Increase in cost	Certification delay
Extremely high					
Very high					
High					
Average					
Low					

The risk matrix helps to prioritize:
– which risks require priority response measures, and which can simply be controlled,
– create a common language for discussing risks between all project participants.

Our example highlights five key risks that can have the greatest negative impact on the production and certification process in the oil and gas engineering industry.

In addition, a response plan has been developed for each risk and a person responsible for its implementation has been appointed in the event of a risk occurrence (Table two).

A risk matrix is more than just a tool for visualizing threats; it's a powerful mechanism for transforming uncertainty into a manageable value. A structured approach to identifying, assessing, and prioritizing risks allows you to transform intuitive concerns into quantitative parameters that inform decision-making. Companies that have implemented effective risk matrix analysis systems demonstrate strategic flexibility and resilience even in times of crisis. Remember: risks will always exist, but only you have the power to determine whether they will become a source of problems or a catalyst for business process improvement.

Table 2

Probability	**Risk**	**Response plan**	**Responsible**
Extremely high	Industrial accident	Monitoring compliance with industrial safety and labor protection	Director of Production, Specialist in industrial safety and labor protection
Very high	Local supplier failure	Conclude a reserve contract	Procurement Manager
High	Lack of engineers	Training programs and joint R&D	Project Manager
Average	Increase in cost price	Subsidies, budget adjustments	Financial Director
Low	Certification delay	Early interaction with the regulator	Technical Department

To minimize risks and realize opportunities, a flexible management model is proposed, including:

1. «Pre-project analysis» phase:

- Deep Technological Expertise. Establishment of an interdisciplinary team to analyze the feasibility of localizing each critical element.
- Building a «Stakeholder Map». Involving not only contractors but also potential domestic manufacturers and regulators in the project at an early stage.

2. Planning and Implementation Phase:

- Applying Agile Methodologies Research and Technological Development. Short Development Cycles and Prototype Testing.
- Multi-scenario planning and redundancy. Create alternative supply chains for each critical component.
- Integrated risk management system. Regular monitoring and reassessment of risks throughout the project life cycle.

3. Monitoring and Completion Phase:

- Creating a «Knowledge Base». Documenting the entire localization process, identified issues, and successful solutions for use in future projects.
- Post-project performance analysis. Evaluation of not only the timing and budget, but also the degree of achievement of the strategic goals of import substitution.

Project Management is not just a trendy methodology, but a key tool that radically changes the capabilities of government and business in the context of import substitution. While previously import substitution was often limited to simply replacing one supplier with another, today it is a complex, large-scale transformation. In this case a project-based approach offers decisive advantages and opens up new opportunities:

1. Speed and flexibility instead of bureaucracy:

• Before: Classic linear structures (procurement and production departments) worked slowly, passing tasks «on the baton». Processes were regimented and inflexible.

• What a project-based approach offers: A cross-functional team is created for a specific goal (e.g., «to develop and market a domestic equivalent of equipment, a component, a mechanism, or a spare part»). All decisions are made more quickly, and the team can quickly respond to changes (e.g., the emergence of new sanctions or technologies).

2. Systematic risk management, not reactive problem-solving:

• Before: Risks (delivery disruptions, component unavailability, technical difficulties) were often ignored until they occurred, after which a chaotic "firefighting" approach ensued.

• Now: Project management requires identifying all risks at the outset: resource, technological, market, and personnel. A response plan is developed for each risk. This is a proactive, not a reactive, approach. For example, a machine tool project has pre-prepared plans in case a specific imported sensor becomes unavailable.

3. Focus on results, not on process:

• Before: Often, the most important thing was «spending the budget» or «fulfilling the procurement plan», rather than creating a truly working product.

• Now: All team activities are focused on achieving specific project goals (SMART goals) outlined in the project charter. Success is measured not by reporting documents, but by a launched production line, a working software product, or market share. The project manager is responsible for the final result.

4. Effective Coordination and Communication:

• Before: Production, logistics, and marketing operated in isolation, leading to conflicts and miscalculations.

• Now: The project manager serves as a single point of communication. All participants (including external contractors, development institutions, and government agencies) work within a common structure with transparent roles and responsibilities. This is critical for complex projects that require coordinating the efforts of dozens of organizations.

5. Knowledge Management and Competency Development:

• Before: Experiences from successes and failures often remained unsystematized in the minds of individual employees.

• Now: Project-based activities, by definition, involve the creation of "lessons learned from the project." This means that successful practices, solutions, and proven supply chains are documented and shared with the entire company or industry. Thus, with each new project, the country and business do not "reinvent the wheel" but rather build a knowledge base.

6. Strategic Alignment and Prioritization:

• Before: Multiple import substitution initiatives could be launched simultaneously without a clear understanding of their strategic value and resource availability.

• Now: Portfolio management allows company or government management to compare all import substitution projects based on the following criteria:

- Product criticality to security/economics.
- Payback periods.
- Availability of the necessary competencies and resources.

This allows to make informed decisions: which projects to launch first, which to freeze, and which to stop to concentrate resources on the most important ones.

In the context of import substitution, project management ceases to be simply "one management approach." It becomes a strategic competitive advantage. It enables the transformation of a large-scale and complex national task from a chaotic set of efforts into a manageable, coordinated portfolio of projects, each with clear goals, deadlines, budgets, and assigned responsibilities. This represents a shift from patchwork tactics to a strategy for creating a new, sustainable, and technologically independent ecosystem for our country.

References:

1. Kazantsev I. V. Import substitution in mechanical engineering: problems and solutions // Economics and management. – 2022. – No. 3. – pp. 45-59.
2. Safronov A. N. Project management in industry: adaptation to the conditions of sanctions // Bulletin of the RANEPA. – 2023. – No. 2. – pp. 71-84.
3. Institute of Problems of Natural Monopolies (IPEM). Report on the state of the Russian Federation's industries. Moscow, 2023.
4. Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation. Localization program in mechanical engineering for 2023-2030 – Moscow, 2023.

5. Institute of Project Management (PMI). A guide to the basics of project Management (PMBOK® Guide). – 7th ed. – Newtown Square, Pennsylvania: PMI, 2021.
6. Cooper R., Edgett S., Kleinschmidt E. New Product Portfolio Management. – Springer, 2022.
7. ISO 31000:2018 – Guidelines for Risk Management.
8. IPEM. Analytical review: import substitution in oil and gas engineering. – 2024.
9. Voronov D. A., Pankratov M. Yu. Localization of technological processes in oil and gas equipment // Oil and gas business. – 2023. – No. 5. – pp. 28-41.
10. PMI «Pulse of the profession». Beyond flexibility: the effectiveness of projects during periods of disruption. – PMI, 2021.

УДК 332.1:330.3

Resource Curse and Local Poverty: An Analysis of Oil and Gas Wealth in Karak

Khan K.[1], Borisova O.V.[2]
1 – Pakneftegaz, Islamabad, Pakistan;
2 – Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Introduction

Many resource rich regions around the world suffer from the paradox of having abundant natural wealth but persistent poverty. This phenomenon is known as the "resource curse" [1]. In Pakistan, the Karak District illustrates this paradox. Karak District possesses substantial oil and gas reserves yet many of its residents continue to live in deprivation. One study, for example, found that Karak had a poverty head count ratio of about 0.42 despite its resource wealth [2].

This research paper sets out to examine how the resource curse framework can help explain the persistence of local poverty in Karak. It investigates how governance, institutional capacity, and revenue distribution mediate whether natural resource wealth translates into broad based development. The central research question is: Why has oil and gas wealth in Karak not translated into corresponding reductions in poverty and improvements in local livelihoods?

Methodology:

This research study uses a mixed methods approach combining quantitative secondary data with qualitative field level insights. The quantitative component uses publicly available socio-economic data, such as housing amenities, energy access, and poverty headcounts. This data is collected for. For example, the official district profile for Karak shows that in 2017, only 1,431. housing units had a piped gas connection for cooking [3]. This was out of many units in the district Additional data are extracted from policy briefs on natural resource endowment in Pakistan.

The qualitative component includes field level observations and media accounts. It examines how local people experience resource extraction and service delivery in Karak. For example, residents resort to filling plastic bags with natural gas for cooking. This is because they have no access to a formal pipeline gas supply.

In analysing the data, this paper maps the findings onto the key mechanisms identified in the resource curse literature. These mechanisms are following (1) weak governance and institutional capture; (2) revenue misallocation; (3) crowding out of other productive sectors; and (4) local exclusion from benefits [4].

Results

Socioeconomic conditions

Data show that many households in Karak remain deprived of basic amenities. In 1998, only 314 households had gas for cooking. By 2017, this number had risen to 1,431, showing some improvement over time. However, it is still a very low figure considering the population growth .The present situation shows that less than 1% of households in the Karak district use piped natural gas for cooking [5]. This is according to data from the Khyber Pakhtunkhwa government. The statistics highlight the limited access to piped natural gas in the district. Karak is explicitly identified in a policy brief. It has a poverty head count ratio of approximately 0.42. This is despite the region's rich oil and gas resources.

Resource wealth and extraction

Karak is endowed with hydrocarbon deposits. The district profile notes "huge estimated reserves of oil and gas." There are multiple operational oil and gas fields. Media reports indicate that Karak's gas fields supply the national grid. However, majority of the households in the area continue to lack formal access to piped gas. Despite being a key contributor, Karak remains one of the least served areas. This is especially true when it comes to domestic natural gas access.

Governance and institutional issues

Qualitative accounts reveal that local people feel excluded from the benefits of extraction. One investigative article published in the Friday Times describes Karak as "a district rich in resources, deprived of its own rights." It calls the situation a "betrayal". The existing oil and gas royalty share was 10% which is increased in 2024.The policy brief on natural resources notes that, although royalty receipts exist, their impact has been limited. For example, 15% of oil and gas royalty receipts are earmarked for production districts. However, in practice, the effect on poverty has been minimal.

Mechanisms linking resource wealth to deprivation

The evidence suggests four interlocking mechanisms:

(i) Local exclusion: Despite production, the local population lacks access to the natural resource. For example, less than 1 % of households in Karak use piped natural gas for cooking.

(ii) Weak revenue redistribution: While oil and gas are extracted, returns to the local area are minimal or not well targeted to poverty alleviation.

(iii) Institutional capture and accountability deficits: There is a significant gap between legal entitlements and their implementation. Article 158 of Pakistan's Constitution gives precedence to the province where a wellhead is located. In theory, the province should have primary rights and benefit from the resources. In practice, this often does not happen. In Karak district, local communities do not receive the benefits which the constitution provides. This shows problems of institutional capture, where certain actors control resource management. It also reveals accountability deficits, where the system fails to turn legal rights into real outcomes. In addition, it also shows the impotent role of the Supreme Court of Pakistan which fails to implement the constitutional article 158 in the Karak district, Khyber Pakhtunkhwa province, Pakistan.

(iv) Neglect of other sectors of the economy: The Karak district focuses strongly on oil and gas and other mineral resources extraction. This focus has led to the underdevelopment of other economic sectors. Most attention and investment go to hydrocarbons. Agriculture and manufacturing also receives little support. According to Karak's district profile, the local economy depends heavily on hydrocarbon extraction. This sector dominates employment and revenue generation. Agriculture plays only a minor role. It contributes very little to the overall economic output. The manufacturing sector is small and lacks infrastructure. It lacks investment and a skilled workforce. This narrow focus limits economic diversification. It also makes the Karak district vulnerable.

Discussion

The results align closely with the resource curse framework. The case of Karak shows this clearly. The region is rich in oil and gas but remains poor in socio-economic outcomes. This demonstrates that resource wealth does not automatically lead to development. Governance, distributional equity and institutional capacity are the critical factors that shape outcomes.

First, the local exclusion of households from access to gas for cooking undermines the idea that resource endowment can raise living standards. For example, Wagai Banda village is located in Takht-e-Nasarati Tehsil of Karak district. Wagai Banda has no access to natural gas because the state owned company, Sui Northern Gas Pipelines Limited (SNGPL), is not supplying piped natural gas to the local residents. Many villages in Karak district do not have natural gas distribution piping infrastructure. Therefore, residents are forced to make a hole in the main gas pipeline. They insert a pipe and carry gas some distance. Then, they fill locally made large plastic bags themselves, as shown in Figure 1. This method is highly risky and life threatening for the local residents. This practice shows how resource extraction can bypass local benefits.

Second, the way revenues are shared is weak. The policy says 15% of royalties should go to producing districts in Khyber Pakhtunkhwa, but this is not translating into better local services or less poverty and employment generation. This problem fits with what's seen in other resource rich places that have weak institutions.



Figure 1 – Karak residents carry filled natural gas plastic bags

Third, institutional capacity and accountability matter. The constitutional provision, Article 158, promises priority access. This promise remains unfulfilled in Karak. This suggests that formal constitutional articles alone are insufficient. Effective implementation and monitoring are also necessary.

Fourth, the focus on resource extraction may reduce attention to broader local development strategies. These strategies include improving agriculture, enhancing service delivery, and building human capital. The Karak district profile identifies agriculture as minor. This is noted despite its potential.

In sum, the case of Karak illustrates that the resource curse is not simply about resources. It is about how the resource wealth is managed. It is also about who captures the benefits. Finally, it depends on whether the governance structures are oriented toward inclusive development.

Proposal

Pakistan based company Pakneftegaz is working in close collaboration with Russia's Ukhta State Technical University. The company is proposing to the government of Pakistan to provide the consultancy services. These services aim to address the mismanagement of revenues from the oil and gas sector. Pakneftegaz also plans to train local residents of Karak for employment in the oil and gas sector.

Conclusion

This research paper examines the relationship between oil and gas wealth and persistent poverty in Karak District. The analysis uses the resource curse theory as a framework. Despite having substantial hydrocarbon reserves, Karak still experiences high levels of poverty. Access to energy services in the district is also low. The study identifies several factors that limit the benefits of resource wealth. These factors include governance deficits, weak institutional capacity, local exclusion, and revenue mismanagement.

From a policy perspective, several implications are emerged.

(i) Ensuring local access to the resource is critical. Access should not focus only on extraction for export or the national grid. This includes pipelines and connections for households.

(ii) Government of Pakistan need to enhance transparency in revenue flows. Improve accountability to ensure royalties and other benefits are properly managed. Ensure that these funds reach local service delivery programs. Support poverty reduction initiatives through proper allocation of resources.

(iii) The Government of Pakistan need to strengthen institutions at the district and local levels and encourages community participation. It also need to monitors resource projects and promotes effective local development planning to ensure sustainable growth.

(iv) The Government of Pakistan needs to diversify the local economy. Resource extraction should not dominate. Agriculture, manufacturing, and other livelihood sectors must also grow.

References:

1. Resource curse. Many resource rich regions around the world suffer from the paradox of having abundant natural wealth but persistent poverty / Investopedia. – URL: https://www.investopedia.com/terms/r/resource-curse.asp (дата обращения: 03.9.2025).
2. Pakistan Poverty Alleviation Fund (PPAF). Natural Resource Endowment [Electronic resource]. – Islamabad: PPAF, 2020. – URL: https://www.ppaf.org.pk/doc/PolicyBriefs/Natural%20Resource%20Endowment.pdf (дата обращения: 06.9.2025)
3. Karak District – Official website of Khyber Pakhtunkhwa Board of Investment & Trade [Electronic resource]. – URL: https://kpboit.gov.pk/karak-district/ (дата обращения: 10.9.2025).
4. Ross, M. (2015). What have we learned about the resource curse? Annual Review of Political Science, 18, 239-259.
5. Karak demands priority access to own natural gas // The Nation. – 17 July 2025. – URL: https://www.nation.com.pk/17-Jul-2025/karak-demands-priority-access-to-own-natural-gas (дата обращения: 15.9.2025).

УДК 665.61+54-145.15

Results of a laboratory experiment experiment on the compatibility of oil with an acid solution

Devisheva K. M.[1], Pesch N. A.[2]
Scientific supervisor – Miklina O. A.
1 – Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia
2 – Limited Liability Company NOVATEK "Tarkosaleneftegaz", Tarko-Sale, Russia

Annotation. The purpose of the work is to perform a laboratory experiment to determine the compatibility of acid compositions of various concentrations with oil. Conducting such laboratory tests before performing acid treatment of the bottom of the well plays an important role. These treatments make it possible to clean the bottomhole zone of the formation from precipitation in the pore space. As a result, it is possible to restore or increase the permeability of the reservoir, which leads to an increase in the flow rate of the well. However, during the acid treatment, the acid solution used interacts with the acid. As a result, reaction products may accumulate in the pores. This leads to clogging of the pores or complete blockage of the bottomhole zone.

Geological and commercial characteristics and the state of development of the N Oil field. The N oil field is located in the Nenets Autonomous Okrug. It was opened in 1980 and put into commercial development in 2011. The deposit consists of several deposits. In our work, we will consider the D_1l deposit, which belongs to the main one for the N deposit.

According to the density, the oil of the deposit in question belongs to the medium type. The average value used to calculate stocks is 881,8 kg/m^3. The viscosity of oil at 20 °C and for degassed samples varies in a wide range – from 76,26 mcm^2/s to full loss of fluidity, which is typical for high-viscosity oils. The average value of this parameter is generally accepted for the deposit and is 131,03 mcm^2/s (for degassed samples).

The average tar content in the oil of this deposit is 8,63 % by weight, asphalt – 3,84 % by weight, which makes it possible to classify the oil as resinous. The content of paraffins ranges from 2 % by weight to 20,7 % by weight (estuarine sample). In general, oil deposits are classified as highly paraffinic. The average value of this parameter is 11 % weight.

The current project document is the «Supplement to the technological scheme for the development of the H deposit». According to this document, the main operational object is D_1l. Below we list the basic provisions for the main facility:

- the development system for the D_1l facility is selective using horizontal wells.;
- the facility is being developed using a reservoir pressure maintenance system;
- achievement of the oil recovery coefficient for reservoir D_1l = 0.324.

According to the state of the well fund. There are five wells in the mining fund at the facility, three are in conservation, and six have been eliminated. Since the beginning of development, 23,5 thousand tons of practically anhydrous oil have been produced at the facility (0,8 % water loss), the current oil recovery coefficient is 0,001. In 2014, 6,7 thousand tons of oil were produced, the average flow rate of the operating well was 83,2 tons/day.

The N oil field is characterized by a carbonate composition of productive formations, a fractured-cavernous-porous type of reservoirs, and a paraffinic composition of oil. In these c onditions, negative manifestations of the skin effect are possible and, for this reason, a decrease in the productivity of wells during their operation. The project document highlights a number of technological solutions in the selection of technologies to solve these problems. These solutions include acid treatment of the entire horizontal borehole or its design intervals. Therefore, the selection of the acid composition of the hydrochloric acid treatment for the wells of the N deposit is relevant.

In our work, we will show the results of studies on the compatibility of D_1l oil with an acidic solution of various concentrations of hydrochloric acid.

The theoretical basis. Acid treatment fluid consists of basic components, additives or additives. The basic components include: the acidic agent itself, the emulsifier (in the case of the emulsion composition), the corrosion inhibitor.

Additives, in turn, include:

• various types of surfactants (demulsifiers, wetting agents, interphase tension reducing agents, suspending agents, antislam agents, washing surfactants, dispersing agents, defoamers);

• iron stabilizers (chelating compounds, reducing agents);

• ATPD solvents;

• friction dampers;

• clay stabilizers, etc.

The basis of any solution is an acidic solution with a suitable concentration of hydrochloric acid.

Conducting laboratory experiments to determine the compatibility of acid with oil.

To verify the applicability of acids, it is always necessary to conduct a standardized set of laboratory tests that guarantee the maximum effect of treatment and minimize risks during treatment:

The purpose of the experiment is to determine the appropriate concentration of hydrochloric acid for conducting hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of an oil well.

The experimental technique is based on estimating the time and degree of decomposition of the solution under static conditions at reservoir temperature and filtration of the mixture through a fine-mesh mesh of 100 mesh. All investigations are carried out in a fume hood.

Laboratory equipment. A 100 mesh sieve, glass laboratory cups and glass pycnometers are used as laboratory equipment (Figure 1). A special blender is used to mix the acid solution with the oil.

The laboratory sieve is designed to filter the studied liquids through it, and the cups are used to mix the acid solution with oil. Hydrochloric acid of various concentrations is used to prepare the acid solution. Each solution is placed in a separate glass pycnometer. The sample of the oil under study is delivered from the field in separate sealed containers. The name of the deposit, the number of the well and the date of its delivery to the laboratory must be indicated on the outer wall of the container. Oil containers are stored in special cabinets.

All work on the preparation of the studied liquids was carried out in a fume hood.

The technology of the experiment. Conducting a laboratory experiment consists of performing the following actions.

		
laboratory sieve	laboratory cup	pycnometer

Figure 1 – Laboratory equipment

First, a table is prepared in which special information is recorded at various stages of the experiment.:

1) the preliminary stage:

- the number(s) of the laboratory container intended for a particular test mixture,
- name of the deposit,
- Well number,
- date of the experiment,
- date of oil delivery from the field;
- reservoir temperature (for temperature control conditions),
- the color of the mixture;
- a digital photograph is taken of the test mixture in a laboratory container;

2) the stage of the experiment:

- concentration of hydrochloric acid,
- temperature control start time,
- temperature control completion time,

3) the final stage:

- presence of sediment or solid phase on the screen,
- the presence of phase separation,
- appearance of the mixture (turbidity, discoloration),
- the presence of sediment in the laboratory container;
- a digital photograph of the test mixture is taken in a laboratory container.

Then proceed to the direct experiment. A certain volume of acid solution with an appropriate concentration of hydrochloric acid is prepared, which is placed in a pycnometer with a lapped lid. A certain amount of oil is poured into individual cups.

Two methods are used to prepare the liquid under study.

The first method is to mix the acid solution with oil using intensive shaking. The sequence of work will consist of the following steps. A clean glass container is taken, for example, a test tube. The acid concentration and the number of the well from which the oil was delivered are recorded on the outer surface of the tube. The acid solution is poured into a test tube. The height of the acid column is also marked on the outer surface of the tube. Next, 10 cm^3 of the test oil is poured onto the surface of the acid. The tube is tightly closed with a rubber stopper, and the mixture is mixed manually by intensive shaking for 1 minute. We obtain the liquid under study, which we will further define as a sample. A photo is being taken, and the necessary data is entered into the table.

The second method involves using a special laboratory blender. The number of the well from which the oil was delivered and the acid concentration are recorded on the outer surface of the glass cup. The acid solution is poured into a glass cup filled with oil. Using a blender, an investigational mixture or sample is formed. The sample in the cups must be photographed.

Next, the resulting sample is placed in a thermostat. If the sample is in a test tube, it must be opened. The temperature in the thermostat must correspond to the conditions of the hydrochloric acid treatment (reservoir conditions). The exposure time is 30 minutes.

Then, a sample of the mixture in a laboratory container is visually checked for the presence of phase separation, turbidity of the mixture, discoloration, sediment in the laboratory container, separation of oil or solid phase deposits. A photo of the sample is taken.

The contents of the tube in hot form are passed through a sieve with a 100 mesh cell. The filtration rate, the presence of emulsions, precipitation, and tar clots on the sieve are visually noted. During filtration, oil can be retained in the sieve cells due to surface tension, therefore, it is allowed to rinse the sieve with water having a reservoir temperature. A digital photograph of the emptied tube and the residue on the sieve is performed.

A photo report is formed and conclusions are formulated based on the conducted studies.

Similar actions are performed for different concentrations of hydrochloric acid.

According to the results of the experiment, it is necessary to perform an analysis for each test sample (several samples of oil with acid composition of different concentrations) and reveal:

• presence (residue) of sediment (solid phase) on the sieve,

• whether the entire test fluid does not leak in a sufficiently short period of time.

Appropriate entries are made in the table, all photographs are inserted and a visual analysis of the laboratory experiment is performed.



Figure 2 – Pycnometers with different concentrations of hydrochloric acid

Based on the results of the analysis, a recommendation is given for the use of a certain concentration of acid composition. It is recommended to abandon the acid composition if, at the end of the experiment, a precipitate or solid phase remains on the sieve, or the sieve does not allow all the liquid to pass through in a sufficiently short period of time.

Conducting an experiment. First, a template for the table was prepared, and all the data that needed to be recorded before the experiment began was entered. Before conducting the study, five pycnometers were prepared, each recording the concentration of hydrochloric acid in an acid solution. Five samples of an acid solution of different concentrations (10 %, 12 %, 15 %, 18 %, 20%, 24 %) They were poured into specific picnometers and a photograph was taken (Figure 2).

After that, each acid sample was mixed with the oil under study. First, five laboratory cups were prepared. The borehole number and hydrochloric acid concentration of the acid solution were recorded on the outer wall. Each cup was filled with oil of the same volume. Next, an acid solution of a certain concentration was mixed with oil in cups in a ratio of 1:1. A special device in the form of a blender was used for mixing. The experiment stage was completed by photographing samples (Figure 3).

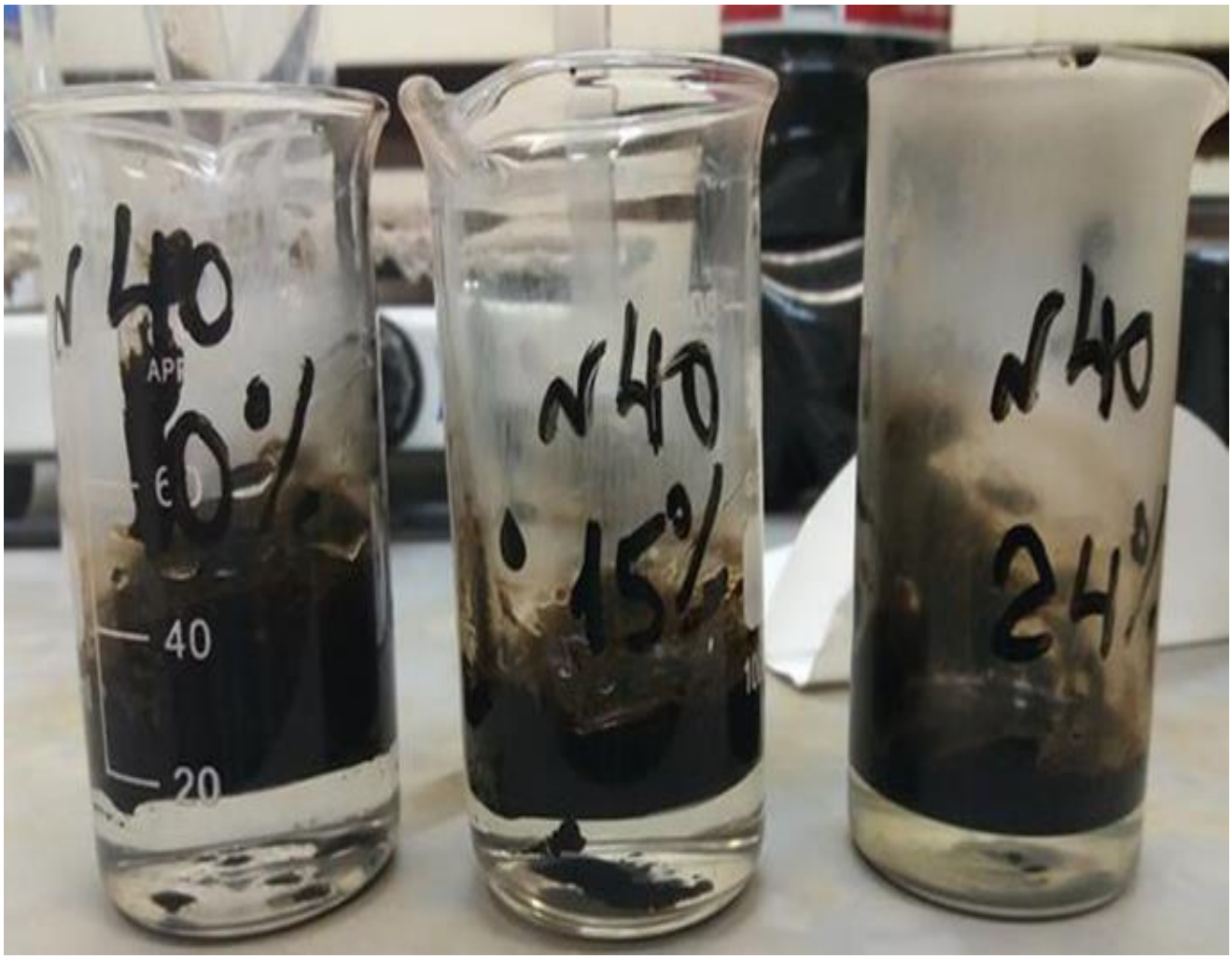


Figure 3 – Samples of acid compositions with oil

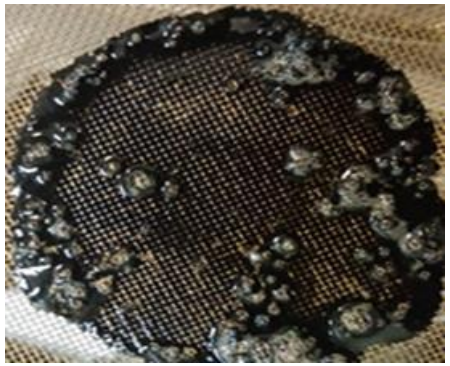
After that, we started the temperature control. When thermostating the studied samples, the reservoir temperature (60,8 °C) was taken into account. Upon completion of the thermostating, each sample was passed through a laboratory sieve. Photographs were taken, a table for each sample was completed, and photographs were inserted. A photo report was prepared for the analysis (Table 1).

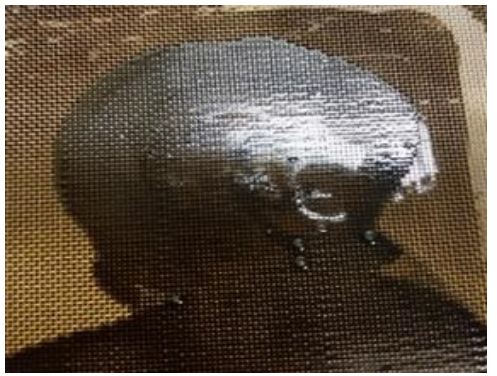
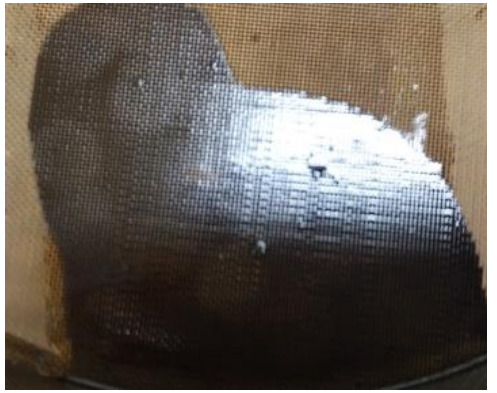
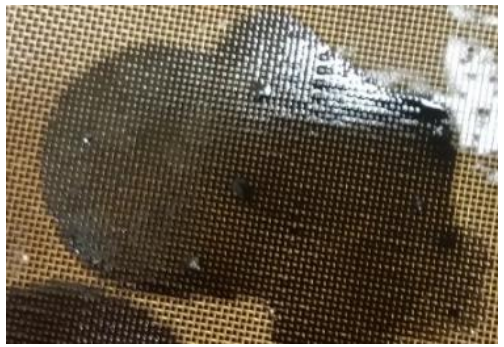
The analysis of the conducted research shows the following. At 10 % and 12 % concentrations of hydrochloric acid, the passage through the sieve is not fast enough and oil clots remain on the sieve. Therefore, it is not recommended to use compositions of this concentration at the N.

At concentrations of acid composition of 15 %, 18 %, 20 % and 24 %, good passage through the sieve is observed and there is no sediment or solid phase. However, when formulating recommendations for these formulations, it is necessary to take into account the corrosive activity of acid on downhole equipment. The most corrosive compounds include those with an acid concentration of more than 18 %. Therefore, acid formulations with concentrations of 18 %, 20 % and 24 % will also not be recommended for use.

The main conclusion. According to the results of the laboratory experiment: the appropriate concentration of acid in the acid composition for acid treatments at the site of N is 15 %.

Table 1 – Results of a laboratory experiment to determine a suitable concentration of hydrochloric acid

% HCl content	Process Description	Image
10	The oil-acid mixture passes slowly, the passage is not complete A sediment or solid phase remains on the sieve	
12	The oil-acid mixture passes moderately, the passage is not completely complete. A small deposit or solid phase remains on the sieve.	
15	The oil-acid mixture passes quickly, the oil flow is complete. A small amount of sediment or solid phase remains on the sieve	

% HCl content	Process Description	Image
18	The oil-acid mixture passes quickly enough, the oil passage is complete. There is no sediment or solid phase on the sieve	
20	The oil-acid mixture passes very quickly, the oil passage is complete. There is no sediment or solid phase on the sieve.	
24	The oil-acid mixture passes very quickly, the oil passage is complete. There is no sediment or solid phase on the sieve	

References:
1. Дейк, Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений = Fundamentals of reservoir engineering / Л. П. Дейк ; Перевод с английского Б. Л. Фалалеева ; Под редакцией Э. М. Симкина. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2012. – 570 с.
2. Еремин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело» / Н. А. Еремин. – М.: Недра, 2008. – 244 с.: ил.
3. Язынина, И. В. Современные методы исследования свойств пород-коллекторов нефти и газа, пластовых флюидов: Учебное пособие / И. В. Язынина, Е. В. Шеляго. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014. – 36 с. Электр. ресурс http://elib.gubk in.ru/content/20 497.

УДК 339.5:620.9

Analysis of the role of Europe's new hydrocarbon deposits in ensuring energy security after the end of Russian imports

Матвеев В. И.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Europe confronted an unprecedented and daunting historical challenge, one that threatened the very foundation of its economic stability and geopolitical autonomy the urgent and critical need to ensure its energy security in the wake of the sudden and dramatic cessation of the vast majority of energy supplies from the Russian Federation. This comprehensive article delves into a detailed analysis of the extent to which the much-publicized discovery and subsequent development of new hydrocarbon deposits scattered across the European continent have actually managed to fill the enormous and destabilizing void that was left behind. The findings of this research, drawing upon recent data and policy reviews, indicate a complex reality where, despite the notable and commendable efforts of several key internal producers such as Norway, the United Kingdom, and Romania, the continent's so-called pursuit of energy independence has, for the most part, proven to be something of a mirage, ultimately shifting the previous reliance instead towards a new and equally binding form of dependence on seaborne liquefied natural gas, or LNG.

The fundamental context that underpins this entire analysis is, without a doubt, the profound and multi-faceted crisis triggered by the severe geopolitical rift with Russia, a situation that was then further exacerbated by the mysterious and disruptive acts of sabotage targeting the critical Nord Stream pipelines. This powerful dual shock brutally exposed the critical and long-ignored vulnerability embedded within the EU's traditional energy model, a structure that had been strategically and perhaps over-reliantly built over decades around a steady and affordable supply of Russian pipeline gas. This crisis scenario consequently forced a swift and sweeping reassessment of the very foundations of European energy security, dramatically intensifying and accelerating the search for viable and sustainable alternative sources, a quest that extended fervently to both untapped reserves within the continent's own borders and to a diverse array of suppliers from outside its confines. However, the arduous path toward any meaningful level of self-sufficiency proved to be exceptionally difficult from the outset, not least because even long before the current crisis, the overall trajectory of conventional hydrocarbon production within Europe was already on a steady and seemingly irreversible decline; to provide a clear illustration, statistical data shows that the region's domestic natural gas production had already fallen by a striking figure of more than 37 percent over the course of the past two decades. It was against this particularly challenging and bleak backdrop that the aforementioned three key producers namely Norway, the United Kingdom, and Romania were strategically positioned and subsequently declared in political and economic discourse as the new, essential pillars upon which the future of regional energy stability would hopefully rest.

The United Kingdom, a nation historically endowed with significant and substantial hydrocarbon resources located beneath the turbulent waters of the North Sea, has publicly announced a series of ambitious and forward-looking targets specifically designed to bolster and increase its domestic production capabilities. In a clear demonstration of this strategic intent, the government took a concrete step in 2023 by issuing a considerable batch of 27 new exploration licenses, while simultaneously championing the development of major projects such as the sizable Rosebank oil field and the promising Beowulf and Spectrum gas fields, all of which collectively held the potential to significantly enhance the country's energy output. However, these well-laid plans and aspirations are being critically and severely constrained by the implementation of a rather harsh and contentious fiscal policy framework. Specifically, a government-imposed windfall tax, which can reach a staggering 78 percent on the profits of oil and gas companies, has created a profoundly negative atmosphere for investment, acting as a major disincentive that effectively stifles the very growth and expansion that the authorities themselves were counting on to achieve their energy goals. Consequently, despite the political rhetoric and initial momentum, overall production levels within the country continue to face significant and persistent downward pressure, casting a shadow over the nation's energy future.

In stark and remarkable contrast to its neighbors, Norway has not only consolidated but has demonstrably strengthened its pivotal role as the strategic guarantor and a cornerstone of European energy security. This success story can be largely attributed to a stable and forward-thinking, long-term state-oriented management model, which is perfectly embodied by its world-renowned sovereign wealth fund, allowing for patient and strategic investment. The Nordic country is actively and continuously developing new and challenging offshore projects, including the promising Irpa gas field and the significant Fenris discovery, to ensure a steady flow of resources for the future. This unwavering commitment to exploration and development, when seamlessly combined with its already extensive and highly developed pipeline network featuring key arteries like Langeled and Europipe that physically and reliably connect it to the heart of the continent solidifies Norway's indispensable position as the European Union's primary and most trusted domestic gas supplier.

Shifting the focus to Southeastern Europe, Romania represents a fascinating and compelling case of significant, yet largely unrealized and untapped, energy potential that could reshape regional dynamics. The country's main hopes for energy sovereignty and even export status are overwhelmingly pinned on the development of the massive Neptun Deep gas field, a formidable reservoir lying deep beneath the Black Sea with estimated reserves of a substantial 50 to 100 billion cubic meters. Theoretically speaking, the successful and full-scale development of this single project could indeed be a game-changer, potentially transforming Romania from an importer into a net exporter of natural gas. However, the path to realizing this bright future is fraught with serious and considerable challenges that cannot be overlooked, primarily the exceptionally high capital expenditure required for complex offshore production in deep waters, coupled with the burden of an outdated and inefficient national gas transmission system, a critical piece of infrastructure whose comprehensive modernization is not scheduled for completion until 2027 at the earliest. Therefore, while the potential is undoubtedly considerable and often discussed, the full and meaningful realization of this ambition remains, at the very best, a medium-term prospect on the distant horizon.

To truly comprehend the sheer scale and complexity of the monumental task that lay before European energy policymakers, it is absolutely essential to first grasp the enormous size of the supply deficit that urgently needed to be addressed and covered. For many years leading up to the pivotal year of 2022, the Russian Federation had firmly held its position as the single largest and most dominant external supplier of fossil fuels to the member states of the European Union, reliably providing a colossal share of approximately 40 percent of the bloc's total annual gas consumption, which translated into a staggering volume of around 155 billion cubic meters of natural gas delivered in the year 2021 alone. However, the subsequent geopolitical turmoil led to a precipitous and unprecedented decline in this vital energy stream; by the conclusive stages of 2022, the once steady flow of pipeline deliveries from Russia into the European Union had catastrophically collapsed, diminishing by more than two and a half times to a mere shadow of its former self, estimated at just about 60 billion cubic meters for the year. This dramatic turn of events forced a fundamental reassessment of strategic goals, as the empirical data and market analytics from this period clearly illustrate that the initially proclaimed concept of outright energy independence for the continent was not actually achieved in practice, but was rather strategically rethought and pragmatically redefined. Indeed, even the commendable and

concerted production growth from key and reliable allied nations such as Norway, while certainly welcome and strategically vital, ultimately proved to be quantitatively insufficient on its own to fully compensate for the dual challenge of the massive loss of Russian pipeline gas coupled with Europe's own persistent and ongoing decline in domestic hydrocarbon production. Consequently, the vast and daunting energy deficit that emerged was covered primarily not through a renaissance in local extraction, but rather through a massive, globally-scaled, and exceedingly costly campaign of import diversification and supplier restructuring. This strategic pivot is most vividly encapsulated by the meteoric rise in the share of liquefied natural gas (LNG), sourced primarily from the United States but also from other global producers, within the EU's overall gas supply balance, which experienced a dramatic jump from a pre-crisis level of about 15 percent to a commanding share of over 40 percent in a remarkably short timeframe. In the final analysis, the practical outcome of this great energy reorientation was that Europe, in effect, managed to replace its previous heavy reliance on one major external supplier with a newly established and equally critical dependence on another, thereby trading one form of geopolitical vulnerability for a different, albeit more diversified, set of market dependencies and logistical challenges.

The comprehensive analysis undertaken in this examination leads us to several overarching and critically important conclusions that paint a nuanced and layered picture of Europe's current energy predicament. Firstly, it must be acknowledged that European nations have, through a combination of swift policy action and considerable economic sacrifice, successfully and dramatically reduced their direct operational dependence on Russian hydrocarbons, an accomplishment that in and of itself stands as a truly significant geopolitical achievement with far-reaching implications for the continent's strategic autonomy. However, and this is the central and most crucial outcome that emerges from the data, this decoupling was decidedly not accomplished through a much-hoped-for renaissance or a substantial revival in its own domestic production, which, as the figures clearly indicate, continues its persistent and seemingly entrenched long-term decline across many of its traditional heartlands. Secondly, while politically symbolic and important for regional energy morale, the role of new European hydrocarbon deposits, though certainly important for the national energy strategies and security of individual countries like Romania or Norway, ultimately remains far too limited in its aggregate volume and too slow in its development timeline to enact a meaningful or decisive change upon the continent's overall and massive energy balance. Therefore, the widely proclaimed goal of outright energy independence has, in tangible practice, materialized not as a state of self-reliance, but rather as a profound strategic pivot a fundamental shift away from a deep-seated dependence on Russian pipeline gas towards a rapidly growing and equally critical dependence on seaborne liquefied natural gas (LNG) supplies, a market dominated primarily by the United States and other global producers. This strategic shift has, without a doubt, successfully secured vital energy supplies in the short to medium term and averted catastrophic shortages, but it has simultaneously resulted in significantly higher economic costs for governments, industries, and consumers, while also introducing a new set of geopolitical risks and market vulnerabilities tied to global LNG price fluctuations and shipping security. Thus, upon close inspection, it becomes evident that the fundamental energy crisis of 2022 was not so much definitively resolved as it was strategically transformed, morphing from one clear challenge into a new, more expensive, and inherently more complex form that will continue to define Europe's energy and geopolitical landscape for the foreseeable future.

Библиографический список:

1. Полезные ископаемые Зарубежной Европы [Электронный ресурс]. – https://geographyofrussia.com/poleznye-iskopaemye-zarubezhnoj-evropy/ (10.11.2025).
2. Добыча нефти и газа [Электронный ресурс]. – https://clck.ru/3QUXgn (12.11.2025).

УДК 622.276.5.05

Application of the software product Engineering simulator of technological processes in the selection of a pump for an oil well

Shchegleva M. S.
Scientific supervisor – Miklina O. A.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The C1 deposit administratively belongs to the Pechora region of the Komi Republic.

The paper considers the Eiffel tier of the C1 oil field. The well in which the pump needs to be replaced has opened the middle tier D_2ef -II. The section is composed of sandstones with interlayers of siltstones and mudstones.

The saturation pressure is 12.1 MPa, the density of reservoir oil is 0,744-0,759 g/cm³, and the viscosity is 1,85-2,87 MPa·s. According to the results of the study of deep samples, the oil is characterized as resinous, highly paraffinized, and low-sulfur. The gas content is 87,07 m³/t. For the deposit, the current oil recovery coefficient is 0,082, with an approved one of 0,311.

The C1 oil field was discovered in 1987 by exploration well 22. Accumulated oil production at the C1 field as of 01.01.2020 amounted to 6398 thousand tons. As of 01.01.2020, there are 65 wells on the balance sheet of the company for the field, of which 35 are producing, 14 are injection, 7 are water intake, 9 are in conservation. The current fund of producing wells is 32. Three wells are inactive and seven are in conservation. All wells drilled in the period 2014-2019 were put into operation in a mechanized manner with the installation of an electric centrifugal pump (ECP). The average operating time of the electric centrifugal pump (ECP) is 365 days.

The characteristics of the well stock for the D_2ef formation as of 01.01.2020 are presented in Table 1.

Table 1 – Characteristics of the well stock for reservoir D_2ef as of 01.01.2020

Name	Characteristics of the well fund	D_2ef
Fund of producing oil Wells	Drilled	13
	Total	10 (6)
	Including:	
	The operating	8 (6)
	ones are: fountain	
	ECN	7 (6)
	Inactive	
	In conservation	1
	Transferred to download	1
Injection Well Fund	Drilled	2
	Transferred from mining companies	1
	Total	3 (3)
	Including:	
	Under the download	3 (2)
	Inactive	
	In conservation	

Over the past period, four technological documents have been drawn up for the development of the field.

For the D_2ef -II operational facility, the actual oil production is lower than the design value by 17,0 thousand tons, or 35,9 %, the liquid is lower than the project by 65,5 thousand tons, or 66,4 %, the volume of injected water is lower by 133,2 thousand m3, or 83,3 %. The current fund of producing wells is lower than for the project by seven wells (project – 15, fact – 8). The current fund of injection wells is below the design value (project – 6, fact – 3).

In the selection of the pump, the company uses an Engineering Simulator of technological processes (ISTP). It is designed for dynamic modeling of technological processes. Therefore, it is important to learn how to work in this simulator. Let's take a step-by-step analysis of the selection of an electric centrifugal pump and a submersible electric motor (PAD) for well number 150. The well was commissioned in 2015.

The underground structure is shown on the slide. The depth of the reservoir is 2882 meters. The thickness of the formation is 61 meters. The underground structure of the well is shown in Illustration 1.

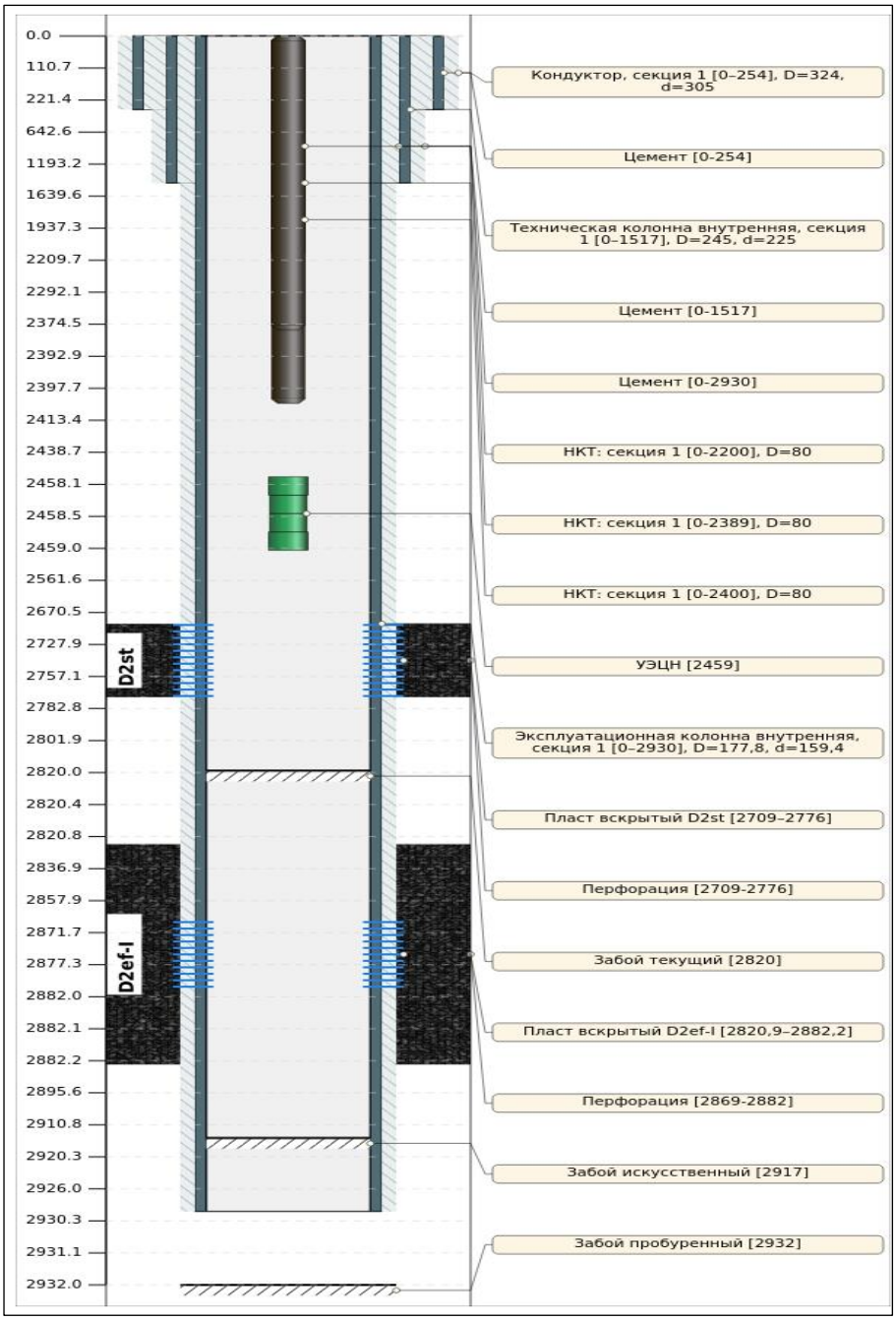


Illustration 1 – Underground well construction

Illustration 2 shows the interface of the ISTP program. The interface consists of the following sections: menu, toolbar, workspace, properties panel, and information output window.

First, the data for the well was selected and entered: oil density 830 kg/m³, water density 1050 kg/m³, gas density 1 kg/m³, water content 30 %, gas factor 100 m³/t.

By entering data on well inclinometry, reservoir parameters, and underground structure, a pump, motor, and cable are selected. In Illustration 3, the software package displays a list of pumps.

In Illustration 4, in the optimization tab, the pump shaft rotation speed is selected for the required technological mode and the pressure of the ECP is changed.

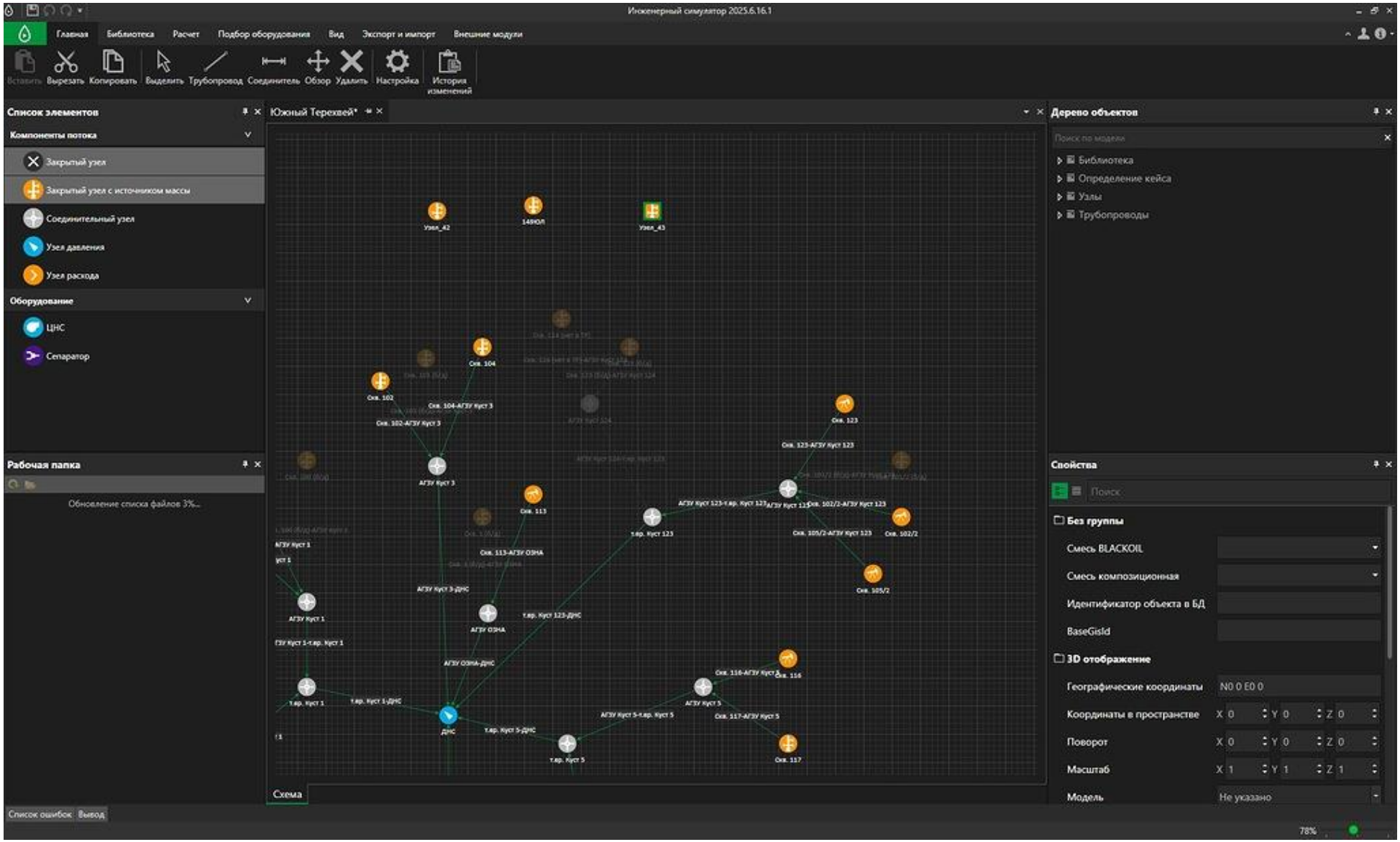


Illustration 2 – Program interface

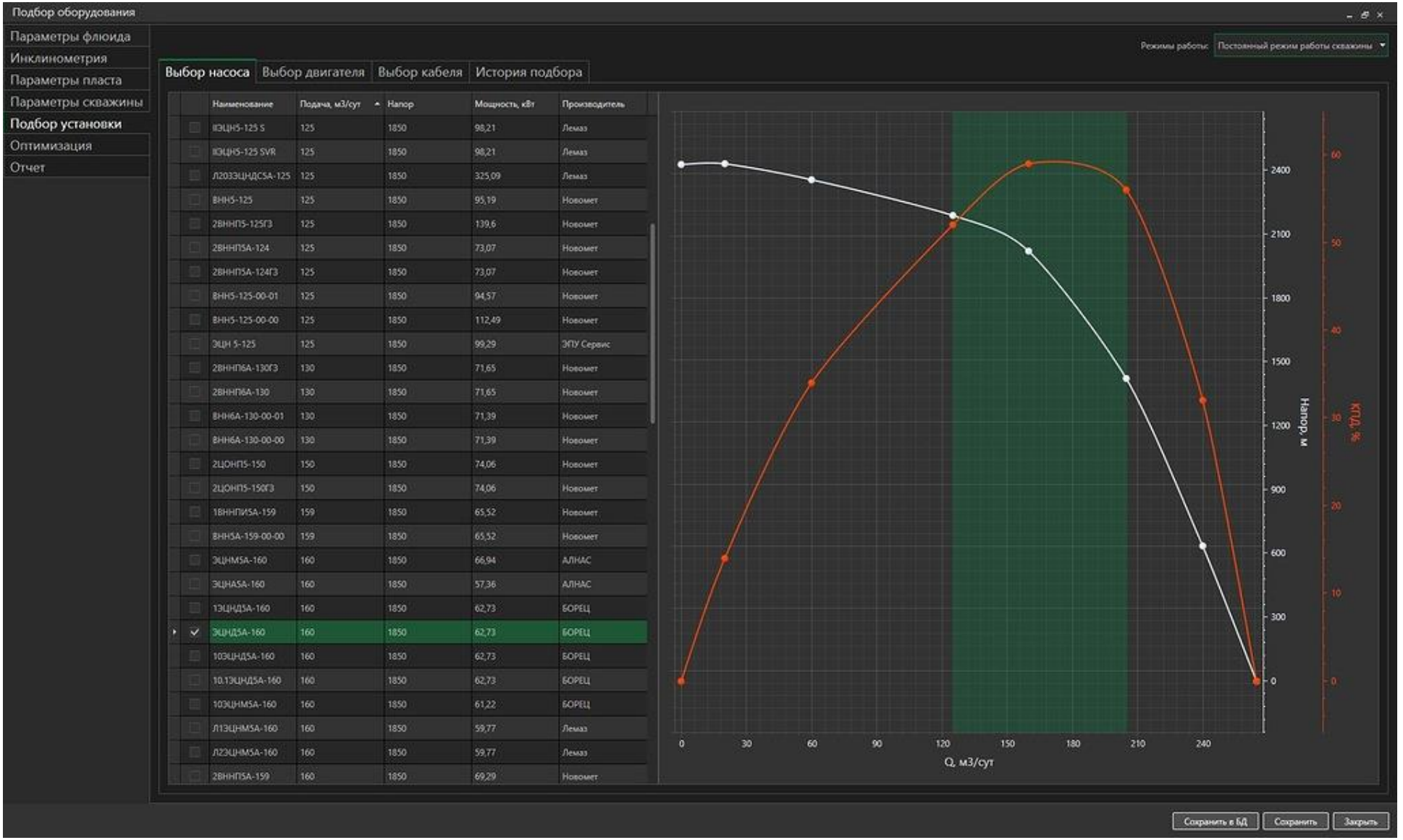


Illustration 3 – List of pumps

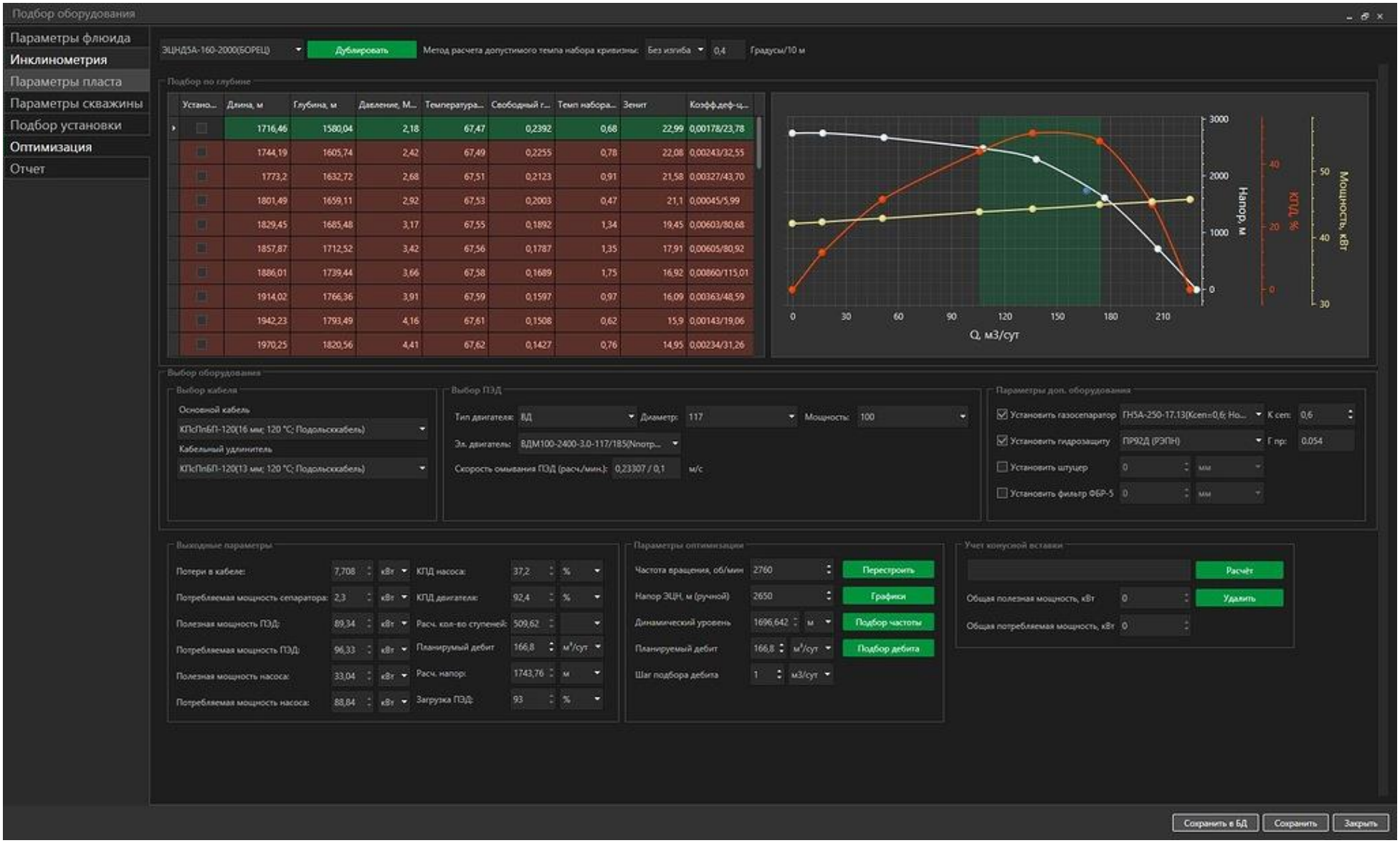


Illustration 4 – Optimization

The final stage of the ISTP is the result of selecting the ECP and PAD in Illustration 5. As a result of the selection, the program offers ECN5A-160 and VDM100-2400-3.0-117/ 1V5.

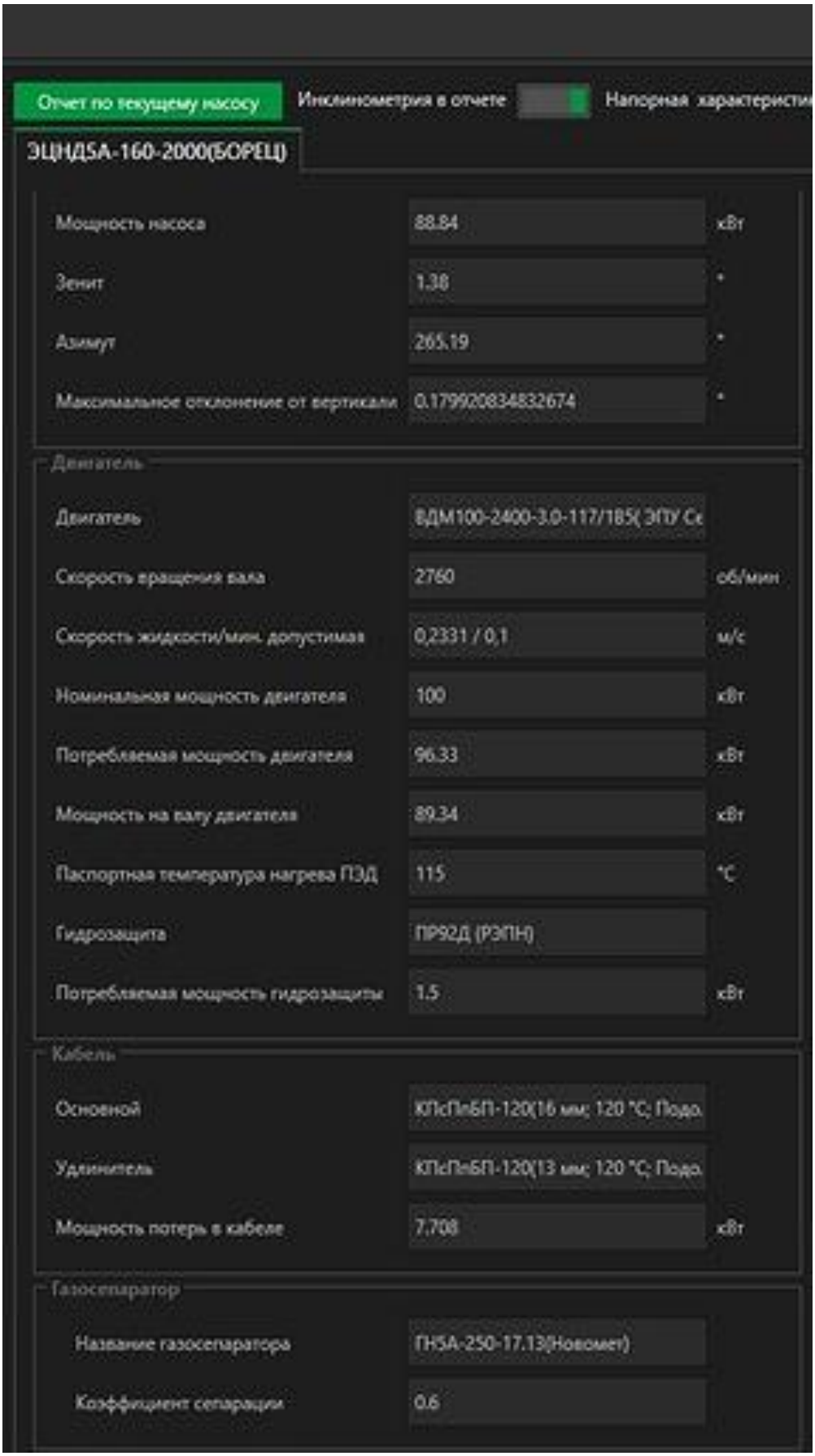


Illustration 5 – The result of selecting the ECN and PAD

Illustration 6 shows the well inclinometry.

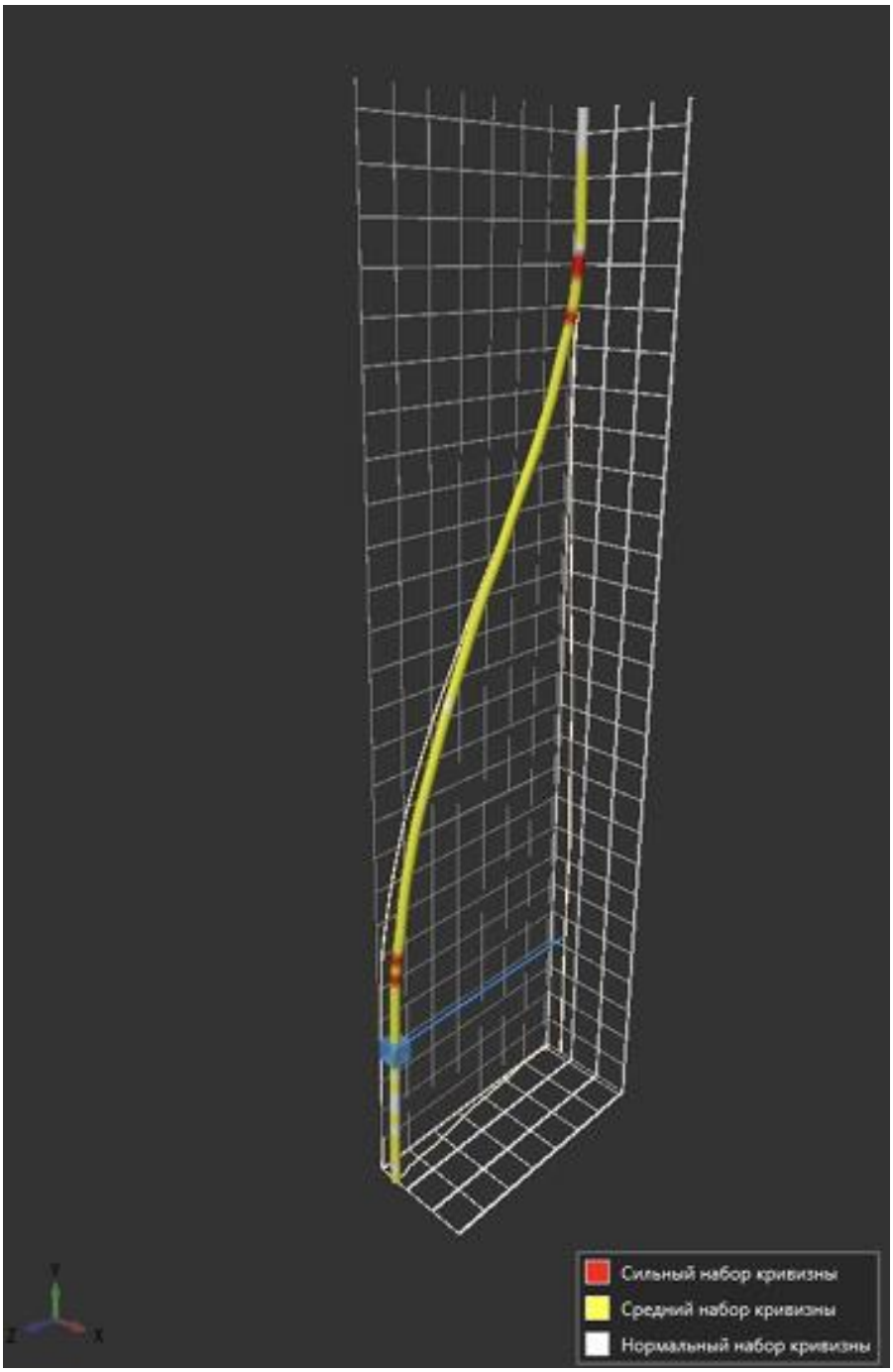


Illustration 6 – Well inclinometry

In conclusion, we can say that we have acquired the skills to work in the Engineering Process Simulator software package. For example, a step-by-step work was performed in the simulator for selecting equipment.

References:

1. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1986
2. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
3. Федеральный государственный образовательный стандарт по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело: утв. приказом Министерства образования и науки России от 12 марта 2013 г., № 226.
4. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / В. И. Щуров. – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

УДК 622.276

A Comparative Analysis of Classification Systems for Hydrocarbon Reservoir Development Mechanisms

Дуркин В. В., Полубоярцев Е. Л.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

1. Introduction

A hydrocarbon reservoir constitutes a complex subterranean system containing accumulations of oil and/or gas confined under significant pressure. Drilling operations tap into this inherent energy to facilitate fluid flow to the surface. The specific nature of the dominant energy defines the reservoir drive mechanism or development regime. Correctly diagnosing this regime constitutes the foundational phase for predicting production behavior, calculating ultimate recovery, and formulating effective strategies for pressure maintenance or enhanced oil recovery (EOR) projects.

Although the fundamental physics governing these processes is consistent worldwide, different technical traditions, notably in Russia (and other post-Soviet nations) and in Western countries, have established separate yet interrelated classification frameworks.

2. The Western (Conventional) Classification Framework

The Western classification system, extensively adopted by entities such as the Society of Petroleum Engineers (SPE), is chiefly founded on identifying the expanding fluid or the specific mechanism that supplies the reservoir's energy.

The principal categories include:

• Rock and Liquid Expansion Drive: This mechanism is notably inefficient and is significant only in extremely undersaturated reservoirs possessing low compressibility. The minute expansion of the reservoir rock and the innate connate water, resulting from pressure depletion, displaces a trivial volume of oil. It results in very low recovery factors.

• Solution Gas Drive (Depletion Drive): This mechanism operates in oil reservoirs where initial pressure is above the bubble point. When pressure declines below this threshold, dissolved gas is liberated from the oil phase, forming bubbles. The subsequent expansion of these bubbles serves as the primary energy for moving oil toward the wellbore.

• Identifying Traits: Swift reservoir pressure decline, low recovery factor (typically 5-30%), and a production trend showing a rising gas-oil ratio (GOR).

• Gas Cap Drive: In reservoirs featuring an initial free gas cap, the expansion of this gas layer functions like a piston, systematically sweeping the underlying oil column downward and into production wells.

o Identifying Traits: A more gradual pressure decline compared to solution gas drive, improved recovery factors (20-40%), and a steadily increasing GOR, particularly in wells located higher in the structure.

• Natural Water Drive: Frequently the most effective natural mechanism, this drive is energized by the expansion of a substantial, connected aquifer adjoining the hydrocarbon reservoir. As reservoir pressure decreases, water from the aquifer intrudes into the reservoir pore space, displacing oil.

• Identifying Traits: Relatively stable pressure maintenance, high recovery potential (35-60 %), and escalating water production in wells over time.

• Gravity Drainage: This process gains prominence in reservoirs with high vertical permeability and significant structural dip. The gravitational force causes the denser oil to migrate downward toward the well completions. It often acts as a secondary mechanism, becoming predominant after the primary energy from gas cap expansion is exhausted.

• Combination Drive: The majority of actual reservoirs are not governed by a single mechanism but instead experience a combination of two or more of the aforementioned drives operating simultaneously (e.g., concurrent gas cap expansion and aquifer influx).

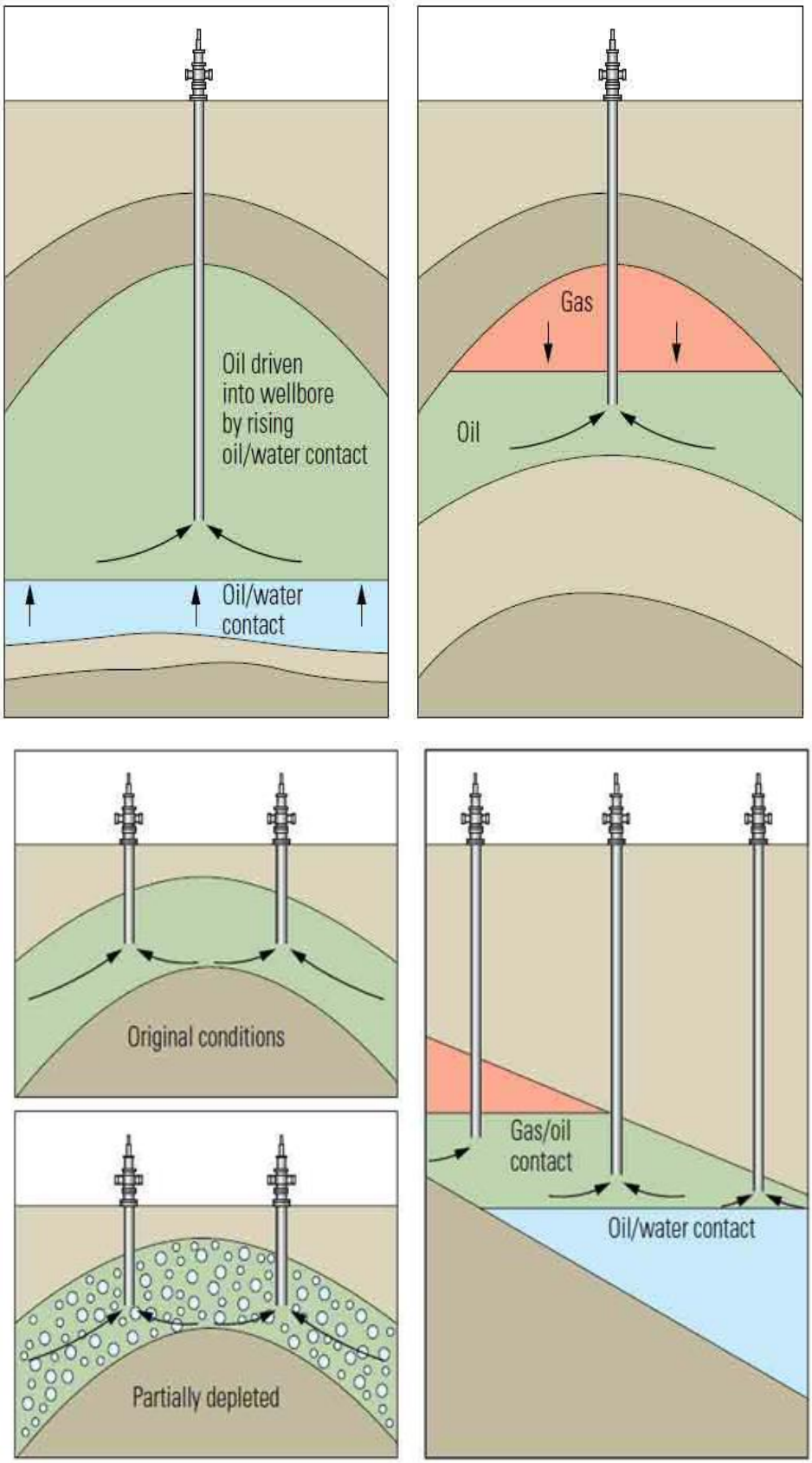


Figure 1 – Schematic of Western Classification Drive Mechanisms

3. The Russian (Subsurface) Classification Framework

The Russian classification system, rigorously formalized by distinguished scientists including M. L. Surguchev and B. B. Lapuk, is characterized by its greater detail and mechanistic focus. It classifies regimes according to the specific type of reservoir energy and the phases of fluids in movement.

Its primary classification encompasses:

• Elastic Drive (Упругий режим): Analogous to the Western "rock and liquid expansion drive," this represents the initial production phase in highly undersaturated reservoirs.

• Dissolved-Gas Drive (Режим растворенного газа): Directly corresponds to the Western "Solution Gas Drive."

• Gas-Cap Drive (Газонапорный режим): Equivalent to the Western "Gas Cap Drive."

• Water-Drive (Водонапорный режим): This category is further subdivided, representing a major point of differentiation from the Western system:

• Hard Water Drive (Жесткий водонапорный режим): Distinguished by a small, confined aquifer with low compressibility, resulting in a rapid pressure decline.

• Elastic Water Drive (Упруговодонапорный режим): Powered by the expansion of a sizable, but limited, closed aquifer. This is the most frequently encountered type.

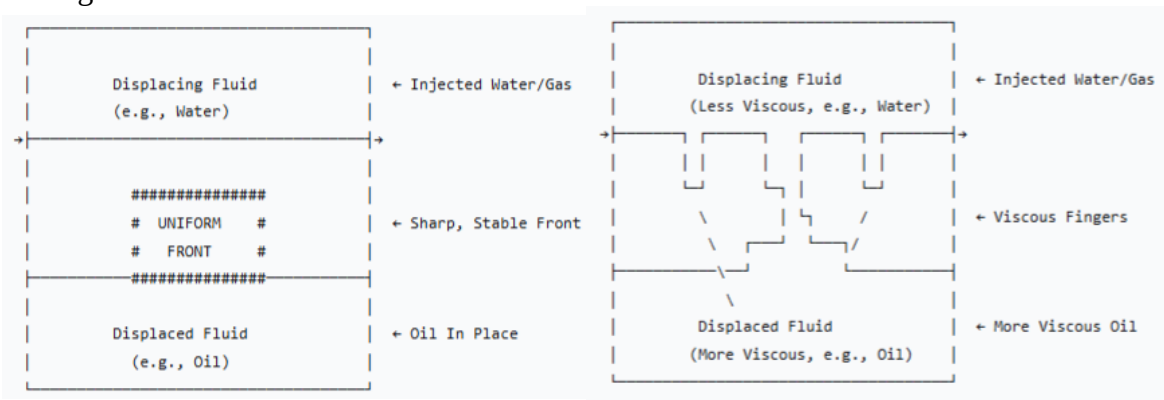
• Active Water Drive (Режим активной краевой воды): Driven by an extensive, effectively infinite-acting aquifer that provides robust and sustained pressure support.

• Gravity Drive (Гравитационный режим): Corresponds to "Gravity Drainage."

A conceptually significant addition in the Russian system is the formal acknowledgment of displacement mechanisms:

• Volumetric Displacement: The displacing fluid (e.g., gas or water) progresses unevenly through the pore network. This is common in heterogeneous reservoirs.

• Piston-like (Macroscopic) Displacement: The displacing fluid advances through the reservoir in a stable, front-like manner, which is a more efficient process. This is often an idealized model used in EOR design.



piston-like (stable, uniform front) displacement.) (unstable front, fingering) displacement

Figure 2 – Emphasis on Displacement Types in the Russian Classification

Table represent us Comparative Examination: Principal Commonalities and Divergences.

Table – Comparative Examination: Principal Commonalities and Divergences

Способ разработки	Способ разработки	Способ разработки
Foundation	Macroscopic fluid type supplying energy (Gas, Water, Rock).	Mechanistic perspective on energy and fluid movement (Elastic, Gravity, Displacement type).
Structural Design	Simpler, more generalized structure. Hierarchical.	More detailed and granular, featuring explicit sub-categories.
Water Drive Detail	Typically treated as a single category ("Natural Water Drive"), with strength as a variable.	Explicitly sub-classified into Hard, Elastic, and Active Water Drive based on aquifer properties.

Способ разработки	Способ разработки	Способ разработки
Displacement Focus	Implied in analysis but not formally classified.	Explicitly categorizes displacement as Volumetric or Piston-like, directly correlating to sweep efficiency.
Practical Utility	Excellent for initial reservoir screening, resource estimation, and high-level production forecasting.	Offers a more rigorous framework for detailed simulation, EOR screening, and development system design.
Regional Prevalence	North America, Middle East, Western Europe.	Russia, CIS nations, with increasing global technical influence.

5. Implications for Field Development Planning

The specific classification framework applied directly shapes development strategy.

• A reservoir classified as Solution Gas Drive (West) / Dissolved-Gas Drive (Russia) will typically be a prime candidate for early gas or water injection for pressure maintenance to circumvent low recovery and operational issues with gas.

• A reservoir operating under a strong Water Drive / Active Water Drive might be developed initially using natural depletion, with well placements optimized to manage the timing of water production.

• The Russian sub-classification for water drive directly assists in aquifer model construction an "Active Water Drive" necessitates a different simulation approach compared to an "Elastic Water Drive."

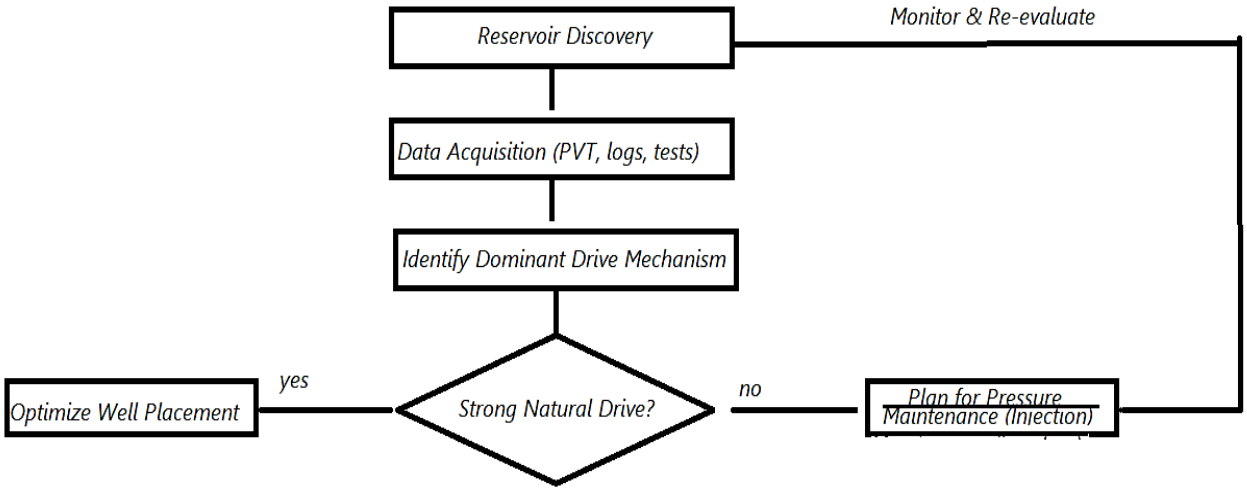


Figure 3 – Decision Workflow Based on Regime Identification

6. Concluding Remarks

Both the Western and Russian systems for classifying hydrocarbon reservoir development regimes are grounded in the same universal principles of fluid flow within porous media. The Western system provides a sturdy, high-level framework well-suited for preliminary evaluation and international discourse. Conversely, the Russian system delivers a more refined, mechanistic, and detailed taxonomy that is immensely beneficial for thorough engineering studies and planning sophisticated recovery schemes.

The contemporary reservoir engineer benefits from fluency in both systems. The merging of these concepts is visible in advanced reservoir simulation platforms, where detailed parameters emphasized in the Russian system (such as aquifer type and displacement efficiency) are integral to the models, irrespective of the regional nomenclature employed. The ultimate objective is universally shared: to precisely characterize a reservoir's native energy system and leverage it to maximize economic hydrocarbon recovery.

References:
1. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice Hall.
2. Ahmed, T. (2010). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing.
3. Surguchev, M. L. (1985). Methods of Controlled Development of Oil Reservoirs. Nedra. (Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов).
4. Dake, L. P. (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier.

УДК 612.017.2:622.276(470.13)

Social adaptation and quality of life of the population of oil-producing regions of the Komi Republic

Sokhodon G. V.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The social development of Russia's oil-producing regions is a multidimensional and internally contradictory process in which economic indicators often diverge from the real quality of life of the population. Despite the strategic importance of the fuel and energy complex for the national economy, many oil-producing territories remain zones of heightened social, infrastructural and environmental vulnerability.

This is especially characteristic of the northern and Arctic regions, where severe climatic conditions, spatial isolation, low settlement density and underdeveloped transport connectivity significantly complicate people's adaptation to changing socio-economic circumstances [1].

The Komi Republic, possessing substantial reserves of oil and gas, represents a typical resource-based region whose development model is closely tied to extractive industries. While this ensures stable budget revenues and employment, it simultaneously creates structural limitations that affect well-being, social cohesion and long-term sustainability. The aim of this paper is to analyze the social adaptation mechanisms and evaluate the quality of life in the oil-producing regions of the Komi Republic, as well as to identify promising approaches to their sustainable development.

Social effects of oil production and adaptation challenges

The development of extraction industries in northern regions produces a combination of positive and negative socio-economic consequences. Positive effects include increased employment, higher average wages in the extractive sector, and the development of transport corridors supporting regional accessibility. However, these processes are accompanied by a growing dependence on single-industry enterprises, an uneven distribution of income, and a weakening of local development trajectories [2].

A distinctive feature of oil-producing regions is the prevalence of a shift-based employment model. While economically efficient, it reduces long-term population stability, increases psychological stress, and weakens local communities. High employee turnover and seasonal labor patterns limit the formation of stable social networks and lower the region's demographic potential. This is particularly relevant for Komi, where extraction sites are dispersed across vast northern territories separated from major cities. Another significant challenge is the limited availability of high-quality healthcare and educational services. Although companies often invest in corporate infrastructure, access to broad public services remains uneven. This deepens social inequality between industrial centers and surrounding settlements.

For indigenous peoples – including Komi-Izhemtsy and Nenets communities – adaptation challenges are linked not only to economic change but also to cultural pressures. Industrial expansion disrupts traditional land use, reduces opportunities for reindeer herding and fishing, and undermines cultural identity [3]. These groups demonstrate high sensitivity to environmental degradation, seeing ecological stability as an essential part of their social well-being.

In this context, effective adaptation requires not simply economic support but institutional mechanisms, including meaningful participation in decision-making, long-term social programs and continuous monitoring of regional risks.

Quality of life in oil-producing regions: problems and contradictions

Quality of life in the Komi Republic's oil-producing territories is determined by multiple interrelated factors: income level, access to healthcare and education, environmental quality, availability of utilities and transport, and the strength of local communities. Despite their industrial importance, many northern settlements remain "islands" of economic activity surrounded by territories with weak infrastructure and scarce public services [4].

Even in relatively developed centers such as Usinsk, the social environment is shaped by the dominance of the oil industry, which affects everything from housing costs to demographic structure. The presence of high-paying industrial jobs creates a dual social system: one part of the population benefits from stable employment, while the other – primarily workers outside the extractive sector – experiences lower income stability and fewer opportunities.

Environmental concerns form one of the most significant components of perceived quality of life. Historical accidents in the Usinsk district, systemic pipeline leaks and slow ecosystem recovery have caused long-lasting public anxiety. Residents report higher levels of perceived environmental risk than in other northern territories, linking ecological instability to decreased trust in companies and authorities.

Housing and communal services in remote territories also remain critical issues. Many settlements rely on outdated heating and energy systems, which are vulnerable to extreme weather conditions. Seasonal inaccessibility, aging housing stock and high utility costs reduce living comfort, especially for families and older adults. Transport logistics likewise create barriers for social development. Northern regions face significant travel time between communities, high transportation costs and limited mobility options. This reduces access to secondary education, healthcare, cultural services, and employment diversification – all factors crucial for quality of life.

The Komi Republic as an example of a resource region

The Komi Republic occupies a significant place in the structure of Russian oil production. The main extraction centers – Usinsk, Vuktyl and Yarega – host major facilities of "LUKOIL-Perm" LLC and other companies. The Yarega oil mine is unique in Russia: oil is extracted using underground mining technology, which forms an unusual combination of industrial processes and social organization of labor.

However, the predominance of extractive industries creates several systemic constraints.

First, the region remains vulnerable to fluctuations in global oil prices, which influence both employment stability and regional budgets. Second, non-resource sectors develop slowly, limiting opportunities for diversification, innovation and small business growth. Third, demographic dynamics show gradual population decline, driven by youth outmigration and limited inflow of skilled specialists. Healthcare infrastructure also faces pressure. Specialized medical services are concentrated in Syktyvkar, while remote districts often lack modern equipment and personnel. Telemedicine and mobile medical units partially mitigate this deficit, but they cannot fully substitute in-person care. Thus, the Komi Republic demonstrates a typical combination of advantages (budgetary stability, industrial capacity) and limitations (infrastructure shortages, environmental risks, demographic challenges), making it a representative case of a northern resource region requiring modernization.

Prospects and directions for improving the quality of life

Contemporary approaches to development in resource regions emphasize ESG (Environmental, Social, Governance) and CSR (Corporate Social Responsibility) principles. These frameworks aim to transition from one-time compensatory measures to long-term social investments integrated into regional strategies.

For the Komi Republic, the following areas are particularly significant [5]:

1) Human capital development.

Programs focused on training local youth, creating technical colleges near extraction sites, and offering scholarships and internships with industrial partners can significantly strengthen regional labor markets. This is especially relevant in light of digitalization and automation in the oil sector.

2) Modernization of healthcare and social infrastructure.

Upgrading medical facilities, increasing the availability of preventive care, and developing telemedicine can mitigate spatial inequality.

3) Supporting indigenous cultures and traditional livelihoods.

Cultural programs, legal protection of traditional territories and environmental monitoring systems can help preserve social cohesion.

4) Environmental restoration and monitoring.

The creation of transparent public monitoring platforms and coordinated cleanup projects can rebuild trust and ensure ecological safety.

5) Participatory governance and community involvement.

Dialogue platforms and public councils allow communities to influence planning decisions, reducing social tension and increasing legitimacy.

Conclusions

The issue of social adaptation and quality of life in Russia's oil-producing regions – and particularly in the Komi Republic – remains central to the broader agenda of sustainable development in the North. In such territories, economic achievements alone cannot compensate for long-term social, demographic, and environmental losses unless people and their well-being are placed at the core of strategic decision-making. The experience of the Komi Republic clearly demonstrates that the benefits of industrial growth tend to be unevenly distributed, while the burdens – infrastructural, ecological, and cultural – are often borne by local communities.

In this regard, the transition from a resource-dependent development model to a socially oriented and environmentally responsible one becomes not only desirable but essential. I believe that the path to a sustainable future lies in integrating social responsibility, environmental stewardship, and genuine respect for local communities – including indigenous peoples – into the governance and operational practices of the oil industry. It is important not only to create jobs but also to ensure decent living conditions, access to modern healthcare and education, effective communication systems, and opportunities for personal and professional growth. Equally crucial is the need to support cultural continuity, strengthen local identities, and reduce the psychological pressures associated with shift-based employment and spatial isolation.

The Komi Republic has the potential to become an example of a northern region where natural resources serve not merely as a source of income but as a foundation for human, social, and cultural development. However, realizing this potential requires a long-term partnership policy based on cooperation between government authorities, industrial companies, civil society organizations, and local communities. Such cooperation should focus on improving institutional capacity, strengthening social resilience, enhancing environmental security, and ensuring the transparency of decision-making processes.

Ultimately, sustainable development in the Komi Republic – and in northern Russia more broadly – depends on the ability to balance industrial interests with the needs and values of the people who inhabit these territories. Only by aligning economic priorities with social justice and environmental responsibility can the region move toward a future in which quality of life, community well-being, and the preservation of unique northern identity are placed on equal footing with industrial progress.

References:

1. Andreev, A. I. Northern territories of Russia: social problems and development challenges [Text]. – Moscow : IEP KSC RAS, – 2019. – P. 22.

2. Social sustainability of the regions of the Russian North and Arctic: assessment and ways to achieve [Text] : [monograph / E. P. Bashmakova, I. A. Gushchina, D. L. Kondratovich et al.; under the scientific editorship of L. A. Ryabova], Institute of Economic Problems named after G. P. Luzin – Apatity : FRC KSC RAS, 2018. – 169 p.

3. Kurilova, A. A., Vasilyeva S. E. Assessment of the quality of life in the northern regions of Russia: multivariate analysis. [Electronic resource]. – Access mode : https://cyberleninka.ru/article/n/otsen-ka-kachestva-zhizni-v-severnyh-regionah-rossii-mnogomernyy-analiz/viewer, free. – Screen title. – (Accessed: 20.10.2025).

4. Pilyasov, A. N. Patterns and features of development of the north-east of Russia (retrospective and forecast) [Electronic resource]. – Access mode : https://argorussia.ru/sites/default/files/disser/Пилясов%20А.Н._автореферат%20%28докт%29.pdf, – free. – Screen title. – (Accessed: 24.10.2025).

УДК [004+622]:378.1

Identification of gamification elements in the study of theoretical material (education) on oil and gas subjects

Miklina O. A.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The initial stage of training in oil and gas disciplines can be considered particularly challenging. This is due to the fact that students experience difficulties mastering theoretical (curricular) material that is completely new to them. Students encounter this material for the first time when studying professional disciplines as early as their first year. In their first year, they are just beginning to learn the basics of their future profession. This material is unfamiliar in content and structure, making it difficult to comprehend. It contains new definitions of professional concepts, a new professional classification, new designations for process indicators and their dimensions, descriptions and diagrams of technological processes with unfamiliar symbols and names, descriptions and images of process equipment, etc. However, experience shows that achieving professional standards in teaching such oil and gas disciplines remains relevant. Teachers use various technologies, such as contextual learning technologies in the form of business games, to enhance the assimilation of theoretical (curricular) material. Gamification is currently widely used in the educational process. It involves the use of various information technologies.

Gamification is considered a highly productive technology for use in education. Therefore, it makes sense to identify gamification elements that can help students learn theoretical (curricular) material, for example, at the initial stage of training. In our study, we examine the application of gamification to the specialty 21.05.06 Oil and gas equipment and technologies. Therefore, we defined the objective of our study as identifying the educational potential of gamification in teaching theoretical (curricular) material on oil and gas subjects to students majoring in 21.05.06 Oil and gas equipment and technologies.

To achieve this goal, the following objectives were set:

• Conduct a literature review on the use of gamification in the educational process and identify its elements;

• Identify the tools used in the development of educational games with gamification elements.

We owe the emergence of the term "gamification" to the American programmer and inventor Nick Pelling, who first used it in 2002 [13], as well as the German scientist S. Deterding, "who believes that gamification is the application of game elements and techniques to game design in non-game contexts" [5]. Richard Brenner and Ian Kenny of the company Bunchball were the first to apply the gamification system, using the NBC website (2010). On this site, users studied educational material and completed certain tasks according to a predetermined plan. Currently, gamification has found wide application in the educational process.

An analysis of publications shows that the use of gamification in the educational process is very diverse. It is applied in the study of both humanities and technical subjects in the school curriculum and university disciplines [1-8, 12-15]. Representatives of the Skolkovo Moscow School of Management identified gamification as an important characteristic of the "new educational platform" [6]. The work [8] argues that the didactic potential of gamification lies in the fact that it complements and deepens the capabilities of traditional forms of education, and through storytelling, design, and interactivity, the inclusion of gamification elements in the learning process significantly increases student motivation.

The authors [14] define gamification as the development of «an educational course in the form of a computer game». The idea of «creating gamification as a powerful strategy for applying game mechanics to non-game activities with the aim of motivating young scientists to work in the field of innovation» [8] is proposed by A. R. Gabitova and I. A. Frolova. A number of authors argue that gamification allows for the use of a combination of board games with information or digital resources. [7]. Currently, gamification is one of the effective methods of non-financial motivation of students [12, 16]. Due to game technologies, classes become interesting and engaging.

All researchers agree that gamification is a special type of gaming technology. It is developed using specialized platforms or resources (digital and information technologies). This is a positive characteristic of gamification. This characteristic allows for the visualization of material using digital or information technologies. Using these technologies, the learning process helps develop students' ability to analyze situations and make independent decisions.

The use of gamification involves students receiving rewards (badges) for completing a specific task. Receiving rewards is one of the means of increasing the effectiveness of learning. For the first time, users received rewards for participating in various online activities on the NBC website while completing various tasks. According to the authors [14], receiving rewards in students causes an "emotional uplift" compared to regular grades. P. Yu. Nevostruev believes that an integral attribute of gamification is the introduction of game rewards for completing tasks. The researcher identifies the following bonuses: a) points for progress in completing the game; b) badges for high results in the game; c) honor boards for the student's progress in comparison with others [12]. In their research, teachers call specific icons badges.

Researchers [16] argue that there are various ways to implement gamification in e-learning systems. Some of these methods do not require the installation of special software and provide learners with access to the system at any time. Moodle system is one of the most popular learning platforms, allowing educators to manage online learning. It is among the software systems that develop and offer features aimed at using gamification in the educational process. One of the Moodle system's key features is the ability for learners to earn certain badges upon completing specific activities. Moodle e-learning is ideal for effectively integrating gamification into the learning process.

Let us highlight the elements of gamification. K. Werbach and D. Hunter distinguish three components of gamification: game elements, game creation technologies and non-game context. Game elements are traditionally understood as a set of tools that provide a sense of play. These can be points, levels, ratings, missions, etc. The authors [14] also proposed a gamification model consisting of the following stages: 1) defining the goal; 2) describing the players; 3) defining the target behavior; 4) designating the player’s gaming path; 5) adding an entertainment component; 6) defining the gaming tools; 7) testing; 8) processing feedback; 9) editing the gamified system. The authors [4] developed a business game with gamification elements “Oil&Gas Industry”. It includes a goal and rules, a tracking mechanism, an educational component and game elements Researchers consider the following to be the main elements of gamification: rules, a tracking mechanism, an educational component, and game elements [1-8, 12-16]. The last three elements involve the use of specific learning platforms and the development of unique courses that are relevant to the desired profession, with the mandatory inclusion of educational materials. Students study all of these materials independently, which helps develop their «learning and cognitive activity».

Researchers note that the advantage of gamification is that educational goals always come first. Gamification, using game-like techniques and tools (story, roles, rules), as outlined in the works of D. B. Elkonin [1], aims to implement ideas and projects in non-game situations.

In their work, Z. S. Kutrunova and S. P. Maksimova analyze the results of applying gamification to the educational process of technical disciplines. Based on the results of their study, the authors assert that students "more actively engage in the gamified educational process." In their work, A. V. Belskikh asserts that gaming technologies help to qualitatively "assimilate the theoretical material" of the studied discipline. The authors of the study [8] prove that through the plot, design, interactivity, and the inclusion of gamification elements in the learning process, they significantly increase students' motivation to study the educational material.

A study conducted by faculty at Tyumen Technical University for students studying in the 21.01.03 Oil and Gas Engineering program is noteworthy. In their research, the authors [4] point to a number of advantages of gamification. They assert that "studying oil and gas engineering with elements of gamification in the educational process has proven effective." Firstly, the modern generation has characteristics such as a desire for immediate rewards for their efforts. The use of information technology allows students to receive a reward in the form of a specific award (badge, trophy, certificate, pin, medal) as a game element. This award appears immediately after the student completes a certain stage of the course, according to the plan, scenario, etc. It serves as an assessment

based on the results of the completed task. This generates interest in independent study of the educational material. Secondly, it stimulates the "cognitive activity" of future petroleum engineers. Thirdly, game-based learning helps solve problems associated with studying complex material and contributes to the development of professional competencies in university graduates.

Gamification, it can be concluded, is a type of game technology. These games are widely used in the educational process for studying school subjects, as well as in university practice. The main goal of this type of game is to help motivate students to complete specific tasks in game-like situations. The use of gamification elements facilitates the learning of complex material through the enjoyment of participating in the game, and the results motivate further mastery of the topic, foster interest in the process of educational inquiry, and help expand horizons.

In organizing training with gamification elements at the initial stage of teaching theoretical material (curriculum) on oil and gas subjects, we will use game technologies in a combination of board games (developing a scenario with individual stages and tasks) and tools that allow the use of the Moodle distance learning system (testing, awarding certain badges in the form of a medal for correctly completed tasks, and educational materials).

When planning an educational game using gamification elements, a teacher must define the game's purpose and objectives for learning specific theoretical (curricular) material, develop educational materials (methodological guidelines, lecture notes, training videos, specific regulatory materials), and select a tracking mechanism and game elements. Game elements include the game scenario, varying levels of task difficulty, and a reward (badge) for high performance. Furthermore, to organize gamification, it is necessary to choose a method for its implementation within the e-learning system.

The author plans to develop an educational game with gamification elements based on the already developed board game scenario [9-11] and the Moodle educational system.

To do this, the following work must be completed:

• Review the existing scenario;

• Identify game stages in the new scenario that can be used with gamification;

• Create a separate "Business Game" module in the USTU distance learning system based on Moodle (the course's distance learning module);

• Develop new tasks that allow for the study of the theoretical (curricular) material under consideration;

• Define new scenario stages that will be filled with tasks with new content and in a new format for studying the theoretical (curricular) material;

• Configure Moodle settings to reward students with a specific Badge for correctly completed tasks.

It should be noted that gamification will require a certain transformation of educational programs. It will be most productive if the tasks used are regionally oriented [15].

The main conclusion of the study is that educators are currently actively using gamification, which allows them to engage and motivate students in the study of any educational material in any discipline. Gamification technology, as one of the interactive methods, can be used in a modern format using information technology and resources. The next stage involves working on the use of gamification in the study of theoretical (educational) material on oil and gas subjects.

References:

1. Elkonin, D. B. Psychology of the game [Electronic resource]. URL: https://23elkonin-psihologiya-igry.pdf (date of access: 10.25.2025).

2. Fontalova, N. S. Application of gamification methods in the educational space of the university / N. S. Fontalova, V. V. Artamonova Fontalova Gamification.pdf (date of access: 10.26.2025).

3. Gabitova A. R., Frolova I. A. Gamification in Education as an Innovative Aspect of Development of Scientific Activity of Young Scientists [Electronic resource]. URL: https://cyberleninka.ru/article/v/geymifikatsiya-v-obrazovanii-kakinAnalysis (date of access: 10/25/2025).

4. Kalva, I. S. Formation of Engineer Skills in Light of Gamification of Technical Education on the Example of the Higher Engineering School EG TIU [Electronic resource] / I. S. Kalva, A. L. Pimnev. - DOI 10.30853/manuscript.2019.8.14 // Manuscript. – 2019. – T 12, No. 8. - P. 74-77. – URL: https://www.gramota.net/materials/9/2019/8/14.html (date of access: 03/20/2025).

5. Karavaev N. L., Soboleva E. V. Analysis of software services and platforms with potential for gamification of learning [Electronic resource] // Concept. 2017. No. 8. URL: http://e-koncept.ru/2017/170202.htm (date of access: 10/25/2025)
6. Konanchuk D., Volkov A. The era of "greenfield" in education [Electronic resource]. URL: http://www.skolkovo.ru/public/media/documents/research/education_10_10_13.pdf (date of access: 03/20/2025).
7. Kutrunova, Z. S. On the use of gamification in teaching technical disciplines [Electronic resource] / Z. S. Kutrunova, S. V. Maksimova // World of Science. Pedagogy and Psychology. – 2022. – Vol. 10. – No. 5. – URL: https://mir-nauki.com/PDF/03PDMN522.pdf (accessed: 03/20/2025).
8. Marunevich, O. V. Didactic aspects of using gamification in teaching a foreign language to students of a transport university. https://cyberleninka.ru/article/n/didakticheskie-aspekty-ispolzovaniya-geymifikatsii-v-obuchenii-inostrannomu-yazyku-studentov-transportnogo-vuza (viewed on 10/28/2025)
9. Miklina, O. A. Materials for conducting an educational business game of professional focus "Flowing Operation of Oil Wells." Practical classes: methodological guidelines [Test] / O. A. Miklina. - Ukhta: Publishing house of Ukhta State Technical University, 2014. – 36 p. : ill.
10. Miklina, O. A. On the development of a scenario for an educational business game for students of oil and gas universities when studying the wellhead equipment of flowing and injection wells [Test] / O. A. Miklina // Kazan science / Kazan: Kazan Publishing House. - Kazan. - 2015. - No. 7. – P. 146-151.
11. Mordvinov, A. A. Wellhead equipment of flowing and injection wells: methodological guidelines [Test] / A. A. Mordvinov, E. L. Poluboyartsev. - Ukhta: Publishing house of Ukhta State Technical University, 2013. - 38 p. : ill.
12. Nevostruev P.Yu. Application of the concept of gamification in the development of a content strategy // Eurasian Scientific Association. – 2015. – Vol. 1. – № 3 (3). – pp. 73-74.
13. Orlova O. V., Titova V. N. Gamification as a way of organizing training [Electronic resource] // Bulletin of Tomsk State Pedagogical University (TSPU Bulletin). 2015. No. 9 (162). [Electronic resource]. URL: https://vestnik.tspu. edu.ru/files/vestnik/PDF/articles/orlova_o._v._60_64_9_162_2015.pdf (date of access: 10/25/2025)
14. Pevzner V. V., Pogorelov V. I., Shuklin D. A. | Some Features of the Application of Gamification in the Learning Process Internet journal "Problems of Modern Education" 2016, No. 2. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/nekotorye-osobennosti-primeneniya-geymifikatsii-v-protsesse-obucheniya (date of access: 10/31/2025).
15. Sotnikova, O. A. Modernization of educational programs during the transformation of a university into a regional development center [Electronic resource] / O. A. Sotnikova // Development of the educational space of regional universities in the coordinate system of priority projects of the Russian Federation: best practices (September 20-21, 2018): conference materials / Barnaul: Publisher: Altai State University (Barnaul). 2018. – P. 71-73. URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36567549 (date of access: 04/15/2025).
16. Werbach, K., Hunter, D. For the win: How game thinking can revolutionize your business / K. Werbach, D. Hunter. – Wharton Digital Press, 2012. – 148 p.

УДК [331.101.232+622.276]:81.111

Female employment opportunities: gender imbalance in the oil workforce and its social consequences

Mazalova V. I., Lozhkina T. V.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Traditionally, oil industry is regarded as harsh and male-dominated with few employment opportunities for women. Men predominantly hold high-paying, engineering and skilled jobs in the industry and women are concentrated in lower-paying, support roles in the service or education areas. This phenomenon, when men predominate in one professional field and women in another, is called gender imbalance. It affects not only the economic stability, but also the social life in the region. This study explains exactly how women’s employment is organized in the oil regions,

why there are so few women in the oil professions, and what social consequences this situation can lead to. It also places particular emphasis on the gender aspects of the social and labor sphere of the oil-producing region.

The specifics of women's employment in the oil-producing region

A key feature is the exceptionally high concentration of women in the social and service sectors, while the highly paid oil and gas sector remains predominantly male. This industry division is due to several factors. Firstly, the very nature of the extractive industry, associated with hard physical labor, shift work and often dangerous conditions, has historically and culturally been designated as male. Secondly, the structural demand for labor is generated by large oil companies, which create a limited number of jobs for engineers, geologists, and drillers. At the same time, they are the main taxpayers who contribute to the regional budget.

These budget funds are used to finance education, healthcare, social security and public administration, sectors traditionally characterized by a high proportion of female employment. Thus, women are indirectly tied to the oil industry without working in it directly. At the same time, the high income of the population employed in the fuel and energy sector stimulate the development of retail trade, financial and consumer services, where women's labor also prevails. As a result, a dualistic labor market structure is being formed: men are concentrated in the high-income core of the economy, while women are concentrated in the provision and service sectors, which lays the foundation for systemic inequality.

A direct consequence of the described industry structure is the paradoxical situation in which the high level of education of women does not find adequate realization in their careers. On the one hand, women in oil-producing regions often have sometimes better formal education than men. However, they are forced to do degrees in public and social services, degrees in education or medicine – teachers, doctors, economists, social work specialists – due to difficulties with future employment in the oil and gas industry.

On the other hand, these investments in human capital face challenges. Career paths in feminized sectors such health care, education, service, tend to be short and low-paying. According to Rosstat's statistics [2], a doctor or teacher with many years of experience earns several times less than an oil engineer with few years of experience. There are practically no alternative ways to build a high-status and well-paid career in the oil industry, except the social sphere or the service sector, where the level of wages is systematically underestimated compared to the fuel and energy sector, even taking into account the northern allowances. Thus, there is a gap between high "potential" ratings and few job prospects, leading to an underuse of women's human capital and an increase in social frustration.

The most acute social problem arising from this system is the phenomenon of «working poverty» – a situation where a person, having formal employment and regular income, still remains below the poverty line or in a high social risk area. In oil-producing regions, this phenomenon takes on a gender dimension. Firstly, the high cost of living in such regions (expensive housing, utilities, and groceries) «eats up» the modest salaries of public sector and services workers. What would otherwise be considered an average income is now below the level necessary to live with dignity. Secondly, poverty has a comparative character. We can also point out that high salaries in the oil and gas sector contrasted with a modest financial situation of teachers, nurses or shop assistants are perceived especially acutely, giving rise to a sense of relative social injustice.

Gender imbalance in the oil professions: reasons and manifestations

The figures clearly indicate deep gender segregation. While the share of women in oil and gas companies as a whole can reach 30-40 % on administrative, financial and personnel jobs, the situation in engineering professions is radically different. Among the engineering and technical workers directly employed in the oil and gas sector (engineers, geologists, geophysicists), the proportion of women does not exceed 22 % (Fig. 1). At the same time, they are more likely to concentrate in design and research institutes than in field works. According to data at the end of 2024, the proportion of women in Gazprom Group companies is distributed as follows: there are 25.3 % among managers, 47 % are among specialists and employees, while workers make up 24 %. The proportion of women among Rosneft's employees remained the same compared to 2023 and amounted to 29 %.

Moreover, according to the conducted survey, we found out that there is a significant gender imbalance among the students of the first, second and third year at Ukhta University, Faculty of Oil and Gas: female students make up only 19 % of the total number of students (101 people), while male students make up 81 % (436 people).

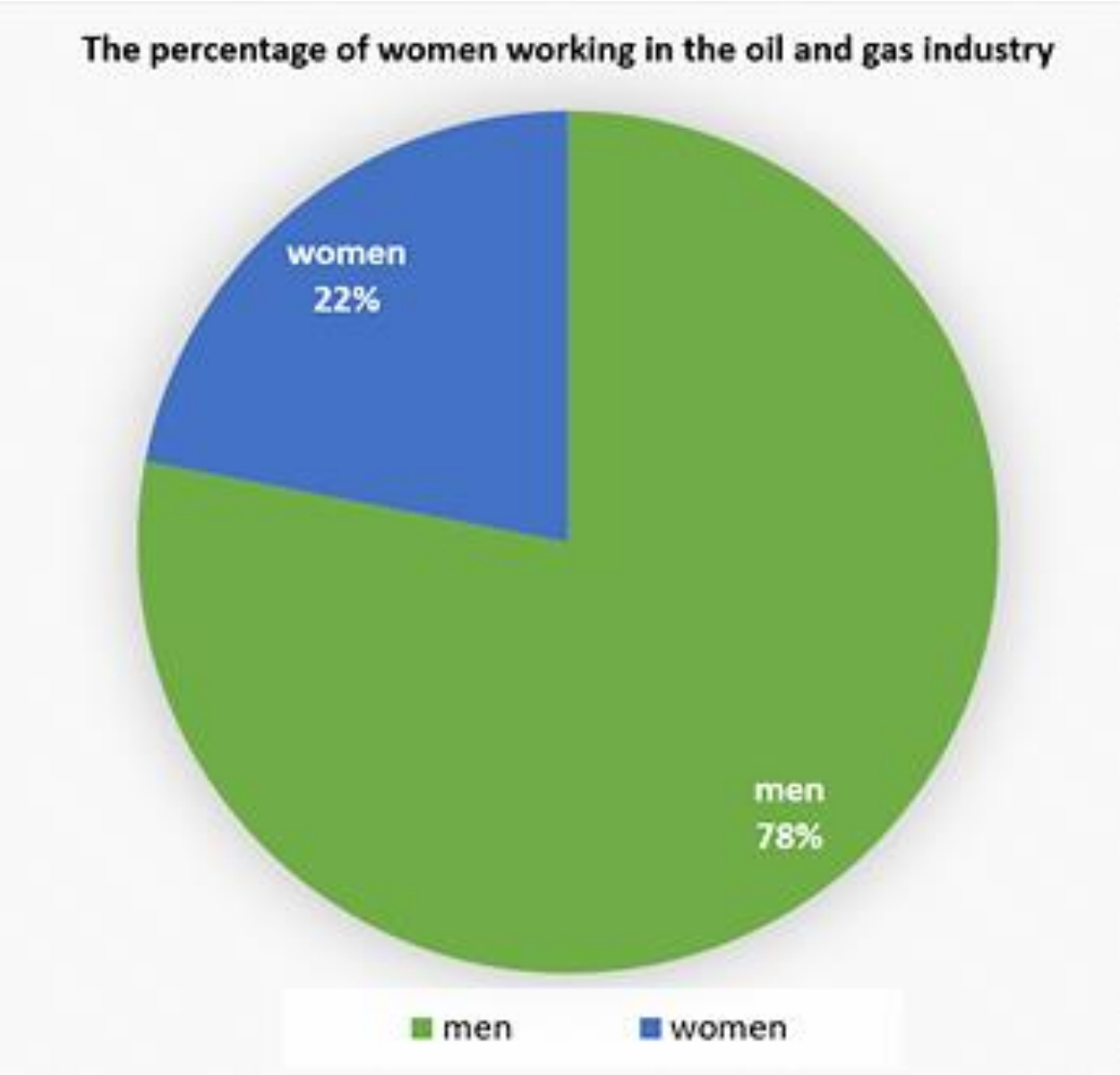


Figure 1 – The percentage of women in the oil and gas sector

The current situation is caused by the action of three groups of factors. The historical and cultural reasons are related to the stereotype rooted in the public consciousness about the oil industry as a sphere of hard, dirty and dangerous work, which historically proved its status as a male-dominated. Cultural norms commonly refer physical strength, endurance, and risk-taking to men, associating them with manufacturing jobs, while women are often less adapted to work in harsh conditions.

The institutional reasons are reflected in the specifics of corporate culture and HR practices. Oil companies are often dominated by the informal culture of the “old boy network”, where key hiring and promotion decisions are made through closed communications. This creates a tendency to promote those who look like themselves. In addition, when it comes to shift-based hiring, there may be an unspoken, and sometimes official, ban not to recruit women justified by concern for women's health, which in fact limits their professional rights and opportunities.

The structural reasons are the most objective and are related to the very organization of labor in the industry. The shift method of work, which involves a long stay in remote locations from the family, is considered socially unacceptable for women, who traditionally bear the main burden of household management and child care. High demands on physical endurance, work in harsh climatic conditions and often the lack of necessary household infrastructure at workplace create additional, barriers.

The combined effect of these factors forms two characteristic models of women's career paths in oil companies. Firstly, it is horizontal segregation. Women in the industry are concentrated not in engineering, technical and production units, but in «support» roles. They make up the majority in HR departments, finance departments, legal services, PR and marketing. Thus, a paradoxical situation is formed when a woman works in an oil company, but not in the oil profession. Secondly, for those few who are still building a career in technical professions, it is typical to come up against a «glass ceiling» – an invisible social barrier which prevents female employees from promoting. Women can reach the level of an ordinary or leading engineer, but when it comes to the professional advancement, for example, transition to top management positions, they face the difficulties through accepted norms, institutional stereotypes, and organizational structures.

Social consequences of gender imbalance

The persistent gender imbalance in oil-producing regions is not just a statistical phenomenon. It provokes the emergence of a whole complex of interrelated social consequences that pass into all spheres of life and have a long-term impact on the development of the territory.

The most obvious consequence is a significant wage gap between men employed in the highly paid oil and gas sector and women employed in the public sector and services. This difference leads not only to inequality in living standards, but also to the formation of a «single-income family» model, where the financial well-being of a household critically depends on a man's salary. In case of a job loss, divorce or other challenges, a woman with a low income cannot provide a financial stability for the family.

What is more, single-parent families often experience economic instability due to insufficient income, and are subjected to poverty. So “working poverty” is becoming not a theoretical concept, but a harsh reality. Salaries in education, healthcare or trade are often insufficient to ensure a decent standard of living for a child, while prices for rent, goods and services in the oil regions are usually high. This creates a vicious circle of poverty, limiting the access of children from such families to high-quality education, additional classes and proper rest.

Gender bias directly affects the deformation of the marriage market. The excess of men, especially in single-industry towns and shift settlements, creates a structural imbalance. On the one hand, this may formally increase the competition for women, but on the other hand, it often leads to increased instability of family relationships, lower demands on a partner, and an increase in the number of short-term, informal unions. On the contrary, there is a difficulty for a well-educated woman to find a partner with a similar background and social capital.

The current demographic structure also creates problems in the field of leisure and social infrastructure. Cities and towns designed for the needs of working men often experience a shortage of services aimed at families, children, and especially women. The underdevelopment of cultural centers, cafes, sports clubs and safe public spaces makes the environment less comfortable for permanent residence and contributes to the marginalization of social life.

In these conditions, it is evident that the most ambitious and talented young girls who have degrees, don't believe to obtain upper-level positions in a region with a single industry and a limited set of social roles. A lack of professional growth opportunities and low salaries can drive people to leave the region. This leads to a drain of human capital, which in the long run undermines the intellectual and cultural potential of the territory, deepening its dependence on raw materials.

The cumulative effect of these problems is expressed in the growth of social tension. The feeling of unfair distribution of economic benefits, limited life chances for women and men’s dissatisfaction with personal relationships create fertile ground for conflict and psychological distress.

This is particularly ridiculous that a natural consequence of women’s limited access to managerial, executive, and directive job positions, as well as lower-incomes is strengthening traditional patriarchal attitudes and traditional gender roles in the society which restrict women’s autonomy, decision-making power, and overall economic independence.

The analysis of the problem of women’s employment in oil-producing regions allows us to get a disappointing conclusion. A small number of skilled female engineers take up jobs in the oil sector. The gender imbalance in the industry is not just a statistical bias, but a complex systemic problem with profound social and economic consequences.

The established model of gender-segregated employment, in which women are concentrated in the low-paid public sector and services, while men dominate the highly profitable oil and gas sector, creates a vicious circle of social problems. The paradox of high female education with limited career opportunities leads not only to underutilization of human capital, but also to such phenomena as "working poverty" and increased economic vulnerability of women.

The social consequences of this imbalance are multifaceted and interrelated. A significant income gap undermines the economic stability of families, the deformation of the marriage market and the migration outflow of educated youth pose threats to the demographic and social potential of territories, and the growth of social tension and the strengthening of patriarchal attitudes preserve archaic models of social relations.

Thus, overcoming the gender imbalance in the oil industry is not just a matter of social justice, but also an important condition for the sustainable development of oil-producing regions.

References:

1. Eremina, I. Y. Research of corporate social and labor relations in modern oil and gas companies / I. Y. Eremina, S. M. Avdeeva. – Text // Problems of economics and management of the oil and gas complex. – 2015. – № 6. – C. 28-33.
2. Labor market: Wages/Earnings. – Text : electronic // Federal State Statistics Service (Rosstat) : [electronic resource]. – URL: https://eng.rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Wages(1).pdf (accessed 19.09.2025).
3. Roshchin S.Yu., Solntsev S.A. Who overcomes the «glass ceiling»? Vertical gender segregation in Russia // Economic issues. - 2018. – No. 4. – pp. 86-107. [electronic resource]. URL:https://publications.hse.ru/pubs/share/folder/kzcdwaq459/78145786.pdf (accessed 10.09.2025).
4. Federal State Statistics Service (Rosstat). [electronic resource]. URL: https://rosstat.gov.ru/ (accessed 10.10.2025).

УДК [338+622.276]:81.111

Economic problems and prospects for oil production in Kyrgyzstan

Harchenko E. V., Lozhkina T. V.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Oil is often referred to as «black gold» because it is the most widely used energy source globally [2]. Regular oil supply remains vital for the economic and social development of many developing and developed countries. The Kyrgyz Republic is not an exception. Imported petroleum products still hold a significant share of the country's energy mix. Today it is especially relevant to consider carefully the role and potential of the local oil industry to reduce risks associated with its reliance on oil imports.

In this research, we attempt to assess the current state of the Kyrgyz oil production sector using up-to-date statistics. We also try to identify the key economic, technological, and institutional issues preventing the industry's development. Overall, our research allows us to provide recommendations for improving the economic efficiency of the oil production industry in Kirgizstan and to outline the strategies to mitigate risks associated with country's energy security policy.

The current state of the oil production sector

To understand the scale of the industry, let us look at the latest statistics analyzing the period from 2021 to 2023. This is the production dynamics and its share of Gross Domestic Product. According to the National Statistical Committee of the Kyrgyz Republic, oil production remains extremely low. Production volumes in 2021 were approximately 83.5 thousand tons. In 2022, there was a decrease of ~6.6 % and the production made up ~78.0 thousand tons. While in 2023, it returned to 75-80 thousand tons (Fig. 1). To illustrate it better, Kyrgyzstan's annual oil production is equal to what a major player like Russia's Rosneft produces in just one day. Despite this, the industry's contribution to the nation's GDP remains consistently below 1 %.

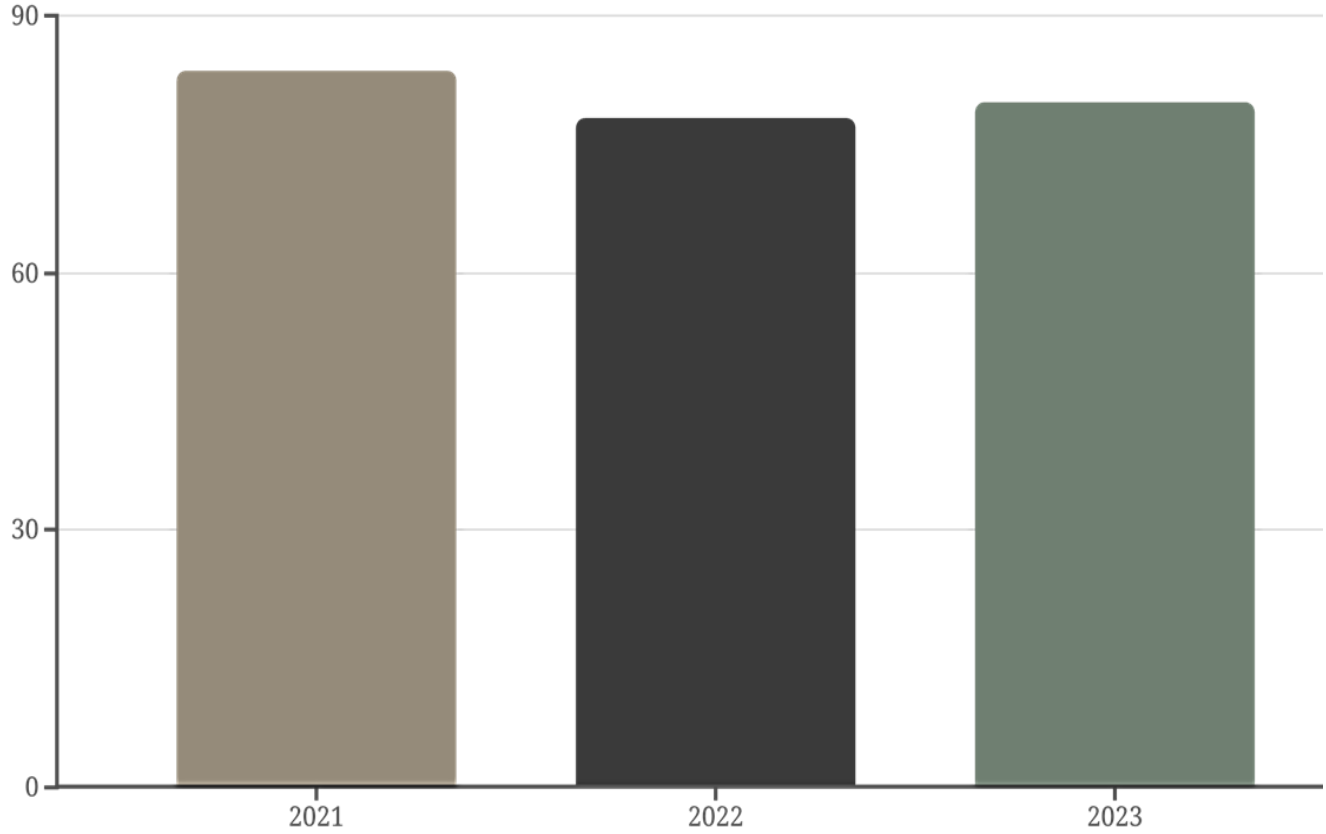


Figure 1 – The oil production in Kyrgyzstan

Regional Structure and Raw Material Base

Over 90 % of production is concentrated in the Fergana depression (Jalal-Abad and Osh regions). The most significant fields are Mailuu-Suu, Izbaskent, and South Alai. While official balance reserves are estimated at 50–60 million tons of oil. However, it is important to note that a significant portion of these reserves are hard-to-recover and in the late stages of development.

Oil import dependency and Domestic production

Import dependency, particularly on oil products, has been notably high in Kyrgyzstan. A substantial portion comes from Russia approximately 700,000-800,000 tons of petroleum products annually (gasoline, diesel fuel, and jet fuel). Whereas domestic oil production capacity covers only 10 % of the republic's total demand for petroleum products, it puts a burden on the trade balance of the country as fuel import costs hundreds of millions of US dollars annually.

The systemic analysis of key oil production challenges

They are systemic and multi-layered. The first is geological and technological challenges. Depletion of existing assets takes place. Most fields have been in production since the mid-20th century. The oil recovery factor (ORF) at many of them is low from 0.25 to 0.35, meaning that the majority of reserves remain in the ground.

High water cut is the next problem. In the oil fields, the average water cut might reach 80-95% with a relatively low oil recovery factor, making production economically inefficient without the use of expensive separation and reservoir pressure maintenance technologies.

Moreover, complex geology makes it complicated to explore and develop Kyrgyzstan's oil-bearing structures, which are characterized by complex tectonic structures, faults, and small reservoir size.

Investment vacancy poses an additional challenge for new investors and private companies. Investors can face financial risks and low returns in Kyrgyzstan oil industry since complex geological conditions combined with low-yield fields make projects unattractive to large investors expecting quick returns. What is more, the country lacks modern technologies. The vast majority of local operators are small companies without access to advanced technologies for enhanced oil recovery. In addition domestic companies lack access to the long-term, low-cost credit necessary for capital-intensive exploration.

Institutional and regulatory barriers lead to uncertainty for many oil companies. Legislative framework instability negatively impacts oil industry. Frequent amendments to the Tax Code and the Law «On subsoil» create legal uncertainty. Investors fear that operating conditions may be unilaterally changed after major investments have been made. The lack of transparency and excessive bureaucracy makes licensing procedures, tenders, and necessary approvals slower, more costly, and prone to corruption.

Infrastructure and logistics are poorly maintained in Kyrgyzstan. There are no paved roads in many promising areas that makes impossible to deliver heavy drilling equipment. Unstable power supply in remote regions increases operating costs. A lack of export and domestic pipelines can limit export capabilities as extracted oil is transported by road, significantly increasing its cost and makes it impossible to export in significant volumes.

The human resource potential is weakening due to the aging and outflow of experienced workers, as well as because young people are not prepared for modern challenges due to a lack of practice and outdated engineering education.

Strategic Prospects and Solutions to Accumulated Problems

Overcoming the sector problems requires a comprehensive government approach and partnership with business. A new model of government regulation must be work out.

It is necessary to develop and adopt a Stable Subsoil User Code: a document that will establish permanent fiscal conditions for investors for 20-25 years and implement international reporting standards. Online portals and digital platforms can reduce corruption risks and bureaucracy. It would be advisable to create an open geological database, as well as digitize and publish archival data from Soviet geological exploration, which would reduce risks for new investors.

From an economic point of view, public-private partnerships are justified by their ability to efficiently allocate risks between public and private partners. The government can finance regional seismic exploration, creating a package of prepared, promising areas that are then offered to investors through auctions, as well as to increase economic activity by providing value added tax (VAT) and income tax benefits to projects related to geological exploration.

Technological modernization involves upgrading outdated systems. This involves updating and development of small and modular technologies. For example, implementation of compact units for preliminary water removal and oil treatment, which will make the development of small and remote fields profitable. Digital transformation in the oil sector provides superior solutions for the efficiency of operations.

Moreover, Kyrgyzstan has already started strengthening its domestic oil production capacity by launching a new oil refinery in March 2025 to boost the national economy and to reduce dependence on imported oil products, to stimulate the other industries as well and to attract investments to these sectors [1].

Infrastructure and logistics development involves the construction of small modular oil refineries (MMNPZ) with a capacity of 50-100 thousand tons per year, located in close proximity to production sites. This will solve logistics problems and provide the regions with their own fuel. The government can issue infrastructure bonds to finance the construction of transportation networks to key oil-producing clusters and attract in this way investment for long-term development projects essential for a nation.

It is becoming a necessity today for public and private companies in the oil sector to focus on human capital development program, as it is a strategic initiative to gain the skills, knowledge, and qualifications of oil workers and engineers to improve their performance at the workplace. Formal education and specialized training programs with leading Russian and European oil and gas universities, programs and workshops which focus on personal growth and other soft skills, industry internships and grants encouraging companies to offer internships to students contribute to broader skills and adaptability of employees.

Thus, the oil production industry of the Kyrgyz Republic is currently at a dichotomy. If the country continues the current policy, it will lead to further stagnation and complete import dependency. However, an alternative scenario exists. This would require a strong will of the state and business to implement the national strategy for the development of the oil and gas sector until 2040. This strategy should be built on five pillars:

– Legal stability and transparency;
– An active role for the state as a partner for investment and exploration;
– Technological breakthrough and digital transformation;
– Transportation networks;
– Investment in human capital.

Implementation of this plan will not only increase production by two to three times, but also create a new, high-tech economic sector, ensure the country's energy security, and provide a solid foundation for sustainable economic growth.

References:

1. Kazinform International News Agency. – Text : electronic // Kyrgyzstan to launch oil refinery in spring: [electronic resource]. – URL: https://qazinform.com/news/kyrgyzstan-to-launch-oil-refinery-in-spring-36c51d (accessed 16.10.2025).
2. Patrick, Gasser A review on energy security indices to compare country performances / Gasser Patrick. – Text : electronic // Energy Policy : [electronic resource]. – URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520300963 (accessed 12.10.2025).

УДК 338.24.021.8:811.111(470.13)

Oil and identity: Soviet romanticism and market pragmatism in the social life of Ukhta / Нефть и идентичность: советский романтизм и рыночный прагматизм в социальном пространстве Ухты

Kruslyakova E. S., Drozdova A. N. /
Круслякова Е. С., Дроздова А. Н.
Ukhta state technical university, Ukhta, Russia /
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. На примере города Ухты в Республике Коми, являющейся колыбелью российской нефтяной промышленности, статья исследует, как радикальная трансформация экономической модели – от плановой советской к рыночной – повлияла на формирование коллективной идентичности жителей нефтедобывающего региона. Исследование строится на гипотезе о существовании двух доминирующих моделей идентичности: героико-романтической, сформированной в советский период, и прагматично-потребительской, сложившейся в постсоветскую эпоху. Анализ проводится на стыке социологии, урбанистики и экономической географии, что позволяет получить комплексное представление о динамике социокультурных процессов в моногороде.

Abstract. On the example of the town of Ukhta in the Komi Republic, the so-called the cradle of the Russian oil industry, as a case study, the given article examines how the radical transformation of the economic model from a planned Soviet economy to a market economy influenced the formation of the collective identity of residents of the oil-producing region. The study is based on the hypothesis that two dominant identity models exist: a heroic-romantic one, formed during the Soviet period, and a pragmatic-consumer one, developed in the post-Soviet era. The analysis is conducted at the intersection of sociology, urban studies, and economic geography, providing a comprehensive understanding of the dynamics of sociocultural processes in this single-industry town.

Ключевые слова: коллективная идентичность, социокультурное пространство, моногород, постсоветская трансформация, Ухта

Keywords: collective identity, sociocultural space, single-industry town, post-Soviet transformation, Ukhta.

Collective identity in resource-rich regions is formed at the intersection of economic models, historical legacy, and global trends. The town of Ukhta illustrates how a paradigm shift from Soviet romanticism to market pragmatism and, ultimately, to the challenges of sustainable development is transforming residents' self-perceptions. This article explores this dynamic through the lens of specific examples and relevant data.

The sociocultural landscape of Russian single-industry towns, particularly those in the oil industry, is currently influenced by a complex array of factors. On the one hand, this is the legacy of the Soviet planned economy; on the other, the pressure of global markets and growing demands for sustainable development and energy transition. Finding a new identity in these conditions is the key to their future.

The aim of the article is to analyze the transformation of collective identity in an oil-producing region (using Ukhta as an example) under the influence of changing economic and political paradigms and global trends.

The objectives include: exploring the formation of a "heroic-romantic" identity during the Soviet period as a result of ideological construction; analyzing the development of a "pragmatic-consumer" identity in the post-Soviet period in the context of the advent of private corporations and neoclassical economic principles; identifying the contemporary sociocultural conflict of identities and its manifestation in urban space; and examining new challenges associated with the global environmental agenda and their potential impact on the formation of a new "green" identity.

The town of Ukhta in the Komi Republic is one of the main centers of the Russian oil industry. Its history is a clear example of how the shift in economic models from the planned Soviet era to a market economy transforms the collective identity of its residents.

Ukhta's modern history began in 1929 with the founding of the settlement of Chibyu, which quickly became the center of the Ukhtpechlag system. The region's industrial development relied heavily on prison labor, creating a complex and contradictory foundation for its future identity. To legitimize this process, Soviet ideology created the myth of the "pioneer" – a selfless hero conquering the harsh northern environment for the common good.

Ukhta's identity during the Soviet period was not an organic product of the region's development. It was deliberately constructed by the state to transform the complex historical past associated with Ukhtpechlag into an ideologically rigorous narrative of labor heroism. The myth of the "conquerors of the North" served a critical function in symbolically rehabilitating a space burdened by trauma and mobilizing the population to address large-scale economic challenges in extreme conditions.

This narrative was materialized in the monumental architecture of Stalin's Empire style, which transformed the harsh Arctic settlement into an "outpost of civilization." The apotheosis was the creation in 1970 of a grand monument in profile to Lenin on Vetlosyan Hill, visible from anywhere in the city. This structure embodied the triumph of will over nature and linked local history with the pan-Soviet one. metanarrative . Thus, Ukhta's Soviet identity represented a synthesis of real industrial achievements and an artificially constructed heroic myth designed to compensate for both the harsh living conditions and the traumatic historical legacy.

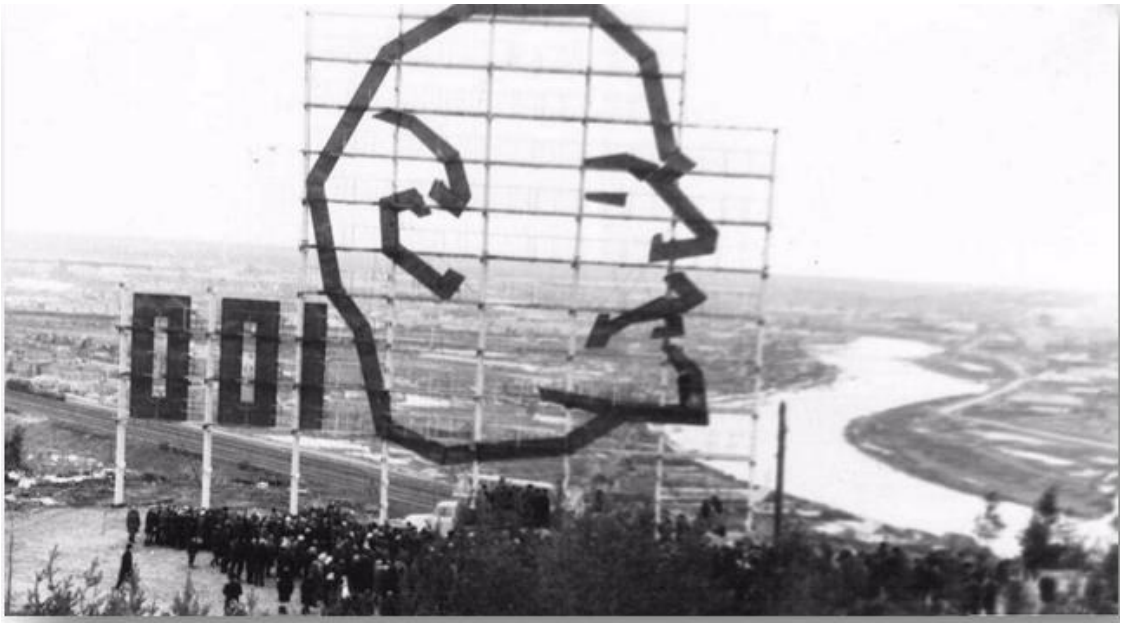


Figure 1

The collapse of the USSR and the privatization of the oil industry in the 1990s radically changed the socioeconomic landscape of Ukhta. A key event was the arrival of the private oil giant LUKOIL to the region, which consolidated the assets of local enterprises and marked the transition from state management to market relations. This led to a shift in dominant values. Collective achievement as the meaning of labor gave way to individual success and economic efficiency. The ideologically based motivation of the "pioneer" was supplanted by the attitudes of the " shift worker " or "specialist." This transformation is based on the principles of neoclassical economic theory, which views the individual as a rational actor maximizing utility (income) and minimizing costs.

From a philosophical perspective, pragmatism defines truth not as correspondence to reality, but as the usefulness of an idea for solving practical problems. This directly correlates with the new value system, where individual financial success and career feasibility have become dominant motivators. This transformation is reflected in public discourse. Local media and social networks began to focus on job openings, wage levels, and the quality of the urban environment, while the heroic past receded into the background. A significant phenomenon was the emergence of migration attitudes among young people based on the formula "earn money and leave," which radically contrasted with the Soviet emphasis on permanent settlement in the North.

Modern Ukhta is not a declining single-industry town, partly due to its continuing diversified economic base linked to hydrocarbon extraction and transportation. However, this apparent stability conceals a profound internal identity conflict that permeates all levels of social life. This conflict is most clearly manifested in the city's attitude toward symbolic space.

For example, the Lenin monument on Vetlosyan remains a sacred symbol of the pioneers' heroism for long-time residents, while for those with a "pragmatic" identity, it's merely an outdated artifact, irrelevant to modern life. This conflict is also visualized by Ukhta's architectural environment, a palimpsest where the monumental "Old Town" in Stalinist Empire style stands alongside typical Soviet buildings and modern commercial properties. This physical juxtaposition of different eras reflects the struggle between the inherited Soviet utopia and the pragmatic reality of a market economy.

Table 1

Object of conflict		«Heroic-romantic» identity (old-timers)	«Pragmatic-consumer» identity (youth, shift workers)
1	Lenin monument in Vetlosyan	A sacred symbol of the collective feat of pioneers	An outdated artifact that is not relevant to current economic practices
2	The Future of Ukhta	The «eternal» oil capital, a small homeland with an existential connection	A temporary «earning point», a tool for achieving personal goals

Today, market pragmatism is beginning to give way to new global challenges that could form the basis for the formation of the next wave of identity. The global economy is entering an era of energy transition. Although this process is uneven, it is already dictating new rules of the game. Organizations such as S&P Global highlight the development of climate finance, the carbon credit market [3] (Article 6 of the Paris Agreement [1]), and stricter environmental disclosure requirements (for example, in accordance with the EU CSRD [2]) as key trends. Oil and gas companies, including Russian ones, are forced to adapt by implementing green technologies in their logistics, optimizing routes, using alternative fuels, and digitalization to reduce their carbon footprint. For Ukhta and similar cities, this creates both risks associated with hydrocarbon dependence and opportunities. Active participation in these processes, the development of technologies for reducing emissions and land reclamation, can become the basis for the formation of a new, «ecological» or «post-resource» identity that integrates the pragmatism of the market era with the inherited capital of heroic labor, but directs it toward new, sustainable goals.

The transformation of identity in Ukhta is not a linear transition from one model to another, but a process of hybridization, generating complex and internally contradictory forms of sociocultural life [4; 5]. From Soviet Romanticism, the town inherited a powerful symbolic capital of heroism and resilience, embodied in its monumental heritage. Market pragmatism brought values of economic efficiency and individualism, changing labor motivation and migration attitudes. Global trends in sustainable development raise questions about the future, forcing a search for new points of identity in a changing world.

The prospects for Ukhta and similar cities lie not in the triumph of one identity over another, but in finding mechanisms to manage this conflict and integrate inherited symbolic capital into new economic and social realities. The Ukhta case demonstrates that collective identity is a dynamic resource, the transformation of which determines the future of resource-rich regions.

References:

1. Paris Agreement under the United Nations Framework Convention on Climate Change: adopted on 12 December 2015 // UN : [website]. URL: (date accesses : 10/31/2025).
2. Directive (EU) 2022/2464 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2022 on corporate sustainability reporting (CSRD) // Official Journal of the European Union. L 322. URL: (access date: 10/31/2025).
3. S&P Global. Climate Finance and Carbon Market Reports and Analysis: [website]. URL: (accessed: 31 October 2025).
4. Animitsa , E. G. Single-industry towns of Russia: evolution, problems, prospects / E. G. Animitsa , N. Yu. Vlasova // Economy of the region. – 2019. – Vol. 15, No. 3. – P. 704–716. – DOI: 10.17059/2019-3-7.
5. Lapin, N. I. Sociocultural transformation of Russian regions / N. I. Lapin // Sociological studies. – 2022. – No. 5. – P. 45–56. – DOI: 10.31857/S013216250019876-3.

УДК [662.769.2+622.692.4.04]:81.1

The effect of mixed hydrogen natural gas on the flow field of bypass PIG using CFD

Xincheng Guo[1], Ruixin Bao[1], Jia Li[1], Xiangguang Sun[2], Fangzhou Zhou[3], Xiaoguang Song[4]

1 – Liaoning Petrochemical Univ., Fushun City, China;

2 – Fushun City Special Equipment Supervision and Inspection Institute, Fushun City, China;

3 – Northeast natural gas sales center of Sinopec Natural gas Branch, Fushun City, China;

4 – Technology Innovation Research Institute, Fushun City, China

Abstract. Hydrogen energy is a new growth point for building a green and low-carbon industrial system and creating industrial transformation and upgrading. Large-scale hydrogen energy supply faces problems, such as lack of infrastructure and high pipeline construction costs. These problems constrain the development of the hydrogen energy industry. Utilizing the existing natural gas pipeline network to mix hydrogen and transport it can improve energy utilization efficiency. Pipeline inspection gauge (PIG) is widely used for cleaning and internally inspecting pipelines, which is particularly important for energy transportation. The behavior of PIG in the pipeline is closely related to the transport medium. In this study, based on the GERG-2008 real gas model, bypass PIG's flow field simulation model was established according to the actual working conditions. The flow field and driving force of the bypass PIG were studied at 5 % intervals for hydrogen mixing ratios of 0 %-30 %. The results showed that under actual operating conditions, the gas flow velocity in the bypass of the PIG increases with increasing hydrogen mixing ratio; the turbulence kinetic energy in front of the PIG increases, and the driving force of the PIG increases. The tube delivery temperature was positively correlated with the PIG driving force, and the bypass rate was negatively correlated with the PIG driving force. The results can guide the structural design of PIG on the one hand and guarantee the smooth running of the pipe cleaning work on the other hand to ensure the smooth working of the mixed hydrogen natural gas pipeline.

Keywords: Pipeline inspection gauge; Mixed hydrogen natural gas; Fluid velocity; Piping temperature; Bypass ratio

Introduction:

In response to the issue of global warming, the utilization of low-carbon energy has become a global consensus and the trend of energy development. Hydrogen, as a secondary energy source, only produces water during combustion and has the advantage of zero carbon emissions, thus being regarded as a clean energy. However, many countries around the world face a severe imbalance between the distribution of electricity consumption and the distribution of wind and solar energy resources (Guo et al. 2019). Long-distance power transmission is fraught with difficulties, resulting in a large amount of excess wind and solar power being wasted. Hydrogen production by electrolysis of water has emerged as an important means to absorb wind and solar energy, which can significantly reduce the cost of hydrogen production. Nevertheless, the high transportation cost of hydrogen severely restricts its development, with the pipeline construction cost being approximately 1.68 times that of natural gas pipelines, mainly due to the stringent requirements of hydrogen's unique physical properties on pipeline materials (Witkowski et al. 2018). Therefore, using the existing natural gas pipeline network to blend and transport hydrogen has become a viable solution, which can not only make full use of the existing infrastructure but also effectively reduce the cost of large-scale hydrogen supply. In addition, the blended transportation of hydrogen can significantly reduce users' greenhouse gas emissions. For example, when the hydrogen blending ratio reaches 20%, the greenhouse gas emissions can be reduced by 7 % (Quarton et al. 2020).

In Europe and the United States, research on hydrogen blending in natural gas has been carried out relatively early, and since the 21st century, European countries have taken the lead in research and demonstration projects on natural gas blending, such as the NaturalHy project in the European Union, the Sustainable Ameland project in the Netherlands, the DVG project in Germany, the GRHYD project in France, the Hydeploy project in the United Kingdom (Zhang et al. 2021a). The current practical application of hydrogen mixing ratio ranges from 0 %-20 %. Mixed hydrogen natural gas transportation with a hydrogen-blending ratio of 20 %-30 % is in the research stage.

Pipeline transportation is an economical and efficient way to transport natural gas on a large scale and over long distances. In the daily operation of pipelines, to ensure the high-efficiency transportation capacity of the pipeline, it is necessary to regularly use pipeline inspection gauges (PIGs) for cleaning and maintenance. PIGs can not only clean the pipeline but also be equipped with intelligent inspection devices to identify pipeline defects, providing convenience for engineers to maintain the pipeline. The running speed of PIGs in the pipeline is of crucial importance. If the speed is too fast, it will not only fail to effectively detect the pipeline but also may damage the PIG; if the speed is too slow and the difference from the fluid speed is too large, the PIG may get stuck in the pipeline, leading to the stop of fluid flow and causing losses. The speed control of PIGs can be divided into passive control and active control (Haniffa et al. 2012). Since PIGs move through the pipeline relying on the pressure difference of the medium between the rear and front ends, the flow characteristics of the pipeline will affect the movement of PIGs (Tolmasquim et al. 2008). Adjusting the flow characteristics of the medium in the pipeline belongs to passive control; while improving the structure of PIGs to change the pressure difference belongs to active control. The introduction of a bypass is an active control method. As shown in Figure 1, compared with the PIG without a bypass, the bypass PIG enables the fluid at the rear end to reach the front end through the bypass, effectively avoiding the adverse effects caused by speed problems (Nguyen et al. 2001). Many scholars have carried out numerical simulations and experimental studies on the motion characteristics of bypass PIGs. For example, Borregales (2014) proposed a CFD method to simulate the pigging process of three different PIGs. Liu (2022) used the finite element method to study the influence of the baffle plate structure on the flow field at the outlet of the bypass. Chen (2022) proposed a self-adjusting bypass PIG and established a CFD model to calculate the flow characteristics in the bypass channel.

Due to the large differences in the physical properties of hydrogen and natural gas, the blending of hydrogen into the natural gas pipeline will have a significant impact on the transportation process. Some scholars have studied the adaptability of the pipeline to hydrogen-blended natural gas, including the impact on compressors and pipe networks as well as the hydrogen embrittlement phenomenon in the pipeline (Dadfarnia et al. 2019). Tabkhi et al. (2008) used an isothermal hydraulic model to study the effect of hydrogen blending on the hydraulic conditions of high-pressure, long-distance gas pipelines and pointed out that hydrogen blending would significantly reduce the flow rate of the

pipeline. Hafsi et al. (2019) used an isothermal model to study the steady-state and transient flow laws of hydrogen-blended natural gas in an annular pipeline network and found that hydrogen blending would increase the pressure drop of the pipeline under steady-state conditions, but the gas flow rate inside the pipeline would increase significantly. Zhang (2021b) studied the effect of hydrogen blending on the transportation characteristics of natural gas long-distance pipelines and pipeline networks with centrifugal compressors and discussed the effect of the hydrogen blending ratio on the performance of centrifugal compressors.

In the field of hydrogen-natural gas mixture research, the high experimental cost has been a significant factor influencing the choice of research methods. It demands not only the procurement of hydrogen and natural gas in precise ratios but also the utilization of specialized equipment and facilities for accurate handling and measurement of gas mixtures. For instance, the high-pressure and low-temperature conditions essential for these experiments necessitate advanced pressure vessels, precise temperature control systems, and sophisticated gas analysis instrumentation. The acquisition, installation, and maintenance of such equipment entail substantial expenses. Moreover, the operational costs, including gas consumption, energy for maintaining experimental conditions, and the need for highly trained personnel to operate the equipment, further contribute to the overall high experimental cost. In contrast, numerical simulation methods, like the ones employed in our study, present a more cost-effective alternative. They enable researchers to explore a wide range of scenarios and parameters with relatively lower costs and greater time efficiency.

At present, numerical simulation methods include one-dimensional and three-dimensional methods. The one-dimensional method can conveniently calculate the pressure drop and flow velocity of the pipeline, which is helpful for engineers to evaluate the conveying capacity and performance of the pipeline system, predict the behavior of the fluid in the pipeline, and can also be used for pipe network structure design, pipe diameter selection, pumping station layout, etc., helping engineers determine the optimal system configuration and operation strategy. In terms of the three-dimensional method, Marangon (2014) studied the diffusion law of the hydrogen-methane mixture in the case of pipeline leakage, Cai (2023) studied its Joule-Thomson effect in the long distance natural gas pipeline, and Rabby (2021) studied the flow field of the bypass PIG in the pipeline transporting media such as methane, ethane, and butane, and established the correlation between the pressure difference of these gases and parameters such as the bypass rate.

In this study, the 3D CFD method was employed to analyze the PIG flow field within the pipeline fluid. To the best of our knowledge, there is a lack of research concerning the PIG flow field in hydrogen-mixed natural gas, whereas hydrogen-mixed natural gas pipeline transportation represents the future development trend. This study is dedicated to providing a reference for the speed control of PIGs in hydrogen-mixed natural gas pipelines. Owing to the complex properties of hydrogen and natural gas under high pressure, it is of utmost importance to select an appropriate equation of state. In this research, the real gas models of hydrogen and natural gas were constructed based on the GERG-2008 equation of state and imported into the fluid simulation software ANSYS Fluent. In light of the actual working conditions of China's West-East Gas Transmission Project, the flow field of the bypass PIG in natural gas with a hydrogen mixing ratio ranging from 0 % to 30 % (at 5 % intervals) was investigated, and the influence of different bypass rates and pipeline temperatures on the flow field and the driving force of the PIG was discussed, thereby offering theoretical support for the safe and efficient operation of the hydrogen-mixed natural gas pipeline.

Mathematical model

Gas piping

The flow and heat transfer of mixed hydrogen natural gas through the pipeline satisfies the three fundamental principles of fluids, namely mass continuity, momentum, and energy conservation.

1. Continuity equation:

A closed area is randomly selected in the flow field, called the control body, and its surface is called the control surface. The difference in fluid mass entering and leaving the control body from the control surface in unit time equals the mass increase value of the control body in unit time. The established finite element model is a three-dimensional model with mixed hydrogen natural gas as a compressible gas, and the continuity equation is shown in equation (1).

$$\frac{\partial \rho}{\partial t}+u\frac{\partial(\rho u)}{\partial x}+v\frac{\partial(\rho v)}{\partial y}+w\frac{\partial(\rho w)}{\partial z}=0 \tag{1}$$

Where u, v, and w is the velocity components in x, y, and z directions, m/s; t is time, s; ρ is the fluid density, kg/m^3.

2. Momentum conservation equation

The rate of change of fluid momentum concerning time in all control elements is equal to the sum of the resultant force exerted by external objects on the element. The N-S equation is shown in equation (2):

$$\begin{cases}\rho\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}=\rho F_{bx}+\dfrac{\partial p_{xx}}{\partial x}+\dfrac{\partial p_{yx}}{\partial y}+\dfrac{\partial p_{zx}}{\partial z}\\ \rho\dfrac{\mathrm{d}v}{\mathrm{d}t}=\rho F_{by}+\dfrac{\partial p_{xy}}{\partial x}+\dfrac{\partial p_{yy}}{\partial y}+\dfrac{\partial p_{zy}}{\partial z}\\ \rho\dfrac{\mathrm{d}w}{\mathrm{d}t}=\rho F_{bz}+\dfrac{\partial p_{xz}}{\partial x}+\dfrac{\partial p_{yz}}{\partial y}+\dfrac{\partial p_{zz}}{\partial z}\end{cases} \tag{2}$$

Where F_{bx}, F_{by}, F_{bz} are the components of the concentrated force of the center of mass of the fluid per unit mass in three directions;p_{xx}, p_{yy}, p_{zz} are the principal stresses subjected to the control element;p_{yx}, p_{zx}, p_{xy},p_{zy}, p_{xz}, $p_{yz}$are the shear stress on the control element.

3. Energy transformation and conservation equation

Applying the first law of thermodynamics to the motion of a fluid, the energy equation can be obtained. The energy equation was shown in equation (3).

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E)+\frac{\partial}{\partial x_i}\left[u_i(\rho E+p)\right]=\frac{\partial}{\partial x_i}\left[k_{eff}\frac{\partial T}{\partial x_i}-\sum_{j'}h_{j'}J_{j'}+u_j(\tau_{ij})_{eff}\right]+S_h \tag{3}$$

Where K_{eff} is the effective heat transfer coefficient, defined according to the turbulence model used; S_h includes the chemical reaction heat and other user-defined volume heat source terms; The first three terms on the right of the equation describe the energy transport due to heat conduction, component diffusion, and viscous dissipation, respectively.

4.Governing equation of gas mixture

Considering the compressibility of gas, the mixing process of hydrogen and natural gas in high-pressure natural gas pipeline was solved based on the mixed phase Mixture model.

$$p_hV=\frac{m_hRT}{M_h},\ p_gV=\frac{m_gRT}{M_g} \tag{4}$$

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial t}+\frac{\partial(\rho_m\overline{v}_{m,j})}{\partial x_j}=0 \tag{5}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m\overline{v}_{m,i})+\frac{\partial}{\partial x_j}(\rho_m\overline{v}_{m,i}\overline{v}_{m,j})+\frac{\partial}{\partial x_j}[\varphi_h\rho_h\overline{v}_{drh,i}\overline{v}_{drh,j}+(1-\varphi_h)\rho_g\overline{v}_{drg,i}\overline{v}_{drg,j}] \tag{6}$$

Where，

$$p=p_g+p_h \tag{7}$$

$$\rho_m=\varphi_h\rho_h+(1-\varphi_h)\rho_g \tag{8}$$

$$v_m=\frac{\varphi_h\rho_h v_h+(1-\varphi_h)\rho_g v_g}{\rho_m} \tag{9}$$

$$\overline{v}_{drh} = \overline{v}_h - \overline{v}_m \tag{10}$$

$$\overline{v}_{drg} = \overline{v}_g - \overline{v}_m \tag{11}$$

$$\mu_m = \varphi_h \mu_h + (1-\varphi_h)\mu_g \tag{12}$$

Where $p$is total pressure, Pa;p_h,$p_g$are partial pressure of hydrogen and natural gas, Pa;$V$is volume, m^3;m_h,$m_g$are mass of hydrogen and natural gas, kg;M_h,$M_g$are molar mass of hydrogen and natural gas, g/mol;$R$is gas molar constant, 8.314J/(mol•K);i,$j$are axis components (i,j=1, 2, 3);$\rho_m$is mixed gas density, kg/m^3;$t$is time, s;$v_m$is gas mixture flow rate, m/s;v_{drh},$v_{drg}$are Slip velocity of hydrogen and natural gas relative to mixing velocity, m/s;$\varphi_h$is volume fraction of hydrogen;$\mu_m$is dynamic viscosity of gas mixture, Pa•s;$\tau_{ij}$is Reynolds stress, Pa;ρ_h,$\rho_g$are density of hydrogen and natural gas, kg/m^3;μ_h,$\mu_g$are dynamic viscosity of hydrogen and natural gas, Pa•s;$T$is temperature, K.

5. Realizable k-ε turbulence model

k-ε model is the most widely used turbulence model in engineering, which is divided into three types: standard k-ε model, RNGk-ε turbulence model and Realizable k-ε turbulence model. Realizable k-ε turbulence model can deal with strong swirling flow and curved wall flow, improve the calculation accuracy, and meet the flow field conditions studied in this study.

The Realizable k-ε turbulence model is derived from the transient N-S equation and is formally similar to the Standard k-ε model. Realizable k-ε equation can be expressed as equations (13) and (14).

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(u + \frac{u_\tau}{\sigma_k}\right)\frac{\partial k}{\partial x_j}\right] + G_k + G_b - \rho\varepsilon - Y_M + S_k \tag{13}$$

$$\frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(u + \frac{u_\tau}{\sigma_\varepsilon}\right)\frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j}\right] + C_{1\varepsilon}\frac{\varepsilon}{k}\left(G_k + C_{3\varepsilon}G_b\right) - \rho C_{2\varepsilon}\frac{\varepsilon^2}{k} - R_\varepsilon + S_\varepsilon \tag{14}$$

In both equations, G_k is the turbulence kinetic energy caused by the mean velocity gradient. G_b refers to the turbulence kinetic energy generated by the buoyant force of the liquid; Y_M represents the contribution of fluctuating expansion to the total dissipation rate in compressible turbulence. $C_{1\varepsilon}$, $C_{2\varepsilon}$ and $C_{3\varepsilon}$ are the three model constants. σ_k and σ_ε are effective Prandtl numbers of k and ε, respectively. S_k and S_ε are user-defined source terms.

The turbulent viscosity can be calculated using equation (15)

$$u_\tau = \rho C_u \frac{k^2}{\varepsilon} \tag{15}$$

Where $C_{1\varepsilon}$ is 1.42, $C_{2\varepsilon}$ is 1.86, and $C_{3\varepsilon}$ is 0.09, and C_u can be deduced by theory to be 0.0845(Gao et al. 2016).

Bypass PIG

The movement of a PIG in a pipe is usually determined by the balance of forces between friction and driving pressure. For the movement of the PIG in the straight pipe, the force analysis of the PIG was shown in fig.2. The force balance equation of PIG (Talbizadeh et al. 2020) was shown in equation (16).

$$m\frac{\mathrm{d}v_{pig}}{\mathrm{d}t} = (P_1 - P_2)A_0 - mg\sin\theta - F_f \tag{16}$$

Where v_{pig} and m are the speed and mass of PIG respectively, m/s; P_1 is the pressure at the back end of PIG, Pa; P_2 is the pressure of PIG front end, Pa; A_0 is the cross-sectional area of the pipeline, m^2; A_{bp} is the cross-sectional area of the bypass, m^2; F_f is the friction force of pipe on PIG, N; θ is the inclination of PIG movement direction relative to the horizontal direction, rad, which is 0 in this study; g is the acceleration of gravity, m/s^2.

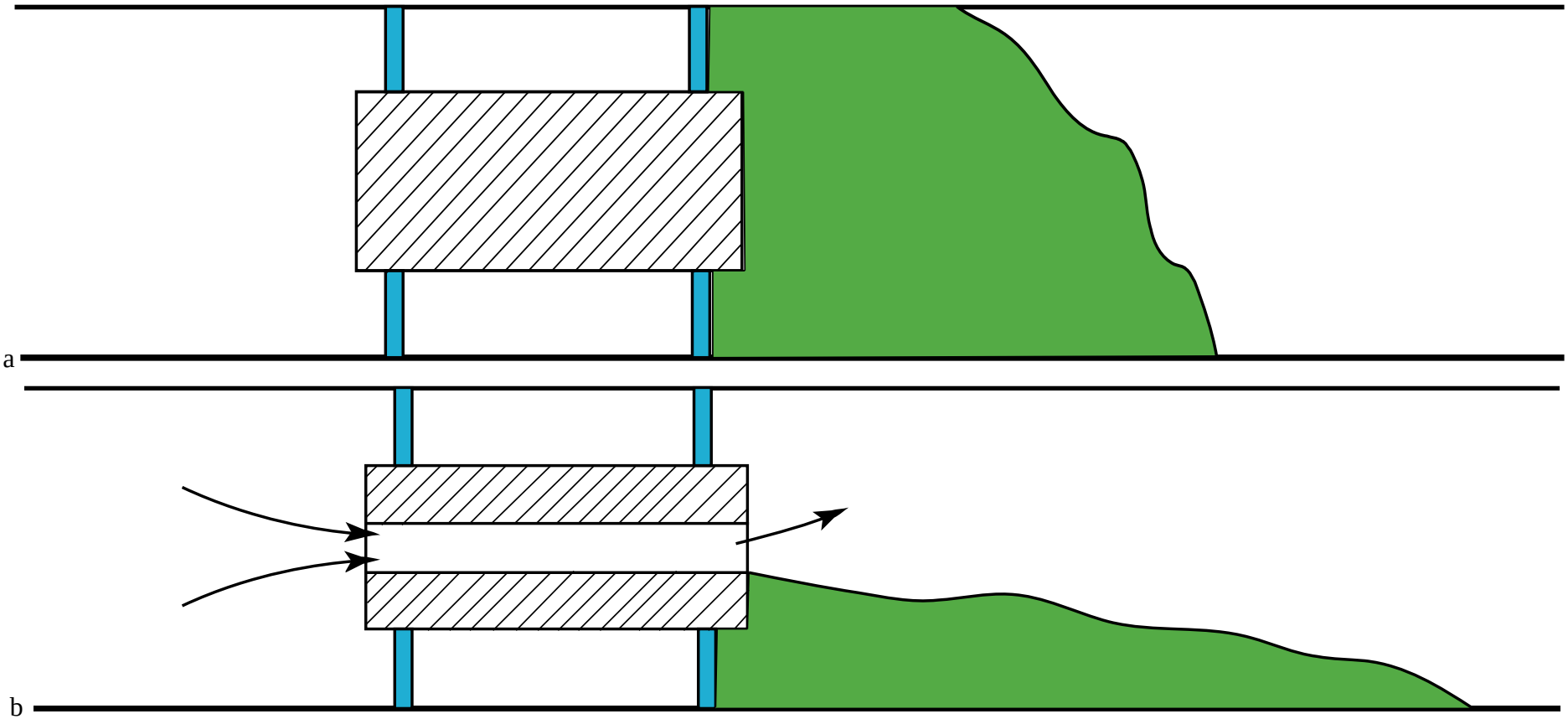


Figure 1 – Comparison of PIG without bypass and PIG with bypass operating in pipeline. (a) PIG without bypass (b)bypass PIG

Hendrix (2017) proposed a method to solve the flow pressure loss coefficient by combining geometric structures. The method decomposes the complex flow geometry into geometric components where the pressure loss coefficient is characterized separately. The different contributions were then combined to describe the pressure loss of the geometry as a whole. For the pressure drop of gas passing through the PIG bypass structure, the pressure drop coefficient can be expressed as equation (17):

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\zeta\rho_{bp}v_{bp}^2 \tag{17}$$

Where ρ_{bp} is the gas density through the bypass, kg/m^3; v_{bp} is the velocity of the gas in the bypass, m/s; $\zeta$is the pressure drop coefficient. According to the gas continuity equation, v_{bp} can be calculated by equation (18) (Groote et al. 2015).

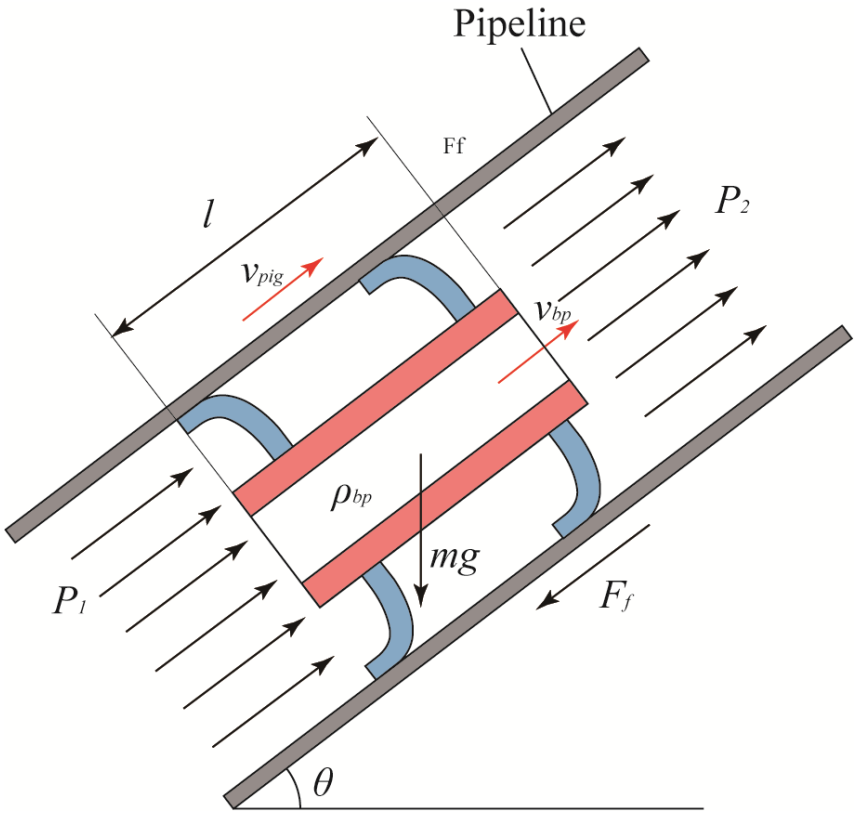


Figure 2 – Force analysis of PIG

$$v_{bp} = \frac{\left(v_g - v_{pig}\right)}{\varphi} \tag{18}$$

Where, v_g is the gas flow rate at the back end of the PIG, m/s. φ is the bypass rate of PIG. The bypass rate is defined as shown in equation (19).

$$\varphi = \frac{A_{bp}}{A_0} \tag{19}$$

Idelchik (1986) proposed an expression for the pressure drop coefficient in terms of the geometricalparameters of the bypass as in equation (20):

$$\zeta = 0.5\left(1-\frac{A_{bp}}{A_0}\right)^{0.75} + \tau\left(1-\frac{A_{bp}}{A_0}\right)^{1.375} + \left(1-\frac{A_{bp}}{A_0}\right)^{2} + \frac{4fL}{D_{bp}} \tag{20}$$

Where L is the length of the bypass; D_{bp} is the diameter of the bypass; τ is a coefficient related to L/D_{bp}; and f is a friction coefficient related to the Reynolds number of the gas, which can be solved by the Churchill equation (Churchill et al. 1977).

For the PIG bypass, $\tau = 0$ when $L/D_{bp} > 3$. Equation (20) can be rewritten as equation (21):

$$\zeta = 0.5\left(1-\frac{A_{bp}}{A_0}\right)^{0.75}+\left(1-\frac{A_{bp}}{A_0}\right)^{2}+\frac{4fL}{D_{bp}} \tag{21}$$

Simplification of the jet PIG equations of motion gives the velocity of motion at steady state Eq. (22) (Singh et al. 2012).

$$v_{pig} = v_g - \varphi\sqrt{\frac{2F_f}{A_0\rho_{bp}\zeta}} \tag{22}$$

The desired speed of PIG for gas pipelines is between 2-7m/s, and it is recommended to keep the speed of PIG for oil pipelines between 1-5m/s (Borregales et al. 2014). If the PIG moves to a very high velocity, it may cause damage to the pipeline. On the other hand, if the velocity of the PIG is too low compared to the fluid velocity, it may get stuck in the pipeline, causing the fluid to stop flowing and generate losses, according to Eq. (13), Velocity control of PIG operating in a mixed hydrogen natural gas pipeline can be achieved by varying the bypass rate, medium velocity, and pressure drop coefficient.

CFD analysis

Simulation setup

The West-East Natural Gas Transmission Project is a mega infrastructure built in China, whose main task is to send natural gas from the Tarim Basin in Xinjiang to Jiangsu, Zhejiang, and Shanghai areas. The total length of the west-east gas pipeline is 3840km, and the pipeline transports 17 billion tons of natural gas energy per year. The diameter of the pipeline is 1016 mm, and the maximum temperature of the outgoing station does not exceed 340 K. The pipeline transports 46.5 million cubic meters of natural gas per day on average. The mass flow rate of the pipeline was calculated to be 386 kg/s. Therefore, 386 kg/s was used as the inlet boundary condition for the CFD model. Since the outlet pressure of the compressor of the pipeline network is kept at 9.6 MPa and the temperature of the pipeline is 299 K, the outlet boundary condition was set as 9.6 MPa in the CFD model.

The GERG-2008 equation of state is an extended version of the GERG-2004 equation. The equation can calculate the thermal and thermodynamic properties of mixtures of methane and hydrogen, as well as those of a total of 21 other gases (Kunz et al. 2012). The usual range of validity of GERG-2008 includes temperatures from (90 to 450) K and pressures up to 35 MPa. The equation has been widely used in various areas of the natural gas industry, such as the storage and transportation of natural gas. The equation was adopted as an ISO standard for natural gas (gas phase, liquid phase, VLE) at the end of 2012 (ISO 20765-2/3).

In contrast, many models developed for individual gases may not account for the complex interactions and thermodynamic behavior that occur in mixtures. For example, the Van Der Waals equation (Van Der Waals,1873)and its derivatives, such as the Redlich-Kwong EOS(Redlich et al. 1949) and Peng - Robinson EOS(peng et al. 1976), while useful for single gases in some cases, have been shown to have limitations in accurately describing the properties of gas mixtures.The GERG - 2008 equation takes into account the specific molecular interactions and physical properties of both methane and hydrogen, allowing for a more accurate representation of the hybrid gas behavior.

The real gas user defined functions (UDFs) of hydrogen and methane, which are based on the GERG - 2008 equation, are compiled and imported into Fluent. As shown in Fig.3, the CFD simulation model was established using the simulation software ANSYS Fluent. The physical parameters of the PIG are shown in Table 1. The commonly used PIG bypass rate ranges from 8% to 16%(Entaban et al. 2013). As shown in Figure 3, the fluid domain diameter is 1016mm, the diameter of the bypass ranges from 300 mm to 400 mm. The minimum diameter of the bypass was 300mm, and the bypass rate was 8.7 %. The maximum diameter of the bypass was 15.5 %. The inlet and outlet ends of the pipeline should be extended accordingly, with the inlet end extended to ensure the uniformity of the mixed hydrogen natural gas passing through the PIG and the outlet end extended to ensure no reflux in the outlet region (Cai et al. 2023). Therefore, the pipeline model's overall length is 60 m.

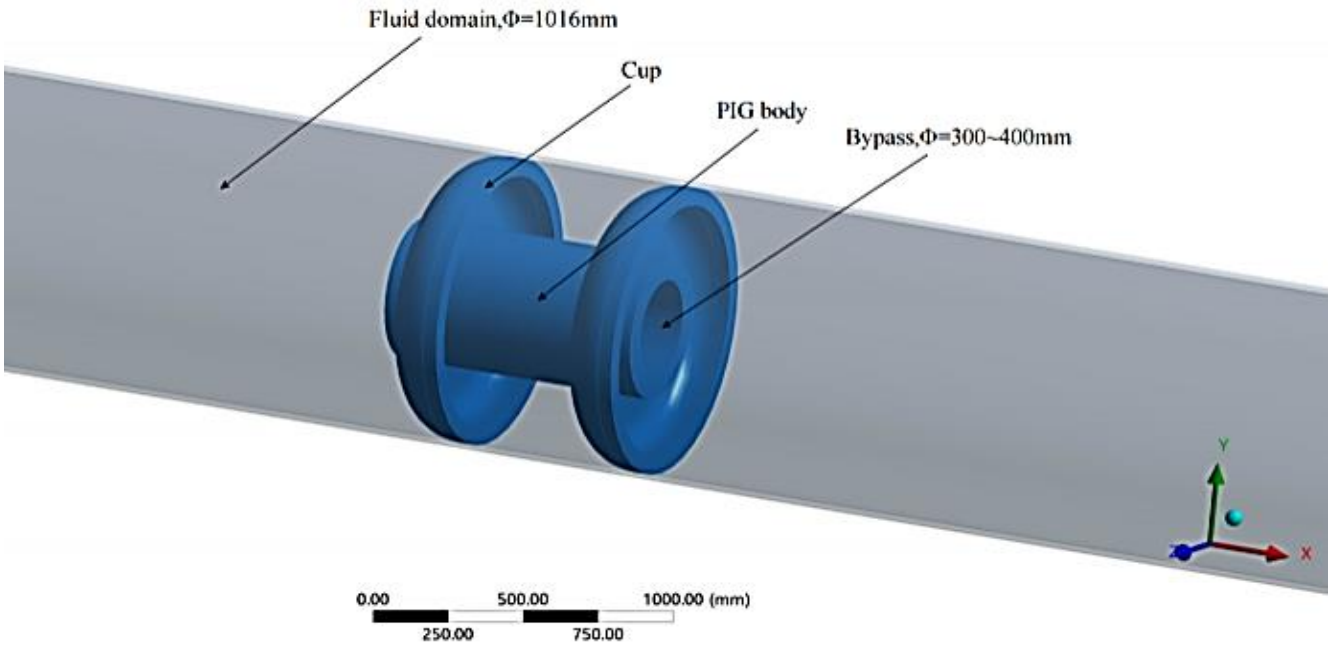
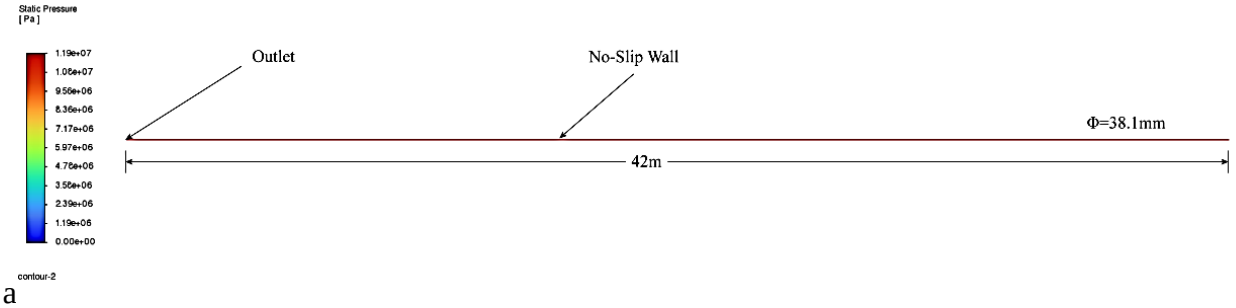


Figure 3 – PIG CFD model

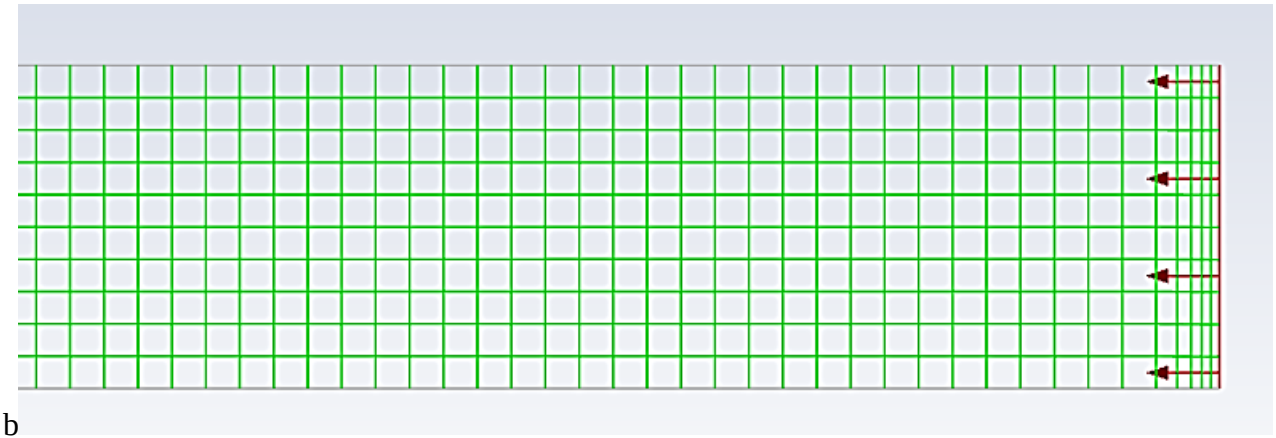
Model validation

This research utilized the "ShockTube" test of the NGH2 mixture conducted by (Botros et al. 2016) for model validation. The test was conducted using a 42-meter-long shock tube with an inner diameter of 38.1 mm. A CFD model conforming to the geometry of the surge pipe was developed using ANSYS Fluent. A two-dimensional model was used to save computational time.

The initial pressure contour map is shown in fig.4, a. The model is constructed according to the experiment. One end of the shock tube is closed and the other end is an outlet. The wall surface is defined as a no-slip wall. As shown in fig.4, b, the computation domain is divided into quadrilateral units with mesh refinement at the exit end to capture rapid changes in flow variables.



a



b

Figure 4 – Shock tube CFD model for validation (a)Initial pressure contour and boundary condition setting (b)Two-dimensional vacuum wave calculation domain grid

The SST k-ω model is chosen for turbulence simulation because of its good performance in high-pressure fluid flow simulations. A "density-based" solver is used for the solution, and the spatial discretization is done by the second-order upwind method. The convergence criterion is defined as the residuals are equal to or less than 10^{-5}. Different initial pressures are set and the solution is computed. As shown in fig.5, the decompression wave velocity obtained from the simulation is slightly smaller than that measured by the excitation tube, and the simulation results based on the real gas model are more consistent with the excitation tube measurement results. Therefore, the validity of the real gas model in this study can be verified.

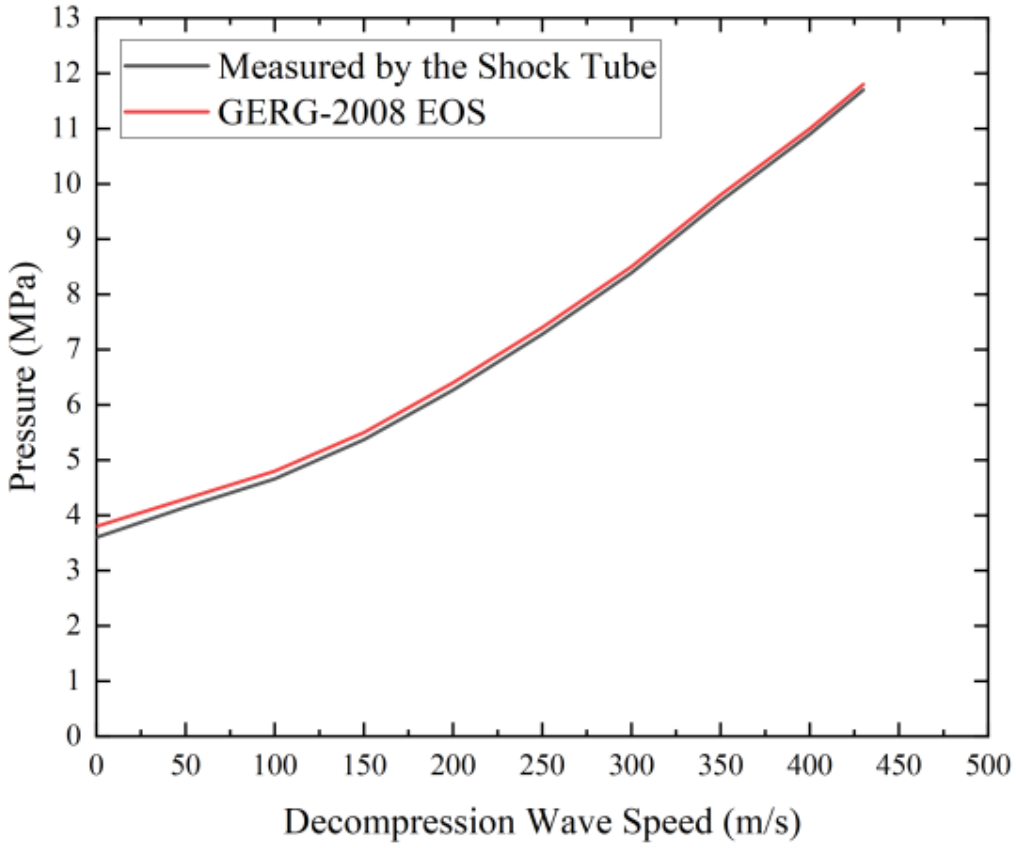


Figure 5 – Comparison of decompression wave velocity between GERG-2008 EOS and shock tube experiments

In order to verify the correctness of the CFD model, this research used the pressure drop theory of PIG bypass to verify the model. Combined with the existing CFD model, the pressure loss coefficient was calculated using equation (17) and taken as the calculated value. The theoretical value obtained by equation (21) was used to verify the CFD model value. The temperature of the fluid was 310 K, and the diameter of the bypass was 300 mm, 325 mm, 350 mm, 375 mm, and 400 mm, respectively. The comparison results were shown in fig.6. The deviation of the model was less than 10 %, and the theoretical value of the pressure drop coefficient is in good agreement with the pressure loss coefficient of the current CFD model.

Verification of Grid Independence

Since this experiment focuses on the motion of the fluid around the PIG, the mesh around the PIG is encrypted. Tetrahedral mesh was used since it has higher mesh quality. The mesh size was adjusted for mesh-independence verification. Fig.7 showed models of different mesh sizes, including PIG surface sizes of 15mm, 25mm, 35mm, and 45mm. The hydrogen-mixing ratio was set to 15%, and the fluid's turbulence kinetic energy trend around the 350mm diameter bypass with the grid size was recorded, as shown in fig.8.

PIG surface mesh was divided by the Face Meshing method. When the mesh size was less than 25mm, the turbulence kinetic energy of the PIG front end changed little, so set the mesh size to 25mm. The Body Meshing method was used to divide the pipeline basin grid, and the mesh size was set to 120mm. Finally, the flow field model was divided into 72,027 nodes and 357,269 elements.

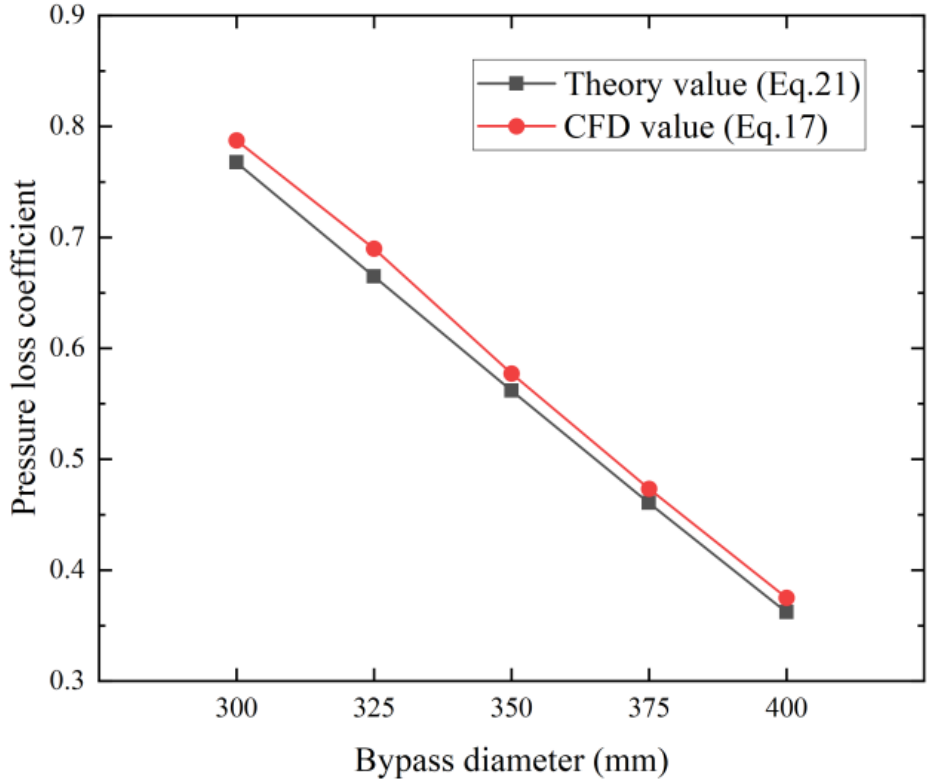


Figure 6 – Comparison of pressure loss coefficient between theory and CFD model for validation purpose

Result

Influence of bypass diameter

According to Table 1, the boundary conditions of the CFD model were set, and the fluid velocity and turbulence kinetic energy contours around the PIG with different hydrogen-mixing ratios of the bypass with diameters of 300mm, 350mm, and 400mm are shown in Figs. 9, 10, and 11. It can be seen from the velocity contours that the maximum velocity of the fluid occurs in the jet-tightening process due to the volume tightening of the fluid in the pipeline near the end of the PIG, and the tightening phenomenon is intensified after entering the bypass. The turbulence kinetic energy contour showed that the fluid goes through the jet-tightening stage and expands in volume when it exits the bypass, increasing turbulence kinetic energy. Higher turbulence kinetic energy causes the energy in the fluid to be converted into heat, which increases the energy loss. This means more energy is consumed to maintain the flow when transporting the fluid, increasing energy consumption and operating costs. In addition, higher turbulent kinetic energy can make the fluid flow unstable and prone to vortices, increasing the unpredictability of PIG movement.

Table 1 – Physical parameters of pipe and PIG

Parameters	Value	Unit
PIG length	900	mm
PIG body's diameter	600	mm
Number of cups	2	
Pipe inner diameter	1016	mm
Pipe length	60	m
Boundary Condition of Inlet	386	kg/s
Boundary Condition of Outlet	9.6	MPa
Inlet temperature	310	K

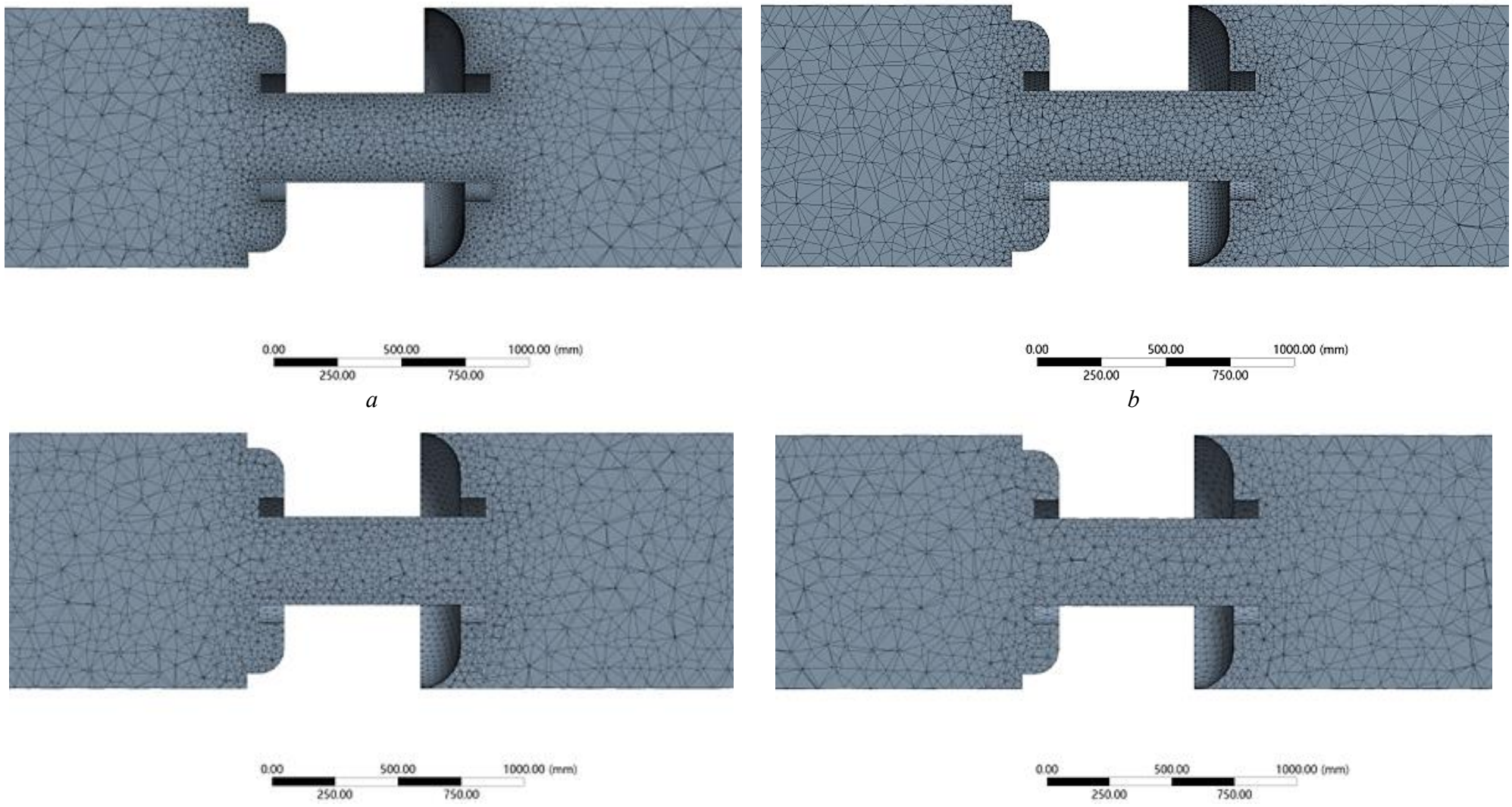


Figure 7 – PIG meshing models of different sizes (a) PIG surface mesh 15mm(b) PIG surface mesh 25mm(c) PIG surface mesh 35mm(d) PIG surface mesh 45mm

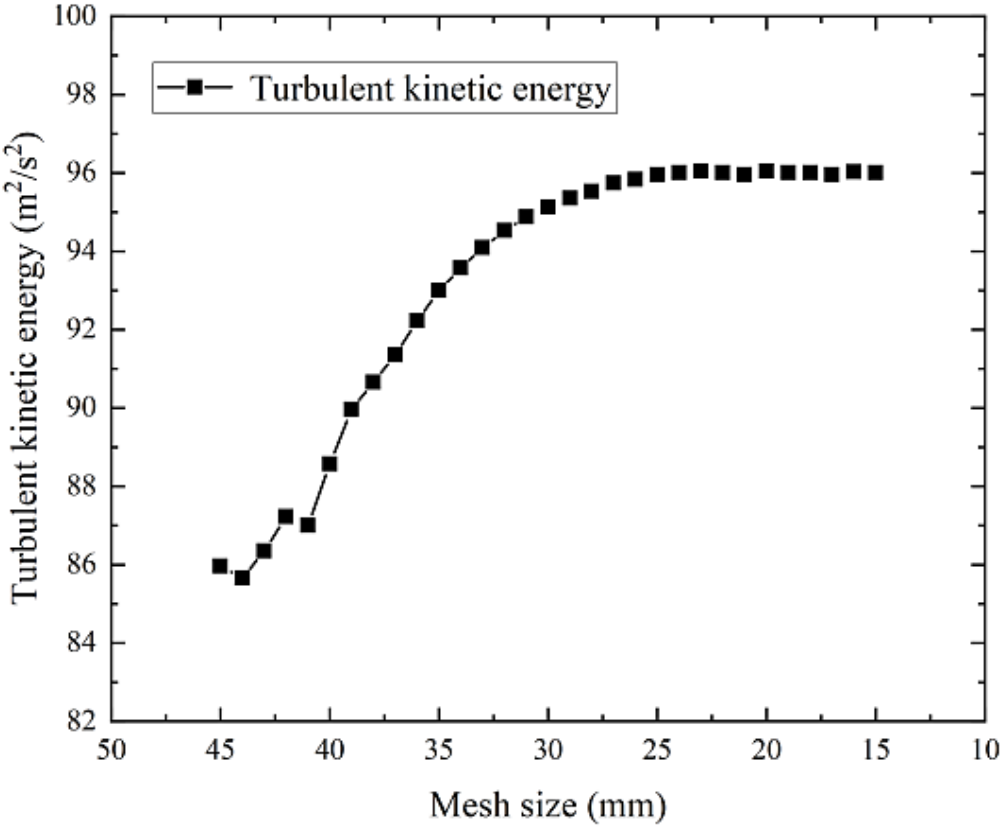


Figure 8 – Turbulence kinetic energy versus grid size curve

The variation curves of velocity and turbulence kinetic energy of the flow field around the PIG with different bypass diameters are shown in fig. 9. As shown in fig.12, *a*, the maximum velocity of the fluid at the bypass increased with increasing hydrogen-blending ratio. The maximum velocity of the fluid decreased as the diameter of the bypass increased. Because an increase in the mixing ratio of hydrogen led to a decrease in the density of the fluid, and because the inlet boundary condition was a mass flow, the amount of substance in the fluid was increased. The bypass passes through more fluid per unit of time.

As shown in fig.12, *b*, the turbulence kinetic energy of the flow field gradually increased as the hydrogen-blending ratio increased. The turbulence kinetic energy of the PIG decreased as the diameter of the bypass increased. The turbulence kinetic energy changed more gently in the hydrogen-mixing ratios of 0 %-15 %. When the proportion of the hydrogen-mixing ratio was 15%-30%, the turbulence kinetic energy increased sharply as the proportion of the hydrogen-blending ratio increased. The turbulence kinetic energy increased by 53.65 % when the diameter of the bypass was 300 mm, and the hydrogen-blending ratio increased from 0 % to 15 %. The turbulence kinetic energy increased by 53.96 % when the hydrogen-mixing ratios increased from 15 % to 30 %. For bypass diameter of 350mm, the turbulence kinetic energy increased by 56.01 % by increasing the hydrogen-blending ratio from 0 % to 15 % and 52.70 % by increasing the hydrogen-blending ratio from 15 % to 30 %. For the bypass diameter of 400 mm, the hydrogen blending ratio increased from 0% to 15%, and the turbulence kinetic energy increased by 47.95 %. The increase in hydrogen blending ratio from 15% to 30% increased the turbulence kinetic energy by 76.09 %. Because the viscosity of a fluid refers to its resistance to flow, viscosity causes internal friction during flow, allowing the fluid molecules to interact with each other. When the viscosity of the fluid is large, the internal friction between the fluid molecules is large. The interaction between the molecules in the process of fluid flow is significant, and the flow shows a laminar flow state, which makes it difficult to form turbulence. When the viscosity of the fluid is small, the internal friction between the fluid molecules is small, and the interaction between the molecules in the process of fluid flow is weak, and it is easy to form turbulence. The viscosity of hydrogen is relatively low, and the viscosity of fluid decreases with the increase of the hydrogen blending ratio, thus increasing the turbulent kinetic energy of the flow field.

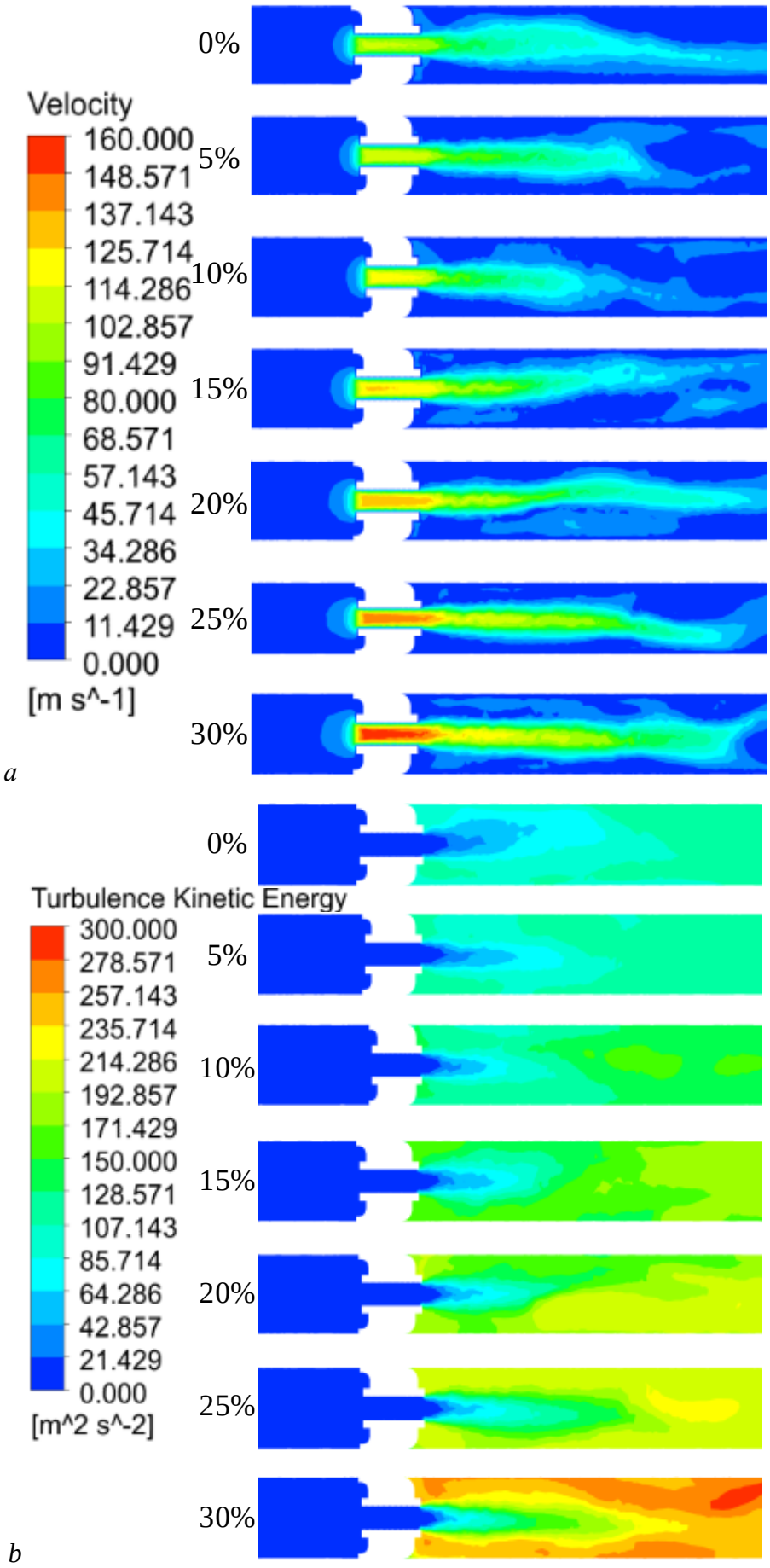


Figure 9 – PIG flow field with 300 mm diameter bypass, T = 310K (a) Velocity contour with different hydrogen-mixing ratios (b) Turbulence kinetic energy contour with different hydrogen-mixing ratios

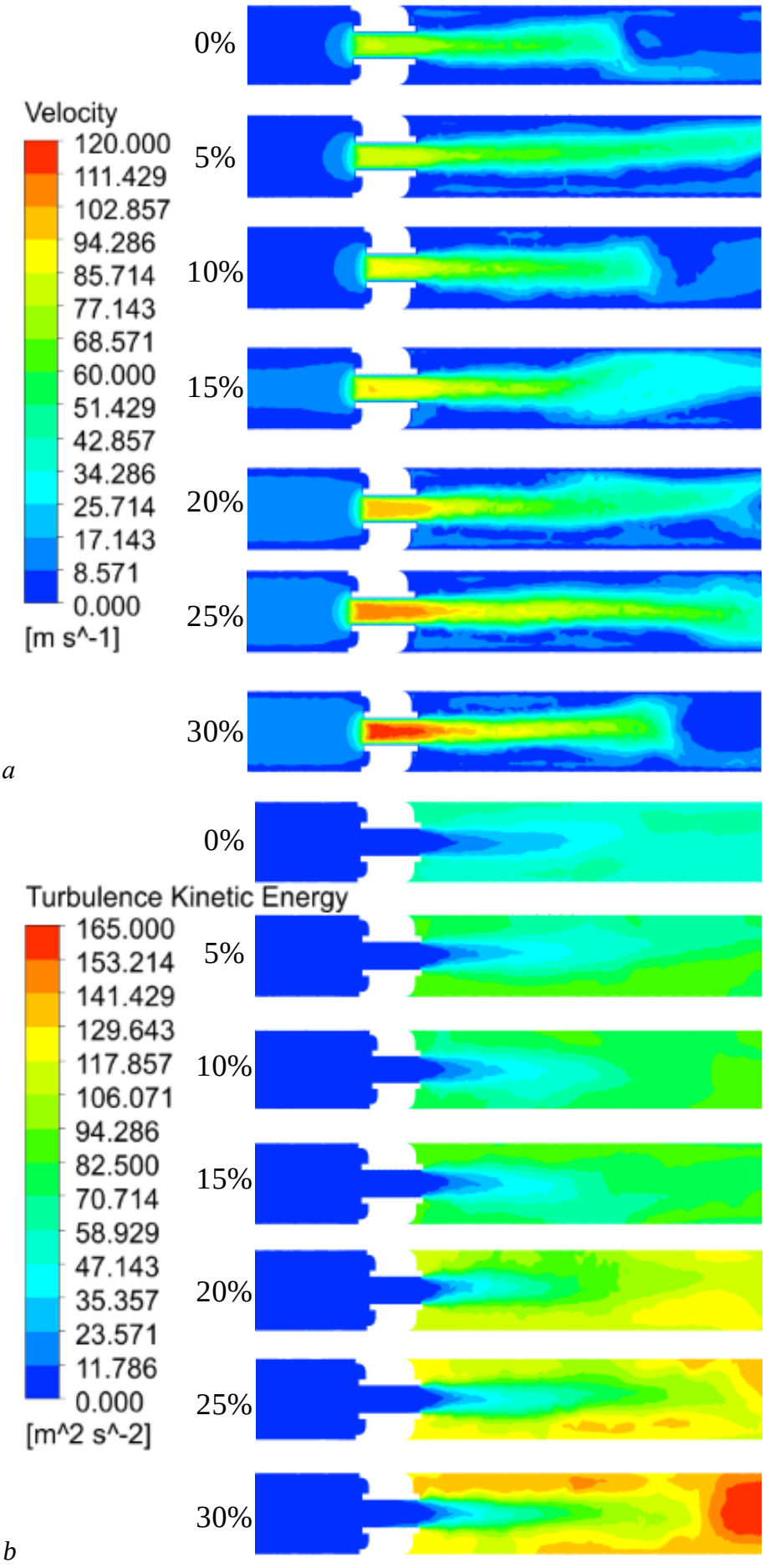
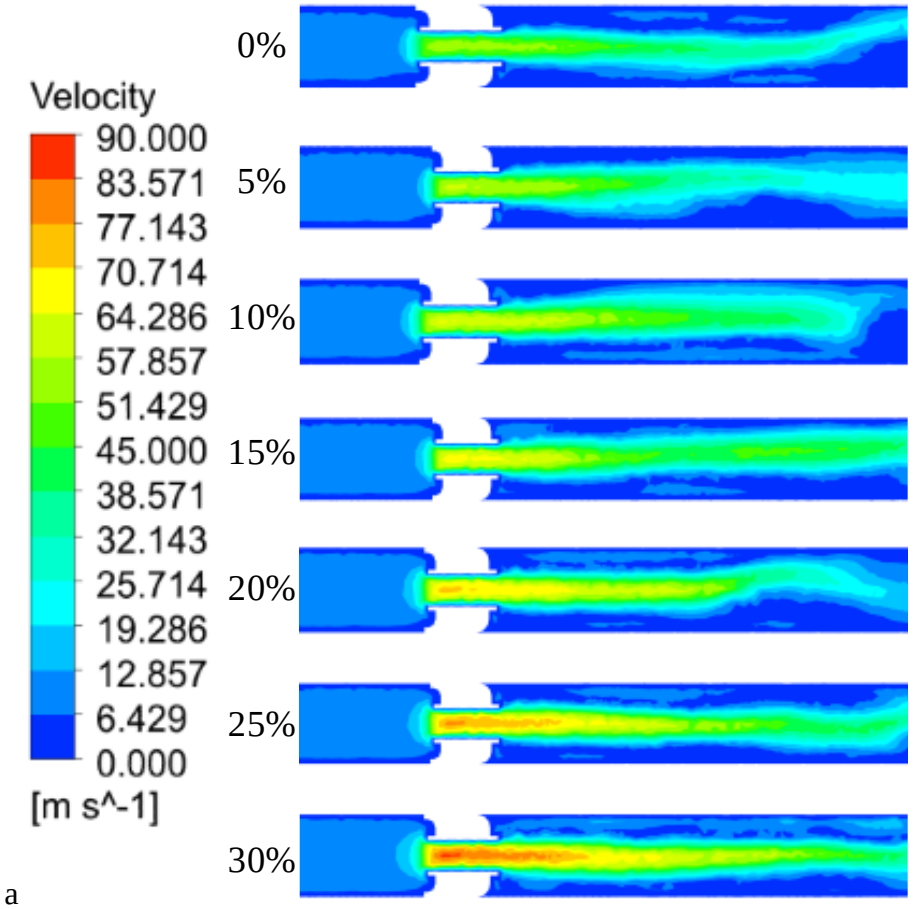
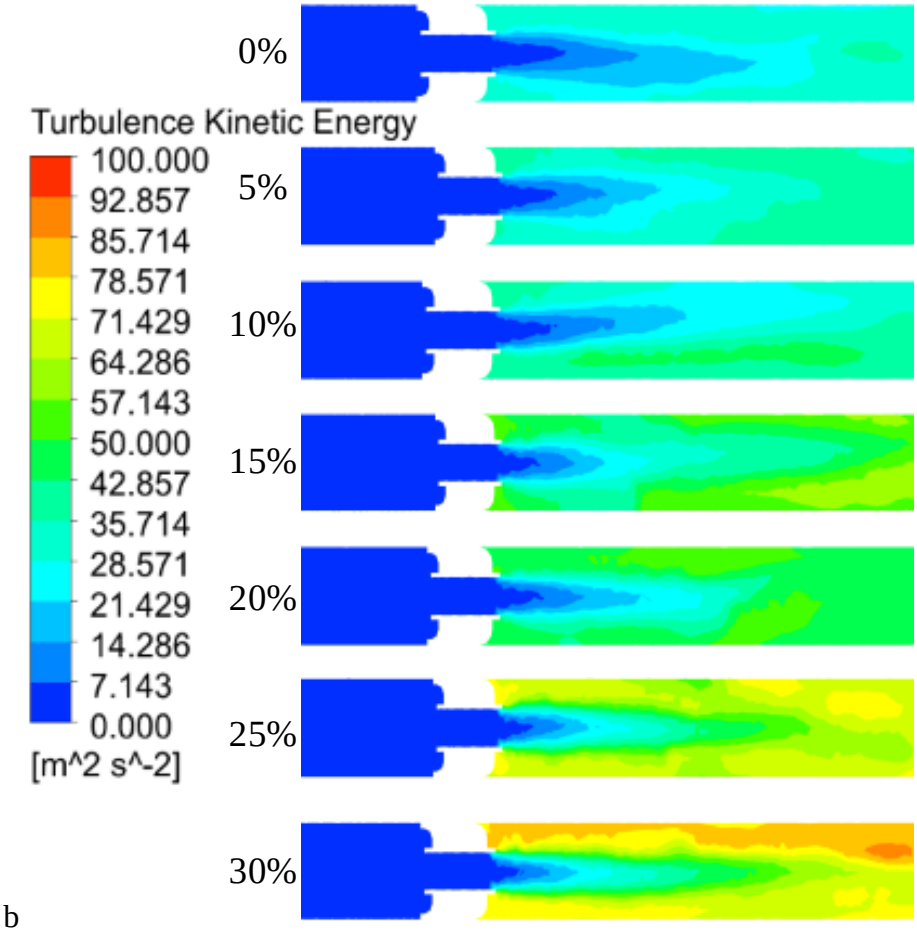


Figure 10 – PIG flow field with 350 mm diameter bypass, T=310K (a) Velocity contour with different hydrogen-mixing ratios (b) Turbulence kinetic energy contour with different hydrogen-mixing ratios

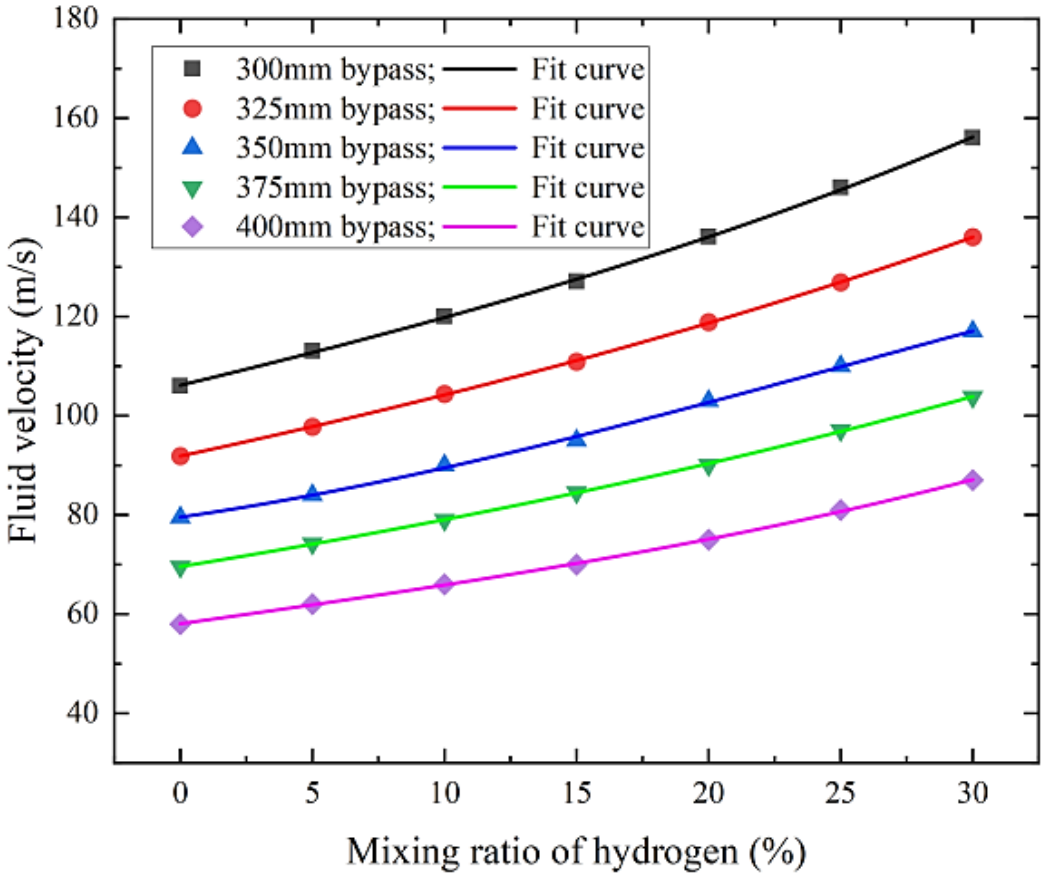


a

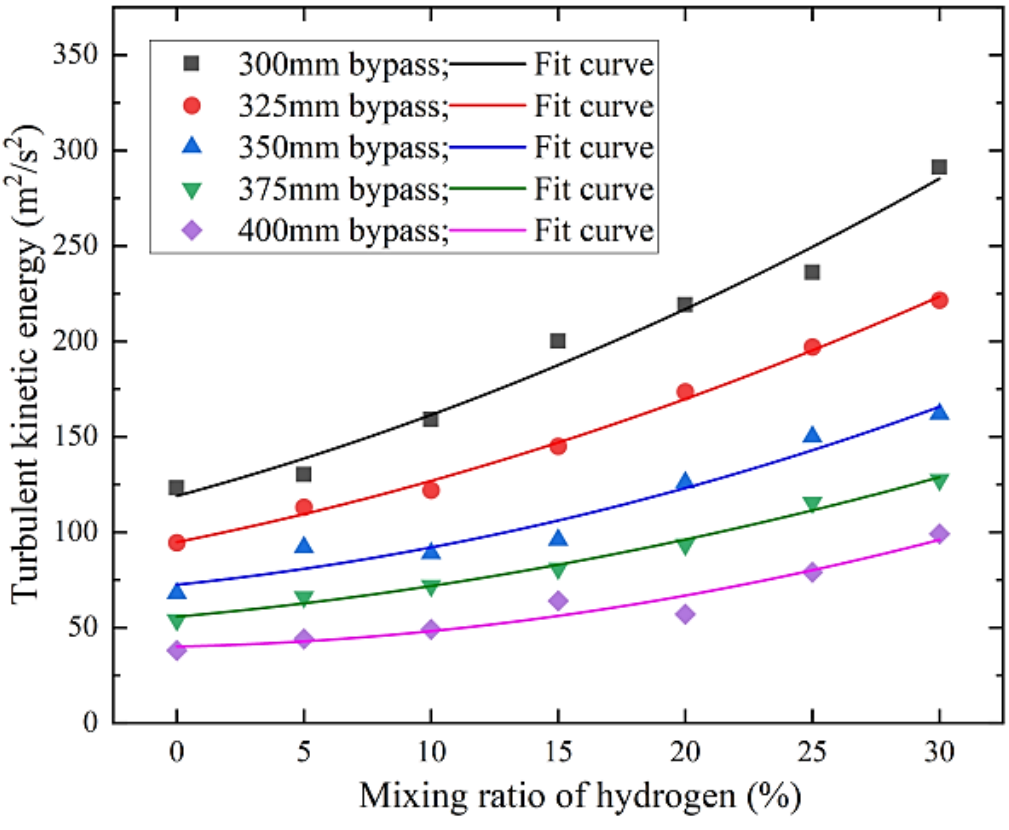


b

Figure 11 – PIG flow field with 400 mm diameter bypass, T=310K (a) Velocity contour with different hydrogen-mixing ratios (b) Turbulence kinetic energy contour with different hydrogen-mixing ratios



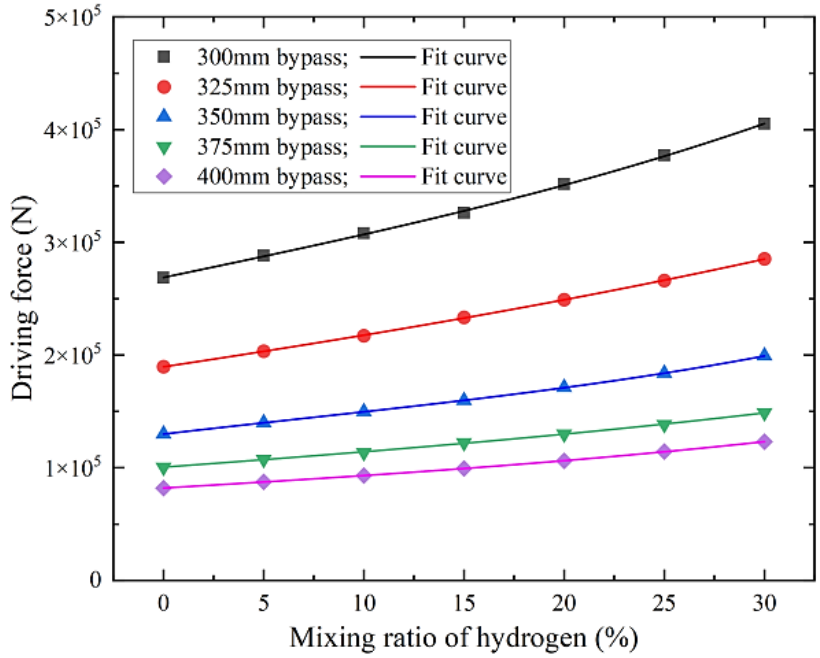
a



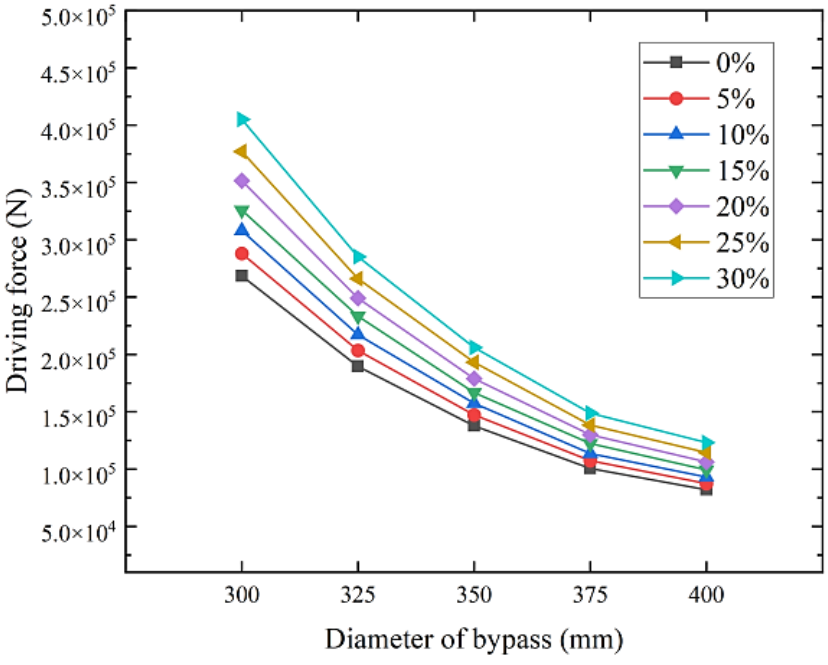
b

Figure 12 – Velocity and turbulence kinetic energy variation curves of the flow field around the PIG with different bypass diameters (a) Maximum velocity variation curve with hydrogen-mixing ratio (b) Maximum turbulence kinetic energy variation curve with hydrogen-mixing ratio

As shown in fig.13, a, the variation curves of the PIG driving force with the hydrogen-mixing ratio for different bypass diameters are shown. From the figure, it can be seen that the PIG driving force increases significantly with the increase of the hydrogen-mixing ratio. As shown in fig.13, b, when the diameter of the bypass was 300 mm, the hydrogen-blending ratio increased from 0 % to 30 %, and the driving force increased by 50.83 %. When the diameter of the bypass was 325mm, the hydrogen-blending ratio increased from 0 % to 30 %, and the driving force increased by 50.46 %. When the diameter of the bypass was 350mm, the hydrogen-blending ratio increased from 0 % to 30 %, and the driving force increased by 49.73 %. When the diameter of the bypass was 375mm, the hydrogen-blending ratio was increased from 0 % to 30 %, and the driving force was increased by 48.01 %. When the diameter of the bypass was 400mm, the hydrogen-blending ratio was increased from 0 % to 30 %, and the driving force was increased by 50.12 %. Therefore, when the hydrogen-mixing ratio was increased from 0 % to 30 %, the driving force was increased by 50 % on average.



a



b

Figure 13 – Driving force of PIG with different bypass diameters (a) Curve of driving force with hydrogen-mixing ratio (b) Curve of driving force with bypass diameter

This is because the density of hydrogen is lower than that of natural gas. With the increase of the hydrogen mixing ratio, the overall density of the mixed gas decreases. Since the inlet boundary condition is a constant mass flow rate $\dot{m} = \rho v A$, (Where ρ is density, v is fluid velocity, A is Cross-sectional area), under the same cross-sectional area, a decrease in density means that the velocity must increase, that is, the fluid velocity at the bypass increases. According to the Bernoulli equation $P + \frac{1}{2}\rho v^2 + \rho g h = Const$ (where $P$is the static pressure, $\rho$is the density, $v$is the velocity, and h is the height), when the height of the pipeline remains unchanged, the increase in the bypass fluid velocity will lead to a decrease in the static pressure at the front end of the PIG and an increase in the pressure difference between the front and rear ends. Therefore, the increase of hydrogen mixing ratio increases the speed of bypass fluid, which leads to the increase of PIG stress.

Influence of pipe transport temperature

The fluid temperature was changed to 330K,320K,300K, and 290K for simulation and compared with the PIG's flow field and driving force at 310K. The flow field around the PIG is shown in fig.14, fig.15, fig.16 and fig.17. The maximum velocity versus hydrogen-blending ratio curves for different medium temperatures are shown in fig.13. It can be seen in fig.18, *a* that the maximum velocity decreased with decreasing fluid temperature at the same hydrogen-mixing ratio. The variation curve of turbulence kinetic energy with hydrogen-mixing ratio is shown in fig.18, *b*. It can be seen from fig.18, *b* that the turbulence kinetic energy decreased as the temperature of the fluid medium decreased for the same hydrogen-blending ratio.

As shown in Fig.19, the PIG force versus temperature curve is shown. As the temperature decreased, the driving force of the PIG decreased. The tube delivery temperature decreased from 310K to 290K, and the driving force decreased by 11.58 % when the hydrogen-blending ratio was 0 %. When the hydrogen-blending ratio was 30 %, the driving force decreased by 8.6 %.

From a thermodynamic perspective, a decrease in temperature will weaken the thermal motion of fluid molecules and reduce their kinetic energy. According to the theory of momentum transfer, the reduction in momentum exchange among fluid molecules leads to a decrease in the overall flow velocity, which in turn affects the driving force of the Pipeline Inspection Gauge (PIG). Meanwhile, temperature also has an influence on the density and viscosity of the fluid. When the temperature decreases, the fluid density usually increases and the viscosity also increases. The combined effects of these factors result in a decrease in the driving force of the PIG at low temperatures. Therefore, the driving force of the PIG can be reduced by adjusting the tube delivery temperature. However, lowering the tube delivery temperature is a passive control of the PIG, which reduces the fluid velocity and thus reduces the delivery efficiency. According to van Spronsen et al. (2013), a case of pipe cleaning in an LNG pipeline in Southeast Asia reported that the delivery capacity decreased by 40 % due to the need to control the PIG velocity, which resulted in a significant economic loss. Therefore, reducing the operating speed of PIG in mixed hydrogen natural gas pipelines is more economically efficient by changing the PIG bypass rate.

Conclusions:

Utilizing existing natural gas pipelines to mix in hydrogen for delivery is the future. PIG plays an important role in ensuring efficient pipeline transportation. This study established a computational fluid dynamics model of the PIG flow field in mixed hydrogen natural gas. The influences of hydrogen blending ratio, diameter of bypass, and pipe transport temperature on the flow field and driving force were investigated. The GERG-2008 equation of state was used as a real gas model for methane and hydrogen. The proportions of 0 %, 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, and 30 % mixed hydrogen natural gas were set as the pipeline medium according to the molar ratio. The boundary conditions were set according to the real working conditions. The flow field and driving force around the PIG were investigated using different bypass rates and pipeline temperatures. The key findings from this study are the following.

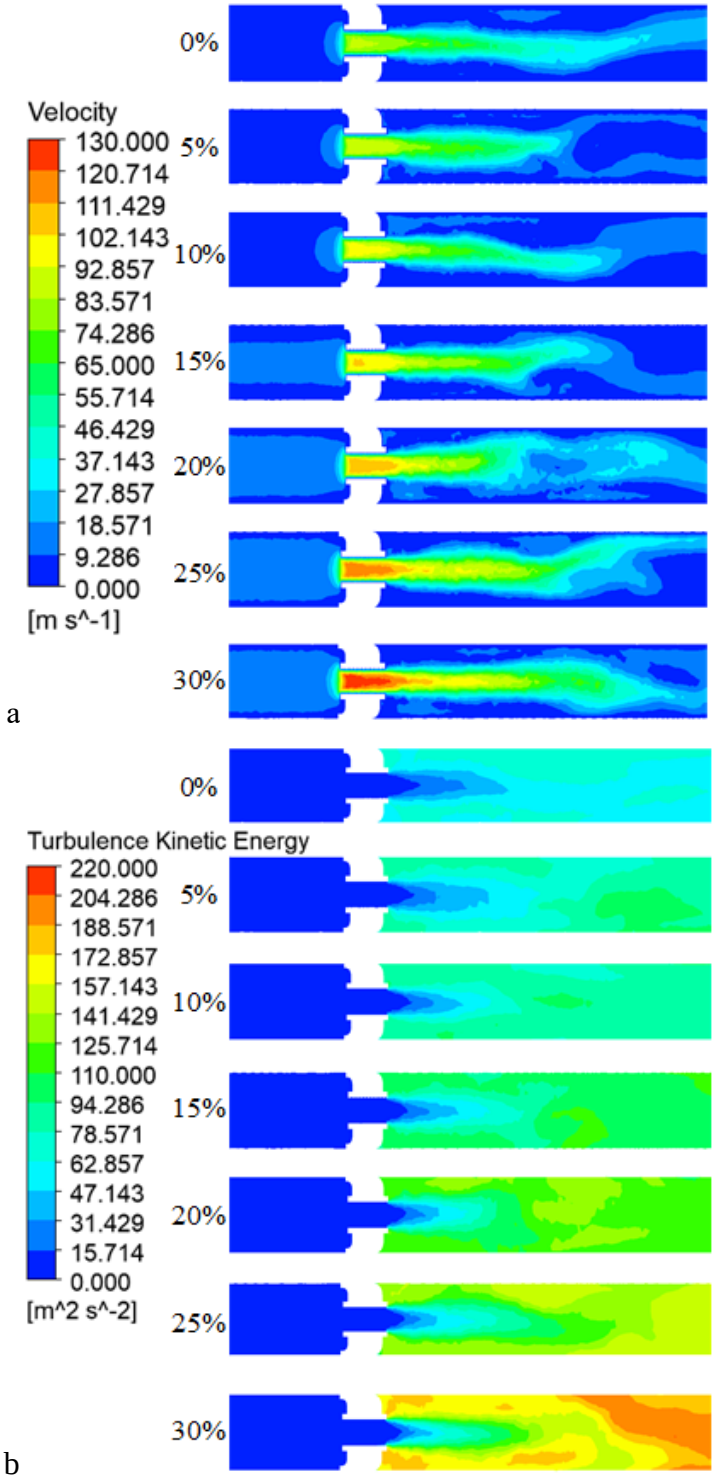


Figure 14 – Flow field around PIG when the pipe transport temperature is 330K, D_{bp}=350mm (a) Velocity contours (b) turbulence kinetic energy contours

(1) Natural gas mixing with hydrogen greatly affects the flow field at the outlet of the PIG bypass. An increase in the hydrogen-blending ratio increased the jet velocity and the turbulence kinetic energy. When the hydrogen-blending ratio was 0%-15%, the change of turbulence kinetic energy was relatively smooth. When the hydrogen-blending ratio was 15-30%, the change in turbulence kinetic energy was more drastic. The increase in the hydrogen-mixing ratio led to an increase in fluid energy loss. It made the fluid flow unstable, increasing the unpredictability of the PIG movement. It is necessary to reduce the turbulence kinetic energy of the PIG moving in the mixed hydrogen natural gas pipeline by the structural design of the PIG;

(2) Under the actual operating conditions, the driving force of the PIG increased significantly as the hydrogen-blending ratio increased. The hydrogen mixing ratio was increased from 0 % to 30 %, with

a 50 % increase in driving force in the range of bypass ratios from 8 % to 16 %. Therefore, methods for regulating the velocity of PIGs in mixed hydrogen natural gas pipelines should be considered.

(3) Increasing the diameter of the bypass or decreasing the pipe temperature can reduce the driving force of the PIG in mixed hydrogen natural gas pipelines. When the bypass diameter increased from 300mm to 350mm, the driving force was reduced by 50 %. The driving force decreased by 40 % when the diameter of the bypass increased from 350 mm to 400 mm. The tube delivery temperature decreased from 310K to 290K, and the driving force decreased by 11.58 % when the hydrogen-mixing ratio was 0 %. When the hydrogen-blending ratio was 30 %, the driving force decreased by 8.6 %. Lowering the temperature is a passive adjustment that reduces the flow rate and efficiency of the pipeline and is more costly. The diameter of the bypass has a more significant effect on the driving force of the PIG. As the diameter of the bypass increased, the fluid velocity in the bypass decreased. According to the equation for calculating the pressure of the PIG, the pressure difference between the front and back of the PIG will decrease, resulting in a decrease in the driving force of the PIG. For the application of PIG in mixed hydrogen natural gas pipeline, the pressure difference between the front and rear ends of the PIG can be changed by adjusting the diameter of the bypass to adjust the drainage area to regulate the speed actively.

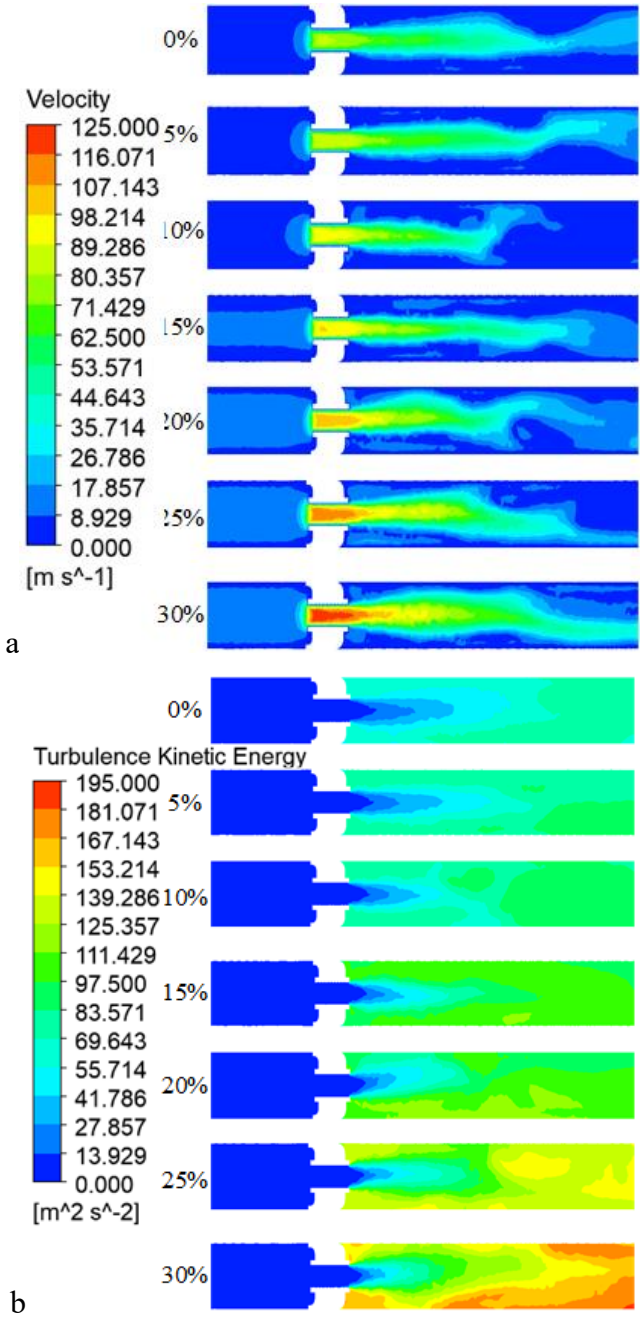


Figure 15 – Flow field around PIG when the pipe transport temperature is 320K, D_{bp}=350mm (a) Velocity contours (b) turbulence kinetic energy contours

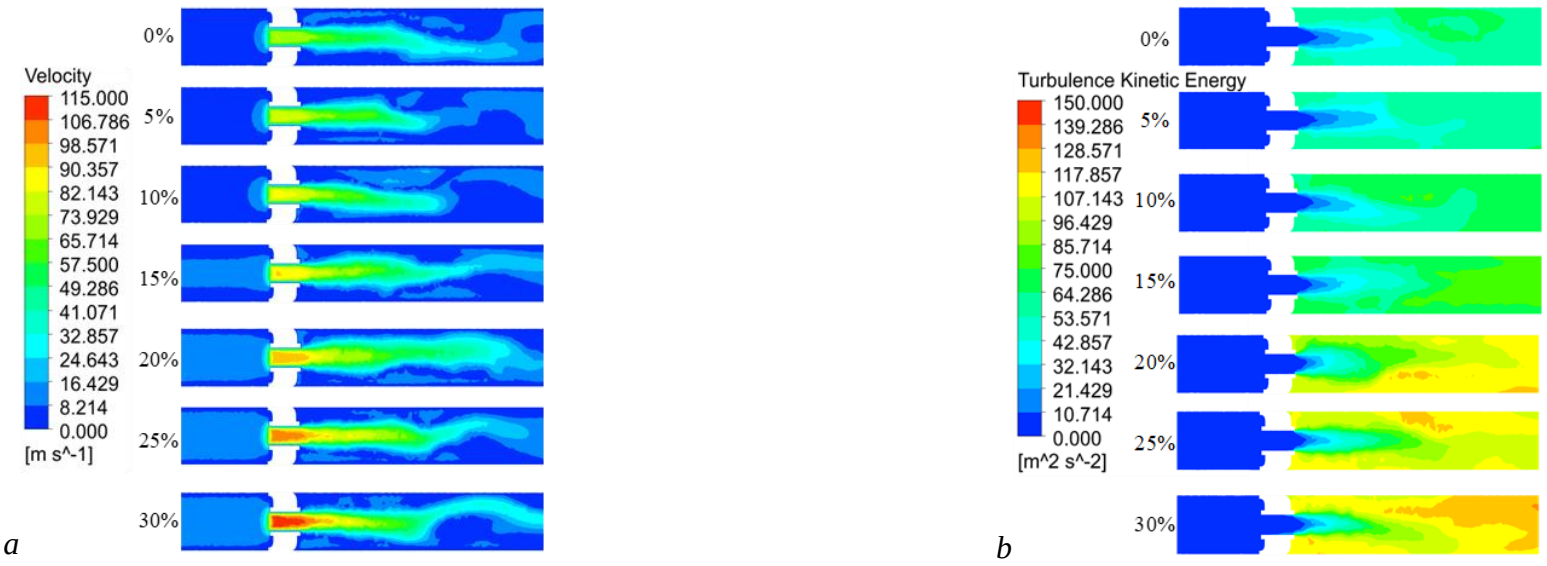


Figure 16 – Flow field around PIG when the pipe transport temperature is 300K, D_{bp}=350mm (a) Velocity contours (b) turbulence kinetic energy contours

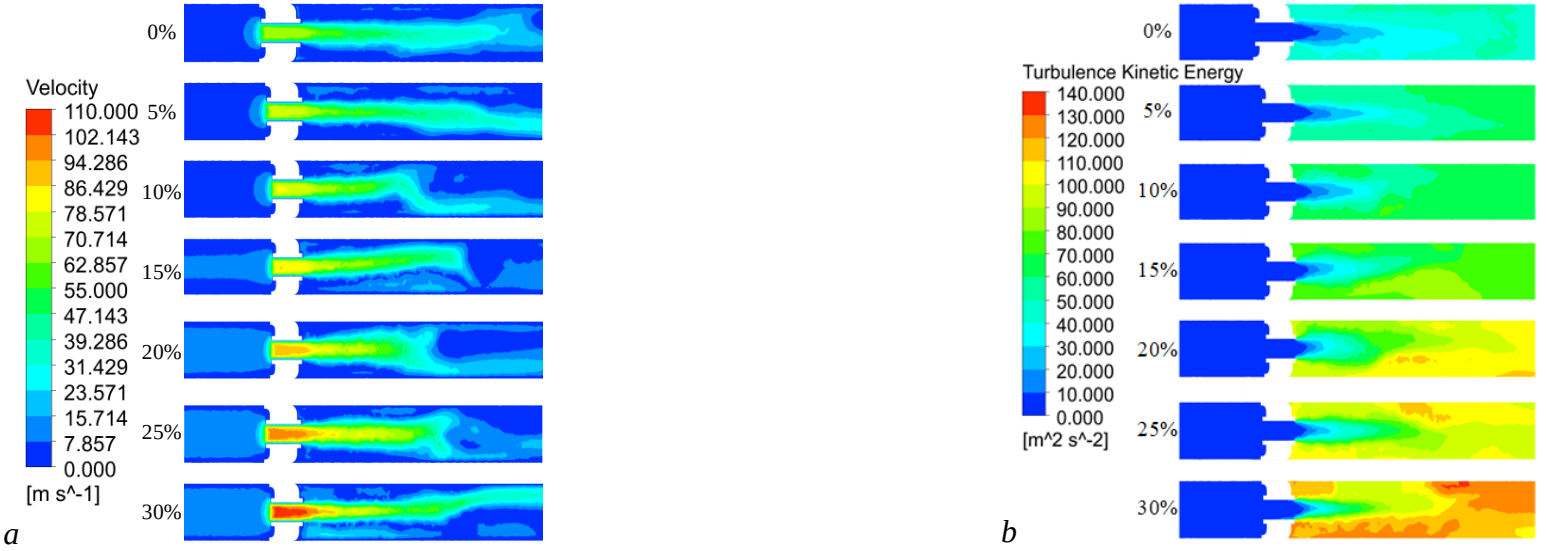
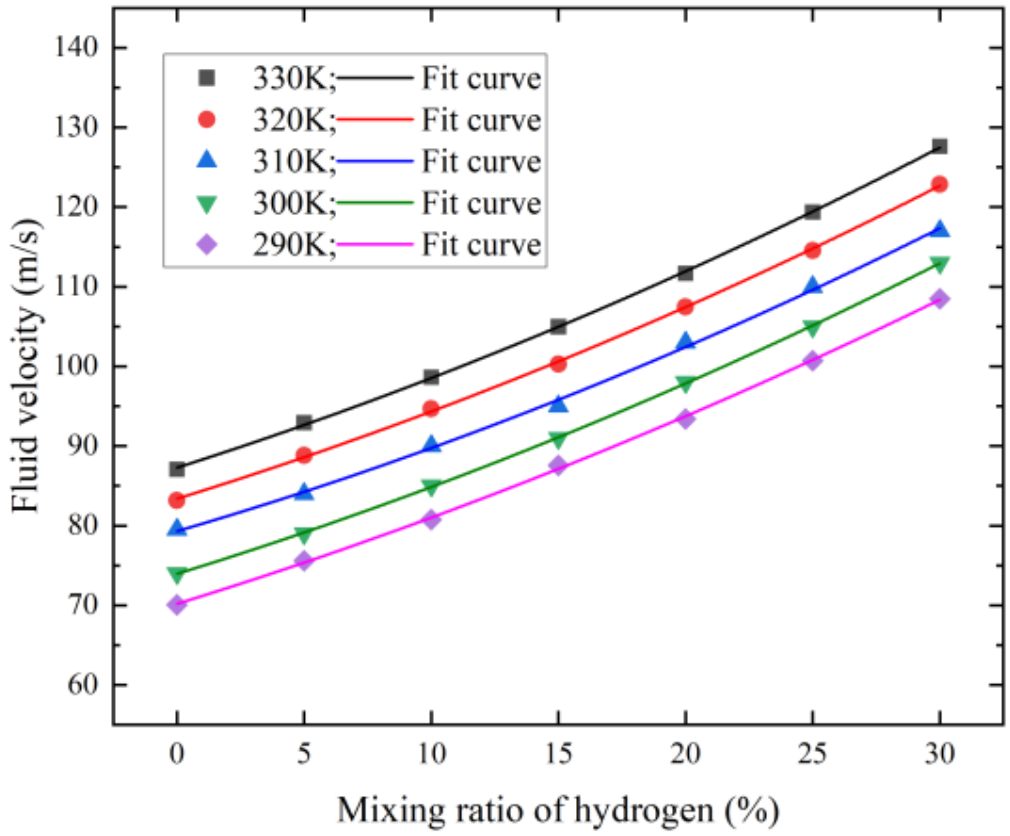
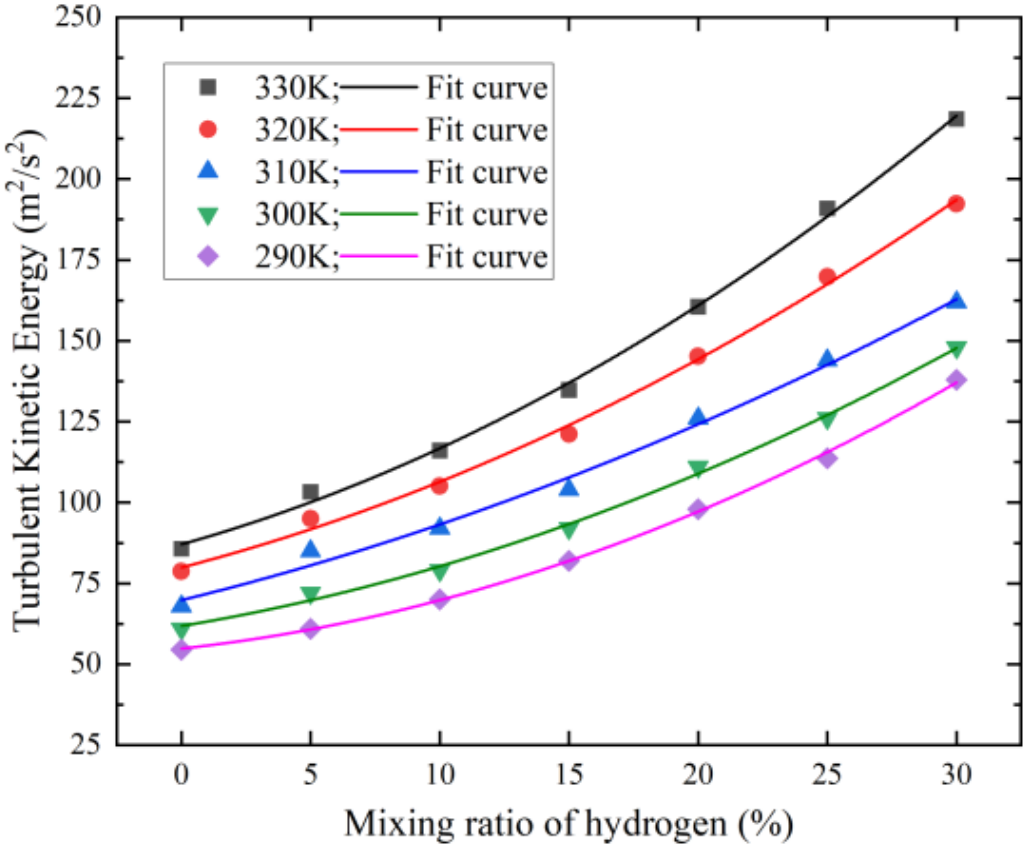


Figure 17 – Flow field around PIG when the pipe transport temperature is 290K, D_{bp}=350mm (a) Velocity contours (b) turbulence kinetic energy contours



a



b

Figure 18 – Curves of the velocity and turbulence kinetic energy of the flow field around the PIG at different pipe transport temperatures (a) Curves of the maximum velocity with the hydrogen mixing rate(b) Curves of the maximum turbulence kinetic energy with the hydrogen mixing rate

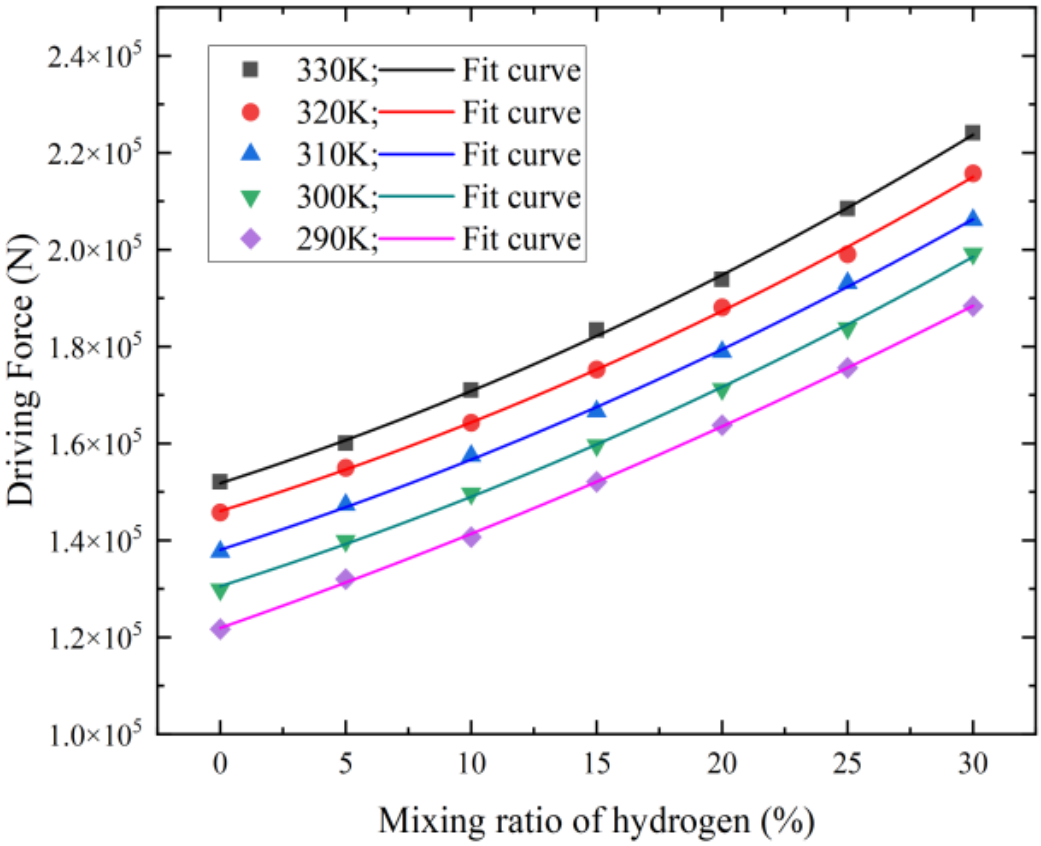


Figure 19 – Variation curves of PIG driving force with hydrogen-mixing ratio at different tubing temperatures

The following symbols are used in this paper: A_0 – Pipe inner wall area; A_{bp} – Cross-sectional area of bypass; D_{bp} – Bypass Diameter; F_f – The friction on the PIG; L – Bypass Length; m – PIG mass; P_1PIG – back pressure; P_2PIG front pressure; TFluid – temperature in pipe v_{bp} – Flow rate in bypass; v_g – Fluid velocity in the pipeline; $vpig$– PIG movement speed; ζ – Bypasspressure drop coefficient; θ – Angle between pipe and horizontal plane; ρbp – Gas density in the bypass; φ – Bypass ratio.

Acknowledgements:

This work was supported by the (Liaoning Provincial Natural Science Foundation project "Pipeline Repair and Inspection Integrated robot") under Grant (No.20180550466).

Data availability statement:

Some or all data, models, or code that support the findings of this study are available from the corresponding author upon reasonable request.

References:

1. Borregales, Manuel A., Ruben Ensalzado, and Miguel Asuaje. "CFD Analysis of phenomena attributed to pigging run in a straight pipeline." ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition. Vol. 46545. American Society of Mechanical Engineers, 2014.
2. Botros, K. K. , S. Igi , and J. Kondo . "Measurements of Decompression Wave Speed in Natural Gas Containing 2-8% (Mole) Hydrogen by a Specialized Shock Tube." (2016).
3. Cai, Xiuquan, et al. "Transportation of Mixed Hydrogen Gas in Buried Pipelines in Permafrost Areas." Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice 14.1 (2023): 04022061.
4. Chen, Jianheng, et al. "An improved solution to flow assurance in natural gas pipeline enabled by a novel self-regulated bypass pig prototype: An experimental and numerical study." Journal of Natural Gas Science and Engineering 107 (2022): 104776.
5. Churchill, Stuart W. "Friction-factor equation spans all fluid-flow regimes." (1977).
6. Entaban, Asun, et al. "By-Pass Pigging-A'Simple'Technology with Significant Business Impact." International Petroleum Technology Conference. IPTC, 2013.

7. Dadfarnia, Mohsen, et al. "Assessment of resistance to fatigue crack growth of natural gas line pipe steels carrying gas mixed with hydrogen." International Journal of Hydrogen Energy 44.21 (2019): 10808-10822.
8. Groote, G. A., et al. "By-pass pigging without or with speed control for gas-condensate pipelines." Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. OnePetro, 2015.
9. Guo, Libang, et al. "A mechanism for two-level power market in China: promoting cross regional consumption of renewable energy." Energy Procedia 159 (2019): 255-260.
10. Hafsi, Zahreddine, Sami Elaoud, and Manoranjan Mishra. "A computational modelling of natural gas flow in looped network: Effect of upstream hydrogen injection on the structural integrity of gas pipelines." Journal of Natural Gas Science and Engineering 64 (2019): 107-117.
11. Haniffa, Mohamad Azmi, and Fakhruldin Mohd Hashim. "Recent developments in speed control system of pipeline PIGs for deepwater pipeline applications." Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology. No. 62. World Academy of Science, Engineering and Technology, 2012.
12. Hendrix, M. H. W., et al. "Characterization of the pressure loss coefficient using a building block approach with application to by-pass pigs." Journal of Petroleum Science and Engineering 150 (2017): 13-21.
13. Idelchik, Isaak E. "Handbook of hydraulic resistance." Washington (1986).
14. Kunz, Oliver, and Wolfgang Wagner. "The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: an expansion of GERG-2004." Journal of chemical & engineering data 57.11 (2012): 3032-3091.
15. Liu, Shangjunnan, Shuhai Liu, and Huaping Xiao. "Impacts of structural parameters of baffle plate on jetting pigging robot in the underwater oil and gas pipeline." Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment 236.1 (2022): 3-18.
16. Marangon, Alessia, and MARCO NICOLA Carcassi. "Hydrogen–methane mixtures: Dispersion and stratification studies." International journal of hydrogen energy 39.11 (2014): 6160-6168.
17. Nguyen, Tan Tien, et al. "Speed control of PIG using bypass flow in natural gas pipeline." ISIE 2001. 2001 IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings (Cat. No. 01TH8570). Vol. 2. IEEE, 2001.
18. Peng, Ding-Yu, and Donald B. Robinson. "A new two-constant equation of state." Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals 15.1 (1976): 59-64.
19. Quarton, Christopher J., and Sheila Samsatli. "Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation." Applied Energy 275 (2020): 115172.
20. Rabby, Md Insiat Islam, et al. "Flow Characteristics of Disk Bypass Pipeline Inspection Gauge (PIG) in Natural Gas Pipelines using Computational Fluid Dynamics." CFD Letters 13.4 (2021): 11-37.
21. Redlich, Otto, and Joseph NS Kwong. "On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions." Chemical reviews 44.1 (1949): 233-244.
22. Singh, A., and R. A. W. M. Henkes. "CFD modeling of the flow around a by-pass pig." BHR North American Conference on Multiphase Production Technology. BHR, 2012.
23. Tabkhi, Firooz, et al. "A mathematical framework for modelling and evaluating natural gas pipeline networks under hydrogen injection." International journal of hydrogen energy 33.21 (2008): 6222-6231.
24. Talbizadeh, Asghar, and Mohammad Mehdi Keshtkar. "Numerical and experimental study on a bypass pig motion in oil transmission pipeline: a case study." Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 10 (2020): 3007-3023.
25. Tolmasquim, S. T., and A. O. Nieckele. "Design and control of pig operations through pipelines." Journal of Petroleum Science and Engineering 62.3-4 (2008): 102-110.
26. Van der Waals, Johannes Diderik. Over de Continuiteit van den Gas-en Vloeistoftoestand. Vol. 1. Sijthoff, 1873.
27. Van Spronsen, G., et al. "Field experience with by-pass pigging to mitigate liquid surge." BHR International Conference on Multiphase Production Technology. BHR, 2013.
28. Witkowski, Andrzej, et al. "Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines." International Journal of Pressure Vessels and Piping 166 (2018): 24-34.

29. Zhang, P. C., L. Hu, J. Zhang, M. Y. Wu, and C. J. Tang. 2021a. “Considerations on blending hydrogen into natural gas pipeline networks in western China.” Journal of International Petroleum Economics 29 (9): 73–78.
30. Zhang, Heng, et al.2021b"Effects of hydrogen blending on hydraulic and thermal characteristics of natural gas pipeline and pipe network." Oil & Gas Science and Technology–Revue d’IFP Energies nouvelles 76 (2021): 70.

УДК 622.692.4

Modeling and simulation analysis of bi-directional PIG based on the pseudo-rigid body model

Xincheng Guo[1], Ruixin Bao[1], Jia Li[1], Xiangguang Sun[2], Zhen Pan[1], Guiyang Ma[1]
1 – Liaoning Petrochemical Univ., Fushun City, China;
2 – Special Equipment Supervision and Inspection Institute, Fushun City, China

Abstract. Pipeline inspection gauge (PIG) is essential to ensure the safe transportation of oil and gas pipelines. The sealing disc is an essential part of the bi-directional PIG. In a natural gas transmission pipeline, the sealing disc is in close contact with the inner wall of the pipeline, providing conditions for the fluid to be pressurized and creating a pressure difference for the PIG's movement. The friction contact between the PIG and the pipe wall directly affects the efficiency of the PIG. Therefore, the mathematical model of the contact behavior between the sealing disc and the pipe wall can provide theoretical guidance for the pigging operation. In this paper, the pseudo-rigid body dynamics model of the sealing disc is established, which can be used to calculate the friction and deformation of sealing disc in pipeline. The finite element model of the PIG operating in straight pipe and girth weld pipe was established and verified. The trend of friction with interference, sealing disc thickness, and friction coefficient was obtained using the pseudo-rigid body model. The theoretical derivation and simulation of the PIG through the girth weld process were carried out. The results showed that the pseudo-rigid body model was in good agreement with the actual dynamic characteristics of PIG. The research results can guide the engineering practice and make the pig move smoothly.

Keywords： Pipeline inspection gauge, Pseudo-rigid body model, Kinetic model, Force of friction, Girth welds

Introduction

With the rapid development of petroleum industry, pipeline transportation has become one of the five major transportation systems (Sivakumar et al., 2018). Ensuring the integrity of oil and gas transmission pipelines is very important for pipelines' safe and efficient operation (Heidari et al., 2009). Regular pigging and testing operations are the most economical and efficient safety measures for oil and gas pipeline operations. Pigging and detecting operations are coordinated, and pigging is carried out several times before detection operations to achieve the detector operating conditions (Naeini et al., 2021). As an important part of the bi-directional PIG, the sealing disc is in close contact with the pipe's inner wall, thus forming a fluid pressure to drive the movement of the PIG (Zhu et al., 2015). During movement, the sealing disc is subject to sliding friction and environmental influences (bumps, elbows, girth welds, etc.). Therefore, studying the dynamic behavior of PIG in the pipeline is essential.

The movement of the PIG inside the pipe is a complex kinetic problem (Liang et al., 2017), and the ability of the PIG to move is related to the frictional contact behavior between the sealing disc and the pipe wall. However, in the contact process between the sealing disc and the pipe wall, the measurement of contact stress and deformation of the sealing disc are complicated problems. Due to the limitations of the pipe, traditional and new measurement techniques cannot measure the contact force between the sealing disc and the pipe wall (Wang et al., 2019). There is no practical method to measure the contact force between the sealing disc and the pipe wall in real time, and most of them rely on simulation software to calculate the contact force. Cao (Cao et al., 2020) established a three-dimensional finite element model of the cup PIG using the method of nonlinear regression to obtain the equation relationship between the contact stress and the interference of the cup and established a

prediction model for the driving force required by the PIG under normal operating conditions. Jiang (Jiang et al., 2021) established a three-dimensional nonlinear finite element model of the cup PIG, using the area of the cup in contact with the pipe wall to evaluate the sealing ability and passing ability at the elbows. The magnitude of the contact stress was used to evaluate the PIG's sealing ability and passing capacity at the passing elbow. Chen (Chen et al., 2022) introduced a sealing disc deformation measurement method based on inverse measurement, where the point cloud data before and after the cup enters the pipe can be obtained by utilizing a three-dimensional laser scanner, which in turn predicts the deformation of the sealing disc.

Many scholars have also studied the motion characteristics of PIG in elbows, girth welds, and dents (Zhu et al., 2019). Liu (Liu et al., 2020) developed a three-dimensional finite element model of the PIG moving inside a pipe bend and investigated the influence of parameters such as friction coefficient on the motion process of the PIG through the pipe bend. Zhang (Zhang et al., 2022) developed an equivalent dynamics model of the sealing disc of a PIG based on the damping of Kelvin springs and simulated the process of the sealing disc passing through the girth weld. Zhang (Zhang et al., 2020) utilized finite element software to analyze the stresses as well as strains of the PIG in the pipe with a depression.

Compared with finite element analysis and experiment, the mathematical model of PIG has the characteristics of low cost and real-time analysis. Since the PIG has few moving parts, the PIG can be regarded as a flexible mechanism. In this paper, the PIG's motion was analyzed using the pseudo-rigid body theory, and the theoretical model of the PIG moving in the pipeline was established and verified by the finite element method.

The pseudo-rigid body model of PIG

Mathematical model of PIG

Fig. 1 shows the force analysis diagram of the PIG moving in a straight pipe. In order to facilitate the derivation of the equations when the PIG moves in the pipe and simplify the analysis , the following assumptions were given for the operation of the PIG in the pipe: (1) the structure of the PIG was simplified into two parts: the PIG body and the sealing disc; (2) the influence of the friction coefficient by the temperature was disregarded. P_1 is the upstream fluid pressure, P_2 is the downstream fluid pressure, v is the velocity of the PIG, F_f is the frictional resistance to the PIG, and mg is the gravitational force of the PIG.

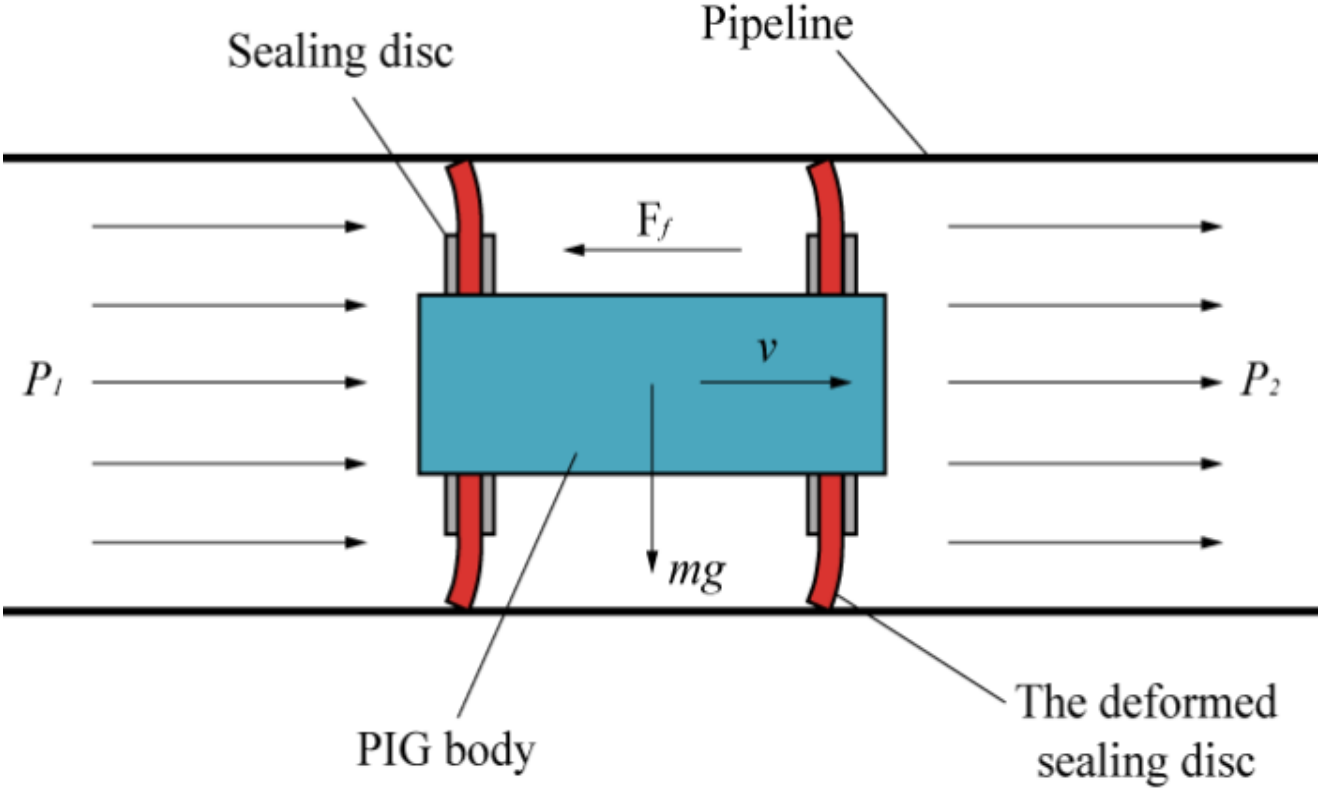


Figure 1 – Force analysis of PIG moving in the pipeline

In a straight pipe, the PIG is subjected to the fluid pressure and the frictional resistance of the pipe wall, and the equation of motion in a horizontal straight pipe is:

$$ma = (P_1 - P_2)s - F_f \tag{1}$$

Where a is the acceleration of the PIG in operation, m/s^2; m is the mass of the inner detector, kg; s is the effective area of the PIG sealing disc, m^2; F_f is the frictional resistance suffered during the movement of the PIG.

Pseudo-rigid body modeling theory

Howell proposed the pseudo-rigid body model (PRBM) (Howell, 2013). This theory is applied to the dynamic and static analysis and design of flexible mechanisms. This method applies the existing rigid mechanism theory to analyze the flexible body and simplifies the nonlinear analysis of the large deflection of the flexible mechanism. Lyon (Lyon et al., 1997) combined PRBM with the Lagrange equation to derive the ordinary differential equation of linear motion and the natural frequency of the parallel guiding mechanism. Boyle (Boyle et al., 2003) conducted an experimental study on the dynamic response and compared it with the pseudo-rigid body model with a minor error. Therefore, the model can accurately approximate the dynamic response of the flexible mechanism, which further expands the practicability of the model.

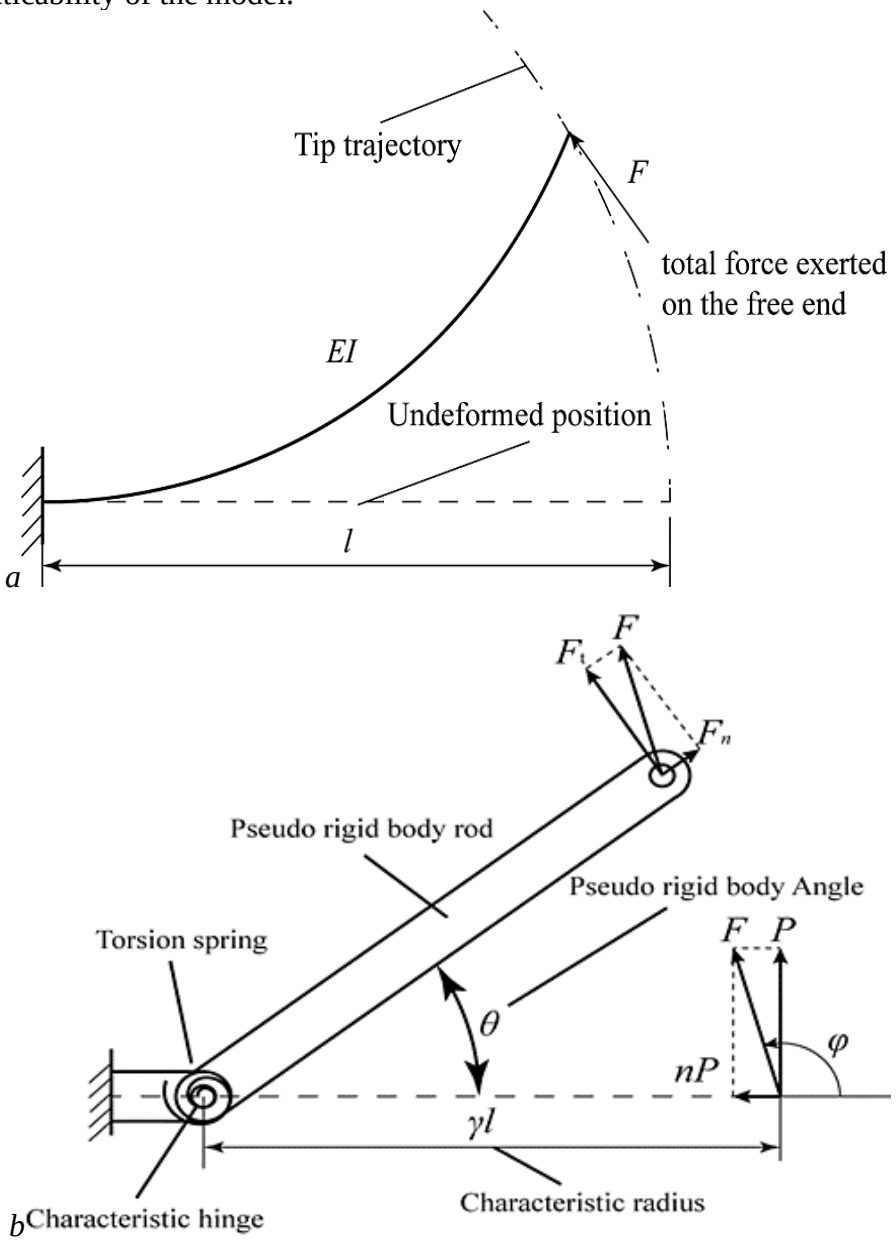


Figure 2 – Cantilever beam with free end loading and its pseudo-rigid body model. (a) Cantilever beam with free end loading, (b) pseudo-rigid body model of cantilever beam

An equal-section flexible cantilever beam stressed at the free end is shown in fig. 2(a). Its pseudo-rigid body model is shown in fig. 2(b), where an articulated linkage replaces the flexible rod. The characteristic hinge of this rigid member is located at a distance of γl from the length of the free end of the linkage, with γ being the characteristic radius coefficient. The articulation point has a torsion spring that responds to the deformation resistance of the beam. γl is the characteristic radius and the length of the pseudo-rigid rod. The pseudo-rigid body angle θ is the angle between the pseudo-rigid body link and the undeformed position.

Derivation of the friction formula

The sealing disc cross-section can be regarded as a cantilever beam stressed at the free end in the side view profile. Fig. 3 shows the side view of the deformation under the contact between the sealing disc and the pipe. The disc was uniformly divided into several cantilever beams, and each cantilever beam was modeled using pseudo-rigid-body theory. A pseudo-rigid-body model of the sealing disc was obtained, which described the deflection of the flexible connecting rod by using rigid-body members with equivalent deflection characteristics.

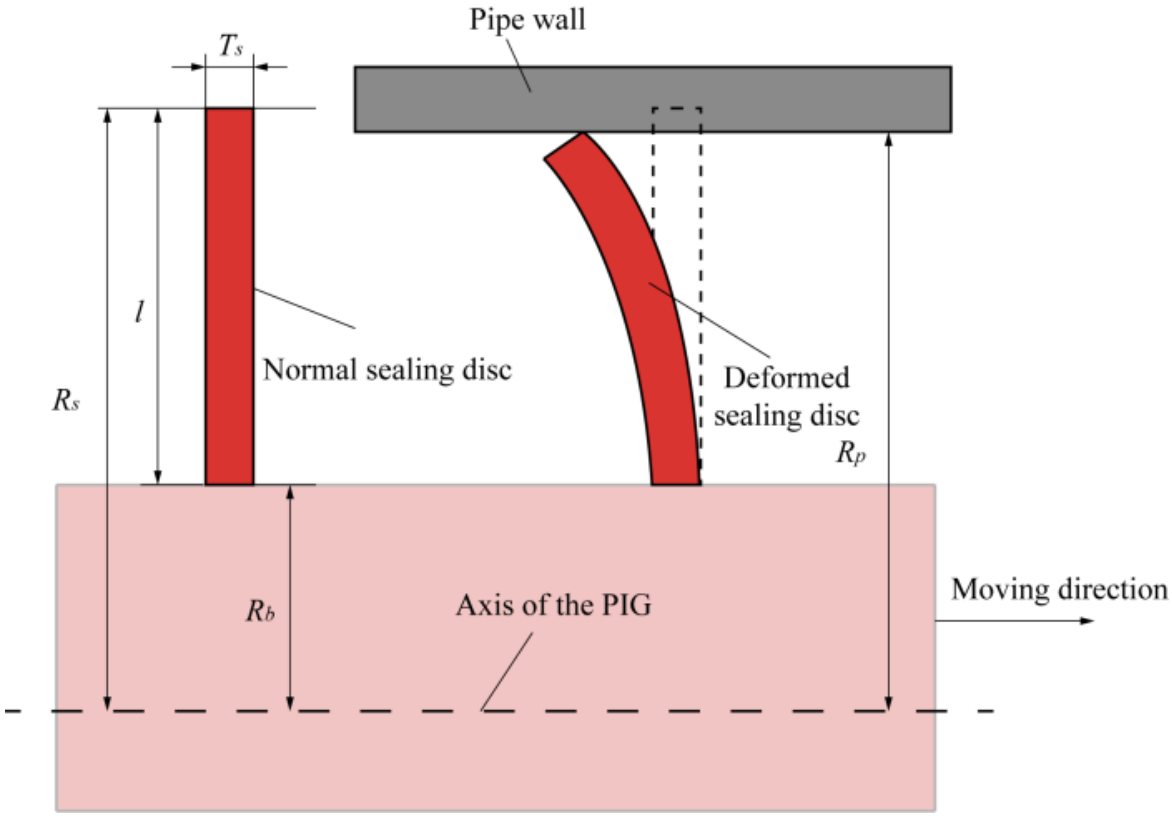


Figure 3 – Section view of the contact deformation between PIG seal disc and pipe

Divide the sealing disc into N sector units. The Angle between each sector element is

$$\varphi = \frac{2\pi}{N} \tag{2}$$

The arc length of the sector element is

$$\hat{l} = \mathrm{R}_s \cdot \phi \tag{3}$$

Each sector element was approximated as a square rod, the height of the rod h was the thickness of the straight sealing disc T_s, and the width of the rod b was approximated as the sector arc length. The sealing disc of the PIG was transformed into a pseudo-rigid body model, as shown in figure 4. The bending moment of inertia of a square bar is calculated as

$$I = \frac{bh^3}{12} \tag{4}$$

By combining equations (2), (3), and (4), the bending inertia moment of the square bar can be obtained as

$$I = \frac{R_s T_s^3 \pi}{6N} \tag{5}$$

The force on a single beam of the pseudo-rigid body model of the sealing disc is shown in fig. 5. The end point of the straight plate PIG is subject to the supporting force F_N of the pipeline and the friction force F_f of the pipeline. Friction can be created by support

$$F_f = \mu \cdot F_N \tag{6}$$

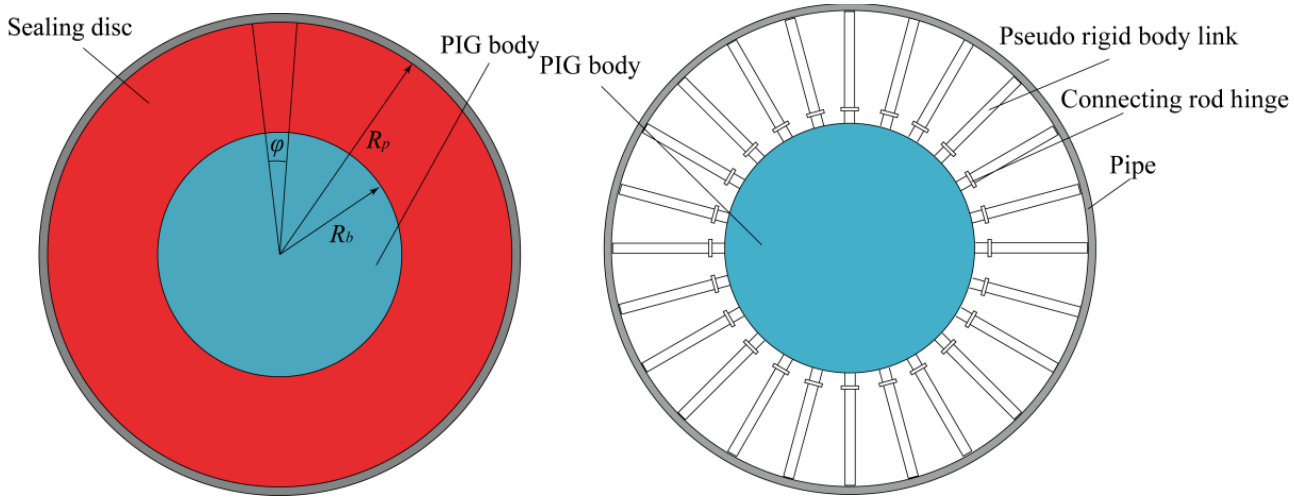


Figure 4 – Pseudo-rigid body model of PIG. (a) Main view of PIG in pipe, (b) Pseudo-rigid body model of PIG after partition

As shown in the fig. 2, *b*, the force acting on the cantilever beam is *F*, and the component forces are *P* and *nP*. *n* represents the relation between one component of *F*, *nP*, and the other component, *P*. In the pseudo-rigid body model of the PIG, the vertical component *P* corresponds to the friction F_f of the connecting rod subjected to the pipeline, and the axial component *nP* corresponds to the supporting force F_N of the connecting rod subjected to the pipeline.

F is the total force exerted on the free end of the cantilever beam, which was obtained by the Pythagorean theorem

$$F = P\sqrt{n^2 + 1} \tag{7}$$

By combining (6) and (7), the relationship between *n* and the friction coefficient is

$$n = \frac{1}{\mu} \tag{8}$$

According to the literature (Howell, 2013), the optimal value of the characteristic radius coefficient γ can be obtained by the following equation, and the corresponding relationship between γ and *n* can be expressed by the equation as

$$\gamma = \begin{cases} 0.841655 - 0.0067807n + 0.000438n^2 & (0.5 < n < 10) \\ 0.852144 - 0.0182867n & (-1.8316 < n < 0.5) \\ 0.912344 + 0.0145928n & (-5 < n < -1.8316) \end{cases} \tag{9}$$

The corresponding relationship between γ and friction coefficient μ can be deduced by combining (8) and (9) as follows

$$\gamma = 0.841655 - \frac{0.0067807}{\mu} + \frac{0.000438}{\mu^2} \tag{10}$$

Set the inner radius of the pipeline as R_p, the radius of the PIG body as R_b, and the radius of the sealing disc of the PIG as l. The expression of pseudo-rigid body Angle θ is shown in Equation (11).

$$\theta = \arccos \frac{R_p - R_b - (1-\gamma)l}{\gamma l} \tag{11}$$

The tangential component of the load is

$$F_t = F \sin(\phi - \theta) \tag{12}$$

Where φ is the acting Angle of the load.
This load can be represented by dimensionless α^2_t

$$\alpha_t^2 = \frac{F_t l^2}{EI} \tag{13}$$

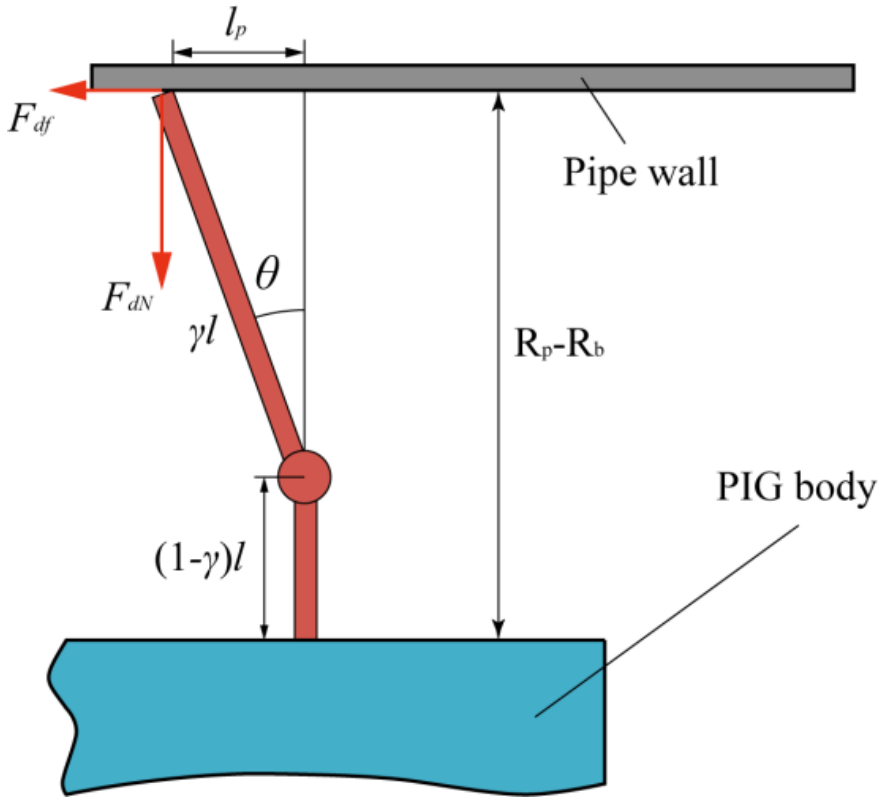


Figure 5 – Stress analysis of a single beam of the PIG pseudo-rigid body model

The relationship between force and deformation can be expressed as

$$\alpha_t^2 = K_\theta \theta \tag{14}$$

The bending resistance of a beam can be expressed by the dimensionless torsion spring coefficient K_θ, which is called the stiffness coefficient. According to (Howell, 2013), the relationship between K_θ and n is shown in Eq. (15).

$$K_\theta = 2.654855 - 0.0509896n + 0.0126749n^2 - 0.0014204n^3 + 0.0000585n^4 \tag{15}$$

The torque T at the hinge is the product of the torsion spring constant K and the angular deformation θ, that is

$$T = K\theta \tag{16}$$

This torque can also be expressed as the product of the transverse force F_t and the lever (the length of the pseudo-rigid body bar)

$$T = F_t \gamma l \tag{17}$$

Combine (16) and (17), obtaining F_t

$$F_t = \frac{K\theta}{\gamma l} \tag{18}$$

Combine formula (13) and (14) together to obtain Eq. (19)

$$\frac{F_t l^2}{EI} = K_\theta \theta \tag{19}$$

By substituting equation (18) into equation (19) and eliminating the pseudo-rigid body Angle θ, the torsional spring constant equation (19) can be derived.

$$K = \gamma K_\theta \frac{EI}{l} \tag{20}$$

By connecting the vertical lines (7), (12) and (18), the supporting force F_{dN} of the pipe wall on a single rigid connecting rod is obtained, as shown in the equation

$$F_{dN} = \frac{K_\theta E R_s T_s^3 \pi \theta}{6Nl^2 \sin(-\theta)\sqrt{1+\frac{1}{\mu^2}}} \tag{21}$$

The contact force generated by a single pseudo-rigid linkage multiplied by N is equal to the total contact force F_N of the sealing disc

$$F_N = \frac{K_\theta E R_s T_s^3 \pi \theta}{6l^2 \sin(-\theta)\sqrt{1+\frac{1}{\mu^2}}} \tag{22}$$

Friction formula of PIG through girth weld

The distance of the pigging operation is usually tens of kilometers or more, and the connection between the pipes will create a girth weld. Therefore, the PIG will contact the girth weld several times during the pigging process. In order to solve this problem, the friction force of the PIG was predicted when it passed through the girth weld.

Ignoring the radial deviation of the PIG through the girth weld, only the displacement x of the PIG along the axis was considered, so the PIG was symmetric along the central axis through the girth weld process. Fig. 6 shows the barrier side view of the PIG passing through the girth weld. When x=0, the pseudo-rigid rod contacts the girth weld. Due to interference contact, the pseudo-rigid connecting rod has an initial bending Angle θ. The cartesian coordinate system OXY was established with the girth weld starting point O as the origin. The center coordinate C of the girth weld is (a,-b). When $x > 0$, the connecting rod passes through the girth weld, and the distance from the torsion spring to the Y axis is $lp+x$.

According to the Pythagorean theorem, the length of AC is

$$l_{AC} = \sqrt{\left(a - l_p - x\right)^2 + \left(Rp - Rb - (1-\gamma)l + b\right)^2} \tag{23}$$

By triangle Angle relation

$$\alpha = \delta - \beta \tag{24}$$

δ is determined by the law of cosine

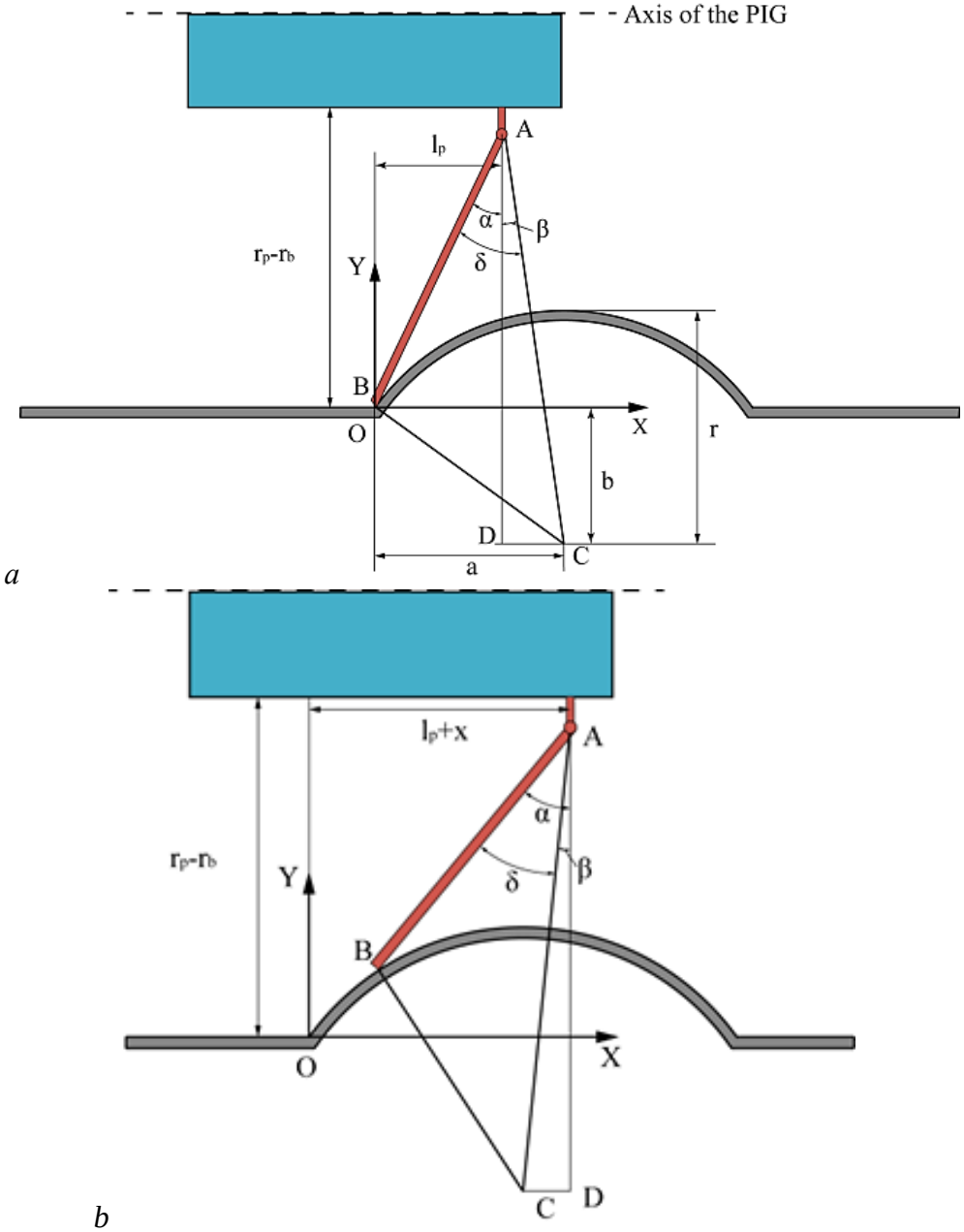
$$\delta = \arccos\left(\frac{\gamma^2 l^2 + l_{AC}{}^2 - r^2}{2\gamma l \cdot l_{AC}}\right) \tag{25}$$

β is obtained by geometric relation

$$\beta = \arctan\left(\frac{a - l_p - x}{R_p - R_b - (1-\gamma)l + b}\right) \tag{26}$$

The connecting rod deflection Angle α can be obtained when the PIG passes through the girth weld

$$\alpha = \arccos\left(\frac{\gamma^2 l^2 + \left(a - l_p - x\right)^2 + \left(R_p - R_b - (1-\gamma)l + b\right)^2 - r^2}{2\gamma l\sqrt{\left(a - l_p - x\right)^2 + \left(R_p - R_b - (1-\gamma)l + b\right)^2}}\right) - \arctan\left(\frac{a - \gamma l \sin\theta - x}{R_p - R_b - (1-\gamma)l + b}\right) \tag{27}$$



a

b

Figure 6 – Schematic diagram of the overall PIG model passing through the straight pipe bump. (a) The top of the connecting rod contacts the starting point of the bump, (b) during the process of passing through the bump

The formula of friction force received by the sealing disc when it passes through the girth weld is

$$F_N = \frac{K_\theta E R_s T_s^3 \pi \alpha}{6l^2 \sin(-\theta)\sqrt{1+\frac{1}{\mu^2}}} \tag{28}$$

Differential equation of PIG motion

The dynamics equation of the PIG is established by using Lagrange equation, and the PIG was assumed to have n pseudo-rigid links in the pipeline, and the generalized coordinate q can be expressed as $q = [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \theta_3 \quad \cdots \quad \theta_n]^T$, this model has n degrees of freedom. The mass of each connecting rod is $m = M/n$, where M is the mass of the disc, then the kinetic energy of the system is

$$T = \frac{1}{6}m\gamma^2 l^2 \dot{\theta}_1^2 + \frac{1}{6}m\gamma^2 l^2 \dot{\theta}_2^2 + \frac{1}{6}m\gamma^2 l^2 \dot{\theta}_3^2 + \cdots + \frac{1}{6}m\gamma^2 l^2 \dot{\theta}_n^2 \tag{29}$$

As the PIG moves in the pipe, the pseudo-rigid connecting rod rotates, and the increased or decreased potential energy of the upper and lower connecting rods cancels each other out, so the potential energy has only an elastic term, and the system potential energy is

$$U = \frac{1}{2}\gamma K_\theta \frac{EI}{l}\theta_1^2 + \frac{1}{2}\gamma K_\theta \frac{EI}{l}\theta_2^2 + \frac{1}{2}\gamma K_\theta \frac{EI}{l}\theta_3^2 + \cdots \frac{1}{2}\gamma K_\theta \frac{EI}{l}\theta_n^2 \tag{30}$$

Substitute Lagrange's equation:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{\partial T}{\partial \dot{q}_i}\right) - \frac{\partial T}{\partial q_i} + \frac{\partial U}{\partial q_i} = Q_i \qquad (i = 1, 2, \cdots, n) \tag{31}$$

The equivalent differential equation of the disc based on the pseudo-rigid body model is

$$\begin{pmatrix} \frac{1}{3}m\gamma^2 l^2 & & & & \\ & \frac{1}{3}m\gamma^2 l^2 & & & \\ & & \ddots & & \\ & & & \frac{1}{3}m\gamma^2 l^2 & \\ & & & & \frac{1}{3}m\gamma^2 l^2 \end{pmatrix} \ddot{\theta} + \begin{pmatrix} \gamma K_\theta \frac{EI}{l} & & & & \\ & \gamma K_\theta \frac{EI}{l} & & & \\ & & \ddots & & \\ & & & \gamma K_\theta \frac{EI}{l} & \\ & & & & \gamma K_\theta \frac{EI}{l} \end{pmatrix} \theta = F \tag{32}$$

Based on the pseudo-rigid body model, the kinetic differential equation of the PIG sealing disc was established.

Validation of pseudo-rigid body model

As shown in Fig. 7, the finite element model of pig entering and moving in the straight pipe was established by Ansys Workbench. The model dimensions were the same as those of the Zhu (Zhu et al., 2015) drag experiment. The drag experiment was performed in a dry pipe without fluid, so the drag force was equal to the friction force of the PIG. Displacement was applied to the PIG to simulate the drag of the motor. After the friction was stabilized, the friction of the finite element model was observed and compared with the experiment. As shown in Fig. 8, the change curve of the contact force obtained by using the finite element model for the PIG entering the pipe until after the stable movement, the contact force increases sharply during the process of the PIG entering the pipe, and the contact force decreases after the PIG enters the pipe, and finally reaches the stable value. The average contact force of each sealing disc obtained by finite element calculation was 26648N, close to the average contact force of 26924.83N obtained by experiment. Thus, the accuracy of the finite element model was verified.

The structural dimensions of the bi-directional PIG used in this section to verify the pseudo-rigid body model formula are shown in Fig. 9. The PIG has two sealing discs, and the PIG body was in the middle. The diameter D_s of the sealing disc was determined according to the inner diameter of the pipeline and the interference quantity formula, and the value range of the sealing disc thickness was 30-60mm.

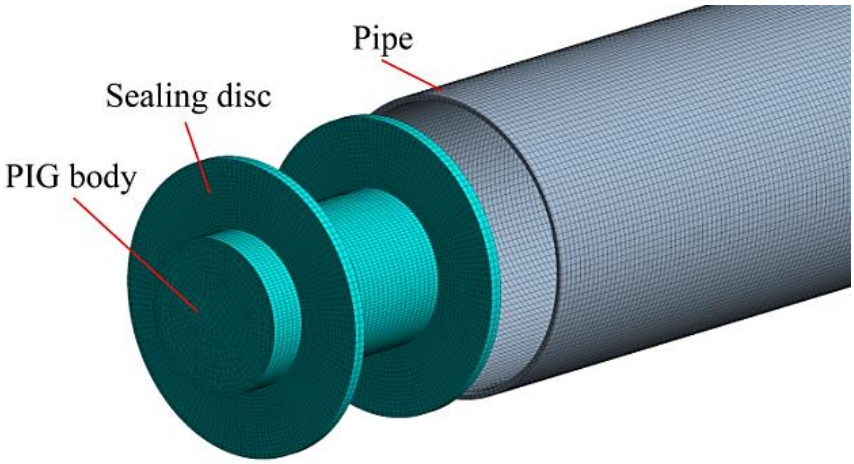


Figure 7 – Finite element model of PIG entering straight pipe

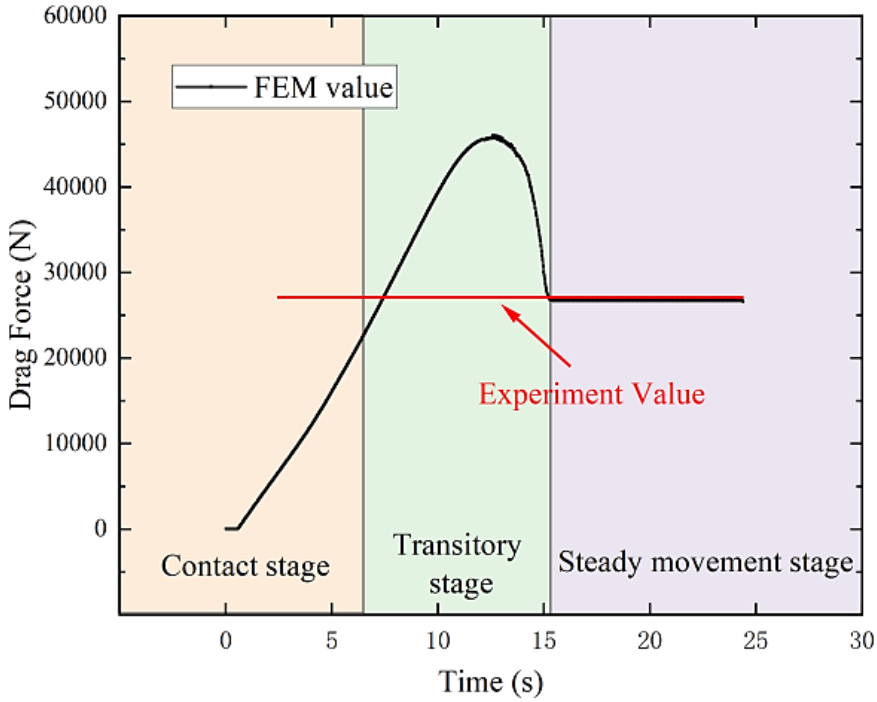


Figure 8 – Curve of drag force of PIG entering pipe with time

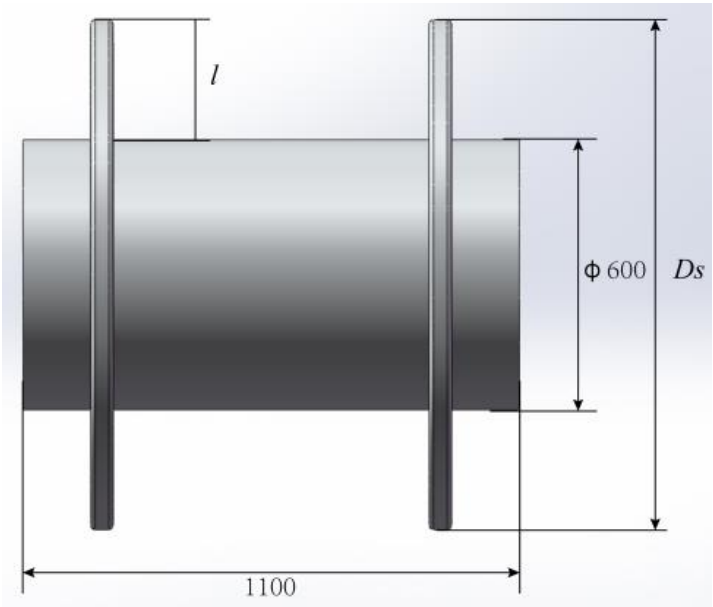


Figure 9 – 3D model of bi-directional PIG

The formula for calculating the interference amount of the sealing disc of the PIG is shown in equation (33):

$$\varepsilon = \frac{d_s - d_p}{d_p} \tag{33}$$

The three-dimensional finite element model of PIG moving in a horizontal straight pipe was established. The parameters of the finite element model are shown in the table.1. By changing the friction coefficient, interference amount and the thickness of the sealing disc, the friction between the PIG and the pipe was calculated by finite element simulation.

Table 1 – Parameters of FEM of bi-directional PIG

Parameters	Value
Elastic modulus of sealing disc E	8Mpa
Poisson ratio of Seal disc μ_s	0.42
Seal disc density ρ_s	2200kg/m^3
Elastic modulus of pipe E_p	201Gpa
Poisson ratio of pipe μ_p	0.3
Pipe density ρ_p	7850kg/m^3
Inside diameter of pipe D_p	1016mm
PIG body diameter D_b	600mm

The ideal mesh should have sufficient resolution, high quality, and appropriate mesh density, which is related to the method of mesh division, the choice of size, the degree of regional subdivision, and the strategy formulated according to the specific model. Because the bi-directional PIG is a rotating body, the whole body is relatively regular, so the hexahedral mesh division method was adopted. Fig. 10 shows the cell quality contour of the PIG mesh. Most of the area of the PIG has a mesh quality above 0.9, while near the bottom, the mesh quality is about 0.85.

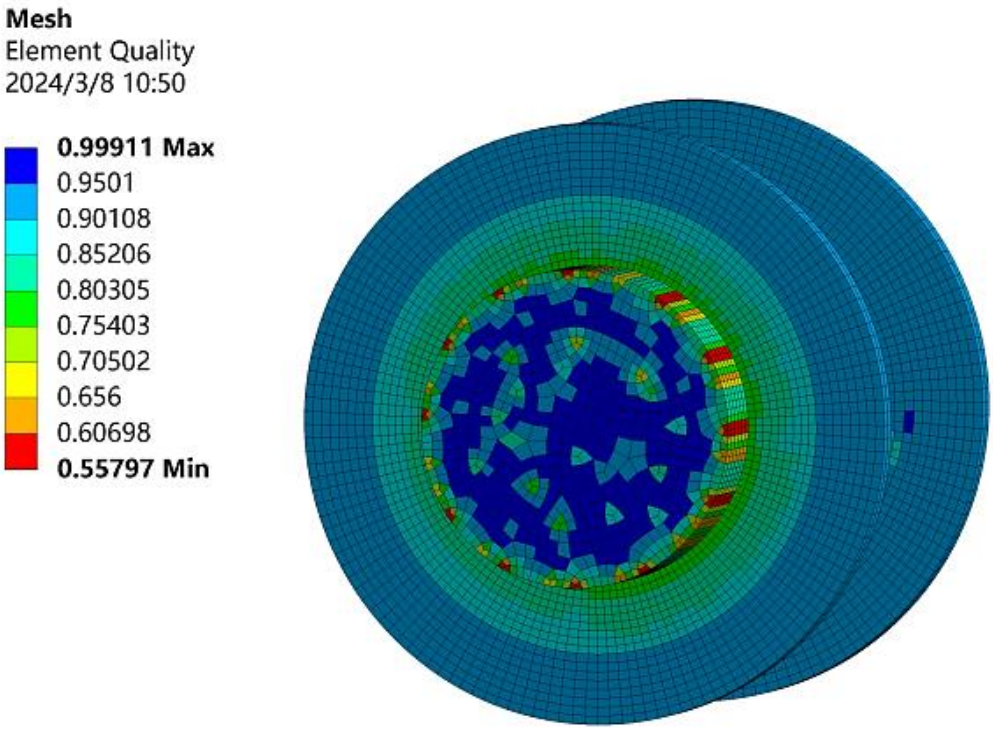


Figure 10 – Mesh quality contour of the PIG

When the mesh size was less than 20mm, the mesh size had little effect on the simulation results. Therefore, the size of the sealing disc and pipe in the mesh division was controlled with a 20mm dimension, and the finite element model contained 599,497 nodes and 396,519 elements.

Results

Comparison of deformation

Due to the interference contact between the sealing disc and the pipe, the pseudo-rigid connecting rod has a bending Angle θ. The projected length l_p of the pseudo-rigid connecting rod on the pipe wall is calculated as the deformation of the sealing disc for comparison. The formula for lp is shown in (34).

$$l_p = \gamma l \sin\theta = \gamma l \sin\left(\arccos\left(\frac{R-(1-\gamma)l}{\gamma l}\right)\right) \tag{34}$$

The deformation of the sealing disc was obtained through the deformation contour. The comparison of deformation under different interference is shown in fig. 11. The curve obtained by the pseudo-rigid body model has the same variation trend as that obtained by the finite element model. The amount of deformation increased gradually with the increase of interference. As can be seen from fig. 11, when the interference amount was small, the formula value was close to the FEA value, and the gap between the formula value and FEA value increased with the increase of the interference amount. Because with the increase of interference, the length of the pseudo-rigid connecting rod increased, and the Angle θ increased. The error of the pseudo-rigid body model increased with the increase of θ, increasing the difference between the pseudo-rigid body model and the finite element model, with the maximum error of 3.8%, indicating that the pseudo-rigid body model has stable and accurate deformation prediction ability under the friction coefficient change.

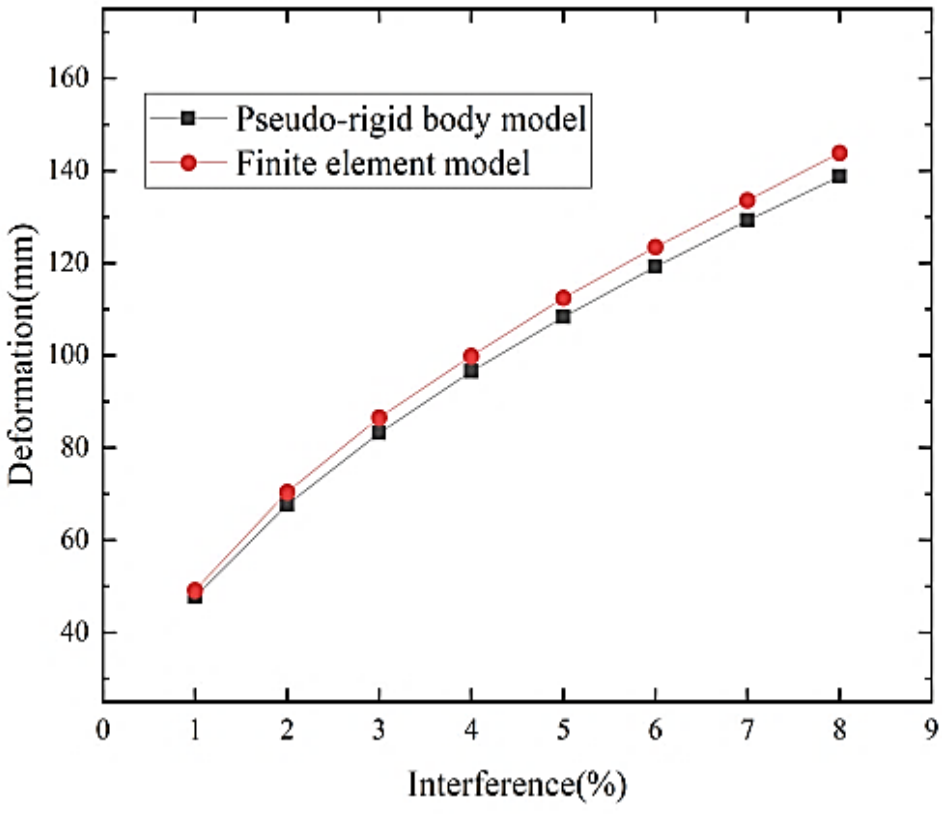
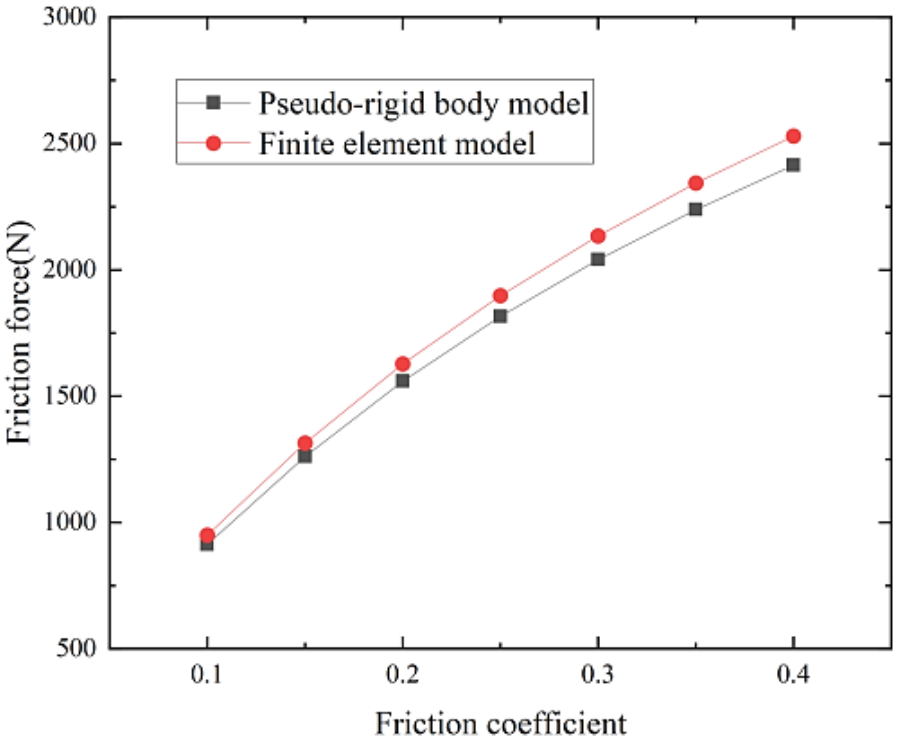


Figure 11 – Comparison of the deformation obtained by the formula and the finite element model

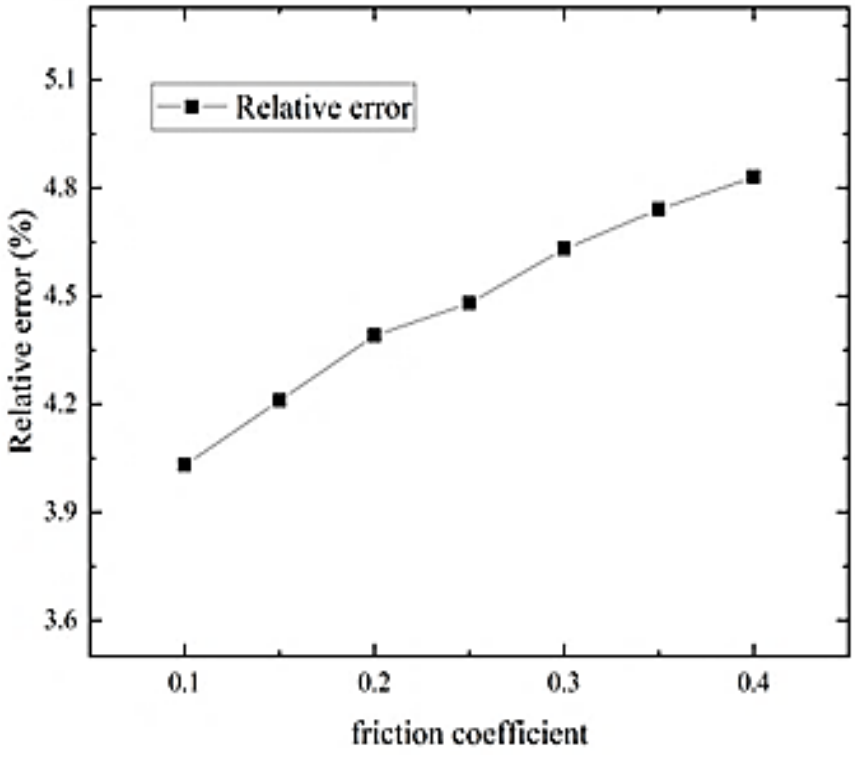
Influence of friction coefficient

The thickness of the sealing disc was 40mm, the interference quantity was 4 %, and the variation range of the friction coefficient was set to 0.1-0.4. The variation trend of the friction force with the friction coefficient was obtained.

It can be observed from fig. 12(a) that the variation trend of friction calculated by the pseudo-rigid body model and the finite element model was the same, and the friction did not increase linearly with the increase of the friction coefficient. When the friction coefficient increased, the increasing speed of friction decreased. Because as the coefficient of friction increases, the deformation of the sealing disc is larger, and the contact force generated on the pipeline is smaller, the friction is reduced. The pseudo-rigid body model reflects the characteristics of the sealing disc. The friction force obtained by the finite element model is greater than that obtained by the pseudo-rigid body model because the pseudo-rigid body model ignores the tension between the two adjacent sections of the sealing disc.



a



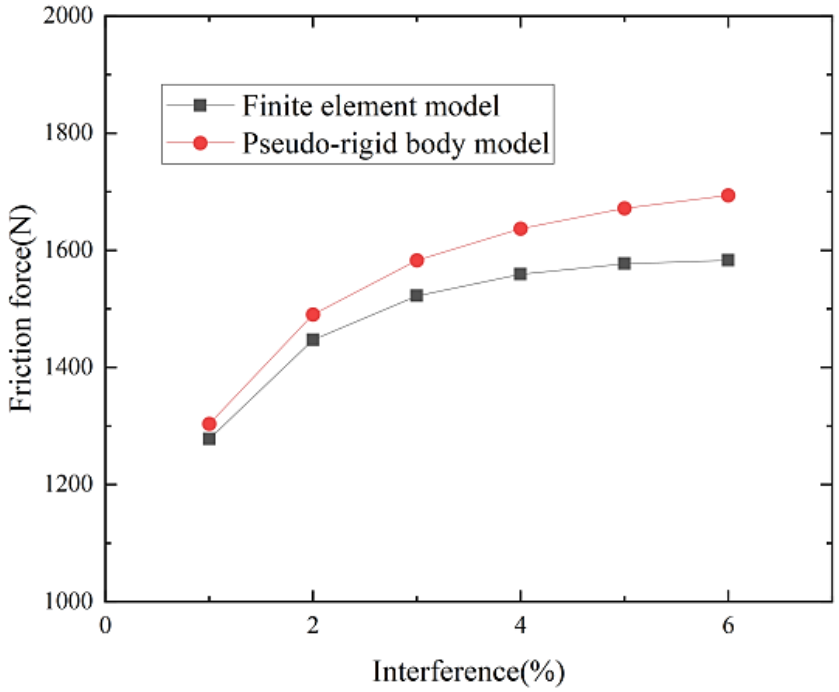
b

Figure 12 – The curve of friction with friction coefficient is obtained by using the formula and finite element model. (a) Comparison between formulas and finite element models, (b) The relative error of the formula

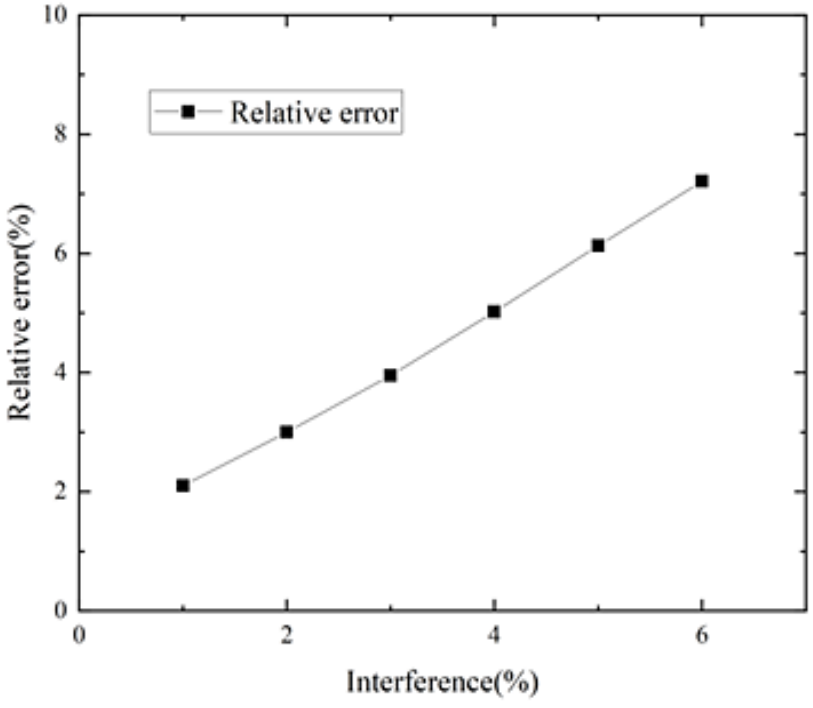
As shown in Fig. 12(b), with the increase of friction coefficient, the friction difference between the pseudo-rigid body model and the finite element model increased, but the relative error of the pseudo-rigid body model was between 4%-4.8%, indicating that the pseudo-rigid body model can accurately reflect the change of friction force with the friction coefficient.

Influence of interference

Kept the thickness of the sealing disc at 40mm. The friction coefficient range between the sealing disc and the pipe was 0.1-0.4, so the friction coefficient of 0.2 was selected for study. By changing the size of the sealing disc to change the interference amount, set the interference change range to 1 %-6 %. The variation trend of friction with interference was obtained.



a



b

Figure 13 – The variation curve of friction with interference is obtained by using formula and finite element model. (a) Comparison between formulas and finite element models,
(b) The relative error of the formula

Figure 13 shows the relationship between the amount of interference and the friction generated by a sealing disc. From fig. 13(a), it can be seen that friction increases rapidly at low interference but relatively slowly at high interference. Because when the amount of interference is small, the deformation of the sealing disc initially depends on compression. As the diameter of the sealing disc increases, the contact force relies on the bending of the sealing disc, and the growth trend of the contact force slows down. As pointed out by Jouzani (2024), the friction coefficient of polyurethane sealing discs is pressure-dependent and varies with the contact pressure changes caused by interference. In the future research, a pressure-dependent friction coefficient model will be integrated into the analysis and simulation frameworks. Through this approach, the curve depicting the variation of frictional force with the interference magnitude is anticipated to be modified. This modification aims to more precisely mirror the real-world scenario, thereby furnishing a more comprehensive comprehension of the interaction between the sealing disc and the pipeline under diverse interference conditions.

The friction force obtained by the formula was close to the finite element model at low interference but different from the finite element model at high interference. As can be seen from fig. 13(b), the relative error of the pseudo-rigid body model increases with the increase of interference, mainly because the deformation angle of a single cantilever beam increases with the increase of interference. For the pseudo-rigid body model, the larger the deformation angle, the larger the error of the formula.

Influence of thickness of sealing disc

Kept the friction coefficient of 0.2, the interference amount of 4%, and set the thickness range of the sealing disc to 30-60mm. The variation trend of friction force with the thickness of the sealing disc was obtained.

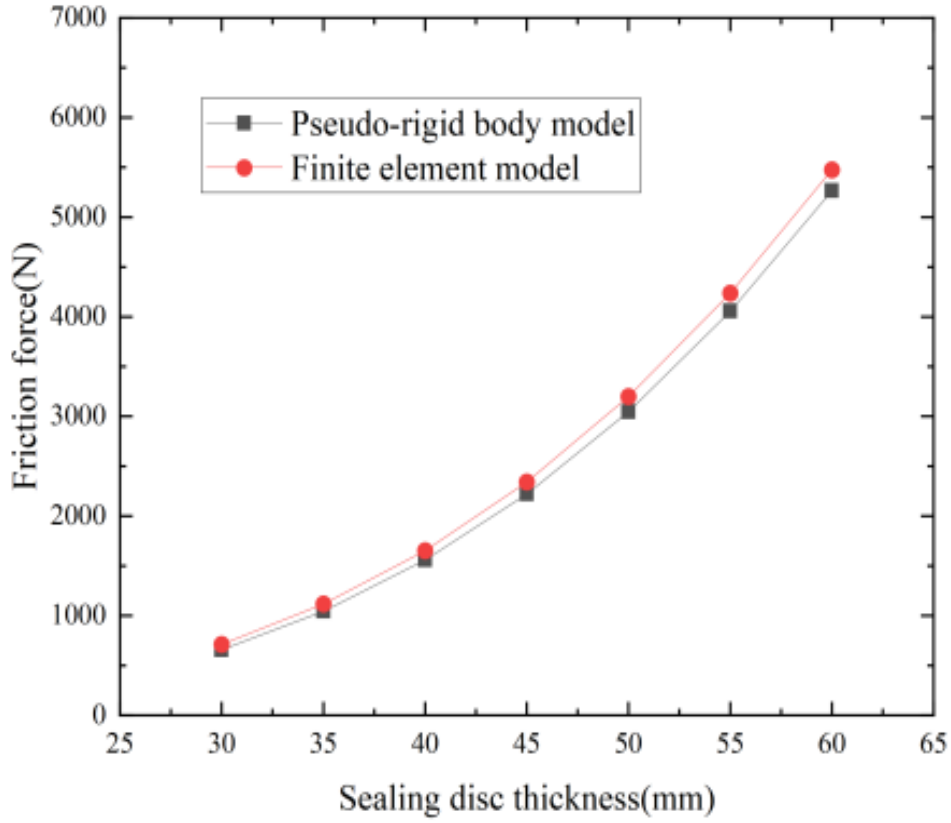
The variation curve of friction force with the thickness of the sealing disc is shown in fig. 14(a). With the increase of the thickness of the sealing disc, the increase of friction force became larger. Because the stiffness of the sealing disc increases with the increase of thickness. Thus, the contact force significantly increased. However, an excessive increase in the thickness of sealing discs increased the wear rate, and the more appropriate configuration method was to increase the number of sealing discs.

As the thickness of the sealing disc increased, the curve obtained by the formula was close to the curve obtained by simulation. As can be seen from fig. 14(b), the relative error of the pseudo-rigid body model decreased with the increase of the thickness of the sealing disc. Because the deformation of the sealing disc decreased with the increase of the thickness of the sealing disc, and the accuracy of the pseudo-rigid body model increased.

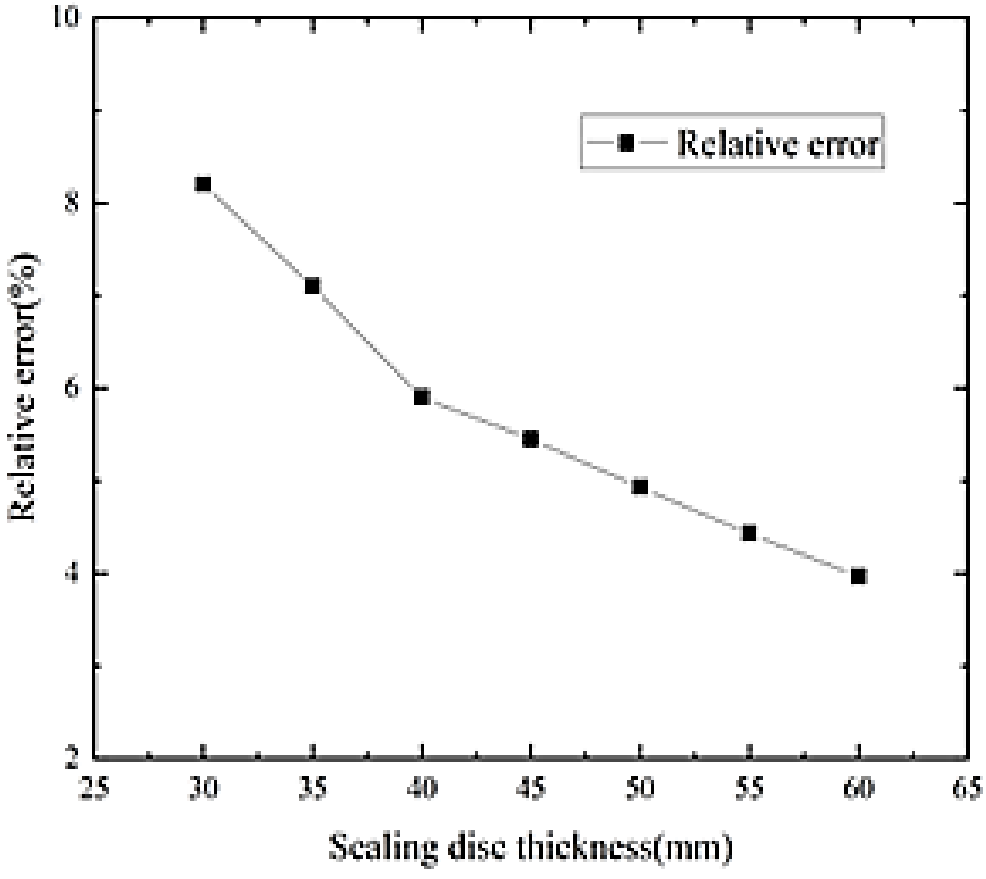
Model of PIG through girth weld

The finite element model of the PIG passing through the girth weld was established, and the simulation results were compared with the formula values, where b=100mm and r=150mm. The friction coefficient between the sealing disc and the tube wall was set to 0.2.

Fig. 15 shows the variation curve of the torsion angle of the connecting rod and the friction force exerted on the sealing disc with respect to displacement when the PIG passes through the girth weld. The horizontal axis denotes the PIG displacement, which is calculated from the point where the seal disc initially contacts the girth weld. During the passage of the girth weld, the torsion angle of the connecting rod continuously increases. As the height of the contact point rises, the growth rate of the torsion angle gradually slows down. When the end of the connecting rod reaches the highest point of the weld, both the torsion angle and the friction force attain their maximum values. After passing through the highest point, the torsion angle α commences to decrease and eventually loses contact with the girth weld surface. As depicted in Fig. 16, after the contact point reaches the top and travels a short distance, the connecting rod disengages from the girth weld and re-establishes contact with the pipe wall at a certain distance from the rear end of the girth weld.



a



b

Figure 14 – The curve of friction with the thickness of sealing disc was obtained by using the formula and finite element model. (a) Comparison between formulas and finite element models, (b) The relative error of the formula

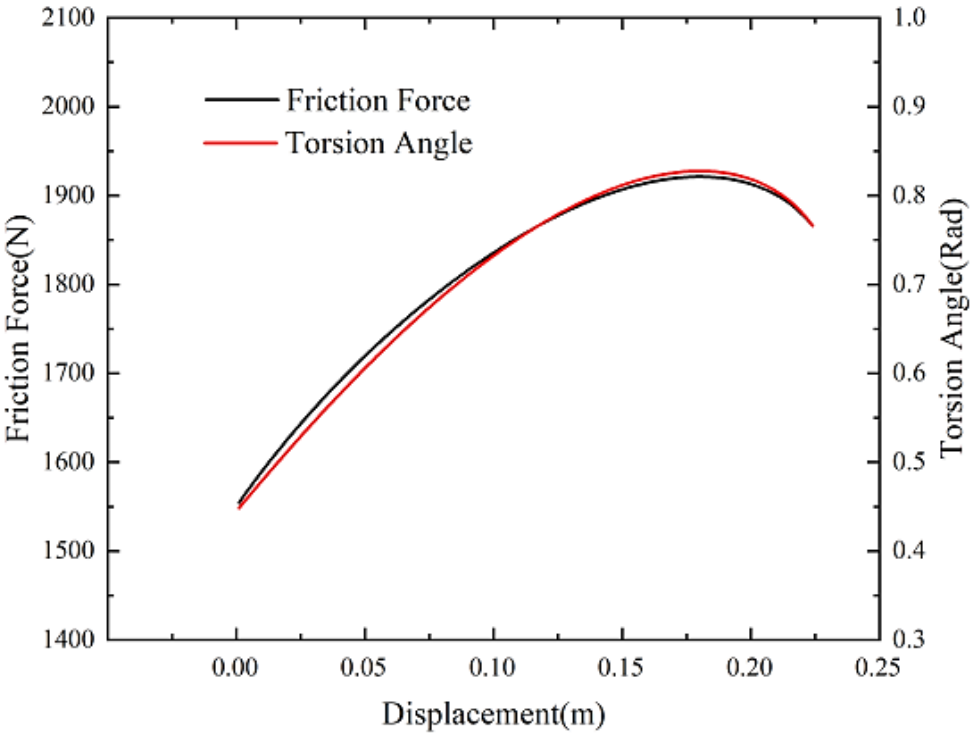


Figure 15 – The change of the torsion Angle of the connecting rod and the friction force of the sealing disc with displacement in the process of passing the girth weld

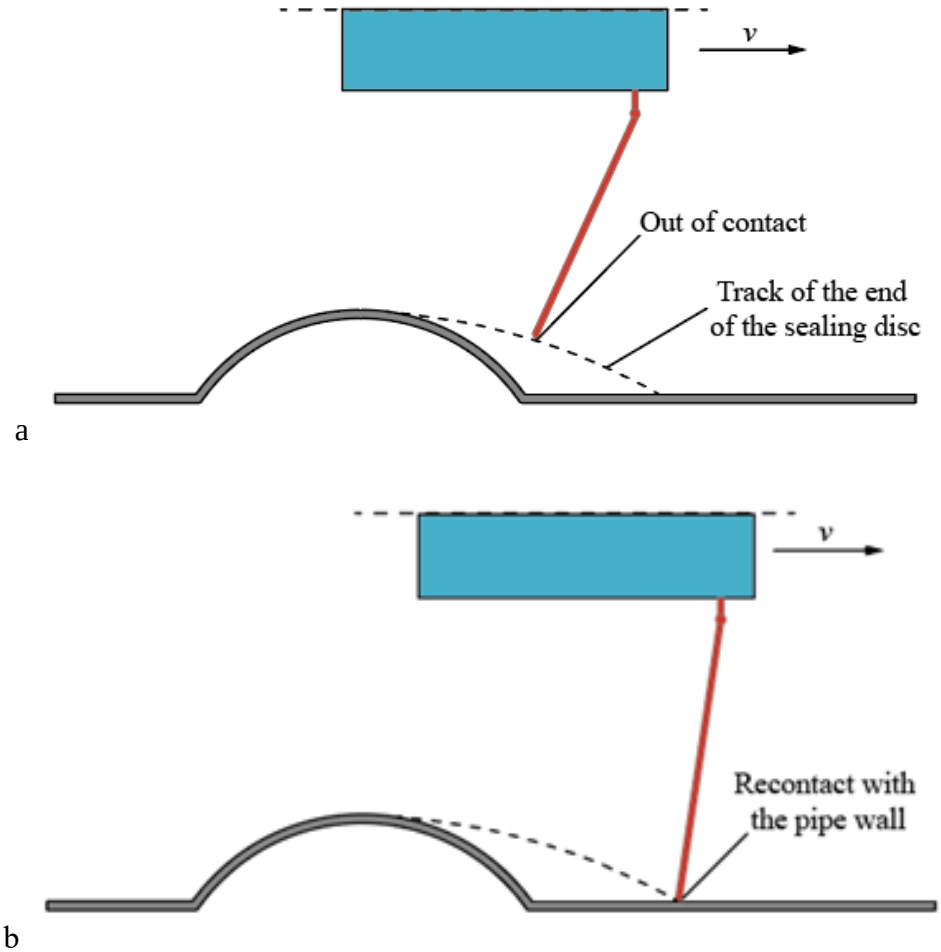


Figure 16 – The connecting rod is out of contact with the girth weld, the end of the connecting rod (a) is in the air, (b) retouches the pipe wall

In the finite element model, the pressure was applied to the back end of the PIG, and the pressure was set as 0.001MPa, 0.002MPa, and 0.003MPa, respectively, to simulate the pressure difference of the PIG. The change curve of PIG velocity with displacement under different pressures obtained by the formula is shown in fig. 17. As can be seen from Fig. 17, when the sealing disc touched the girth weld, the speed of the PIG decreased rapidly. After passing the girth weld, the speed of the PIG gradually returned to the speed before passing the girth weld. During the process of the PIG passing through the girth weld, the sealing disc was squeezed by the girth weld inside the pipe. Its shape changes, increasing the amount of interference relative to the inner diameter of the pipe, which in turn increases the positive pressure exerted by the pipe on the sealing disc and further increases the friction between them. After passing through the girth weld, under the influence of the pressure difference between front and rear, the PIG returns to the previous speed.

It can be seen from the Fig. 17 that the FEM velocity is slightly lower than that of the PIG obtained by the formula, because the friction formula did not take into account the thrust force of the fluid on the sealing disc, which increases the friction force on the PIG, making the velocity obtained by the FEM smaller than that obtained by the formula.

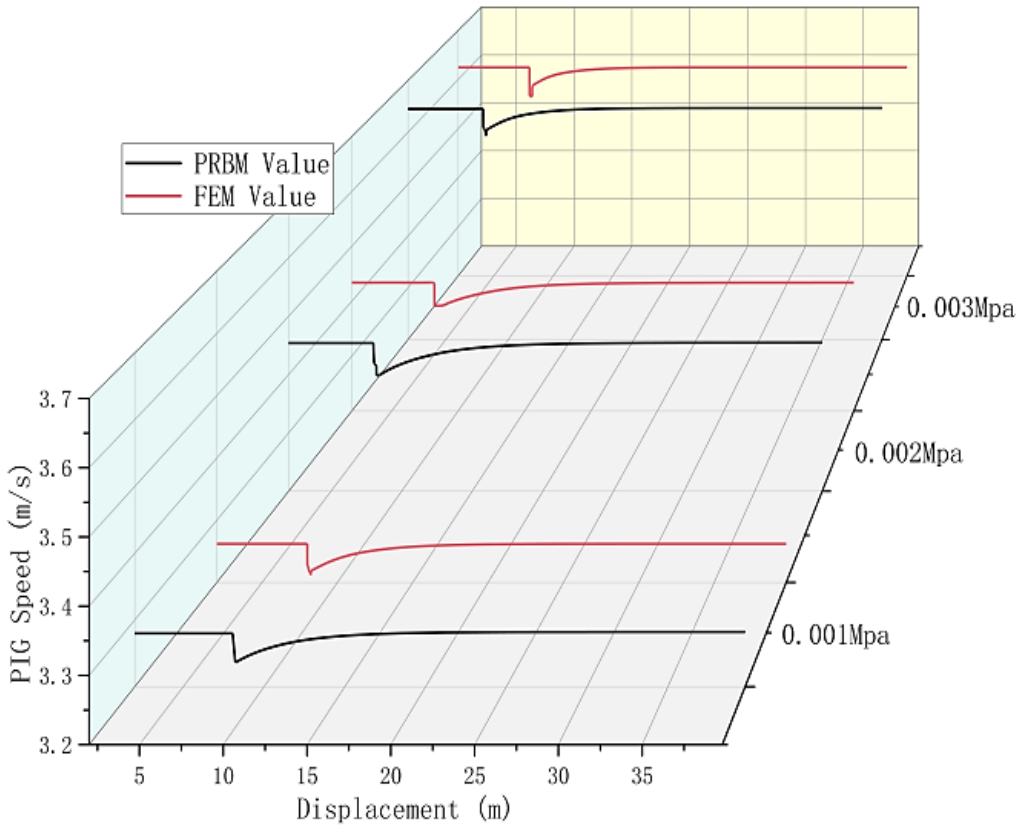


Figure 17 – Curve of PIG velocity with displacement under pressure difference

Conclusion

(1) In this study, the contact force of the sealing disc and the pipe wall was analyzed theoretically. The pseudo-rigid body theory was introduced into the mathematical model of the PIG according to the deformation characteristics of the interference contact between the sealing disc and the pipe wall. The deformation and contact force formula of the sealing disc of the PIG were derived. The dynamic model of the PIG through the girth weld and the differential equation of the PIG movement was obtained.

(2) Compared with other models, PRBM has the advantages of less freedom and fewer parameters to be determined. Through the finite element model verification, the pseudo-rigid body model of PIG can accurately reflect the friction coefficient, interference amount, and the influence of the thickness of the sealing disc on the friction. This model can be used to calculate the friction force of the straight plate PIG moving in the pipeline.

(3) The calculation results of the dynamic characteristics of the PIG through the girth weld by the pseudo-rigid body model were consistent with the actual dynamic characteristics of the PIG. Therefore, the model can be used to predict problems that may occur when the PIG passes through obstacles, reduce the occurrence of the stuck phenomenon, save the cost of pigging work, and improve the efficiency of pigging work.

Data Availability Statement

Some or all data, models, or code that support the findings of this study are available from the corresponding author upon reasonable request.

Acknowledgments

This work was supported by the (Liaoning Provincial Natural Science Foundation project "Pipeline Repair and Inspection Integrated robot") under Grant (No.20180550466).

Glossary

a: distance from the center of the pipe circumferential weld to the starting point in the axial direction

b: vertical distance from the center of the pipe circumferential weld to the starting point

E: modulus of elasticity of sealing disc

K: torsion spring constant of the pseudo-rigid body rotating pair

K_θ: beam bending stiffness coefficient

l: length of micro-element cantilever beam

l_p: projection of sealing disc deformation on pipe wall

r: radius of pipe girth weld

R_b: PIG body radius

R_s: Radius of sealing disc

R_p: Inside radius of pipe

T: torque generated by the rotating pair

Ts: Thickness of sealing disc

α: torsion angle of the pseudo-rigid connecting rod due to PIG over the annular weld seam

γ:pseudo-rigid body characteristic radius coefficient

θ: Approximate angle of pseudo-rigid connecting rod

μ:Friction coefficient of contact between PIG and pipe

φ: the angle between each micro-element after dividing the sealing disc into multiple micro-elements.

References:

1. Boyle, C., Howell, L. L., Magleby, S. P., & Evans, M. S., 2003. Dynamic modeling of compliant constant-force compression mechanisms. Mechanism and machine theory, 38(12), 1469-1487.
2. Cao, Y., Liu, C., Tian, H., Zhang, S., & Sun, Y., 2020. Prediction of the driving force for a cup pig based on the distribution of contact stress. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 81, 103415.
3. Chen, Z., Qiu, X., & Yang, L., 2022. Deformation and stress analysis of cup on pipeline inspection gauge based on reverse measurement. Energy Science & Engineering, 10(7), 2509-2526.
4. Heidari, A. H., Mehrandezh, M., Paranjape, R., & Najjaran, H., 2009. Dynamic analysis and human analogous control of a pipe crawling robot. In 2009 IEEE/RSJ International Conference on Intelligent Robots and Systems (pp. 733-740). IEEE.
5. Howell, L. L., 2013. Compliant mechanisms. In 21st Century Kinematics: The 2012 NSF Workshop (pp. 189-216). London: Springer London.
6. Jiang, J., Zhang, H., Ji, B., Yi, F., Yan, F., & Liu, X., 2021. Numerical investigation on sealing performance of drainage pipeline inspection gauge crossing pipeline elbows. Energy Science & Engineering, 9(10), 1858-1871.
7. Jouzani, S. and M.H. Soorgee, Experimental and numerical investigation on hyperelastic sealing disc contact behavior in pipeline, a comparison between fluid-driven and pull-through approaches. Journal of Pipeline Science and Engineering, 2024: p. 100232.

8. Liang, Z., He, H., & Cai, W., 2017. Speed simulation of bypass hole PIG with a brake unit in liquid pipe. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 42, 40-47.
9. Liu, C., Wei, Y., Cao, Y., Zhang, S., & Sun, Y., 2020. Traveling ability of pipeline inspection gauge (PIG) in elbow under different friction coefficients by 3D FEM. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 75, 103134.
10. Lyon, S. M., Evans, M. S., Erickson, P. A., & Howell, L. L., 1997. Dynamic response of compliant mechanisms using the pseudo-rigid-body model. In International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference (Vol. 80432, p. V01DT25A010). American Society of Mechanical Engineers.
11. Naeini, H. S., & Soorgee, M. H., 2021. Experimental investigation on sphere PIG movement in multiple thickness pipe. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 95, 104152.
12. Sivakumar, P., Sircar, A., Deka, B., Anumegalai, A. S., Moorthi, P. S., & Yasvanthrajan, N., 2018. Flow improvers for assured flow of crude oil in midstream pipeline-A review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 164, 24-30.
13. Wang, S., Yao, X. F., Yang, H., & Huang, S. H., 2019. Measurement and evaluation on contact stress at the rubber contact interface. Measurement, 146, 856-867.
14. Zhang, H., Dong, J., Cui, C., & Liu, S., 2020. Stress and strain analysis of spherical sealing cups of fluid-driven pipeline robot in dented oil and gas pipeline. Engineering Failure Analysis, 108, 104294.
15. Zhang, H., Gao, M. Q., Tang, B., Cui, C., & Xu, X. F., 2022. Dynamic characteristics of the pipeline inspection gauge under girth weld excitation in submarine pipeline. Petroleum Science, 19(2), 774-788.
16. Zhu, X., Wang, W. , Zhang, S., & Wang, C. ., 2017. The Pig Gravity Impact on Its Frictional Force in Oil and Gas Pipeline. The 27th International Ocean and Polar Engineering Conference. (pp. ISOPE-I). ISOPE.
17. Zhu, X., Zhang, S., Li, X., Wang, D., & Yu, D., 2015. Numerical simulation of contact force on bi-directional pig in gas pipeline: At the early stage of pigging. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 23, 127-138.
18. Zhu, X., Zhao, C., Li, X., Zhang, S., & Liu, S., 2019. Direct observation of odometer trajectory when passing over weld in oil and gas pipeline. Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice, 10(1), 05018006.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

B

Borisova O. V. 342

D

Devisheva K. M. 345

F

Fangzhou Zhou 382

G

Guiyang Ma 407

H

Harchenko E. V.....376

J

Jia Li 382, 407

K

Khan K. 342
Kolotiy D. Yu. 324

L

Lozhkina T. V. 372, 376

M

Mazalova V. I. 372
Miklina O. A. 324, 355, 369

O

Ordina V. S. 324

P

Pesch N. A. 345
Poluboyartsev E. L.....324

R

Ruixin Bao 382 407

S

Shchegleva M. S. 355
Shvedov D. A.....333
Sokhodon G. V. 366

X

Xiangguang Sun.....382, 407
Xiaoguang Song.....382
Xincheng Guo 382 407

Z

Zhen Pan 407

А

Алексанян К. Г. 223
Алефиров И. А. 209
Анашкин Н. В.....109
Ахмедов А. С.....120

Б

Байдукова М. А. 258
Барыкина Е. В. 162
Беликова Н. А.....194
Бердашкевич В. В. 182
Бойчук З. В. 209
Бокиева Ш. К.....295
Борисова О. В. 226
Бучак Р. В. 10

В

Валиева А. А.....138
Васильев Н. С. 250
Вельтистова О. М.....20
Вишератина Н. П. 29
Волков А. Н. 126, 132
Воробьев М. Р. 321

Г

Герберт Д. В. 199
Головин А. Р.....299
Горелкина Е. И. 88, 124
Горожанин И. В.....272
Горячевский А. С. 303
Горячкин Д. А. 74, 151
Грунской Т. В. 318, 321

Д

Девликамов Р. Н. 269
Демченко Н. П.....52
Демченко Н. П.....115
Денисов И. А. 74, 151
Дорфман М. Б.....299
Дроздов М. А.....336
Дроздова А. Н. 327, 336, 379
Дудников В. Ю.....26
Дуркин В. В. 362
Дымова Д. И. 146, 149

Ж

Жданов К. Ю. 126
Желудова М. С. 34

З

Зверев Ф. С. 233

И

Иванов П. А. 74, 151
Игнатик А. А. 164
Имаев Р. И. 160
Исупова Е. В.....294

К

Калашник Г. Г. 272
Каменских С. В.....47
Карсаков А. В. 78
Керюта А. В. 160
Керюта А. В. 162
Киян П. И. 132
Ковалев С. А. 94
Колоколова И. В 52
Коптяев Д. Л. 327
Кохан Д. А. 247
Кочкина Ю. В. 29
Крамской Л. И. 175
Круслякова Е. С. 379
Кузьбожев П. А. 172
Куранов А. В. 61

Курьянов В.Д.....162
Кучаев Э. Р. 138

Л

Лауденшлегер Л. О. 314
Лебедь А. Д.....253
Леонович И. А. 182
Леонтьев С. А. 94
Лютоев А. А.....185
Лютоева Е. В. 185

М

Маракова И. А. 68
Маракова И. А., ...20
Матвеев В. И.....238, 352
Матейчук Л. В. 132
Мелентьев В. А. 237, 241
Миронова Д. Н. 146, 149
Михеев М. А. 309, 312
Михеевский Е. В. 318

Н

Напалков К. Ю. 327
Некучаев В. О. 220
Николаева Т. Н. 142
Нор Е. В. 112
Нор М. А. 112
Носова Л. П.....194

О

Обидов Ш. Ш. 295
Ордина В. С. 115
Осадчая Г. Г. 26
Осипов К. М. 86

П

Пармузина М. С. 101
Парфенова Е. К.....146, 149
Пильник Ю. Н. 43
Плохушко Я. О. 213
Полубоярцев Е. Л.....362
Попов Н. И.....287
Попова А. И. 287
Потапова А. С.....209

Р

Рагимова М. С. 120
Ракито О. Н.....247
Рахимов Б. Р. 295
Рекова Е. В.....43
Ростовщиков В. Б.....47 52

С

Савельев Д. Ю. 115
Саврей Д. Ю. 101
Саприн С. В. 26
Сатторов М. О. 269
Сбитнева Я. С 52
Семенычева К. Д. 74, 151
Семиткина Е. В. 287
Сенин С. В. 56
Сивкова Е. Р. 258
Симановская Е. Д.....223
Смирнова К. А.....194
Соболева О. С.....43
Сотникова А. Г 52
Стрюков П. В.....199

Т

Тарсин А. В.....220
Терентьева М. В. 175, 238, 241, 253
Тоболина И. И. 213
Тожиев О. О.....83, 269

У

Уляшева Н. М.....309, 312
Усмонов Л. М. 269

Ф

Федоров В. Т. 261, 265
Федоров П. В. 261, 265
Фокина А. А.....233

Х

Хамраева Л. Р. 295
Хамроев О. О.....295
Хан К. 226
Харочкин Я. И. 74, 151
Хасанов В. И. 160
Хисматуллина Ф. С.....160 162
Хурматуллин С. Р. 86

Ц

Цуканова А. Н. 309, 312, 314

Ч

Чикова Н. А. 294
Чупров И. Ф.....101

Ш

Шарипов К. К. 83
Шигапов Р. О.....172
Шиков И. А. 126, 132
Шишков М. А.....146, 149
Шмаков К. И.....202

Щ

Щукин И. А. 216

Я

Яворская Е. Е. 237
Яминов Ф. Ф.....83
Яхяев Н. Ш. 269