

Нефтяная столица

Сборник материалов Восьмого Международного
молодежного научно-практического форума

г. Сургут, 19-20 марта 2025 года

8th International Youth
Applied Research Forum
«Oil Capital»

Surgut, 19-20 March 2025

2025



Нефтяная столица

Сборник материалов Восьмого Международного молодежного научно-практического форума

г. Сургут, 19–20 марта 2025 года

Электронное текстовое издание

8th International Youth Applied Research Forum **«Oil Capital»**

Surgut, 19–20 March 2025

Санкт-Петербург
Наукоемкие технологии
2025

© Коллектив авторов, 2025
ISBN 978-5-00271-002-7

УДК 665.6/.7(082)
ББК 35.514я43
Н58

Н58 Нефтяная столица [Электронный ресурс]: сборник материалов Восьмого международного молодежного научно-практического форума; г. Сургут, 19–20 марта 2025 года. – СПб.: Наукоемкие технологии, 2025. – 371 с.: ил. – URL: https://publishing.intelgr.com/archive/Neftyanaya-stolitsa.pdf.

ISBN 978-5-00271-002-7

Сборник составлен на основе материалов докладов участников Восьмого международного молодежного научно-практического форума «Нефтяная столица». Заседания конференции посвящены обсуждению наиболее актуальных вопросов новой модели «умной экономики», основанной на инновационной трансформации нефтегазодобывающей отрасли, формирование благоприятной окружающей среды, создание условий становления автономного округа технологическим плацдармом России в освоении Севера и Арктики.

Издание адресовано научным работникам, аспирантам, студентам и специалистам в области нефтехимии, геологии, инженерии, экологии.

УДК 665.6/.7(082)
ББК 35.514я43

ISBN 978-5-00271-002-7
© Коллектив авторов, 2025

Научное издание

Нефтяная столица

Сборник материалов Восьмого международного молодежного
научно-практического форума

Электронное текстовое издание

Предназначено для просмотра средствами Adobe Reader 8.12 и старше,
Brava reader 3.0 и старше, eXPert Reader 2.0 и старше и т.п.

Подписано к использованию 23.07.2025.
Объем издания – 18,3 Мб.

Издательство «Наукоемкие технологии»
ООО «Корпорация «Интел Групп»
https://publishing.intelgr.com
E-mail: publishing@intelgr.com
Тел.: +7 (812) 945-50-63
Интернет-магазин издательства
https://shop.intelgr.com/

ISBN 978-5-00271-002-7



ОРГАНИЗАТОР:

- Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

СООРГАНИЗАТОРЫ:

- Совет молодых ученых Российской академии наук
- Российский национальный комитет Мирового нефтяного совета
- ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»
- БУ ВО ХМАО – Югры «Сургутский государственный университет»
- Союз «Торгово-промышленная палата Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»
- АНО «Интеллектуальный клуб»

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

- Демин Дмитрий Викторович, ФИЦ «Пущинский научный центр биологических исследований РАН», Институт фундаментальных проблем биологии РАН (Пущино);
- Татусь Николай Алексеевич, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Отдел «Прочность живучесть и безопасность машин», Лаборатория безопасности и прочности композитных конструкций;
- Сальников Антон Павлович, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Факультет проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, Кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ (Москва);
- Варфоломеев Михаил Алексеевич, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Химический институт им. А.М. Бутлерова (Казань)

ПАРТНЕРЫ:

ПАО «Газпром нефть»

ПАО «НК «ЛУКОЙЛ»

АО «ННК – Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»



ПАО «Сургутнефтегаз»



ПАО «НК «Роснефть»



ПАО «НК «Русснефть»



«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»



ООО «СИБУР»

Секция 1. «Современные технологические решения в нефтегазовой отрасли»

Создание новых технологий прогноза месторождений полезных ископаемых, сейсмо и электроразведки для их поиска и разведки, а также инновационных технологий разработки месторождений нефти, газа, стратегических металлов, алмазов и т. д.; утилизация попутного нефтяного газа в районах нефтедобычи; разработка ресурсосберегающих газогидратных технологий хранения и утилизации природных газов в условиях холодного климата Арктики; освоение морских месторождений, технологии поиска, разведки, разработки месторождений полезных ископаемых, их добычи и транспортировки; технологии эффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе; технологические решения для нефтегазовой промышленности, переработка природного газа; фундаментальные научные исследования в нефтегазовой отрасли, исследование пластовых систем месторождений нефти и газа; перспективы работы на арктическом шельфе, особенности нефтегазопромысла в Арктике.

Секция 2. «Промышленное развитие: от идеи до технологии»

Разработка новых типов транспортных средств для обеспечения и совершенствования транспортного обслуживания, робототехнических и автоматизированных систем, использование электротранспорта на основе новых типов источников энергии для горнодобывающих предприятий в Арктике; разработка ветроэнергетических установок новых типов и назначения в северном исполнении, учитывающих ветроэнергетический потенциал арктической зоны России, в том числе для обеспечения Северного морского пути; разработка новых средств автономного энергоснабжения на основе атомных станций малой мощности, предназначенных для работы в условиях Арктики, новых топливных элементов и материалов для них, литий-ионных аккумуляторов высокой ёмкости, радиоизотопных источников энергии. Разработка новой технологии получения хладостойкой стали, коррозионно-стойкой в морской воде, фундаментальных основ ионно-плазменных технологий создания новых морозостойких покрытий на хладостойких сталях и сплавах, создание защитных покрытий на основе ниобия и карбида ниобия на узлах и механизмах для перекачки нефти и агрессивных жидкостей, изготовленных из сталей различных марок; разработка инновационной технологи специальной марки титано оксидного наполнителя, выделенной из отходов обогащения хибинских руд для его применения при получении термостабилизирующих и радиационностойких покрытий и изолирующих материалов; решение проблемы создания новых сплавов на основе ниобия и молибдена с повышенной низкотемпературной пластичностью; разработка технологических приёмов прямого микролегирования стали бором для организации производства сталей арктического применения; разработка новых технологий создания аэрогелей на основе перспективных теплоизолирующих материалов для новых образцов техники, строительных конструкций и спецодежды, предназначенных для арктических условий, а также молекулярных и полимерных компонентов, предназначенных для создания новых морозостойких композитов, малая энергетика для повышения качества жизни коренных малочисленных народов Севера; технологии для различных видов транспорта; технологии в агропромышленном комплексе, технологии мониторинга и прогнозирования состояния окружающей среды, предотвращения и ликвидации ее загрязнения; технологии предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера; технологии новых и возобновляемых источников энергии, технологии энергосбережения; технология переработки кварцевого песка, глины, торфа и иных местных материалов; технология водоподготовки; новые технологии сортировки и переработки бытовых и промышленных отходов.

Секция 3. «Экология. Зеленые технологии»

Теоретическая экология.

Темы обсуждения: Проблемы по разработке концептуальных подходов к управлению эволюцией природных и антропогенных экосистем с учетом задачи сохранения их средообразующих функций и законов их изменчивости в пространстве и во времени под влиянием естественных и антропогенных факторов. Моделирование структуры и функций экосистем, управления биопродукционными процессами. Оценка современного состояния и прогноз изменения экосистем в результате возможных изменений климата и антропогенных воздействий. Влияния глобальных климатических изменений и хозяйственной деятельности человека на состояние почв и поверхностных вод суши; оценка экологической роли почв и почвенного покрова в эмиссии и стоке парниковых газов; изучение экологической роли почв в формировании и сохранении планетарного биологического разнообразия.

Прикладная экология.

Темы обсуждения: Разработка технологий в области восстановления экосистем, рекультивации техногенно-нарушенных территорий, переработке техногенных образований и отходов. Разработка и внедрение «зеленых», энергоэффективных, ресурсосберегающих технологий в мегаполисах. Экологические проблемы сельского хозяйства и пути их решения. Оценка опасности и риска природных и природно-техногенных процессов, современные методы исследования природных процессов и решения прикладных задач, связанных с применением новых фундаментальных знаний о формировании изменений и изменчивости элементов окружающей природной среды. Разработка экологоцентрической концепции природопользования.

Экологическое право, экологическая этика, экологическая мораль.

Темы обсуждения: Правовые основы обеспечения предотвращения вреда окружающей среде, рационального использования природных ресурсов, охраны жизни и здоровья человека, защиты экологического равновесия, свободного доступа к экологической информации и др. Общие вопросы экологической этики и морали.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ» 15

К ВОПРОСУ АНОМАЛИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОДЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Абдрашитова Р.Н., Сальникова Ю.И. 16

ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ОБВОДНЕННОСТИ НА СКВАЖИНАХ ВНР
Агадуллин А.Х. 20

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ СКВАЖИН, УЧИТЫВАЮЩЕГО РАЗЛИЧНЫЕ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
Ахтямов Р.М. 23

ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И КОЛЛОИДНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ГУДРОНА В ПРОЦЕССЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С УКСУСНЫМ АНГИДРИДОМ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СООТНОШЕНИЯХ
Белоус Д.Е., Пашков К.Н., Корнеев Д.С., Осницкий Е.М., Клименко Л.С. 28

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОНЦЕВОГО ДЕЛИТЕЛЯ ФАЗ ТРУБНОГО ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Бессонова А.Д. 32

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНСТРУМЕНТОВ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТЬЮ СКВАЖИН НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ
Бурцев А.С. 35

СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ВОДНЫХ БЛОКАД ОБРАЗУЮЩИХСЯ В ПРИЗАЙБОЙНОЙ ЗОНЕ В ПРОЦЕССЕ ГЛУШЕНИЯ Валеев Д.Р. 36

ИННОВАЦИОННАЯ КОНЦЕПЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОПОРНОЙ СЕТИ СКВАЖИН ДЛЯ КОНТРОЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА Х МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Гальская О.А. 38

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ПРОГРАММЫ ПО ДОВЫРАБОТКЕ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ УВ ПО ОБЪЕКТАМ БВ5, БВ6 МЕСТОРОЖДЕНИЯ N
Гафтулхатов Р.И. 43

РАЗРАБОТКА И ТЕСТИРОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БИОПОЛИМЕРОВ ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ КОНДИНСКОГО РАЙОНА ЮГРЫ
Гильфанова А.Ф., Чудинова И.В., Королев М.И. 46

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА
Дердуга А.В. 49

ПРОГНОЗ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД В ТЕРРИГЕННО-КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗЕ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
Добрыдень С.В. 55

ПЛОЩАДНАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ ДЕБИТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ ЗАЛЕЖИ
Елисеев И.Ю., Меер А.В., Чудинов Д.А., Шепелев И.А. 60

ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИКАТОРА ВЯЗКОСТИ НЕФТИ БЕЗ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ
Журавлев Д.Е. 65

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ПЕРФОРАЦИИ ПОД НАСОСОМ
Заморин К.Д. 68

ЕВРАЗИЙСКАЯ СИСТЕМА ПАТЕНТОВАНИЯ ИЗОБРЕТЕНИЙ, ОТНОСЯЩИХСЯ К НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ПРЕИМУЩЕСТВА ЕВРАЗИЙСКОГО ПАТЕНТА
Зиатдинов Н.В. 71

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ
Зумарева С.В. 74
ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА МОАНДА-МАТАДИ: СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕМОКРАТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА КОНГО
Камбале Волонте Моле 78
СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ ПРИ STICK-SLIP КОЛЕБАНИЯХ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ
Каримов Б.И. 79
ПЕРСПЕКТИВЫ УДАРНО ВРАЩАТЕЛЬНОГО ДВИЖЕНИЯ В РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
Киосе П.С. 81
КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Коваленкова А.А., Немова В.Д., Илюшкина А.В. 83
НАЗЕМНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ КНБК В РАМКАХ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
Коваль М.Е., Леонов В.А. 86
ПЕРСПЕКТИВЫ РАСШИРЕНИЯ КОНТУРА НЕФТЕНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х
Кокорина Д.В. 90
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПТИМИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ
Коростелев М.Н. 95
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЕФЕКТОВ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НИЖЕ ПОРОГА ОБНАРУЖЕНИЯ СРЕДСТВ ВНУТРИТРУБНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ
Кузеванов С.А. 100
ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ ОБЪЕКТА БВ7 ПРИ НАЛИЧИИ ВОДОНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА БВ6 ПО ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ
Кучкина А.Б. 101
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ВОЗВЕДЕНИЯ ОСНОВАНИЙ И ФУНДАМЕНТОВ ПОД РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ
Макаренко В.В. 104
ПРОВЕДЕНИЕ ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГОЛОВКИ СТРЕЛЯЮЩЕЙ С РАСЦЕПЛЕНИЕМ
Максимов Д.В. 106
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИЦМОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
Мирошников Д.А. 111
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ПОСТУПАЮЩЕГО НА УППНГ
Михалев И.А. 114
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ
Нгуен Ф.С. Май. 116
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКАЧКИ СШИТЫХ ГЕЛЕВЫХ ЧАСТИЦ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Невольских Е.Н., Хайруллин А.А. 121
ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫХ КУСТОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
Нечаев И.В. 123

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ ТРЕЩИНЫ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА МОДЕЛИРОВАНИЯ ГРП БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ СИМУЛЯТОРОВ
Панькович И.В. 124

ВЛИЯНИЕ КАТАЛИЗАТОРА И КОНЦЕНТРАЦИИ РЕАГЕНТОВ НА СОСТАВ И КОЛЛОИДНУЮ СТАБИЛЬНОСТЬ ПРОДУКТОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГУДРОНА И ФТАЛЕВОГО АНГИДРИДА
Пашков К.Н., Белоус Д.Е., Клименко Л.С., Корнеев Д.С. 129

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН СКВАЖИН
Руссу Д.В. 132

ОЧИСТКА СКВАЖИН ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ КОМПЛЕКСОМ УОЗС ПРИ ТКРС
Савельев Я.В., Савельева Н.Н. 133

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ SAGD
Савельев А.В. 137

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ НОВОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ
Садманова М.В., Ермоловский А.В., Мунтяева Д.А. 142

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ФИСКАЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ
Сатурян М.А., Маслак О.В. 148

ТРАНСФОРМАЦИЯ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ОБЛИКА ПОДЗМЕНЫХ ВОД ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
Сорокина Е.Д. 154

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Струков Е.В., Хайруллин А.А. 156

ПРИМЕНЕНИЕ ИК-МИКРОСКОПИИ И СКАНИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ В ИССЛЕДОВАНИИ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЯНЫХ СЛАНЦЕВ
Таныкова Н.Г., Полюшенко П.В., Чудова Е.С., Петрова Ю.Ю. 159

ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕЙ ЮРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА ПУТЕМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗНЫХ МЕТОДИК
Тасаковская М.А. 162

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА ПЛАСТОВОЙ ПРОДУКЦИИ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ВНУТРИТРУБНОГО УСТРОЙСТВА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОТБОРА ГАЗА ПЕРЕД МУЛЬТИФАЗНЫМ НАСОСОМ
Тлеков Ф.Р. 167

ФОРМИРОВАНИЕ БАЗЫ ГДИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ГДИ И ГТМ
Ушахин Д.П. 170

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х ЗА СЧЕТ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ОБЪЕКТА БВ6
Фархутдинова А.И. 172

АНАЛИЗ СРАВНЕНИЯ РАБОТЫ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ И ДРОССЕЛЬНОГО ЗАХОЛАЖИВАНИЯ ГАЗА НА УСТАНОВКЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ
Фирсов Т.С., Петрикеева Н.А., Петрикеев А.Д. 173

МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИКО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ БЕЗОПАСНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
Химуля В.В. 175

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕРМОВСТАВОК В СОСТАВЕ ПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ ИСХОДЯ ИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ
Чернов А.А. 178
ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ОЧИСТКУ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПУТЁМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗИРОВАННОЙ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ
Ширманова Ю.М. 183
МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В ПРОЦЕССЕ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Ширяев Н.В. 187
ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ CO_2 ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ И ПЕРСПЕКТИВ
Щиголев К.В. 192
СЕКЦИЯ 2. «ПРОМЫШЛЕННОЕ РАЗВИТИЕ: ОТ ИДЕИ ДО ТЕХНОЛОГИИ» 195
ЦИФРОВЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ
Акрамов С.Т., Гурский А.О. 196
АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ ЭФФЕКТА АВТОГРП
Астапенко К.А. 198
НАЗЕМНОЕ ЛАЗЕРНОЕ СКАНИРОВАНИЕ — ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ
Васильев Г.Г., Сальников А.П., Горбань Н.Н. 200
ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
Годлевская А.Ю., Хамидуллова Р.Р. 205
ПОЛУЧЕНИЕ ГОМОГЕННОГО СПЛАВА Ti-Zr-Nb-Ag
Горбенко А.Д., Жидков В.К., Каплан М.А., Конушкин С.В., Задорожный В.Ю., Севостьянов М.А. 207
РЕШЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ОБЛАСТИ ГИДРОМЕХАНИКИ
Иова М. 209
ФАЗОВЫЙ СОСТАВ СПЛАВОВ TI-38ZR-11NB-(0-3)AG
Каплан М.А., Горбенко А.Д., Задорожный В.Ю., Севостьянов М.А., Конушкин С.В. 211
ИНТЕРПРЕТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПО ОЦЕНКЕ КАПИЛЛЯРНО-СВЯЗАННОЙ ВОДЫ ПО ЯДЕРНО-МАГНИТНОМУ КАРОТАЖУ В СИЛЬНОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ
Картежников Е.Е., Исайчева Е.Г. 213
ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОБЖИГА НА МИКРОСТРУКТУРУ И СВОЙСТВА КЕРАМИКИ НИТРИДА КРЕМНИЯ
Ким К.А., Лысенков А.С., Мельников М.Д., Фролова М.Г., Каргин Ю.Ф. 219
ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАРЖИНАЛЬНОСТИ СКВАЖИН ППД, С ПОМОЩЬЮ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ
Кирилловых А.В. 223
ОПТИМИЗАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ЗАТРАТНА ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК
Кравцов Д.Е. 229
ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ И ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КАРБИДОКРЕМНИЕВЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ
Лысенков А.С., Фролова М.Г., Ким К.А., Мельников М.Д., Каргин Ю.Ф. 232
МЕТОДЫ DATA MINING КАК СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ДАННЫХ
Маркин В.А. 235
ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ VBA
Масленников Д.А. 240
ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СПЛАВА TI-38Zr-11Nb
Морозова Я.А., Сударчикова М.А., Сергиенко К.В., Севостьянов М.А. 243

РАЗРАБОТКА И ИЗУЧЕНИЕ МЕТАЛЛОКЕРАМИЧЕСКИХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ TiC-NiCr ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ И ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕСИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ
Назарько И.А., Бажин П.М. 245

ПРОИЗВОДСТВО ОКТАНОПОВЫШАЮЩИХ ПРИСАДОК К БЕНЗИНУ ВО ВЬЕТНАМЕ
Нгуен Ф.Н.Х., Капустин В.М. 248

СОКРАЩЕНИЕ ВНУТРИСМЕННЫХ ПОТЕРЬ НА МЕХАНИЗИРОВАННОМ ФОНДЕ ЗА СЧЁТ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ НКТ
Пичугин Д.А., Чураев А.М. 250

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МАШИННОГО ЗРЕНИЯ В ПРОЦЕССЫ ПОВЕРКИ, КАЛИБРОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Романов А.П. 252

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ
Саушкин И.В. 255

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СПЛАВОВ Ti-(36-40)Zr-9Nb (at. %)
Сергиенко К.В., Конушкин С.В., Морозова Я.А. 257

ФОРМИРОВАНИЕ ПОКРЫТИЙ НА ТИТАНОВОМ СПЛАВЕ С ПОМОЩЬЮ МИКРОДУГОВОГО ОКСИДИРОВАНИЯ
Сударчикова М.А., Морозова Я.А., Каплан М.А., Севостьянов М.А. 259

ПОЛУЧЕНИЕ ПЛАСТИЧНОЙ СМАЗКИ ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ
Сутурин Д.И., Диденок А.Ф. 260

ПРИРОДОПОДОБНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ ЗАДАЧ
Татусь Н.А. 263

РАЗРАБОТКА УЧЕБНОГО КУРСА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ПТЗЦ «ОРМАТ» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕМЕНТОВ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ
Урсакий В.М. 268

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ МУП
Фетисов В.Г. 270

КЕРАМИЧЕСКИЙ КОМПОЗИТ НА ОСНОВЕ КАРБИДА КРЕМНИЯ СО СЛОИСТОЙ СТРУКТУРОЙ
Фролова М.Г., Лысенков А.С., Ким К.А., Мельников М.Д., Каргин Ю.Ф. 275

ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТРУЙНОГО НАСОСА
Шедь С.Н. 277

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПЛАСТА $ЮС_2$ В ПРЕДЕЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ Х, КАК СПОСОБ ЭФФЕКТИВНОГО ЗАЛОЖЕНИЯ КУСТОВ БУРЕНИЯ
Шестакова И.В. 280

СЕКЦИЯ 3. «ЭКОЛОГИЯ. ЗЕЛЕНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» 285

РАЗРАБОТКА РЕАГЕНТА ДЛЯ ОБЕЗЗАРАЖИВАНИЯ И ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОБЪЕКТОВ, СОДЕРЖАЩИХ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ И ПАРАЗИТАРНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ
Аладин Д.Ю., Сон Б.К., Севостьянов С.М., Демин Д.В. 286

ВЛИЯНИЕ ВНЕСЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ УДОБРЕНИЙ НА ТАКСОНОМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И СТРУКТУРУ МИКОБИОТЫ ПРИ ВЫРАЩИВАНИИ ТОМАТОВ
Андреевская В.М., Лисовой А.М., Добриков Г.А., Мельникова В.А., Жемчужина Н.С., Севостьянов М.А. 288

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ: КАЧЕСТВО ДИСТИЛЛИРОВАННОЙ ВОДЫ, ПРИМЕНЯЕМОЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ХИМИЧЕСКИХ АНАЛИЗОВ (РАЗРАБОТКА, АТТЕСТАЦИЯ И ВНЕДРЕНИЕ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ИОННОГО СОСТАВА)
Аношенко А.Л. 291

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕГИОНА
Бахарева А.В. 294

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВНИЕ ГУМИНОВЫХ И КРЕМНИЕВЫХ ПРЕПАРАТОВ ДЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ПОЧВ, ЗАГРЯЗНЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДАМИ НЕФТИ
Бочарникова Е.А., Матыченков В.В. 299
ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕГРАДАЦИИ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СЕВЕРНОГО РЕГИОНА
Бутырин Р.И., Кульков М.Г., Салахидинова Г.Т., Алиев А.Э., Корнеев Д.С., Швецова Л.С., Бабенко А.А. 303
ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ УЯЗВИМОСТИ ЛАНДШАФТОВ К АНТРОПОГЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ В РАЙОНЕ НЕФТЕХРАНИЛИЩА В МОНГОЛИИ
Далайбаяр А. 306
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КОМПОЗИЦИЙ НОВЫХ И ТРАДИЦИОННЫХ АГРОХИМИКАТОВ ДЛЯ ЗЛАКОВ
Зайцева Ю.М., Маркова Е.Б., Чередниченко А.Г., Степанова Е.В., Несват А.П. 308
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕРБИЦИДОВ В СИСТЕМЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ПОДСОЛНЕЧНИКА Зуева Ю.В., Трефильев П.П., Демин Д.В., Глинушкин А.П. 312
СООТНОШЕНИЕ ВИДОВОГО СОСТАВА ТРАВЯНИСТОЙ И КУСТАРНИКОВО-ДРЕВЕСНОЙ РАСТИТЕЛЬНОСТИ: ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ И ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ОКРУГА (НА ПРИМЕРЕ КОМАНДОРСКИЕ ОСТРОВА – ПОДМОСКОВЬЕ)
Иваночкин И.А., Захаров Д.А., Степанова Е.В., Глинушкин А.П., Загоруйко М.В. 316
ПРИМЕНИЕ НОВОГО ИНСЕКТИЦИДА ПРОТИВ БЕЛОКРЫЛКИ В ЗАЩИЩЁННОМ ГРУНТЕ
Измайлова Е.С., Андреевская В.М., Лисовой А.М., Васильев Е.С., Севостьянов М.А. 319
ФИТОСАНИТАРНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ БИОСТИМУЛЯТОРА В ПЕРИОД ВЕГЕТАЦИИ ЯРОВОЙ ПШЕНИЦЫ
Картабаева Б.Б., Ульяненко Л.Н., Михалева С.Н., Будынков Н.И., Демин Д.В., Корнева Л.Г., Федотова В.А. 321
ECORECYCLING 360: ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ В ДРЕВЕСНОЕ ТОПЛИВО И ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ПЛАСТИКИ
Киениего Манассе Саж 325
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ДОБАВКА ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ
Коробкин А.В., Петрова Ю.Ю., Магадова Л.А. 327
ВЛИЯНИЕ ПРЕПАРАТА АНТИВЕРШИНКА НА РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ ВЕРШИННОЙ ГНИЛИ НА ТОМАТЕ В УСЛОВИЯХ ЗАЩИЩЕННОГО ГРУНТА
Лисовой А.М., Андреевская В.М., Севостьянова Е.П., Ильина А.Д., Севостьянов М.А. 329
МЕТОДЫ И СПОСОБЫ РАЗВИТИЯ ПРИВЕРЖЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА К ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПРИЯТИИ
Лёхин М.Ю. 331
FINDING EFFICIENT USE OF WATER RESOURCES IN SENEGAL
Мамадоу Баила Диалло 335
ЛОКАЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ОЧИСТКА ПОЧВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРЕМНИЙСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ, ВЕГЕТАЦИОННЫЕ И ПОЛЕВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
Матыченков В.В., Бочарникова Е.А. 337
ВЫЯВЛЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ СОРТОВ КАРТОФЕЛЯ К ООМИЦЕТУ *PHYTOPHTHORA INFESTANS*
Мельникова В.А., Демидова В.Н., Рогожин А.Н., Сметанина Т.И., Кузнецова М.А. 341
ВЛИЯНИЕ АБИОТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ РАЗВИТИЯ ХИЩНОГО КЛЕЩА AMBLYSEIUS SWIRSKII ПРИ МАССОВОМ РАЗВЕДЕНИИ
Мешков Ю.И., Зуева Ю.В., Сидоров И.И., Измайлова Е.С., Трефильев П.П. 344
ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФОРМ И СПОСОБОВ УДОБРЕНИЙ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ГОРЧИЦЫ БЕЛОЙ СОРТА РАПСОДИЯ В МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ
Наумов И.Д., Наумова Л.В., Старцев В.И. 347

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО УДОБРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ОСАДКОВ СТОЧНЫХ ВОД НА НАКОПЛЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ДЕКОРАТИВНЫХ РАСТЕНИЯХ
Нефедова С.Е., Севостьянов С.М., Демин Д.В. 353
АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА НЕРЕСТИЛИЩА, РАСПОЛОЖЕННЫЕ НА ЗАТАПЛИВАЕМЫХ УЧАСТКАХ
Осадчук А.А. 355
ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С ВОЗБУДИТЕЛЕМ PLASMODIOPHORA BRASSICAE ЭКОЛОГИЧЕСКИ-БЕЗОПАСНЫМИ МЕТОДАМИ, ОСНОВАННЫМИ НА СЕЛЕКЦИОННОЙ РАБОТЕ С РАСТЕНИЯМИ КАПУСТЫ БРЮССЕЛЬСКОЙ
Старцев С.В. 359
СОРБЦИОННЫЕ СВОЙСТВА МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ НЕФТЯНОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД
Теллер Е.В., Гавриленко М.А., Петрова Ю.Ю. 363
СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ФЕРМЕНТАТИВНОЙ АКТИВНОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТОРФОВ РАЗНЫХ ТИПОВ БОЛОТ
Тишкина В.А., Севостьянов С.М., Волкова Е.М. 365
ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ДОЗ БИОСТИМУЛЯТОРА НА ЭНЕРГИЮ ПРОРАСТАНИЯ И ВСХОЖЕСТЬ ЛЮПИНА БЕЛОГО
Трефильев П.П., Ульяненко Л.Н., Будынков Н.И., В.А. Федотова, Демин Д.В. 367
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЦИОНАЛЬНЫХ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА
Чагылов А.Д., Атаджанов Г. 370

СЕКЦИЯ 1.
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

К ВОПРОСУ АНОМАЛИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОДЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

TO THE QUESTION OF ANOMALIES IN HYDROGEOCHEMICAL CONDITIONS INDICATORS OF OIL DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA

Абдрашитова Р.Н., Сальникова Ю.И.
Abdrashitova R.N., Salnikova Yu.I.
Россия, Тюменский индустриальный университет, abdrashitovarn@tyuiu.ru

Нефтегазовый техногенез проявляется по отношению как к региональным (рассмотренным выше), так и локальным объектам. К локальным можно отнести изменение характера и скорости течения процессов взаимодействия в системе вода-порода.

Критерии аномалий гидрогеохимического состава подземных вод продуктивных и поглощающих горизонтов как индикаторов степени и характера воздействия нефтегазового техногенеза на подземную гидросферу рассмотрены в работах [1–6] Л.А. Абуковой, А.М. Никанорова, В.В. Муляка, Ю.П. Гаттенбергера и других авторов.

Вопрос разработки корректных критериев гидрогеохимических аномалий состава пластовых вод является актуальным в связи с продолжающейся активной трансформацией геологической среды, ростом количества месторождений углеводородов с длительной историей разработки, сложности разрабатываемых запасов.

В рамках исследований были проанализированы геологическое строение, гидрогеологические условия и изменения гидрогеохимических условий апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (ААС ГК) Западно-Усть-Балыкского и Тайлаковского нефтяных месторождений Западной Сибири. ААС ГК на протяжении десятилетий является источником вод для поддержания пластового давления (ППД), а также поглощающим комплексом для сточных и подтоварных вод. Месторождения сходны по природным геологическим условиям. В таблице 1 представлены аналитические данные, характеризующие состав вод до начала их добычи для заводнения нефтяных пластов. Количество данных по гидрогеохимии подземных вод на начальных этапах разработки нефтяных месторождений достаточно скудное, однако в первом приближении дает возможность получить ретроспективное представление о природном составе подземных вод.

Таблица 1. Гидрогеохимические показатели пластовых вод ААС ВК до начала применения системы ППД на нефтяных месторождениях

Наименование параметра	Западно-Усть-Балыкское (1963–1967 гг)	Тайлаковское месторождение (1969–2005 гг.)
Анионы, мг/дм^3		
HCO_3^-	85,4-378,2	170,8-314,7
Cl^-	9511,8-12566,7	9645,0-11562,2
CO_3^{2-}	н/обн	н/обн
SO_4^{2-}	н/обн-4,0	н/обн-16,5
Катионы, мг/дм^3		
Na^++K^+	5771,4-7527,9	5528,0-7106,7
Ca^{2+}	337,5-454,1	399,0-724,5
Mg^{2+}	56,9-145,9	77,0-128,0

Наименование параметра	Западно-Усть-Балыкское	Тайлаковское месторождение
	(1963–1967 гг)	(1969–2005 гг.)
Br^-, мг/дм^3	43,3-50,6	43,9-53,8
I^-, мг/дм^3	15,7-19,5	11,0-16,1
Железо, мг/дм^3	0,8-1,5	7,8-11,3
Минерализация, г/дм^3	16,1-20,8	16,1-19,6
Водородный показатель, pH	7,5-8,4	7,0-7,3
Плотность воды, г/см^3	1,005-1,011	1,011-1,014
Тип вод по В.А. Сулину	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый
Коэффициент метаморфизации	0,90-0,95	0,87-0,94
Кол-во исследованных проб	6 (4)	6 (3)

Минерализация ААС ГК до начала разработки залежей с применением системы ППД на Западно-Усть-Балыкском месторождении составляла 16,1–20,8 г/дм^3, на Тайлаковском – 16,1–19,6 г/дм^3. По рассматриваемым месторождениям имеются данные мониторинга за периоды наблюдений с 2011 по 2024 гг. (Западно-Усть-Балыкское месторождение) и с 2006 по 2023 гг. (Тайлаковкое месторождение). Оба месторождения характеризуются наличием системы ППД и участков утилизации излишков подтоварных вод в ААС ГК. Обобщенные данные по указанным объемам приведены в таблице 2.

Таблица 2. Объемы добычи и размещения вод в ААС ГК

Месторождение	Год начала добычи вод из ААС ГК	Накопленный объем добычи, тыс. м^3	Начало размещения излишков попутных вод в ААС ГК, год	Накопленный объем закачки, тыс. м^3
Западно-Усть-Балыкское месторождение	2011	14709,0	2015	10715,1
Тайлаковское	2006	55189,4	2015	4516,7

В целом, средние значения минерализации подземных вод ААС ГК месторождений в сравнении со значениями до применения системы ППД остаются в пределах природного гидрогеохимического фона, что, вероятно связано, со схожестью составов пластовых и закачиваемых вод. Но при этом наблюдаются периодические аномалии химического состава с невыясненным генезисом. На рисунке 1 показан характер изменения параметра минерализации ААС ГК с сохранением отбракованных данных. Но в широко применяемой практике такие данные не учитываются, так как считаются браком.

На Западно-Усть-Балыкском месторождении, где воздействие процессов добычи и утилизации более интенсивное проявляется область с большим количеством отбракованных данных, которые практически не встречается на Тайлаковском месторождении.

Предположительно, это связано с тем, что гидрогеохимическое поле при длительном и размеренном воздействии «адаптируется» к нему как это, например происходит на Тайлаковском месторождении. При интенсивном воздействии равновесие в системе «вода-порода» периодически нарушается. Вероятно, часть проб, которые стандартно подлежат отбраковке, являются маркерами данного техногенного процесса.

Именно природной гидрогеосфере принадлежит важнейшая функция стабилизатора состояния геологической среды в условиях нефтегазового техногенеза. Поэтому в основе дальнейшего анализа лежит оценка способности подземной гидросферы противостоять техногенному воздействию с сохранением своих природных свойств с пространственно-временного распространения.

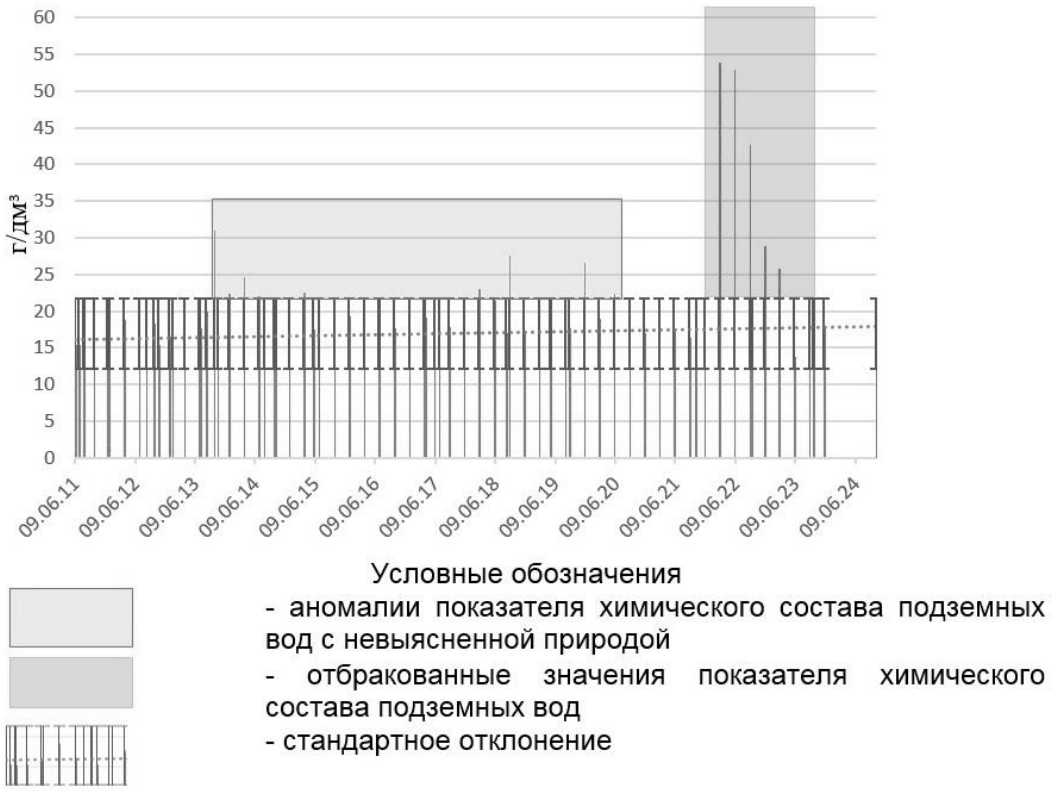


Рис. 1 – Изменение параметра минерализации ААС ГК Западно-Усть-Балыкского месторождения с учетом аномалий с невыясненной природы

Западно-Сибирский мегабассейн уникальный по геологическому строению и гидрогеологическим условиям объект. Объем, масштабы осадочного чехла [7] и, соответственно медленность процессов, вероятно на настоящее время способствует сохранению относительного природного баланса недр.

Развитие этих работ по исследованиям аномалий макро- и микрокомпонентов за длительные периоды наблюдений позволит существенным образом повысить качество регламентирующих документов по мониторингу техногенной нагрузки на геологическую среду районов с длительной историей нефтегазодобычи.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Абукова Л.А. Гидрохимический контроль за разработкой месторождений углеводородов в условиях низкоминерализованных пластовых вод / Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, А.В. Кошелев, Г.С. Ли – Вестник ЦКР Роснедра, 2013. – № 5. – С. 2–7. – Текст: непосредственный.
2. Никаноров А.М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований / А.М. Никаноров – М.: Недра, 1977. – С. 254. – Текст: непосредственный.
3. Муляк В.В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным / В.В. Муляк – автореф. дис. М.: ИПНГ РАН, 2008. – Текст: непосредственный.
4. Гаттенбергер Ю.П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений / Ю.П. Гаттенбергер, В.П. Дьяконов – М.: Недра, 1979. – С. 207. – Текст: непосредственный.
5. Муляк В.В. Гидрохимические методы анализа и контроля нефтяных и газовых месторождений / В.В. Муляк, В.Д. Порошин, Ю.П. Гаттенбергер, Л.А. Абукова – М.: ГЕОС, 2007. – С. 245. – Текст: непосредственный.

6. Абукова Л.А. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, А.В. Кошелев, В.А. Ставицкий, Г.С. Ли, М.А. Катаева – Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сб. науч. тр. – ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра, 2013. – Текст: непосредственный.
7. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов –Текст: непосредственный // Печатный Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.

ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ОБВОДНЕННОСТИ НА СКВАЖИНАХ ВНР

EXPRESS ASSESSMENT OF WATER AVAILABILITY AT WELLS ENTERING THE REGIME

Агадуллин А.Х.
Agadullin A.H.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»; ТПП «Повхнефтегаз», ainur.agadullin@gmail.com

Актуальность проблемы.

Наблюдается рост обводненности добываемой продукции на нефтяных месторождениях. На примере одного из месторождений количество скважин с обводненностью более 95% увеличилось более чем на 5% за 4 года. С ростом обводненности увеличивается влияние вогнутого мениска, при измерении обводненности в стандартной бутылке объемом 0,5 л. Мениск завышает общий объем пробы. Это приводит к занижению показателя обводненности и искажению учета добычи. Дополнительные лабораторные исследования требуют значительных финансовых затрат.

Цель исследования.

Сокращение временных и производственных издержек при ВНР за счет внедрения метода мерной колбы. Задачи доклада:

1. Провести анализ действующего метода и предложенной инновации.
2. Оценить потенциал внедрения метода в компании.
3. Предложить альтернативное технологическое решение и протестировать его в рамках ОПИ.
4. Оценить технологическую и экономическую эффективность масштабирования инновации.

Сравнительный анализ методов.

Проблемы стандартного метода:

- В бутылке с пробой пленка нефти неравномерно растягивается.
- У стенок образуется мениск, искажающий замеры.

Преимущества метода мерной колбы:

- Высокая точность за счет консолидации пленки нефти в горлышке.
- Равномерное распределение нефти упрощает замер обводненности.
- Метод прошел аттестацию в Государственном центре метрологии.

Технологическое решение.

Предлагается использовать колбу объемом 2 литра с внутренним диаметром горлышка 26 мм. Форма колбы снижает погрешность определения обводненности. На цилиндрической части нанесена линия для удобства измерения и отбора. Метод заключается в использовании объемной шкалы, прикладываемой к заводской отметке колбы. Шкала изготавливается на жестком шаблоне, фиксируется на отметке, после чего рассчитываются объем пробы и выделившейся воды, а затем % обводненности по формуле.

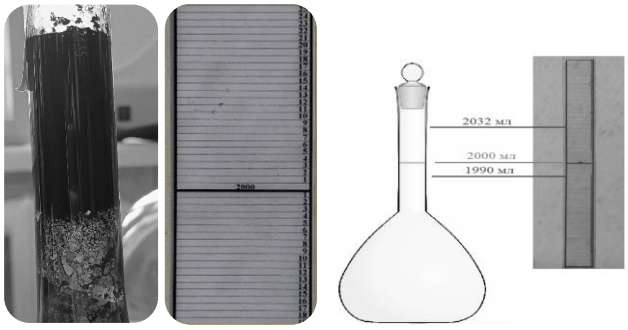


Рис. 1 – Методика измерения

Обработка результатов измерений.

Определение обводненности осуществляется следующим образом. Известно, что черная отметка на колбе соответствует объему 2000 мл. Для вычисления объема водной фазы ($V_в$) рассчитывается количество делений ниже отметки, приходящиеся на нефтяную часть (7 делений). Цена одного деления объемной шкалы равна 3 см³. Вычитая данный объем из 2000 мл, определяем объем отделившейся воды в пробе (1979 см³).



Рис. 2 – Уровень пробы и отделившейся воды

Область применения.

За 2024 г. на ВНР побывало 1262 скважины. Из тренда обводненности видно, что наиболее высокие проценты обводненности приходятся на первые 3 дня. Поэтому предлагается использовать метод мерной колбы именно в эти дни. При этом обводненность будет измеряться сразу на кусту, при этом будет сокращаться количество лабораторных исследований.

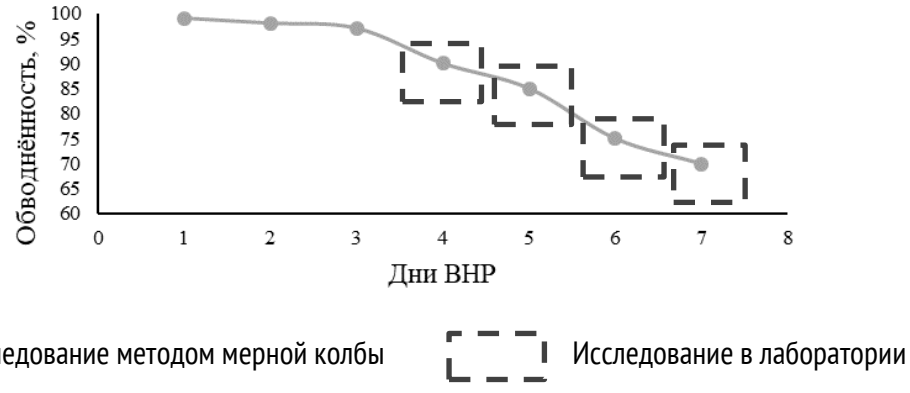


Рис. 3 – Тренд обводнённости скважин ВНР

Также хотелось бы отметить скважины после РИР НЭК. За 2024 г. было 88 скважин. Как правило, такие скважины характеризуются продолжительным выходом на стабильный режим работы. В данном случае целесообразно расширить временные рамки использования методики, применяя ее не только в течение первых трех суток вывода на режим, но и на более длительный период. Оптимальной стратегией может быть

следующий подход: в первые 3 дня применяется экспресс-методика, на 4 день осуществляется отбор пробы для лабораторного анализа, затем в течение трех последующих суток применяется экспресс-методика, а на 8 сутки проводится повторный лабораторный анализ. После выявления увеличения дебита нефти все последующие пробы направляются в лабораторию для детального изучения.

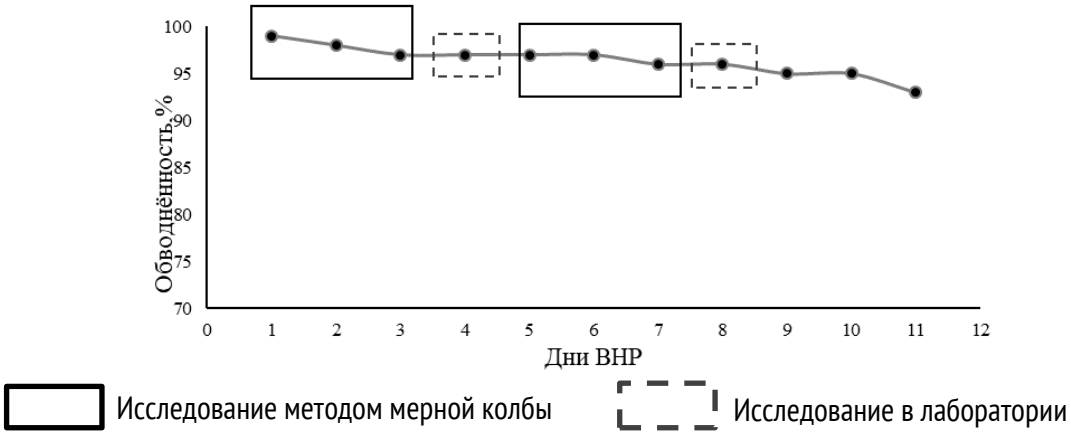


Рис. 4 – Тренд обводненности скважин ВНР, после РИР НЭК

Экономическая эффективность.

Суммарный ВНР составляет 6310 суток (количество скважин на ВНР 1262 умноженное на 5 дней, за которое скважина в среднем выходит на режим). Затраты на отбор проб ВНР 1,9 млн.руб. (с учетом того, что на одну скважину ВНР приходит 2–3 исследования в лаборатории за 120 рублей). Таким же образом посчитаны затраты на отбор проб без первых трех дней. Затраты на реализацию 94 тыс.руб. (стоимость 110 колб). Таким образом экономия за год составляет 1 135 000 руб. (разница между затратами). Пролонгировав показатели на 5 лет, компания сэкономит 5,5 млн. рублей. Каскадируя инновацию в периметре групп компании, можно сэкономить 24,5 млн.руб.

Выводы.

Методика улучшает контроль обводненности в нефтедобыче, снижая затраты и оптимизируя мониторинг. Актуальна в условиях увеличения обводненности. Выполнен полный цикл, включая анализ, представление методики, испытания и экономическую оценку. Метод снижает экологические затраты, сокращая использование реагентов, экономя электроэнергию и снижая выбросы CO_2. Он аттестован и готов к внедрению. Позволяет сэкономить до 25 млн. рублей в год.

Предлагаемая инновация представляет собой высокотехнологическое решение для точной и оперативной оценки обводненности продукции скважин в рамках ОГ ПАО «Лукойл».

Инновация характеризуется высокой точностью в определении обводненности продукции, что является важным фактором для оптимизации процессов добычи.

Важным аспектом является также экспресс-процесс оценки, который существенно ускоряет получение данных и повышает оперативность принятия решений.

Дополнительным плюсом является то, что данная технология полностью производится в России.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Левин К.А. Методика отбора проб скважинной продукции для определения обводненности по месторождениям ООО «Лукойл-Западная Сибирь», г. Казань, 2019 г. – 22 с.
2. Т.П. Гаранкина. Методика измерения объемной доли воды в пробах сырой нефти методом горячего отстоя. г. Когалым, 2013 г. – 8 с.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ СКВАЖИН, УЧИТЫВАЮЩЕГО РАЗЛИЧНЫЕ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR PREVENTING HYDRATE FORMATION OF WELLS, TAKING INTO ACCOUNT VARIOUS MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS AND FILTRATION PROPERTIES OF PRODUCTIVE FORMATIONS

Ахтямов Р.М.
Akhtyamov R.M.
ПАО «Сургутнефтегаз», Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»

При освоении и испытании газовых скважин существует вероятность образования газовых гидратов. Гидраты, отлагаясь на стенках скважины, уменьшают проходное сечение лифта, а также могут образовываться в устьевом оборудовании (например, в узле редуцирования, сепараторе, запорно-регулирующей арматуре и др.).

Существующая проблема известна нефтегазовой области уже давно и многие предприятия сталкивались с прецедентами получения аварийных ситуаций, связанных с гидратными пробками. Традиционно, для предупреждения образования гидратов используется метиловый спирт существенно снижающий температуру гидратообразования. Использование метанола предусматривается как в газопроводе, так и непосредственно в стволе скважины, путем его подачи через затрубное пространство работающей скважины.

В то же время, метанол обладает токсическим действием и при испытании скважины, в условиях возможного контакта работников с жидкостью глушения и выносимым флюидом может привести к негативному воздействию на организм человека. Также использование метанола, в не опорожненной от жидкости скважины, осложнено из-за невозможности доставить метанол к воронке НКТ в процессе очистки скважины от жидкости, для того чтобы в последующем он прореагировал с отложениями гидрата во внутреннем пространстве НКТ.

Другие способы предупреждения гидратообразования также обладают особенностями применения и их использование не универсально. Одним из способов не допустить образование гидратов — это контроль и управление термобарическими параметрами скважины. Способ не требует существенных материальных затрат, однако из-за сложности процесса гидратообразования, который может зависеть от множества факторов, а также низкой изученности этому способу не уделялось достаточное внимание.

В связи с низкой изученностью методов контроля термобарических параметров в скважине была поставлена цель: разработать алгоритм предупреждения гидратообразования который бы учитывал горно-геологические и фильтрационные свойства продуктивных пластов.

Гидраты и условия их образования

Газовые гидраты – твердые кристаллические вещества, являющиеся классическими представителями клатратных соединений. Они образуются при определенных термодинамических условиях в результате включения молекул газа в построенные молекулами воды полости каркаса. При нарушении этих условий, молекулы «гостей», удерживаемые в ажурном водяном каркасе слабыми силами Ван-дер-Ваальса, покидают его, вследствие чего гидрат разлагается на воду и газ с поглощением тепла. Способностью образовывать гидраты обладают все гидрофобные газы и легколетучие органические жидкости, молекулы которых имеют размеры в пределах 3,8–9,2 Å (Ar, N_2, O_2, CH_4, C_2H_6, C_3H_8, изо-C_4H_{10}, Cl_2, CS_2, галогенопроизводные

углеводородов C_1–C_4 и т. д.), а также некоторые гидрофильные соединения (CO_2, SO_2, окись этилена, тетрагидрофуран (ТГФ), ацетон) [1].

При относительно небольших давлениях (до 10–30 МПа), гидрат природного газа может существовать вплоть до температур 20–25° С. Наиболее типичные температуры его образования лежат ниже 15–20° С. Область существования гидрата метана ограничивается температурой 47,7° С при давлении 500 МПа.

Область существования гидратов определяется кривой гидратообразования (Рис. 1). Эта линия строится в координатах давления и температуры исходя из модельных кривых и зависят от состава газа и состава жидкости. Кривая разделяет собой две области, область левее кривой обозначает термобарические условия, в которых существует высокая вероятность гидратообразования, а при нахождении термобарических параметров смеси правее кривой, образование газогидратов не происходит. Положение кривой может смещаться от наличия гидратообразующих компонентов в газе и от температуры кристаллизации жидкости. Соответственно, основные факторы гидратообразования – это состав газа и жидкости, а также давление и температура, при которой находится смесь.

Температура смеси в скважине подчиняется двум разнонаправленным конкурирующим процессам. Первый – это процесс теплообмена смеси со стенками скважины. Теплопередача от газа к стенкам и наоборот зависит от скорости движения потока, и характеристик крепи скважины. При низкой скорости потока охлажденные стенки скважины в интервале многолетнемерзлых пород существенно уменьшают температуру газа относительно пластовой, при высокой скорости потока этим влиянием можно практически пренебречь. Второй – это диссипативный термодинамический процесс, связанный с резким расширением газа из-за перепада давления. Этот процесс, также называемый дроссельным эффектом, сопровождается снижением температуры, причем величина снижения зависит от перепада давления. В условиях скважины на оба параметра влияет депрессия, создаваемая на пласт, и ее увеличение может приводить к уменьшению влияния первого процесса при одновременном усилении влияния второго.

В общем случае, при отсутствии высоких значений депрессии распределение температуры по стволу скважины происходит равномерно и при этом к устью скважины температура существенно ниже, чем на забое. В тоже время давление на устье близко к забойному давлению с учетом поправки на вес столба газа. В таком случае вблизи устья скважины газожидкостная смесь имеет наиболее низкую температуру и близкое к максимальному давление, что является худшими условиями с точки зрения близости к условиям гидратообразования. Соответственно, контроль термобарических параметров вблизи устья можно считать достаточном для оценки возможности гидратообразования в стволе скважины [2].

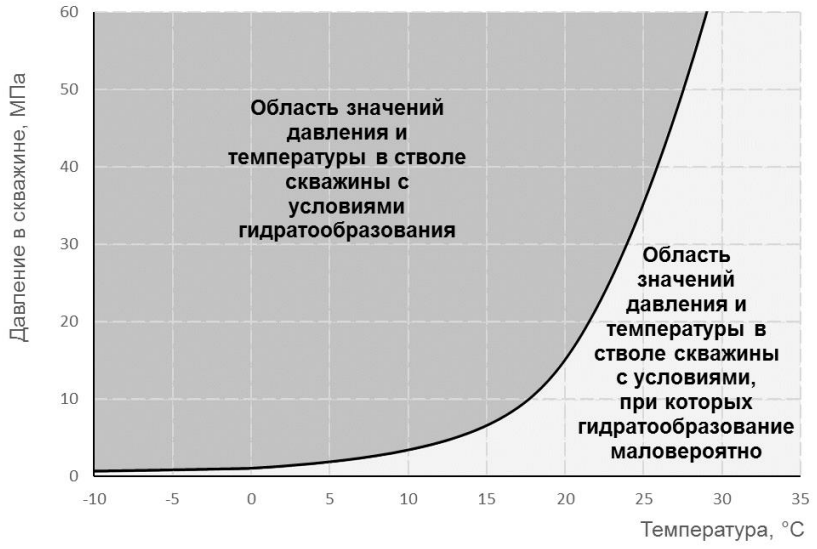


Рис. 1 – Модельная кривая гидратообразования

Моделирование и анализ термобарических параметров скважин склонных к гидратообразованию

С целью предупреждения гидратообразования на скважине производился контроль устьевых термобарических параметров. По составу газа и жидкости глушения на основе хлористого кальция плотностью 1320 кг/м^3 была построена кривая гидратообразования. На график наносились фактические параметры замеров температуры и давления полученные в ходе испытания скважины (Рис. 2).

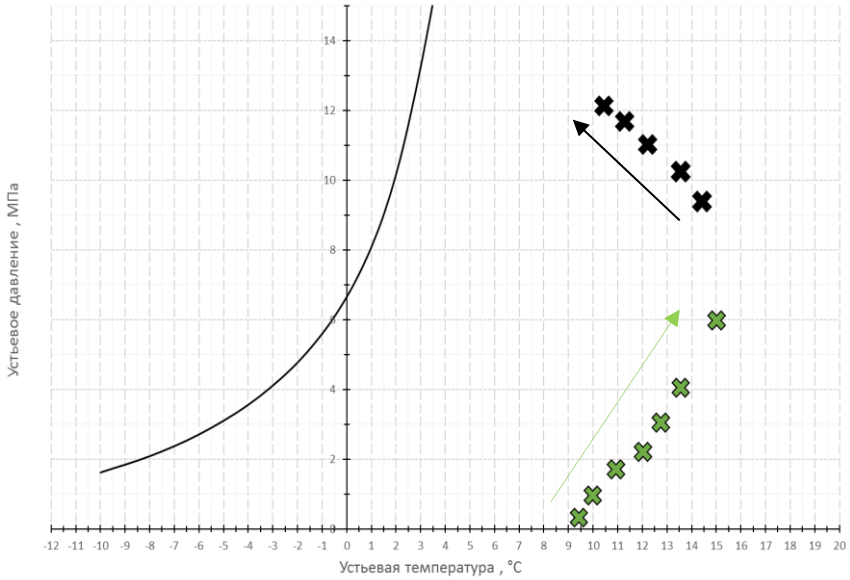


Рис. 2 – Термобарические параметры работы скважины на штуцерах диаметром 2 мм (черные) и 6 мм (зеленые)

Исходя из анализа полученных данных установлено, что при отработке скважины с установленным штуцером 2 мм происходил рост устьевого давления при снижении температуры. При сохранении тенденции данный режим отработки мог привести к переходу термобарических параметров в зону гидратообразования. После замены штуцера на больший диметр (6 мм) отмечается рост устьевой температуры выходящего потока с течением времени, что приводит к отдалению устьевых термобарических параметров от зоны образования гидратов.

Понимание физических основ процесса гидратообразования и управление термобарическими условиями в скважине, путем правильного подбора режимов испытания и освоения газовой (газоконденсатной) скважины и контроля параметров технологических режимов фильтрации газа, позволят значительно уменьшить вероятность образования гидратов. Условия гидратообразования в процессе освоения и испытания скважин изменяются в широком диапазоне и зависят от различных факторов (горно-геологических и технологических).

Для качественной оценки влияния геологических условий и параметров отработки скважины выполнены множественные операции моделирования работы скважины в ПО. Горно-геологические условия ПАО «Сургутнефтегаз» были разделены на 3 условных характерных группы. Первая группа характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями ($К_а$=1,9), высокой забойной температурой ($Т_{пл}$=80° С), мощной зоной ММП порядка 600 м. Вторая группа характеризуется нормальными пластовыми давлениями ($К_а$=1), высокой забойной температурой ($Т_{пл}$=60° С), зоной ММП порядка 100м. Третья группа характеризуется низкими пластовыми давлениями ($К_а$=0,9), низкой забойной температурой ($Т_{пл}$=25° С) и зоной ММП порядка 250 м. Конструкция моделируемых скважин соответствовала типовой конструкции для каждой из групп. В результате моделирования были получены характерные зависимости, отражающие изменение

термобарических параметров от диаметра выбираемого штуцера. Для примера представлен полученный график для 1 группы (рисунок 3). Оказалось, что для каждой группы характерно наличие оптимального диаметра штуцера, не являющегося краевым значением, а при низкой продуктивности скважины не существует такого режима отработки скважины, который обеспечивает нахождение термобарических параметров в зоне отсутствия гидратов. Наличие оптимального диаметра штуцера подтверждает теорию о противоположных конкурирующих процессах, а невозможность вывода термобарических параметров при низкой продуктивности из зоны гидратообразования, говорит о необходимости использования ингибиторов.

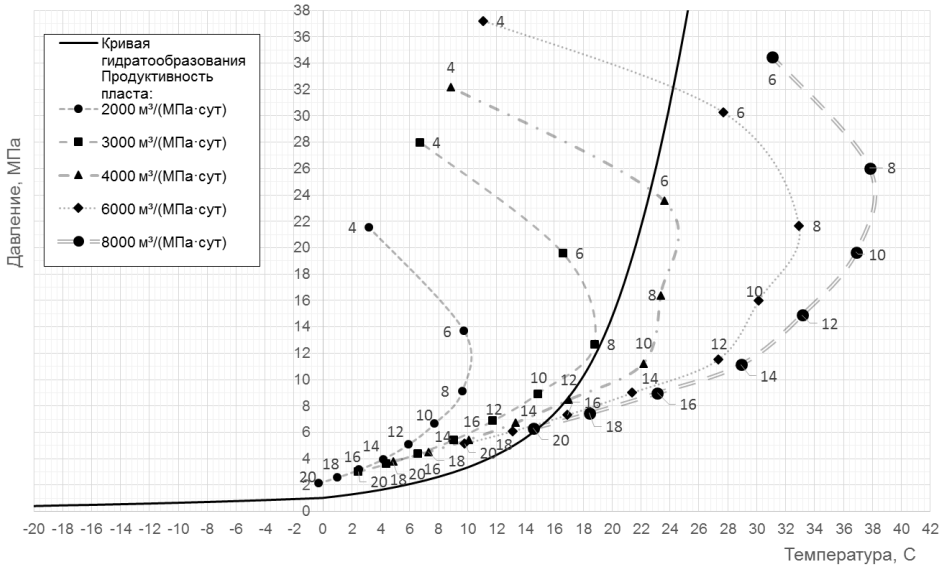


Рис. 3 – Влияние продуктивности пласта и диаметра установленного штуцера на переход устьевых термобарических параметров в область гидратообразования

Разработка алгоритма предупреждения гидратообразования

Исходя из результатов моделирования и анализа термобарических параметров в скважине, можно выделить условия, которые существенно влияют на гидратообразование:

1. Аномально высокое пластовое давление увеличивает возможное значение депрессии, оказываемой на пласт, что приводит к увеличению влияния диссипативного термодинамического эффекта, следовательно, необходимо ограничение максимальной депрессии.

2. Наличие многолетнемерзлых пород и их большая мощность активно влияет на охлаждение газожидкостной смеси через механизм теплообмена. Для уменьшения влияния теплообмена необходимо увеличивать скорость выноса газа и жидкости при помощи увеличения диаметра штуцера.

3. Низкая продуктивность негативно влияет по обоим механизмам гидратообразования. При больших диаметрах штуцера создается высокая депрессия на пласт из-за низкого устьевого давления, что снижает температуру газа за счет расширения газа. А при малых диметрах и без того низкая скорость газа уменьшается, что существенно охлаждает газ в процессе теплообмена. При низкой продуктивности скважины необходима оценка оптимального диаметра штуцера, при котором термобарические параметры не будут переходит в зону гидратообразования. При отсутствии такого режима необходимо обеспечение противогидратных мероприятий.

4. Необходимо учитывать влияние низкой пластовой температуры, а, следовательно, и низкой начальной температуры газа. Скважины в таких условиях, могут быть подвержены образованию гидратов на забое, соответственно в таких скважинах не рекомендуется проводить испытания на больших диаметрах штуцера.

Исходя из проанализированной информации и полученных выводов предупреждение гидратообразования при освоении или испытании скважины начинается со сбора информации о компонентном составе пластовых флюидов, а также проектной жидкости глушения. По полученной информации необходимо построение кривой гидратообразования. Далее для моделирования термобарических условий в скважине при различных режимах отработки необходимо получение информации о горно-геологических и предполагаемых фильтрационных свойствах пласта. Исходя из результатов моделирования производится подбор оптимального диаметра штуцера для очистки ствола скважины, либо в случае отсутствия режима работы в зоне отсутствия гидратов, требуется смена жидкости глушения на более низкозамерзающую или использование других методов предупреждения гидратообразования. В ходе испытания скважины необходимо производить постоянный контроль давления и температуры на устье скважины и в случае проявления признаков гидратообразования производить противогидратные мероприятия, в том числе включающие в себя смену диаметра штуцера, в случае если предполагаемые горно-геологические и фильтрационные свойства не соответствуют фактическим. После очистки скважины от жидкости глушения производится переход к гидродинамическим исследованиям скважины с соблюдением порядка проведения контроля за разработкой месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» гидродинамическими методами [3].

Заключение.

При разработке алгоритма предупреждения гидратообразования с учетом горно-геологических и фильтрационных свойств пласта были изучены теоретические основы гидратообразования, проведен анализ влияния режимов работы на изменение термобарических параметров по фактическим параметрам, зафиксированным в скважине, произведено моделирование различных скважинных условий и выделено их влияние на термобарическое состояние газожидкостной смеси. По проведенным расчетам определено, что существуют режимы безгидратной работы скважины и условия при которых таких режимов может не существовать.

Применение алгоритма предупреждения гидратообразования с учетом горно-геологических и фильтрационных свойств пласта позволяет избежать аварийных ситуаций и предупредить образование гидратов в стволе скважины.

В связи со сложностью и малой изученностью процесса гидратообразования, для испытания и освоения скважин с высоким риском образования гидратов требуется увеличивать накопленный опыт, в части фактических термобарических параметров работы скважин и моделирование процесса гидратообразования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Овчинников В.П., Ахтямов Р.М. Юрецкая Т.В. [и др.]. Гидратообразование при строительстве и эксплуатации скважин: учебное пособие – Тюмень: ТИУ, 2020 –80 с.
2. Гапоненко С.А. Предупреждение гидратообразования при проведении газодинамических исследований поисково-оценочных и разведочных скважин / С.А. Гапоненко, А.В. Дорофеев, С.С. Клюкин, К.В. Белов // Статьи для инженеров ПАО «Сургутнефтегаз». – 2023, февраль. – С. 75–80.
3. П 119-2020. Порядок проведения контроля за разработкой месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» гидродинамическими методами.

ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА И КОЛЛОИДНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ГУДРОНА В ПРОЦЕССЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С УКСУСНЫМ АНГИДРИДОМ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СООТНОШЕНИЯХ

CHANGES IN THE COMPOSITION AND COLLOIDAL STABILITY OF TAR ITS INTERACTION WITH ACETIC ANHYDRIDE AT DIFFERENT RATIOS

Белоус Д.Е., Пашков К.Н., Корнеев Д.С., Осницкий Е.М., Клименко Л.С.
Belouse D.E., Pashkov K.N., Korneev D.S., Osnitsky E.M., Klimenko L.S.
Россия, ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», d_belous@ugrasu.ru

Введение.

С ростом мирового спроса на нефтяное сырье и уменьшением запасов традиционной легкой нефти возникла необходимость вовлечения в хозяйственный оборот нетрадиционных источников углеводородного сырья: тяжелых и битуминозных нефтей. Однако добыча тяжелых нефтей сопровождается рядом проблем. Сложности возникают из-за высокого количества содержащихся в нефти асфальтенов, которые склонны к выпадению в осадок при изменении условий среды (Ali A., Yaghy G., Charpentier T.V.J., Harbottle D. Effect of asphaltenes on thermally- and shear-driven regimes of wax deposition // Geoenergy Science and Engineering. 2024. V 243.). Асфальтены являются серьёзной проблемой для нефтяной промышленности из-за структурного разнообразия и негативного влияния на процессы переработки и транспортировки. Как правило, температура оказывает меньшее влияние на коллоидную стабильность асфальтенов по сравнению с давлением и химическим составом сырья. Асфальтены склонны к самоагрегации и образованию кластеров, которые оседают на поверхностях трубопроводов и препятствуют перекачке нефти (Там же). Уровень взаимодействия между компонентами нефтяной системы зависит от ряда факторов, что приводит к различной растворимости асфальтеновой фракции и растворяющей способности мальтенов (Bhogle C., Pandit A.B., Rao G., D'Melo D., Bhattacharya S. Impedance response of asphaltene solutions: Effect of solvation // Fuel Communications. 2021. V 7.). Известно, что содержащиеся в мальтенах смолы способствуют стабилизации асфальтеновых агрегатов в нефтяной дисперсной системе, тем самым препятствуя их увеличению и осаждению (Корнеев Д.С., Осницкий Е.М., Клименко Л.С. Влияние обработки тяжелой нефти изопропиловым спиртом на состав и структуру смолистых веществ // Химия в интересах устойчивого развития. 2024. Т 32. Н 3.). В связи с этим в данном исследовании объектом исследования являлся гудрон, содержащий большое количество смолистых веществ, его подвергли реакции ацилирования по механизму Фриделя-Крафтса. Цель работы – исследование изменения состава и коллоидной стабильности гудрона в процессе взаимодействия с уксусным ангидридом при различных соотношениях.

Объекты и методы.

Объекты исследования – тяжелый нефтяной остаток вакуумной перегонки – гудрон и продукты его взаимодействия с уксусным ангидридом. Определение физико-химических параметров проводили при 50° С, плотность составила 936,0 кг/м^3, вязкость 627,4 мм^2/с.

Функционализация гудрона проводилась при изменении количества уксусного ангидрида от 5 до 25% мас., температуры от 25 до 100 градусов по Цельсию, времени от 1 до 8 часов, с использованием катализатора безводного хлорида алюминия и без него. Масса навески гудрона – 6 г. Проведение реакции при температурах не выше 100° С обусловлено следующими факторами: летучестью ангидридов, способностью ВМС гудрона разрушаться с образованием нежелательных продуктов, нецелесообразность с практической и экономической точек зрения. После процесса ацилирования образец растворялся в хлороформе и отфильтровывался на фильтре «Красная лента», для удаления катализатора. Затем на делительной воронке горячей дистиллированной водой отделялись остатки уксусного ангидрида, отделение проводили до нейтральной среды водной фазы. Оставшийся растворитель извлекали на роторном

испарителе. Образцы доводили до постоянной массы на воздухе, после в сушильном шкафу при температуре 80° С.

Условия реакции, шифры и вещественный состав исходного гудрона и продуктов функционализации приведены в таблице 1.

Таблица 1. Вещественный состав продуктов ацилирования гудрона уксусным ангидридом в зависимости от условий реакции

Образец	Условия реакции				Содержание компонента, % мас.		
	Концентрация ангидрида, % мас.	Температура, °С	Время, ч.	Катализатор	Масла	Смолы	Асфальтены
$Г_{исх}$	-	-	-	-	64,3	33,3	2,4
У1	5	100	8	+	64,1	29,7	6,2
У2	15	100	8	+	60,3	31,5	8,2
У3	25	100	8	+	42,2	46,3	11,5
У4	5	100	8	-	64,2	33,1	2,7
У5	15	100	8	-	64,2	33,2	2,6
У6	25	100	8	-	64,4	32,8	2,8
У7	25	100	1	+	54,0	38,0	8,0
У8	25	100	4	+	49,1	40,8	10,1
У9	25	25	8	+	52,0	39,8	8,2
У10	25	65	8	+	44,6	44,9	10,5
$Г_{исх}$ – исходный гудрон; У – продукт ацилирования уксусным ангидридом							

Осаждение асфальтенов проводили добавлением к навеске гудрона (3 г) 40-кратного массового избытка н-гексана в течение 24 часов в недоступном для света месте. Мальтены отделялись от асфальтенов фильтрованием через фильтр «Синяя лента». После чего фильтр с асфальтенами очищался от мальтенов на аппарате Сокслета в течение 18 часов. Далее асфальтены смывались с фильтра хлороформом в аппарате сокслета, после чего растворитель отгоняли и образец доводили до постоянной массы при 50° С. Мальтены после отделения от асфальтенов наносились на силикагель АСК и разделялись методом жидкостной адсорбционной хроматографии. Масла выделяли н-гексаном, смолы – смесью этанол-бензол в соотношении 1 к 1. Масла сушились под потоком воздуха, смолы – в сушильном шкафу при 50° С.

Элементный состав определялся с использованием CHNS-анализатора Vario EL Cube методом прямого сжигания при температуре 1200° С.

ИК-спектры исходного вещества и продуктов ацилирования регистрировались с использованием ИК-спектрометра FT-801 с НПВО-приставкой, на кристалле ZnSe. Исходное вещество и продукты наносились на кристалл и смывались CHCl3, асфальтены растворяли непосредственно на кристалле, затем сушили воздухом.

Оценка изменения коллоидной стабильности проводилась с использованием спектрофотометра UV-Vis Lambda 35 при длине волны 650 нм. Продолжительность регистрации спектров составляла 3600 сек с шагом 0,5 сек. Пробоподготовка заключалась в приготовлении раствора асфальтенов в хлороформе с концентрацией 0,1% мас. и последующем смешении данного раствора с н-гексаном в спектрофотометрической кювете в массовом соотношении 1:3. В качестве раствора сравнения использовалась смесь хлороформ: н-гексан в соотношении 1:3.

Результаты.

Из данных таблицы 1 видно, что отсутствие катализатора, приводит к тому, что вещественный состав продукта практически не изменяется. Отсюда следует закономерный вывод – реакция не протекает. При

наличии катализатора, ситуация противоположная, можно сделать вывод, что предположительно происходят взаимные превращения компонентов гудрона, отслеживается рост содержания смол и асфальтенов, а также соответствующее этому падение содержания масел. Далее оценка продукта происходит на образцах У1 и У3, для оценки влияния концентрации, а также У7 и У9 для оценки влияния времени и температуры. Результаты элементного анализа приведены на рис. 1, ИК-спектрометрии на рис. 2, коллоидной стабильности на рис. 3.

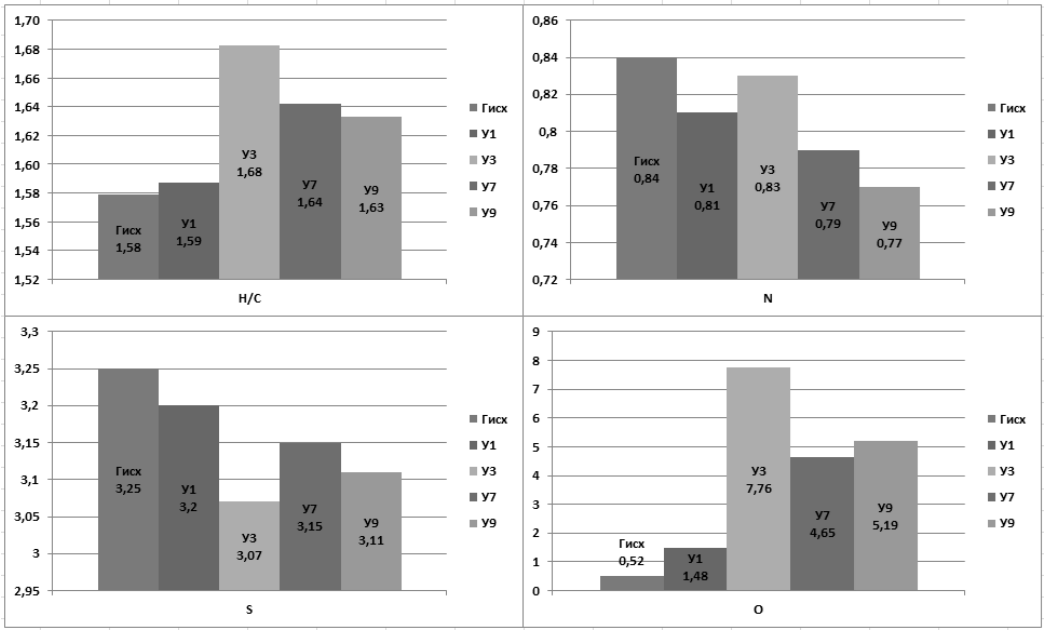


Рис. 1 – Элементный состав исходного гудрона и продуктов его каталитического взаимодействия с уксусным ангидридом

По данным элементного анализа видно, что увеличение продолжительности реакции и концентрации ангидрида в реакционной смеси привело у росту содержания кислорода в продуктах ацилирования более чем на 7% мас. по сравнению с исходным гудроном, на 0,1 выросло соотношение H/C. Кроме того, образцы полученные в менее жестких условиях эксперимента У7 и У9 также характеризуются достаточно высоким содержанием кислорода и соотношением H/C, но меньшим в сравнении с образцом У3.

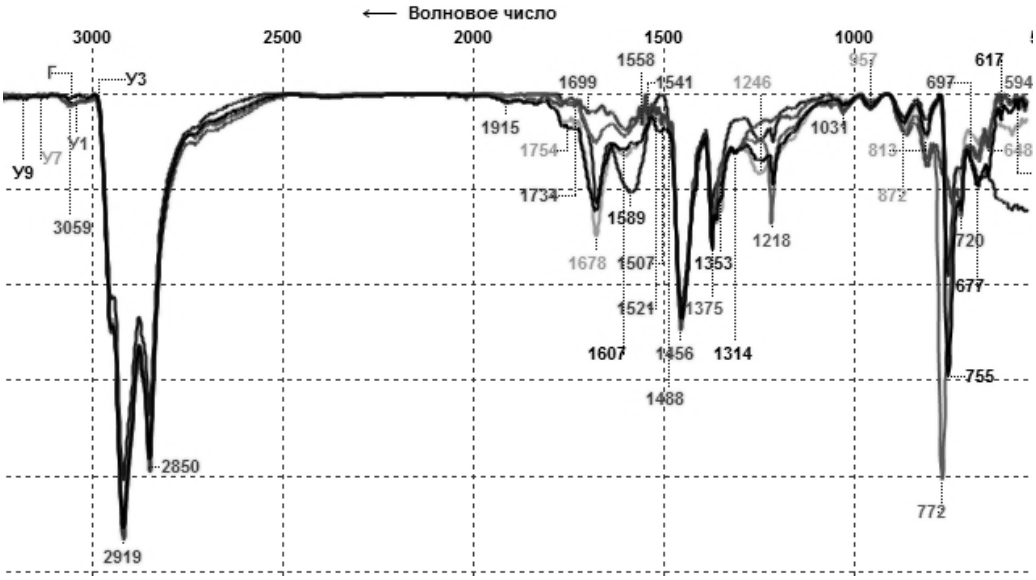


Рис. 2 – ИК-спектры исходного гудрона и продуктов его функционализации

Полученные ИК-спектры (рис. 2) показали, что продукты функционализации содержат карбонильные группы (C=O), которые не регистрируются в исходном образце. О наличии карбонильных групп свидетельствуют интенсивные пики в области 1678 $см^{-1}$. В данном случае уже можно говорить о встраивании ацетильного радикала в структуру продуктов функционализации гудрона и о подтверждении протекания реакции. Наибольшее содержание карбонильных групп (C=O) и наименьшее содержание метильных (CH_3-) групп наблюдается у образца У3.

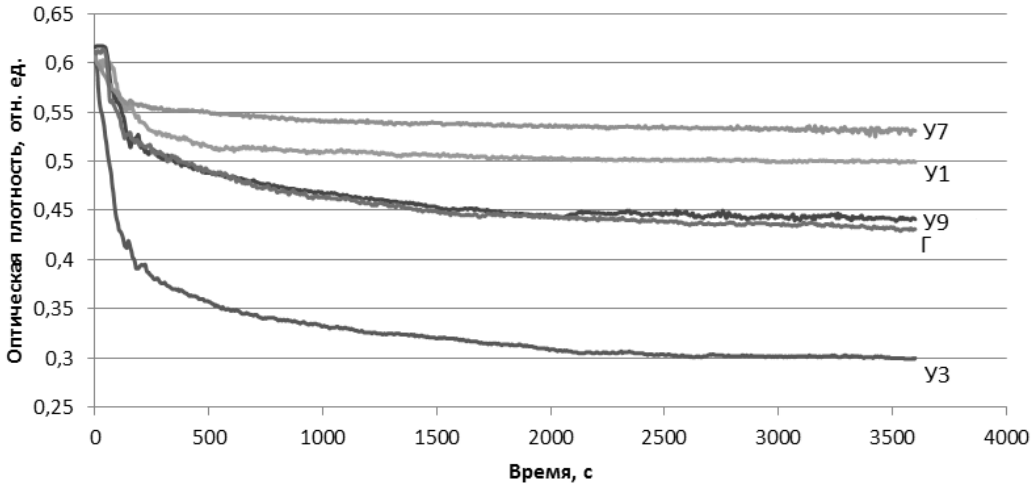


Рис. 3 – Коллоидная стабильность гудрона и продуктов его ацилирования уксусным ангидридом в условиях добавления осадителя

Из данных по коллоидной стабильности видно, что наибольшей устойчивостью к осаждению обладают образцы У1 и У7, которые в сравнении с другими анализируемыми образцами были получены в достаточно мягких условиях. Изменения коллоидной стабильности образца У9 соответствует исходному гудрону. Образец У3, условия функционализации которого были самыми жесткими (25% мас. ангидрида, температура 100° С и продолжительность 8 ч), показал снижение показателя до уровня ниже исходного гудрона. Можно сделать вывод, что оптимальными условиями получения устойчивого продукта является 1-часовой синтез при температуре 100° С и 25% мас. содержании уксусного ангидрида в смеси.

Выводы.

Катализатор обеспечивает протекание процесса взаимодействия гудрона с уксусным ангидридом. Увеличение концентрации ангидрида способствует увеличению количества смол и асфальтенов, соотношения водорода к углероду, а также росту содержания кислорода в продуктах ацилирования. Наивысший выход смолисто-асфальтеновых веществ и наименьшая коллоидная стабильность наблюдается у образца У3, полученного при содержании уксусного ангидрида в реакционной смеси 25% мас. и температуре процесса 100° С в течение 8 часов. Пониженная коллоидная стабильность образца У3 может быть связана с высоким условным содержанием C=O и CH_3-групп. Наибольшей коллоидной стабильностью обладал образец, взаимодействие которого с уксусным ангидридом происходило в течение 1 ч (У7).

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда и правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры № 24-23-20151.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Корнеев Д.С. Влияние обработки тяжелой нефти изопропиловым спиртом на состав и структуру смолистых веществ / Корнеев Д.С., Осницкий Е.М., Клименко Л.С. // Химия в интересах устойчивого развития. – 2024. – Т 32. – Н 3.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОНЦЕВОГО ДЕЛИТЕЛЯ ФАЗ ТРУБНОГО ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

USING AN END DIVIDER TUBE PHASES FOR OIL PREPARATION IN THE SAMOTLORSKOE FIELD CONDITIONS

Бессонова А.Д.
Bessonova A.D.
Россия, Тюменский индустриальный университет, adbessonova04@bk.ru

Добываемый флюид со скважин обычно поступает на автоматизированные газомерные установки (АГЗУ), где проводят учет поступающей скважинной продукции и предварительную очистку. АГЗУ служит для измерения дебита добывающих скважин, предварительной очистки и проведения различных технологических операций [1]. АГЗУ обычно обслуживают от 8 до 14 скважин.

Скважинная продукция с кустов и АГЗУ типа спутник поступает первоначально на дожимные насосные станции. Флюид, поступающий из скважин, состоит из нефти, попутного газа, солей, воды и различных примесей, что способствует износу трубопровода и нефтегазового оборудования. На дожимной насосной станции (ДНС) проводится первичная подготовка нефти к дальнейшей транспортировке на центральный сборочный пункт. На ДНС скважинную продукцию подвергать обессоливанию, обезвоживанию, дегазации и удалению механических примесей.

Целью исследования является изучение КДФТ для подготовки нефти в условиях Самотлорского месторождения.

Рассмотрим систему сбора на Самотлорском месторождении. На Самотлорском месторождении применяется герметизированная система сбора. Продукция скважин из АГЗУ по нефтесборным коллекторам поступает на ДНС. На дожимной насосной продукция проходит первую ступень сепарации, где происходит дегазация и обезвоживание нефти. Газ из газосепараторов поступает на узел учета газа, откуда подается газоперерабатывающий завод или факел. Вода поступает в отстойники, через некоторое время из отстойников в резервуары и установку предварительного сброса воды. Здесь также выделяется газ, который подается на газоперерабатывающий завод или факел.

Нефть с буферных емкостей поступает на прием насосов внешней перекачки и через узел замера откачивается по напорным трубопроводам на центральный товарный парк. На рисунке 1 представлена принципиальная схема дожимной насосной станции и его основное составляющее технологическое оборудование.

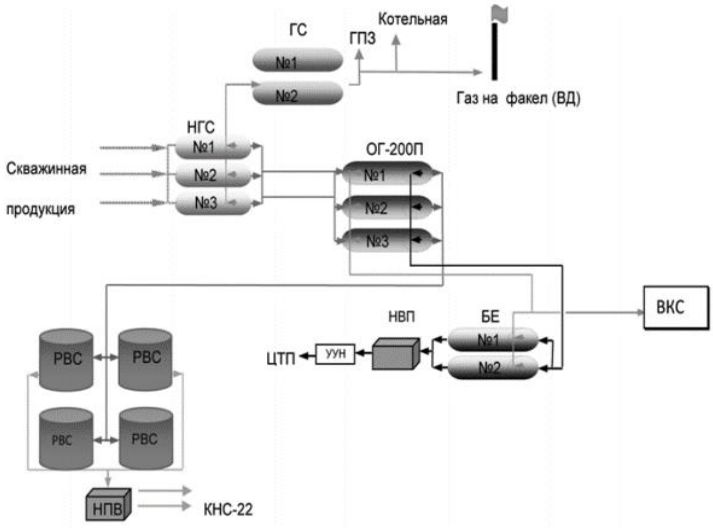


Рис. 1 – Принципиальная технологическая схема ДНС

Продукция со скважин поступает тремя исходными потоками на первую ступень сепарации НГС-1,2,3. Затем на вторую ступень сепарации ГС-1,2. Нефтесодержащая жидкость из газосепараторов поступает в отстойники сброса воды ОГ-1,2,3, откуда вода сбрасывается в очистные сооружения РВС-5000м3 № 1, 2. Из буферных емкостей частично подготовленная нефть забирается насосами внешней перекачки (НВП) и направляется на Нижневартовский ЦТП.

Рассмотрим технологическую схему с концевыми делителями фаз трубными (рисунок 2). Продукция скважин Самотлорского месторождения с содержанием воды 88–95%, температурой до 55° С и промысловом давлением 3,6–5,0 кгс/см2 поступает на распределительную гребенку, далее поступает в КДФТ, где происходит деление нефтегазожидкостной смеси на воду, нефть и газ. Для интенсификации разрушения водонефтяной эмульсии в нефтегазопровод дозировочными насосами вводится реагент – деэмульгатор.

Нефть выводится с КДФТ с остаточным содержанием воды (0,5–5%), она поступает в буферные емкости БЕ-1,2 (V-100 м3) и далее на прием насосов внешней перекачки, для транспортировки на Нижневартовский ЦТП. Пластовая вода для очистки от остаточной нефти и взвешенных веществ, через регулирующие клапаны поступает в резервуарный парк очистных сооружений РВС №№1,2 (V-5000м3). Доочистка воды в резервуарах осуществляется методом гравитационного отстоя. Отделившийся газ из КДФТ через общий регулирующий клапан поступает в газосепаратор ГС-1,2 (V-100 м3) для его очистки от капельной жидкости. После очистки газ давлением 2–2,4 кгс/см2 поступает через узел регулирования давления и узел учета в газопровод УКГ далее на Нижневартовский ГПК.

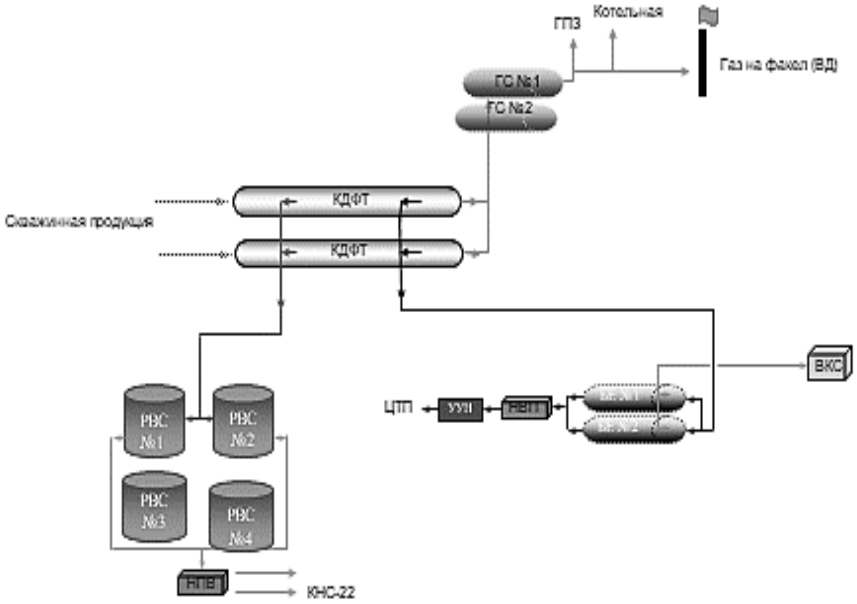


Рис. 2 – Технологическая схема с концевыми делителями фаз трубными

Применение КДФТ позволит: снизить металлоемкость процесса подготовки нефти и подтоварной воды; уменьшить размеры производственных объектов; улучшить качество подготавливаемой на установке продукции; повысить уровень промышленной и технологической безопасности; уменьшить вероятность вредного воздействия на окружающую среду; уменьшить себестоимость процесса подготовки нефти; уменьшить капиталовложения в реконструкцию объектов.

При химическом методе разделения газоводонефтяной эмульсии на ДНС-32 применяется реагент деэмульгатор UNIDEM марки ES-302. Расход деэмульгатора составляет 30 г/т. В ходе проверки анализов содержания воды в нефтепродуктах было установлено, что обводненность нефти с блока контроля качества

превышает допустимые значения и достигает 0,11%. Для сравнения рассмотрим аналогичный объект ДНС-28, в котором применяется реагент деэмульгатор Пральт 11 марки А-2, его расход составляет 28 г/т, а процент обводнённой нефти составляет 0,03%. Исходя из этого следует заменить деэмульгатор UNIDEM марка ES-302 на Пральт 11 марки А-2.

Сравнительный анализ деэмульгаторов представлен в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительный анализ Пральт 11 марка А-2 и UNIDEM марка ES-302

№	Реагент	Дозировка, г/т	Количество отделившейся воды, %					Качественное состояние межфазной границы
			15 мин	30 мин	45 мин	1 час	3 часа	
1	Пральт 11 марка А-2	30	45	51	60	82	95	граница чёткая, промслой 1 мл
2	UNIDEM марка ES-302	30	34	46	57	78	91	граница чёткая, промслой 3 мл

Из таблицы 1 видно, что скорость отделения воды у обоих реагентов практически одинаковая за некоторым преимуществом Пральт-11 марки А-2 в начале процесса. Стоит отметить образование большего по величине промежуточного слоя в случае UNIDEM марка ES-302. Сравнительный анализ также показал, что наиболее эффективным оказался деэмульгатор серии Пральт-11 марки А-2. При его использовании достигается оптимальная скорость разделения эмульсии при удовлетворительном качестве границы раздела фаз, в соответствии с этим процент обводненности будет ниже 0,11%.

По данным взятым из бухгалтерской отчетности компании, экономический эффект от применения деэмульгатора Пральт 11 марки А-2 на 1 т., по сравнению с UNIDEM марки ES-302, составит 7297 тыс. рублей.

Применение в технологической схеме сбора и подготовки скважинной продукции концевых делителей фаз трубных позволяет значительно сократить площади производственных объектов. Это ведет к снижению затрат на подготовку высококачественной нефтяной жидкости, уменьшению металлоемкости оборудования и минимизации негативного влияния на экологию. Предлагаемое усовершенствование системы окупается примерно за пять лет. Дополнительно, использование деэмульгатора серии Пральт-11 марки А-2 ускорит и улучшит процесс разрушения эмульсий, увеличит объем отделяемой воды в концевом делителе фаз трубном, сократит расходы на покупку деэмульгаторов, и обладает наилучшими техническими характеристиками среди аналогичных продуктов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие / Н.А. Сваровская – Томск: Изд. ТПУ, 2004 – 268 с.
2. Шаймарданов В.Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / В.Х. Шаймарданов; Под ред. В.И. Кудинова. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013 – 508 с.
3. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. / В.П. Тронов. – Казань: Фэн, 2002 – 408 с.
4. Савельева Н.Н. Модернизация системы подготовки нефти посредством применения концевых делителей фаз трубных / Н.Н. Савельева. // Материалы международной научно-технической конференции. Нефть и газ Западной Сибири. 2017. – С. 239–243.
5. Савельева Н.Н. Принципы модернизации системы многоуровневого образования подготовки кадров нефтяной и газовой промышленности / Н.Н. Савельева. // Современные наукоёмкие технологии. 2016. – № 9–2. – С. 327–332.
6. Технологии нефтегазового инжиниринга / В.Я. Мауль, Н.Р. Кривова, Н.Н. Савельева [и др.]. Том Часть 1. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – 167 с. – ISBN 978-5-9961-3167-9.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНСТРУМЕНТОВ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТЬЮ СКВАЖИН НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

IMPROVEMENT OF ORGANIZATIONAL AND ECONOMIC TOOLS FOR WELL SERVICEABILITY MANAGEMENT AT AN OIL PRODUCING ENTERPRISE

Бурцев А.С.
Burtsev A.S.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ТПП «Чернушканефтегаз», Andrey.Burtsev@lp.lukoil.com

Настоящая работа посвящена решению проблемы управления текущими затратами на поддержание работоспособности скважин нефтедобывающих предприятий.

При текущих условиях нефтедобыча на месторождениях требует научных исследований, так как большая часть запасов углеводородов относится к категории трудноизвлекаемых. Это требует дополнительных текущих и инвестиционных затрат, направленных на поддержание уровня добычи нефти месторождений нефтедобывающих предприятий.

В рамках работы, разработан новый организационно-экономический инструмент «АВС-анализ скважин-кандидатов», который в отличие от существующих аналогов позволяет выявить скважины, требующие затрат на поддержание работоспособности по критерию минимизации издержек при заданном уровне добычи нефти. Разработанные принципы и этапы (последовательность) выполнения работ лежат в основе проведения АВС-анализа уровня добычи нефти и затрат на его поддержание на нефтедобывающих предприятиях. Рэнкинг скважин по дебиту и затратам на поддержание работоспособности строится на основе АВС-анализа.

Предложена система поддержки принятия решений на основе авторского программного продукта на базе Microsoft Office Excel, позволяющая уменьшить трудозатраты и исключить человеческий фактор при проведении расчетно-аналитических работ.

Результаты работы могут применяться на предприятиях нефтяной промышленности в качестве алгоритма для выявления скважин с высокими текущими затратами на поддержание работоспособности относительно дебита этих скважин и последующего анализа специалистами для разработки мероприятий по уменьшению затрат.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования // – М. Издательство Недра – 1966г – С. 78–80.
2. Морковина С.С., Фурсова С.В. АВС-анализ как инструмент оперативного планирования основной деятельности организаций // Экономический анализ. Теория и практика. – 2012. – № 38(293). – С. 2–8.
3. Рэнкинг [сайт]. URL: https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/678847 (дата обращения 07.04.2024).
4. Проводин В.Н., Калитюк Н.В. Принцип Парето // Вестник магистратуры. – 2020. – № 4-3(103). – С. 55–56.

СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ВОДНЫХ БЛОКАД ОБРАЗУЮЩИХСЯ В ПРИЗАЙБОЙНОЙ ЗОНЕ В ПРОЦЕССЕ ГЛУШЕНИЯ

METHODS OF PREVENTING AND ELIMINATING WATER BLOCKADES FORMED IN THE WATER-BASED ZONE DURING THE STOPPING PROCESS

Валеев Д.Р.

Российская Федерация, ФГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный Университет», drvaleev3@gmail.com

При проведении операций глушения нефтяных скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые терригенные коллекторы (проницаемость ⩽ 10 мД) в условиях субгидростатического пластового давления (Рпл <0,8·Ргидр), наблюдается критическое явление инфильтрации водной фазы технологических жидкостей в призабойную зону пласта (ПЗП). Данный процесс обусловлен отрицательным градиентом давления между стволом скважины и пластом, что активизирует капиллярную пропитку и адсорбцию воды матрицей породы. Последствиями становятся:

- Формирование зоны с повышенной водонасыщенностью (S_w> 60%) в радиусе 1–3 м от забоя;
- Снижение относительной фазовой проницаемости для нефти (k_ro) на 40–70% вследствие изменения смачиваемости порового пространства;
- Увеличение времени стабилизации дебита (до 6–10 суток) из-за необходимости вытеснения заблокированной воды;
- Риск необратимого падения продуктивности скважины на 20–30% при длительном контакте с водонасыщенной зоной.

На рисунке 1 представлен процесс образования техногенной зоны повышенной водонасыщенности в ПЗП на различных этапах технологического цикла глушения.

До ТКРС Глушение После ТКРС.

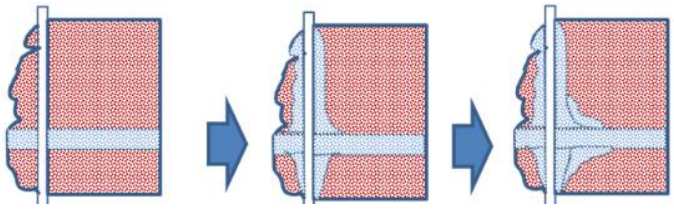


Рис. 1 – Образование водных блокад при глушении скважин

Для оптимизации состава жидкостей глушения (ЖГ) проведен комплекс лабораторных и промысловых исследований, включающий:

Скрининг химических реагентов:

1. Тестирование различных ПАВ на гидрофобизирующую способность;
2. Оценка эффективности спиртов (изопропиловый, этиленгликоль, метанол) как водоредуцирующих агентов;
3. Анализ синергетического эффекта ПАВ-спиртовых композиций.

Фильтрационные эксперименты на кернах песчаников (проницаемость 5–15 мД, пористость 12–18%) в условиях, имитирующих пластовые (Т = 85° С, Р = 8 МПа):

1. Циклы насыщения-вытеснения по методике USBM;
2. Измерение к_ro до/после контакта с модифицированными ЖГ;
3. Микроскопия шлифов для оценки распределения фаз.

Промысловые испытания с мониторингом ключевых параметров при выводе скважины на режим.

Результаты фильтрационных тестов представлены на рисунке 2.

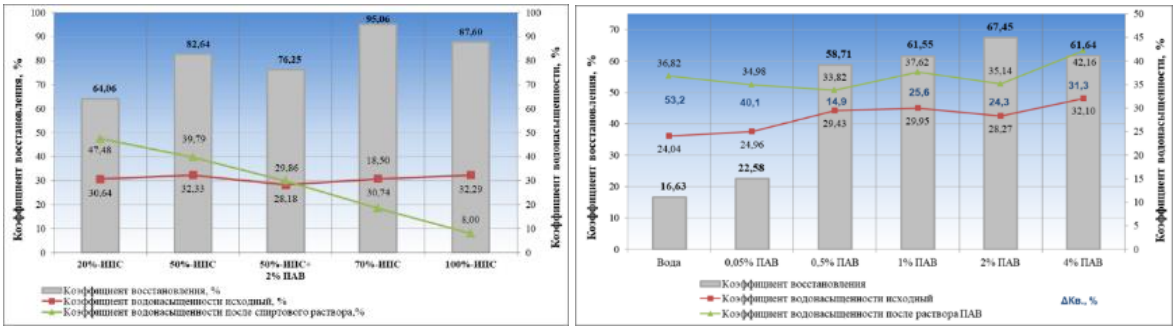


Рис. 2 – Результаты фильтрационных тестов

Воздействие ПАВ на фазовую проницаемость Применение гидрофобного ПАВ «Нефтенол К» (2–4% масс.) продемонстрировало:

1. Увеличение k_ro на 25–40% относительно базового раствора за счет снижения поверхностного натяжения на границе нефть-вода (σ_ow с 32 до 18 мН/м);

2. Частичную обратимость капиллярной блокировки (коэффициент восстановления проницаемости K_восст = 0,65–0,78);

3. Недостаточную эффективность десорбции воды из микропор (<1 мкм), что ограничивает K_восст значениями <80%.

Введение изопропилового спирта (ИПС) в концентрациях ⩾50% обеспечивает:

1. Снижение вязкости ЖГ на 30–45% (μ = 1,2–1,8 сПз), улучшая реологические свойства при закачке;

2. Уменьшение капиллярного давления (P_cap) в 2,1–2,7 раза за счет изменения смачиваемости на промежуточную (θ_ow = 90±5°);

3. Полное восстановление k_ro до 0,82–0,95 от исходных значений благодаря ко-вытеснению воды и нефти (эффект «растворимой моторизации»).

В течение 2022–2024 гг. выполнено 31 операция глушения с модифицированными ЖГ на месторождениях Западной Сибири. Результаты работ представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты опытно промышленных работ

Параметр	Базовый раствор	ПАВ (2%)	Спирт
Количество обработок, ед	120	25	6
Вывод скважины на режим (среднее время), сут.	6	4	4
Доля скважин с потерей дебита жидкости, %	25,7	0	0

Таким образом применение растворов глушения с повышенной концентрацией ПАВ и водопоглатителей потенциально может быть эффективной технологией предотвращения водных блокад.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Вагина Т.Ш., Гаврилов А. А. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 38–41.
2. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы. – М.: Наука, 1985. – 398 с.
3. Старковский А.В. Гидрофобизация призабойной зоны пласта как метод повышения нефтеотдачи / А.В. Старковский, Т. С. Рогова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 12. – С. 36–38.

ИННОВАЦИОННАЯ КОНЦЕПЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОПОРНОЙ СЕТИ СКВАЖИН ДЛЯ КОНТРОЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА Х МЕСТОРОЖДЕНИЯ

AN INNOVATIVE CONCEPT FOR THE FORMATION OF A REFERENCE NETWORK OF WELLS TO CONTROL CHANGES IN THE ENERGY STATE OF FIELDS USING THE EXAMPLE OF THE X FIELD FACILITY

Гальская О.А.
Galskaya O.A.
Российская Федерация, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Лангепаснефтегаз», ogalskaa@gmail.com

Опорная сеть эксплуатационного фонда скважин – это часть эксплуатационных скважин, равномерно распределенных по площади залежи и служащих для мониторинга энергетического состояния объектов разработки, фильтрационно-емкостных свойств пласта и продуктивности скважин. Главные составляющие опорной сети скважин: это периодичность и количество исследований.

Периодичность исследований для добывающих и пьезометрических скважин составляет – 2 раза в год, для нагнетательных – 1 раз в год. [1]

Регламент по контролю за разработкой месторождений предписывает не менее 10% от эксплуатационного фонда скважин, равномерно распределенных по площади (из них не менее 70% – добывающие скважины) и 100% фонда пьезометрических скважин. [2]

На текущий момент опорная сеть скважин предприятия включает в себя 17,6% добывающих, 10,8% нагнетательных и 97,9% пьезометрических скважин.

Проведение исследований на фонде скважин всегда требует рационального подхода и поиск оптимальных решений для сохранения равновесия и баланса.

Для примера был взят объект Х месторождения, опорная сеть которого составляет 13,2% добывающих, 4,2% нагнетательных и 32,8% пьезометрических скважин от эксплуатационного фонда месторождения.

Изучив статью Иктисанова В.А., Байгушева А.В.: «Расчет опорной сети скважин для определения пластового давления» я предположила, что опорный фонд составляет 100% от общего фонда. Далее произвела расчет среднеарифметического пластового давления для всех скважин. После этого с заданным шагом в 10%, убрала число скважин и определила величину пластового давления (Рис. 1). [3]



Рис. 1 – Зависимость среднего пластового давления от количества скважин опорного фонда

Как видно из рис. 1, начиная с некоторой величины опорного фонда пластовое давление начинает сильно отличаться от пластового давления для 100% опорного фонда. Однако данные рассчитаны для определённой последовательности убывания исследований. На практике исключение скважин из опорного фонда может быть самым разнообразным. Чтобы учесть это разнообразие вариантов, следует провести

«перемешивание» пластовых давлений с помощью генератора случайных чисел и построить кривую. После 15 вариантов перемешивания и последовательного исключения процента опорных скважин я получила свое распределение (Таблица 1, рис. 2).

Таблица 1. Различные варианты распределения случайных «перемешиваний» пластовых давлений в зависимости от доли скважин в опорной сети

Варианты	Доля скважин в опорной сети										
	5%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1	13,97	14,12	14,89	14,90	14,95	14,92	14,87	14,90	14,85	14,86	14,79
2	14,96	15,43	15,05	14,91	14,76	14,77	14,68	14,75	14,78	14,79	14,79
3	14,45	15,00	15,07	15,03	14,96	14,94	14,96	14,84	14,76	14,77	14,79
4	14,74	14,32	14,66	14,94	14,73	14,88	14,93	14,88	14,87	14,88	14,79
5	14,85	15,19	15,07	15,06	14,87	14,78	14,82	14,82	14,84	14,85	14,79
6	15,27	14,86	14,63	14,79	14,93	14,91	14,94	14,89	14,85	14,86	14,79
7	14,57	14,37	14,83	14,85	14,76	14,85	14,90	14,86	14,84	14,85	14,79
8	15,58	14,71	14,69	14,41	14,37	14,48	14,63	14,60	14,69	14,72	14,79
9	14,67	14,86	14,43	14,51	14,74	14,80	14,75	14,67	14,73	14,75	14,79
10	15,54	15,37	15,29	15,07	15,14	15,03	15,03	14,94	14,92	14,92	14,79
11	14,67	15,16	14,89	14,65	14,68	14,62	14,67	14,70	14,65	14,68	14,79
12	14,96	14,86	14,61	14,64	14,73	14,69	14,73	14,73	14,73	14,75	14,79
13	14,32	14,33	14,72	14,73	14,74	14,77	14,77	14,71	14,84	14,85	14,79
14	15,09	14,67	14,88	14,64	14,61	14,68	14,76	14,78	14,77	14,78	14,79
15	13,81	14,39	15,00	14,97	15,04	14,90	14,87	14,91	14,98	14,97	14,79

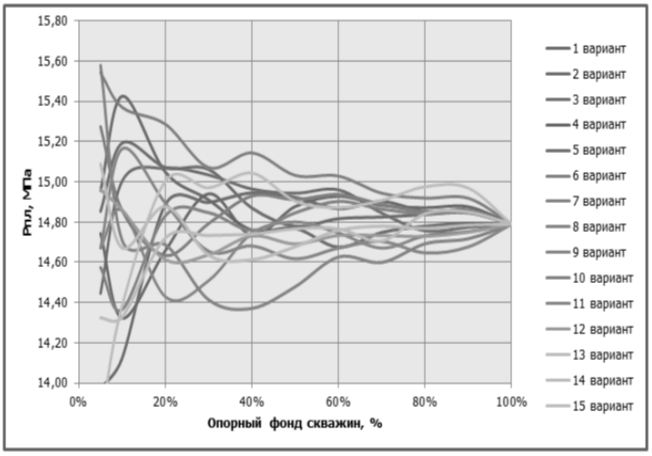


Рис. 2 – Различные варианты распределения случайных «перемешиваний» пластовых давлений в зависимости от доли скважин в опорной сети

По расчетам выяснилось, что даже небольшое уменьшение опорного фонда приводит к разбросу данных, при значительном снижении доли опорного фонда разброс возможных значений ещё больше увеличивается. Уменьшение опорного фонда ниже 100% уже приводит к неопределенности при определении пластового давления.

Основной вопрос связан с тем, насколько можно принять эту погрешность, чтобы не потерять ценную информацию по пластовому давлению и вместе с тем не проводить исследования всего фонда скважин. В связи с этим рассчитывается стандартное или среднеквадратичное распределение Рпл (Рис. 3).



Рис. 3 – Стандартное распределение пластового давления по правилу трёх сигм

Я приняла стандартное отклонение равным 1%, и, согласно правилу 3 сигм для нормально распределенной случайной величины, это равнозначно существованию 6%-й погрешности определения пластового давления с вероятностью распределения 0,9973.

Для скважин объекта разработки при принятии 1% стандартного отклонения достаточно исследовать 12% от эксплуатационного фонда скважин.

На основе статьи Юлмухаметова Д.Р., Ямалова И.Р.: «Оптимизация опорной сети скважин для гидродинамических исследований» был проведен анализ изменения Рпл в зависимости от расстояния между скважинами и времени. [4]

Для определения периодичности исследований, вычисляется разница пластового давления между всеми парами скважин на рассматриваемом объекте и рассчитывается ее среднее значение для всех пар скважин, находящихся на одинаковом расстоянии h друг от друга, по формуле 1:

$$V(h)=\sqrt{\frac{\sum_{r}\left[p(r)-p(r+h)\right]^2}{N(h)}}, \qquad (1)$$

где $p(r)$ – пластовое давление в точке r; $N(h)$ – число возможных пар на расстоянии h.

Задаваясь различными значениями h, получила зависимость среднего отклонения пластового давления от расстояния между точками (Таблица 2, рис. 4).

Таблица 2. Зависимость среднего отклонения пластового давления от расстояния между скважинами

Расстояние, м	V(h), д.е.
500	0,84
750	2,25
1000	2,96
1250	3,25
1500	3,54
1750	3,82
2000	4,13
2250	4,28
2500	4,44
2750	4,65
3000	4,71
3250	4,75
3500	4,78

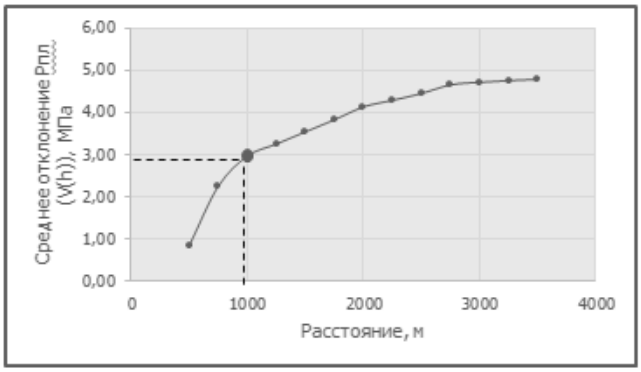


Рис. 4 – Зависимость среднего отклонения пластового давления от расстояния между скважинами

Данная зависимость показывает, что если известно пластовое давление в некоторой скважине, то в этот же момент времени пластовое давление в соседней скважине будет отличаться от измеренного в среднем на величину V(h).

Аналогично оценке изменения давления в зависимости от расстояния между скважинами по результатам расчета можно оценить среднее изменение пластового давления во времени. С этой целью для всех скважин я рассчитала среднее значение разницы пластового давления между датами с одинаковым промежутком времени k по формуле 2:

$$V(k)=\sqrt{\frac{\sum_n\sum_i\left[p_n(i)-p_n(i+k)\right]^2}{N(k)}}, \qquad (2)$$

где $p_n(i)$ – пластовое давление в скважине n в момент времени i; $N(k)$ – число возможных пар значений давлений с промежутком времени k.

С использованием полученных результатов построила зависимость среднего изменения пластового давления в скважинах от времени (Таблица 3 и рис. 5).

Таблица 3. Зависимость среднего изменения пластового давления между «парами» скважин от времени

Период, мес	V(k), д.е.
6	1,43
12	2,12
18	2,36
24	2,68
30	2,69
36	2,91

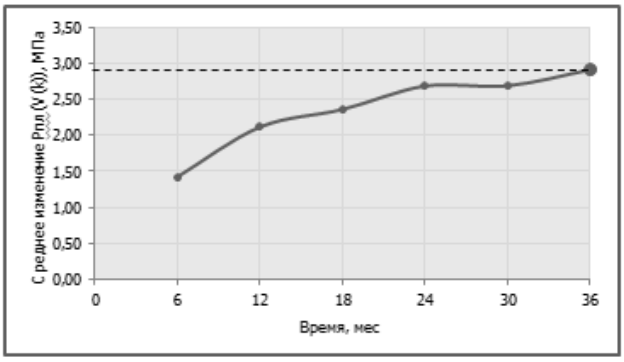


Рис. 5 – Зависимость среднего изменения пластового давления между «парами» скважин от времени

Смысл этой зависимости состоит в следующем: если имеется замер пластового давления в конкретной скважине, то его отклонение в этой скважине через промежуток времени k составит в среднем V(k).

Увеличение частоты исследований скважин опорной сети при одном и том же количестве исследований практически всегда приводит к росту погрешности карты изобар.

Для данного объекта скорость роста отклонения пластового давления с расстоянием значительно превышает скорость роста отклонения этой величины со временем.

На основании расчетов предлагается исключить из опорной сети скважин объекта X месторождения 9% добывающих, 21% пьезометрических и 17% нагнетательных скважин.

Экономический расчет показывает эффективность данного проекта. NPV (чистый приведенный доход) составил 0,041 млн долларов (Рис. 6).

Экономические показатели в ЕСУ по варианту «Базовый»		
Операционные расходы	млн руб.	-28,0
Инвестиционные расходы	млн руб.	0,0
NPV (чистый приведенный доход)	млн долл.	0,041
IRR (внутренняя норма доходности)	%	100,0%

Рис. 6 – Экономические показатели

Остановка скважин может привести к утечкам и разливам нефти, загрязнению почв. Сокращая количество простоев скважин, можно минимизировать данные последствия.

Таким образом, для формирования опорной сети скважин следует знать пластовое давление всего фонда скважин. Далее рассчитывается доля опорной сети, которая включает в себя правило 3 сигм. Так мы найдем одну из главных составляющих опорной сети – количество скважин. Далее необходимо найти вторую составляющую – это периодичность проведения исследований. Для этого следует рассмотреть зависимость пластового давления от расстояния и времени. Проанализировав полученные данные, можно ответить на вопрос: с какой периодичностью должны проводиться исследования скважин. Далее уже идет построение карты изобар на основе полученных данных. Предложенная концепция позволяет оценить необходимое число исследований по определению пластового давления и оптимальную периодичность замеров в скважинах опорной сети в зависимости от требуемой точности карт изобар. С другой стороны, зная число исследований и частоту замеров, можно оценить погрешность построенных карт изобар. Чтобы учесть различное распределение пластового давления рекомендуется выполнять расчеты для каждого месторождения или его участка отдельно.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений // Приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 года № 61.
2. Регламент по контролю за разработкой месторождений промыслово-геофизическими, гидродинамическими и специальными методами исследований // Приложение к приказу от 30.03.2022 года №П-158А.
3. Иктисанов В.А., Байгушев А.В. Расчет опорной сети скважин для определения пластового давления // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 9. – с. 12–16.
4. Юлмухаметов Д.Р., Ямалов В.А. Оптимизация опорной сети скважин для гидродинамических исследований // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – с. 98–101.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ПРОГРАММЫ ПО ДОВЫРАБОТКЕ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ УВ ПО ОБЪЕКТАМ БВ5, БВ6 МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

DEVELOPMENT OF A COMPREHENSIVE PROGRAM FOR ADDITIONAL RECOVERY OF UNDRAINED HYDROCARBON RESERVES FOR BV5, BV6 OBJECTS OF FIELD N

Гафтулхатов Р.И.
Gaftulkhatov R.I.
ООО «Лукойл Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз», Россия, robert98g@mail.ru

История Фармана Салманова – это история упорства и веры в свои идеи. Он доказал, что даже в суровых условиях можно открыть большие перспективы. Наше будущее зависит от таких людей – тех, кто не боится рисковать и стремится к новым открытиям.

Целью данной работы является подбор нестандартных подходов к разработке высоко-обводненных пластов для поддержания уровня добычи нефти.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- Анализ геологического строения пластов;
- Определение зон концентрации запасов;
- Формирование программы геолого-технических мероприятий (ГТМ);
- Проведение технико-экономической оценки.

Месторождение эксплуатируется с 1976 года и является одним из зрелых месторождений региона. Основными объектами разработки являются пласты: АВ, БВ, ЮВ и Ач толщи. За последнее время по объектам БВ5 и БВ6 отобрано 85% запасов. Однако данные пласты имеют потенциал для дальнейшего развития.

Для выявления причин наличия значительных остаточных запасов был проведен анализ динамики основных показателей разработки. Установлено, что при высоких темпах отбора жидкости и закачки воды добыча нефти стремительно снижается, а также формируются зоны недренируемых остаточных запасов.

Для определения зон с остаточными запасами необходимо изучить наличие связи между пластами. Анализ геологической структуры показал, что пласты залегают равномерно друг под другом, имеют схожее строение и относятся к пластово-сводовым объектам с коэффициентом нефтенасыщенности 80%. Площадь их пересечения составляет 85% или 105 тысяч квадратных метров.

Рассмотрение разреза месторождения подтвердило, что пласты залегают на небольшом расстоянии друг от друга и обладают идентичными фильтрационно-емкостными свойствами, что свидетельствует об их едином происхождении. Изучение каротажных материалов выявило наличие глинистой перемычки без окон слияния, средней толщиной 10 метров. Это может указывать на возможную гидродинамическую связь между пластами.

Дополнительно анализ каротажных материалов транзитных скважин показал, что в течение 50 лет эксплуатации происходило разрушение цементного кольца вследствие высоких фильтрационно-емкостных свойств пород и небольшой толщины глинистой перемычки. Это привело к образованию техногенных каналов (ЗКЦ) между пластами, что отразилось на исторических данных по накопленным отборам и закачке.

Для подтверждения наличия межпластовых перетоков был построен график динамики основных показателей разработки с нанесением кривых пластовых давлений. Разделение по пластам и временным промежуткам показало, что основные параметры изменялись по-разному, однако кривые пластовых давлений оставались параллельными. Это свидетельствует о наличии как природных, так и техногенных межпластовых перетоков. Для дополнительного подтверждения природных перетоков были проанализированы данные трассерных исследований.

Согласно отчету за 2017 год, по нижележащему объекту БВ6 в нагнетательную скважину 693 был закачен трассерный индикатор. Одновременно по вышележащему объекту БВ5 проводился отбор проб из горизонтальных скважин. На основании каротажных данных техногенные перетоки были исключены, однако уже через 10 часов индикатор был обнаружен в скважине 823Г, что подтверждает наличие природных межпластовых перетоков.

Обоснование проблематики месторождения позволило выполнить анализ проектного документа на разработку данного объекта. В проекте пласты БВ5 и БВ6 рассматриваются как отдельные самостоятельные объекты. Их стадия разработки находится в заключительной фазе, они разделены на более мелкие пропластки и сектора. С 2021 года по этим пластам не реализовано ни одного ГТМ из-за высоких рисков неподтверждения прогнозных запасов и высокой стоимости мероприятий по изоляции ЗКЦ.

В данной работе предлагается альтернативный подход – объединение объектов БВ5 и БВ6, что не является проектным решением. Однако согласно официальным правилам разработки:

- Пласты БВ5 и БВ6 идентичны по литологии и типу коллекторов;
- Между ними существует гидродинамическая связь;
- Режимы пластов сопоставимы;
- Проницаемость и неоднородность пластов схожи.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что объединение пластов является возможным и целесообразным.

Предложенный подход позволил по-новому взглянуть на разработку объектов БВ. Были разработаны комплексные мероприятия как для нагнетательного, так и для добывающего фонда. Первым этапом предлагается остановка нагнетания в скважинах по объекту БВ5, что перераспределит движение запасов и обеспечит подключение новых зон застоя. Вторым шагом является формирование новой системы поддержания пластового давления (ППД) по объекту БВ6 с целью создания подушки, способствующей перемещению запасов вверх по разрезу. Система ППД предусматривает очагово-избирательный подход с учетом зон застоя запасов БВ5. Дополнительно планируется ввод в эксплуатацию скважин ППД из консервации, а также корректировка приемистости по нагнетательным скважинам.

Первоначально в проекте предлагалось выполнить 73 перехода и 76 БВГС на добывающем фонде, однако из-за высоких рисков и затрат эти мероприятия не были реализованы. В обновленной программе объем ГТМ составит 84 скважины со средней эффективностью 3 т/сут. Прирост добычи обоснован на основании ранее проведенных ГТМ.

В ходе научной работы были пересмотрены проектные БВГС: исключено 65 мероприятий, замененных на дострелы с уплотнением системы ППД. Остальные скорректированы с учетом исторической разработки двух пластов. Планируется выполнение 20 БВГС со средним приростом 9,5 т/сут. Предложенный вариант позволит увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и коэффициент охвата на 2%, а также уплотнить сетку скважин на 18%.

В рамках исследования проведена технико-экономическая оценка. Инвестиционные и операционные мероприятия оценены по отдельности и показали положительные результаты. Дополнительно был рассчитан эффект мероприятий по активу в целом. Оптимизация показала улучшение чистой приведенной стоимости (NPV) на 9 млн долларов.

Разработанный проект полностью соответствует экологическим требованиям. Проведение ГТМ не оказывает прямого воздействия на занятость коренного населения, живую природу и окружающую среду.

По итогам научной работы сделаны следующие выводы: для поддержания стабильного уровня добычи компании одним из ключевых направлений является развитие зрелых месторождений с применением нестандартных подходов, что и стало целью данного исследования. Анализ проблематики и исторической информации месторождения позволил предложить эффективные решения для разработки остаточных

запасов. В результате месторождение получит новый этап развития, способствующий увеличению добычи и повышению эффективности его эксплуатации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая схема разработки N месторождения: отчет о НИР (заключит.) по дог. № 12.030 / ТатНИПИнефть; рук. дог. Дияшев Р.Р. – Бугульма, 2020. – 399 с.: 16 рис., 41 табл., 85 источников, 43 прил.
2. Анализ разработки N месторождения: отчет о НИР (заключит.) / ТФ ООО «КогалымНИПИнефть»; рук. дог. Рачева Л.Д. – Тюмень, 2020. – 425 с.: 220 рис., 146 табл., 126 прил.
3. Атлас Тюменской области. – М.; Тюмень, 2013.
4. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины: труды / ЗапСибНИГНИ; под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень, 1976.
5. Арсланов И.Г. Автоматизированный научно-технический комплекс мониторинга работы технологического оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, Р.И. Арсланов, Н.О. Ковалев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском – 2016: сб. науч. тр. в 2-х т. – С. 158–160.

РАЗРАБОТКА И ТЕСТИРОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БИОПОЛИМЕРОВ ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ КОНДИНСКОГО РАЙОНА ЮГРЫ

DEVELOPMENT AND TESTING OF DRILLING FLUIDS USING BIOPOLYMERS FOR LOW-PERMEABILITY FORMATIONS OF THE KONDINSKY DISTRICT OF KHANTY-MANSI AUTONOMOUS OKRUG-YUGRA

Гильфанова А.Ф.[1,2], Чудинова И.В.[2], Королев М.И.[2]
Gilfanova A.F.[1,2], Chudinova I.V.[2], Korolev M.I.[2]
[1] Россия, АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», GilfanovaAF@nacrn.hmao.ru
[2] Россия, Югорский государственный университет, GilfanovaAF @nacrn.hmao.ru

Экономическая целесообразность развития нефтегазового комплекса в современных условиях все больше определяется возможностью освоения месторождений, содержащих трудноизвлекаемые углеводороды, залегающих в породах с низкой проницаемостью. Такие месторождения особенно характерны для Шаимского нефтегазоносного района, расположенного в Кондинском районе ХМАО-Югры. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений путем сохранения и улучшения фильтрационных свойств пород-коллекторов призабойной зоны (ПЗ) пласта является одной из самых актуальных задач в нефтегазопромысловой отрасли. Негативное воздействие технологических жидкостей, используемых при вскрытии продуктивных пластов, проведении подземного ремонта и эксплуатации нефтяных скважин, является общепризнанной причиной ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) ПЗ в процессе разработки нефтяных месторождений. Несмотря на то, что составы буровых растворов регламентированы для обеспечения безаварийной проходки скважин, результаты анализа качества вскрытия продуктивных интервалов указывают на существенный недостаток: при выборе технологии часто игнорируются ключевые характеристики пласта-коллектора, такие как геолого-физические свойства и вещественный состав [1, 2]. В связи с этим актуальным является исследование технологических параметров буровых растворов и применение составов, позволяющих сохранить ФЕС пород-коллекторов ПЗ пласта при первичном вскрытии.

При закачивании скважин предпочтение отдается растворам, стабилизированным с помощью биополимеров или гидрогелей полимеров, поскольку они наиболее полно соответствуют предъявляемым требованиям. Буровые растворы на этой основе обладают уникальными псевдопластичными свойствами, что обеспечивает их эффективность.

Для низкопроницаемого пласта месторождения № 1 Кондинского района были разработаны буровые растворы на биополимерной основе с тремя различными составами (БР-1, БР-2, БР-3). В качестве основы были взяты следующие биополимеры: ксантановый биополимер, полиакрилат натрия, полианионная целлюлоза, модифицированный крахмал. Разработка составов буровых растворов проводилась в соответствии с г.

С целью определения пригодности буровых растворов трех различных составов для использования в продуктивных пластах лицензионных участков Кондинского района были проведены лабораторные исследования их физико-химических и реологических свойств. Исследования выполнялись в соответствии с требованиями стандарта ISO 10414-1:2008[3].

Перечень исследуемых параметров:

- плотность при 20° С;
- pH;
- условная вязкость при 20° С и 90° С;
- статическое напряжение сдвига при 20° С, 90° С;
- пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига при 20° С, 90° С;
- реологические профили буровых растворов при 20° С, 90° С;
- показатель фильтрации бурового раствора при 90° С.

Все определяемые физико-химические и реологические величины соответствуют заданным требованиям. При построении реологических профилей (зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига) был рассчитан коэффициент нелинейности для каждого образца при нормальной температуре и пластовой. В качестве буровых растворов, наиболее целесообразно использовать псевдопластические жидкости, обладающие величиной показателя нелинейности n<0,3. Подобные жидкости обеспечивают эффективную очистку ствола скважины от выбуренной породы и минимально возможные потери давления в скважине. Данным характеристикам соответствует состав БиоБР-1. Реологический профиль бурового раствора БР-1 представлен на рисунке 1.

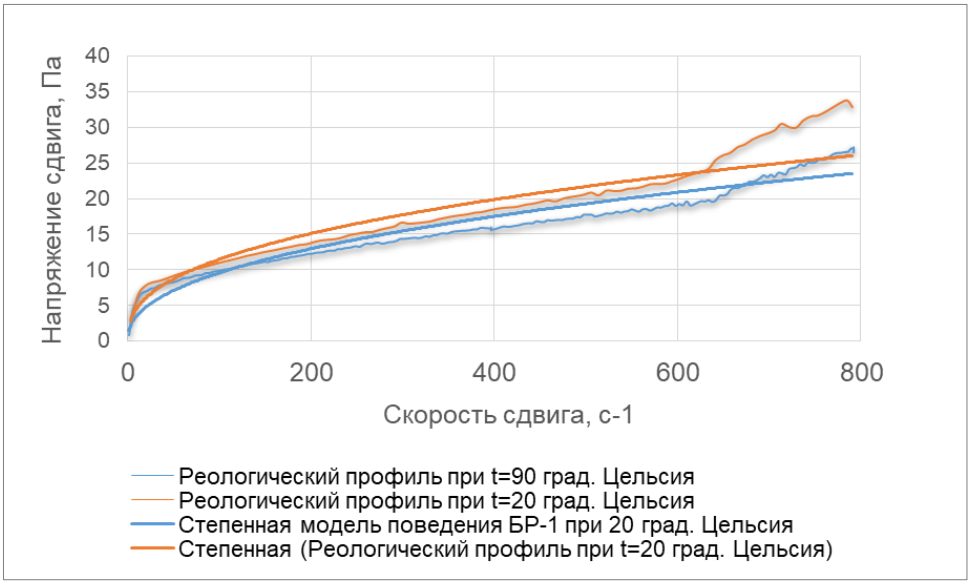


Рис. 1 – Реологический профиль бурового раствора БР-1 при нормальной температуре и пластовой

Применение буровых растворов также предусматривает определение показателя фильтрации. Под данным параметром подразумевается способность раствора отдавать воду пористым породам. Чем больше свободной воды в растворе и меньше глинистых частичек, тем больший объем воды проникает в пласт. Минимальное значение показателя фильтрации (<8 $см^3$/30 мин) соответствует образцу БР-1. Буровой раствор должен образовывать на стенке скважины, сложенной проницаемыми горными породами, тонкую глинистую корку с низкой проницаемостью с целью укрепления стенок скважины и предупреждения поглощения бурового раствора. БР-1 является самым оптимальным вариантом (толщина корки <1 мм).

По совокупности перечисленных факторов к проведению фильтрационных исследований по оценке изменения фильтрационно-емкостных свойств коллектора был рекомендован состав БР-1. Фильтрационные исследования проводились с использованием установки оценки степени повреждения пласта RPS-800 в условиях, максимально приближенных к пластовым. Коэффициент относительного изменения проницаемости керна после закачки бурового раствора при постоянном давлении (репрессии) является основным критерием оценки эффективности бурового раствора (наиболее эффективны буровые растворы, способные максимально восстанавливать исходную проницаемость керна). Для низкопроницаемого коллектора Кондинского района, изменение исходной проницаемости составило – 55%. Полученное значение не соответствует рекомендованным величинам. Содержание карбонатного кольматанта в составе БР-1 могло повлиять на отрицательное значение коэффициента относительной проницаемости.

На основании проведённых лабораторных испытаний БР-1 по физико-химическим и реологическим характеристикам является наиболее эффективным и оптимальным составом среди трёх образцов для

низкопроницаемых коллекторов. Однако определение ФЕС показало, что БР-1 требует дальнейшей оптимизации рецептуры для повышения естественной фазовой проницаемости пласта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Курбанова Х.Н. Растровая буровые раствора для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта. Инженер-нефтяник. – 2016.– № 3. – С. 18–22.
2. Мильвович Р.А. Применение биополимерного бурового раствора при первичном вскрытии продуктивного горизонта. Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых учёных. – 2019.– № 5. – С. 267–290.

ПРОМЫСЛОВАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Дердуга А.В.
ООО «НК «Югранефтепром», ne.nub.ya@yandex.ru

Введение.

На сегодняшний день одной из основных проблем на удалённых месторождениях, с высоким газовым фактором добываемой нефти, является утилизация попутного нефтяного газа, а высокое содержание газа совместно с водой при низких температурах приводит к интенсивному гидратообразованию.

Основной задачей данного проекта являются промысловая переработка невостребованного попутного нефтяного газа в метанол и синтетические углеводороды, как для покрытия собственных нужд, так и для реализации.

Методы.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — это смесь различных углеводородов, выделяющихся в процессе добычи и переработки нефти. Основную часть ПНГ составляет метан (порядка 80%), но в него также входят более тяжелые газы (пропан, бутан и т. д.). Также ПНГ может содержать примесь угарного газа, азота, углекислого газа, аргона, сероводорода и прочее. ПНГ может быть использован в качестве топлива или быть переработанным другие полезные вещества. В настоящее время основное метан используется как топливо, его доля в энергетике развитых стран занимает порядка 20%, а в бытовом секторе порядка 40% [1].

В нефти, затраты на транспортировку метана намного выше, чем затраты на добычу (для жидких и твердых углеводородов наоборот). Доставка газа конечному потребителю осуществляется либо по трубопроводам (в сжатом или сжиженном виде), либо в танкерах в сжиженном виде. Затраты на транспортировку при этом составляют порядка 30% от себестоимости газа. Из-за проблем транспортировки во многих случаях выгоднее сжигать газ на промыслах.

В настоящее время единственным универсальным способом безубыточной или почти безубыточной утилизации ПНГ в специфических условиях российских добывающих регионов представляется их малотоннажная конверсия в жидкие продукты непосредственно на промыслах. Процессы получения химических продуктов из метана можно, согласно, разделить на две категории:

1. Прямое превращение метана.

2. Не прямое, основанное на получение синтез-газа, с последующей его переработкой.

Несмотря на большое число исследований, процессы прямого преобразования метана в настоящее время являются экономическими не целесообразными. В промышленности применяются технологии, основанные на не прямой конверсии для получения аммиака, метанола, формальдегида, синтетических бензинов и др.

Высокая прочность химических связей создаёт трудности в процесс риформинга природного газа. В промышленности в основном применяются многотоннажные установки паровой конверсии метана в синтез-газ, требующие высоких давлений и температур в реакторе. Продуктами риформинга являются водород (используемый для получения аммиака) и синтез-газ (использующийся для получения метанола и других продуктов). Промышленное получение ацетилена из природного газа утратило актуальность ввиду перехода многих химических производств с ацетилена на этилен. [2]

Ужесточение законов об охране окружающей среды и снижение объёмов добычи нефти создают перспективу использования метана для производства химических продуктов. Одним из наиболее перспективных направлений в этой области является получение метанола.

Метанол активно используется в промышленности для получения формальдегида, уксусной кислоты, эфиров и прочее.

Окислительная конверсия метана в синтез газ может быть осуществлена тремя способами:

1. Паровая конверсия.

$CH_4 + H_2O = CO + 3H2$,

$\Delta H = +206$ кДж/моль

2. Парциальное окисление метана.

$CH_4 + 1/2O_2 = CO_2 + 2H_2$,

$\Delta H = -35.6$ кДж/моль

3. Углекислая конверсия.

$CH_4 + CO_2 = 2CO + 2H_2$,

$\Delta H = +247$ кДж/моль

Паровая конверсия.

Реакция паровой конверсии протекает с большим поглощением тепла при температурах порядка 1000◦ С на никелевом катализаторе.

В качестве реактора используются трубки из нержавеющей стали, заполненные катализатором и обогреваемые газовыми горелками. На поверхности катализатора образуются угольные нити, блокирующие поверхность и понижающие активность катализатора. Для подавления процесса зауглероживания катализатора в трубках реактора создаётся большая скорость потока, а также подаётся избыток пара. Некоторые промышленные ректоры включают этапы низкотемпературной конверсии с применением медных и железных катализаторов.

К основным недостаткам паровой конверсии можно отнести:

1. высокую стоимость перегретого пара,

2. образование избыточного количества углекислого газа,

3. соотношение H2: CO = 3: 1, неудобное для получения метанола.

Отношения водорода и угарного газа может изменяться путём добавления в зону реакции O_2 или CO_2.

Также отметим, что установки паровой конверсии требуют дополнительного оборудования: парогенераторной установки, предреформера и прочего.

Данные особенности делают паровую конверсию метана не пригодной для создания малотоннажных установок.

Парциальное окисление метана.

Парциальное окисление метана имеет ряд преимуществ по сравнению с паровой конверсией. Реакция является экзотермической и не требует дополнительного подвода тепла, что снижает энергозатраты. Кроме этого, синтез-газ, полученный парциальным окислением, на выходе имеет соотношение молярных концентраций H2: CO = 2:1, что оказывается наиболее выгодным для получения метанола в ходе реакции Фишера-Тропша.

Кроме того, соответствующий химический процесс не требует габаритных парогенераторных установок.

Процесс риформинга может протекать и без катализатора, но при этом требуется температура в 1300–1400◦ С. Это не допустимо, ввиду ограничений термостойкости материалов промышленных установок.

В присутствии же катализатора, конверсия метана в CO близка к 100%, и может быть достигнута при температурах порядка 700–800◦ С.

Реакция парциального окисления метана может протекать по двум механизмам:

1. Последовательную, проходящую в две стадии: глубокого окисления метана, и последующую конверсию (паровую и углекислую) не сгоревшего метана.

2. Прямую – через полную диссоциацию метана и кислорода на поверхности катализатора.

В большинстве случаев реакция окисления метана соответствует первому порядку по метану и нулевому по кислороду. Однако на катализаторе Pd/Si4N3 при температуре 700◦ C наблюдается нулевой порядок по метану и порядок выше первого по кислороду. Первичным продуктом в такой реакции является CO.

В таком случае происходит прямое превращение метана без промежуточных стадий.

На механизм образования метана влияют температура и время контакта газа с катализатором. Как правило, при низких температурах и больших временах контакта преобладает последовательный механизм. При высоких температурах и малых временах контакта – прямой.

Механизмы окисления чётко различимы в экспериментах по продуктам и скоростям реакций.

Многочисленные экспериментальные исследования показывают, что в зависимости от используемого типа катализатора и материала подложки, могут наблюдаться различные промежуточные этапы, температуры равновесия и скорости протекания реакции.

При последовательном (не прямом) превращении реакция глубокого окисления метана протекает на несколько порядков быстрее реакций второй стадии.

На начальном этапе реактора образуется горячее пятно с температурой порядка 1500◦ C. Высокие температуры приводят к разрушению катализатора и ускоряют процесс старения материалов конструкции. Снижение температуры на входе возможно при применении носителя катализатора с большой теплопроводностью, а также путём дополнительной подачи пара. Для выравнивания температуры вдоль реактора применяется постепенное инжектирование кислорода вдоль реактора.

Углекислая конверсия.

Углекислая конверсия обладает рядом преимуществ над другими механизмами.

Во-первых, синтез-газ, получаемый данным методом, имеет низкое отношение $H_2/CO < 1$, что позволяет использовать его для синтеза продуктов Фишера-Тропша, а также, для получения высокочистого оксида углерода, водорода, диметилового эфира (ДМЭ), уксусной кислоты, альдегидов при взаимодействии с олефинами, этиленгликоля через формальдегид. Получение диметилового эфира ДМЭ паровой конверсией невозможно из-за высокого соотношения продуктов H_2/CO.

Во-вторых, в данном процессе утилизируются сразу два парниковых газа (CO_2 и CH_4). Поэтому в экологическом сообществе возникают предложения использовать этот процесс для улучшения качества окружающей среды. Углекислотная конверсия как перспективное направление в области энергосбережения за счёт альтернативного потребления органического сырья может являться процессом переработки «мусорного газа» в синтез-газ.

Большую трудность для использования данного типа риформинга в промышленности представляет сильное отравление катализатора углеродом, а также высокие энергозатраты. Действующих промышленных установок, основанных чисто углеродной конверсии на данный момент нет. Однако отметим, что существуют установки, совместно использующие углеродную и паровую конверсия.

Автотермический риформинг.

Комбинируя экзотермическую реакцию парциального окисления метана и эндотермическую паровой конверсии, возможно, осуществить процесс конверсии метана автотермично.

На этом принципе реализована технология автотермического риформинга (ATP), которая позволяет получать требуемое для синтеза углеводородов соотношение 2/1 в одном реакторе.

Реакторы автотермического риформинга обычно эксплуатируется в диапазоне температур 900–1500◦ C и давлении до 80 бар. Реактор состоит из горелки, камеры сгорания и катализаторного слоя. Смесь попутного нефтяного газа и пара подогревается и смешивается с кислородом в горелке реактора. Сам реактор эксплуатируется близко к адиабатическому режиму. Турбулентное диффузионное пламя при горении обеспечивает интенсивное перемешивание, это имеет большое значение для снижения сажеобразования.

Для организации сложного турбулентного потока, в камере сгорания должна обеспечиваться рециркуляция газа из горячей зоны обратно к горелкам. В центре пламени температура высокая, выше 2000◦ С, поэтому важно не допустить перенос тепла обратно в горелку, что может привести к взрывоопасной ситуации. В качестве катализатора конверсии используется стандартный никелевый катализатор, который обладает необходимой активностью и высокой температурной стабильностью. Образованный во время реакции горения углерод разлагается на катализаторе.

Существует АТР и без камеры сгорания. Однако в этом случае наблюдаются высокие термические и механические нагрузки на катализатор непосредственно после горелки. Температурные скачки в течении запуска и остановки, а также большие скорости газа приводят к механическому износу и быстрому разрушению катализатора.

Поскольку реактор не предполагает теплообмена с внешней средой, стенки реактора покрывают огнеупорной футеровкой, повышающей срок службы реактора до нескольких десятков лет.

В большей части работ по автотермической конверсии водяного газа рассматривается комбинация углекислотной конверсии с паровой и кислородной. Кроме решения проблемы термонейтральности, добавление H2O или CO2 приводит к минимизации углеобразования за счёт реакций взаимодействия углерода с водой.

Малотоннажный комплекс переработки попутного нефтяного газа.

Разработка инжинирингового цента ПНИПУ заключается в переработке метана из попутного нефтяного газа, после предварительной его отчистки от серы и от жирных фракций, на малогабаритных реакторах метанола собственной разработки.

Очевидные плюсы данной технологии заключаются в выходе получаемого продукта, так с оного кубического метра метана, выделенного из попутного нефтяного газа, с добавлением в реакцию атмосферного воздуха можно получить до одного литра метанола.

Предлагаемая малогабаритная установка по производству метанола из попутного нефтяного газа состоит из трёх основных блоков:

– блок сероочистки,

– блок отбензинивания,

– блок преобразования метана в метанол.

Рассмотрим данные блоки подробней:

Блок сероочистки.

Данный блок занимает площадь размещения оборудования в 30 квадратных метров (Рисунок 1).



Рис. 1 – Блок сероочистки

Перерабатывающая мощность блока составляет до 6 миллионов кубических метров попутного нефтяного газа в год.

Предназначение комплекса – снижение содержания сернистых соединений для дальнейшего использования попутного нефтяного газа.

Блок сероочистки прошёл опытно промышленные испытания на НГСП Мутнинское ООО «РИФ».

Стоимость данного блока составляет порядка 55 миллионов рублей.

Блок отбензинивания или сепарации.

Перерабатывающая мощность данного блока (Рисунок 2) составляет до 6 миллионов кубических метров попутного нефтяного газа в год.



Рис. 2 – Блок сепарации

Общая площадь застройки составляет 236 квадратных метров.

Блок сепарации БС 300/2 обеспечивает извлечение из попутного газа фракций углеводородов С3-С6.

Получаемый в результате сепарации газовый конденсат может быть использован как готовый товарный продукт, и закачен в трубопровод с подтоварной нефтью, тем самым увеличивая выход продаваемой продукции до 1600 тонн в год (из расчёта переработки 5.5 миллионов кубометров ПНГ в год (зависит от жирности газа)).

Капитальные затраты на данный блок составляют 58 миллионов рублей, и складываются из:

1.Изготовление и комплектация блока сепарации 34 млн. руб.

2.ПИР, разрешительная документация 5 млн. руб.

3.Строительно-монтажные и пусконаладочные работы 19 млн. руб.

В данный момент Пилотный проект данного блока испытывается на ЦДНГ№8 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

Блок преобразования метана в метанол.

Работа данного блока опирается на реактор на основе малогабаритных радиальных элементов (Рисунок 4), разработанный в ПНИПУ.

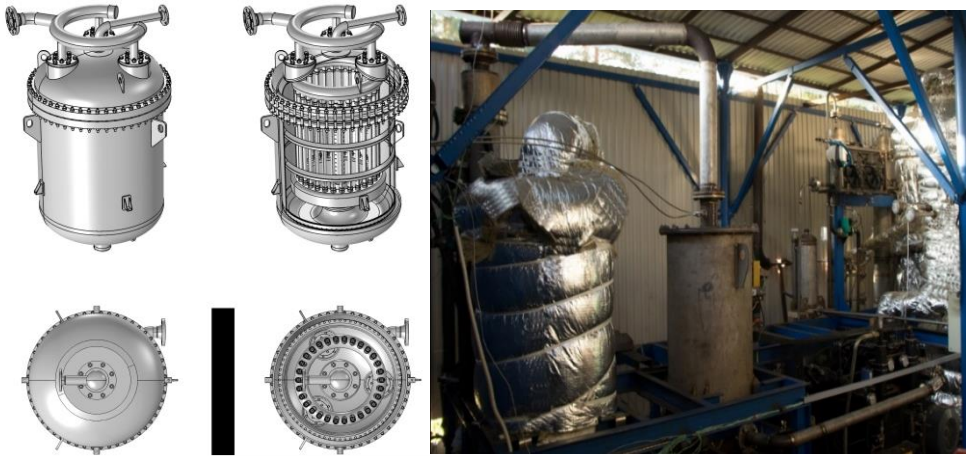


Рис. 4 – Реактор на основе малогабаритных радиальных элементов

Из расчёта переработки попутного нефтяного газа на 3500 тонн метанола в год, данный малогабаритный реакторный блок будет составлять перерабатывать порядка 5,5 миллионов кубометров ПНГ в год.

Капитальные затраты на его производство будут составлять порядка 275,25 миллионов рублей.

Технико-экономические показатели

Важность применения пилотного проекта на предприятии Компании заключается в том, что это стратегический шаг, влекущий развитие и масштабирование новой технологии с целью постепенного перехода на «зеленую» энергетику, что само по себе увеличит капитализацию компании.

Стоимость пилотной установки с производством в 5,5 миллионов кубических метров ПНГ в год, состоящей из трёх блоков оценивается в 342,8 миллионов рублей, так же на содержание ежегодно планируются затраты в 11,5 миллионов рублей.

Стоимость продукции пилотной установки:

В настоящее время плановая стоимость списания 1 тонны метанола в пользующихся метанолом организациях Компании составляет 40 тысяч рублей, что при уровне производства метанола в 3500 тонн в год, конвертируется в 140 миллионов рублей в год.

Данный продукт будет расходоваться непосредственно на производстве для устранения возможности гидратообразования, влекущее за собой снижение линейных давлений, которое влечёт за собой дополнительную добычу, а также отсутствие гидратов повлечёт за собой и сокращение количества внутрисменных простоев, благодаря чему ежегодные недоборы существенно сократятся. Так за последние три года, недоборы по причине гидратообразования только на одном из крупных перспективных месторождений в год достигают порядка 800 тонн.

Блок сепарации, или отбензинивания способен приносить дополнительно до 1200 тонн в год, за счёт продажи совместно с товарной нефтью широких фракций летучих углеводородов (ШФЛУ).

Экономический расчёт показал, срок окупаемости 3 года, с фазы реализации проекта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. О перспективах промысловых газохимических технологий на основе азотсодержащего синтез-газа. Текст научной статьи по специальности «Химические технологии». В.С. Арутюнов, В.И. Савченко, И.В. Седов. Журнал «НефтеГазоХимия». УДК 541 128. 4 2016 год
2. Матричная конверсия природного газа в синтез-газ и водород как перспективное направление газохимии и энергетики. В.С. Арутюнов, А.В. Никитин, Л.Н. Стрекова, В.И. Савченко, И.В. Седов, А.В. Озерский, Я.С. Зимин. «Журнал технической физики» 2021, том 91, вып5.

ПРОГНОЗ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД В ТЕРРИГЕННО-КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗЕ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

PREDICTION OF ROCK PERMEABILITY IN THE TERRIGENOUS-CARBONATE SECTION BASES ON WELL LOGGING DATA

Добрыдень С.В.[1,2]
Dobryden S.V.
[1] *Россия, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»,*
[2] *Россия, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»*

Разрезам терригенно-карбонатных отложений свойственно чередование терригенных и карбонатных горных пород, характеризующихся различными литологическими особенностями и фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС). При одинаковом значении коэффициента пористости ($К_п$) диапазон изменения коэффициента проницаемости ($К_{пр}$) может достигать нескольких порядков. Использование керновой зависимости $К_{пр}=f(К_п)$ в таком случае приводит к высокой неопределённости прогноза проницаемости горных пород, в том числе по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Для исследования факторов, влияющих на фильтрационные свойства изучаемых отложений, горные породы разделены на литологические фации (литотипы), отличающиеся друг от друга по вещественному составу безотносительно от особенностей их происхождения [1].

По результатам анализа литологического описания керна выделено две группы литотипов – терригенные и карбонатные. Терригенные представлены песчаниками от мелко- до крупнозернистых, алевролитами, аргиллитами, карбонатные – доломитами. На рисунке 1 приведены сопоставления коэффициентов пористости и проницаемости для терригенных и карбонатных литотипов с нанесением границы «коллектор-неколлектор», полученной по результатам совместного анализа данных ГИС, промыслово-геофизических исследований и испытаний скважин.

В области горных пород-неколлекторов на рисунке 1 локализованы данные по литотипам с повышенным содержанием глинистого и ангидритового материалов (аргиллиты, песчано-глинистые породы с ангидритовым цементом, ангидритизированные и глинистые доломиты, мергели). Также в области неколлекторов локализованы данные по тонкокристаллическим доломитам, пустотное пространство которых представлено межкристаллическими порами. Малый размер частиц, слагающих породу, определяет малый размер межкристаллических пор и обуславливает низкие фильтрационные свойства рассматриваемых пород [2].

Горные породы-коллекторы терригенных литотипов представлены песчаниками крупно- и мелкозернистыми, алевролитами. Анализ гранулометрического состава показал, что существенное влияние на фильтрационные свойства оказывает структура горных пород (размер зерен). В наиболее проницаемых образцах преобладает песчаная фракция. По мере возрастания содержаний алевритовой и глинистой фракций от крупнозернистых песчаников к мелкозернистым и далее к алевролитам проницаемость снижается. По мере снижения размера зерен в составе глинистого цемента снижается доля каолинита, возрастают доли хлорита, гидрослюды, что способствует снижению $К_{пр}$.

На фильтрационные свойства карбонатных коллекторов существенное влияние оказывает структура пустотного пространства. На рисунке 2 приведено сопоставление параметра пористости ($Р_п$) и коэффициента пористости по образцам керна карбонатных литотипов (показаны цветными точками). Помимо фактических данных на сопоставление нанесены теоретические зависимости для горных пород с трещинно-кавернозной пористостью. Методика расчёта теоретических зависимостей при различных значения коэффициентов трещинной ($К_п^{тр}$) и кавернозной ($К_п^{кав}$) пористости описана в работе [3].

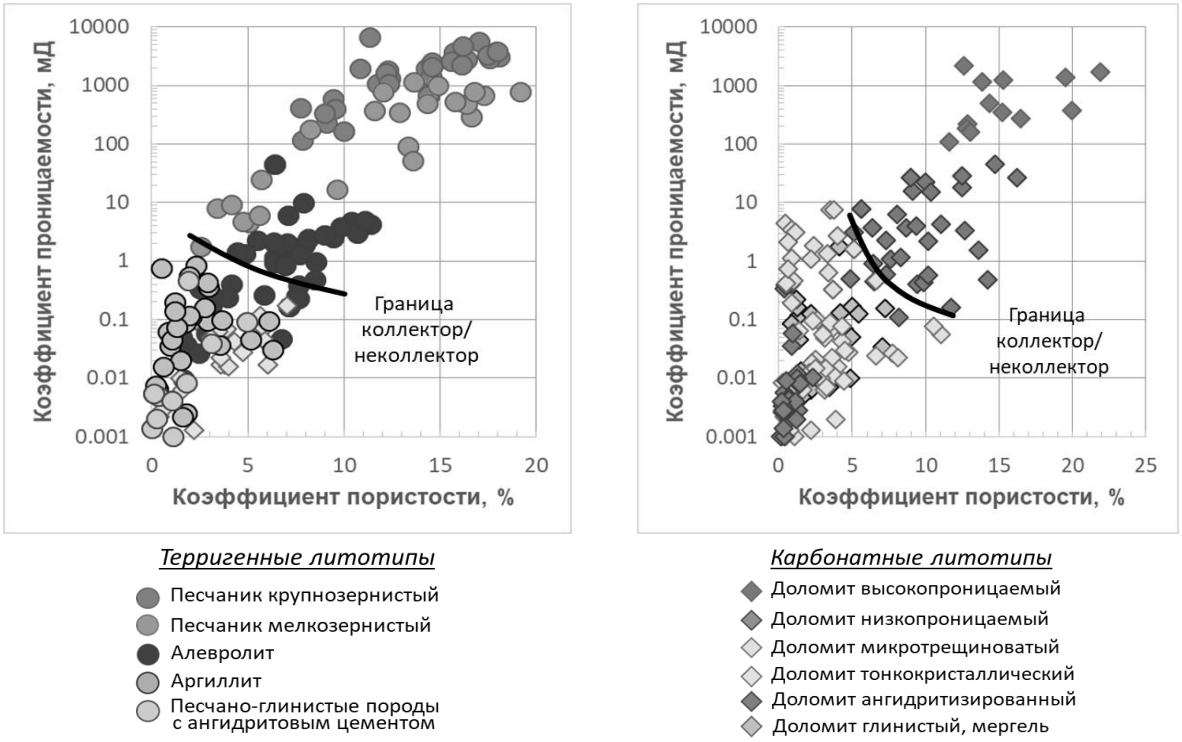


Рис. 1 – Сопоставление коэффициентов пористости и проницаемости терригенных (а) и карбонатных (б) горных пород

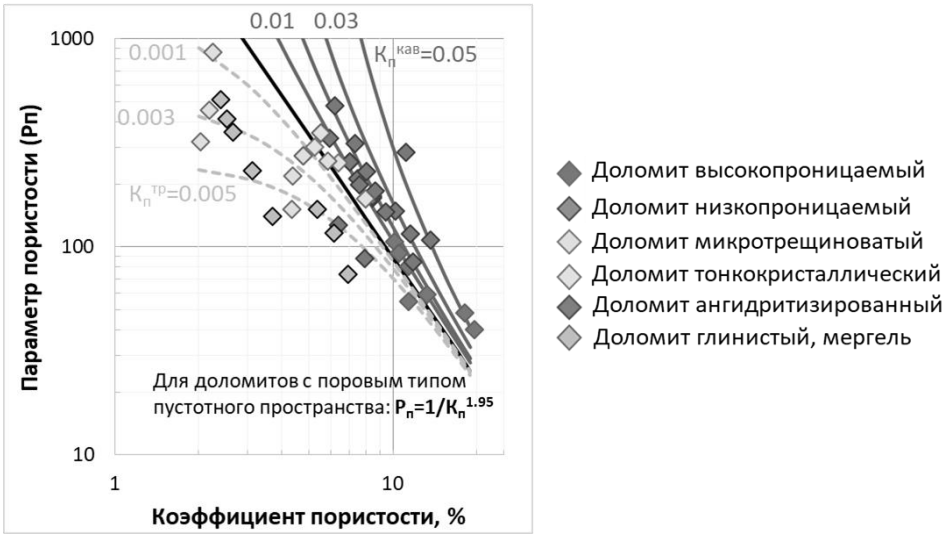
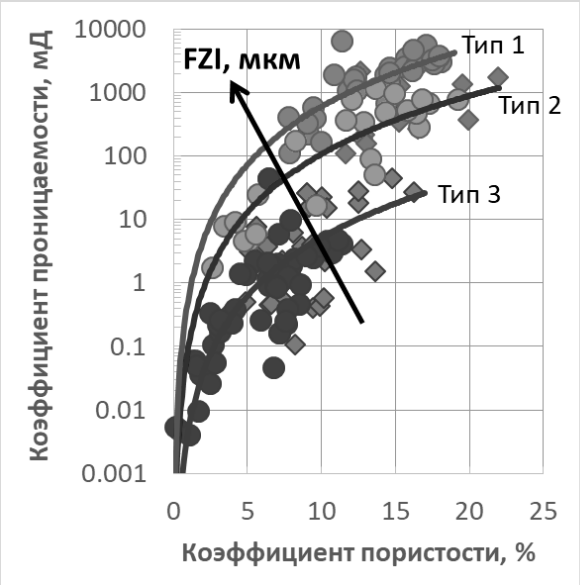


Рис. 2 – Сопоставление параметра пористости с коэффициентом пористости образцов керна карбонатных литотипов

Параметр пористости отражает отношение удельного электрического сопротивления водонасыщенной горной породы к удельному электрическому сопротивлению модели пластовой воды. Микротрещиноватым доломитам характерно снижение электрического сопротивления, обусловленное влиянием трещин, проводящих электрический ток. Наличие трещин в указанных образцах подтверждается их повышенными фильтрационными свойствами при низких емкостных (рисунок 1б). Также снижение электрического сопротивления характерно для глинистых доломитов и мергелей. Для доломитов-коллекторов сопротивление низкопроницаемых разностей заметно выше, чем у высокопроницаемых, что указывает на более сложную структуру пустотного пространства последних, затрудняющую прохождение через них электрического тока.

С учетом влияния рассмотренных выше факторов на фильтрационные свойства терригенно-карбонатных отложений по керну выделено три типа горных пород-коллекторов (рисунок 3). Для выделения использован комплексный параметр – индикатор зоны фильтрации (flow zone index – FZI), пропорциональный среднему гидравлическому радиусу поровых каналов [4].



Тип коллектора	Литологический тип горной породы (литотип)
1	Песчаник крупнозернистый
2	Доломит высокопроницаемый Песчаник мелкозернистый
3	Доломит низкопроницаемый Алевролит

Рис. 3 – Разделение горных пород-коллекторов терригенно-карбонатных отложений на типы

Для выделения рассмотренных типов коллекторов в разрезах скважин получены (рисунок 4) трехмерные зависимости типа «керн-ГИС», позволяющие по данным стандартного комплекса ГИС, включающего акустический (далее – АК) и гамма-каротаж (далее – ГК), выполнять расчет индикатора зоны фильтрации.

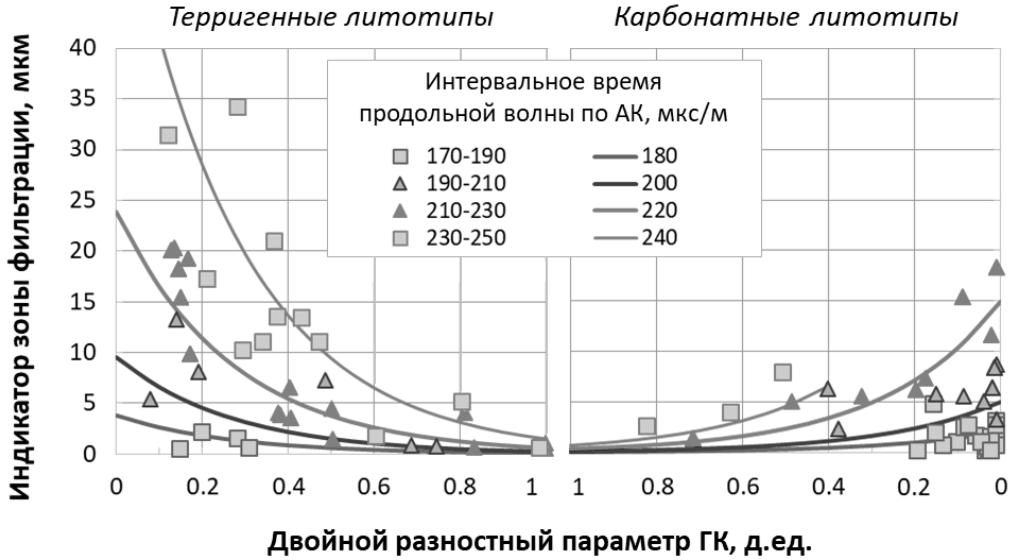


Рис. 4 – Зависимость для определения индикатора зоны фильтрации

На рисунке 5 приведен пример определения фильтрационных свойств терригенно-карбонатных отложений. По данным керна (поле 2) коллекторы представлены крупно- и мелкозернистым песчаниками,

реже алевролитами. В поле 9 приведены результаты расчета индикатора зоны фильтрации по данным керна (точки) и ГИС (кривая), с учетом которых идентифицированы типы коллекторов (поле 5).

Коэффициент пористости (поле 10) рассчитан по комплексу геофизических методов: гамма-гамма плотностному (ГГК-П), нейтронному (НКТ) и акустическому с учётом различных характеристик твёрдой фазы терригенных и карбонатных горных пород. Учёт глинистости осуществлялся по гамма-каротажу.

В поле 11 выполнен расчет коэффициент проницаемости с использованием индикатора зоны фильтрации (черная кривая) и по стандартной зависимости проницаемости от пористости (красная кривая). Видно, что результаты расчета по зависимости, учитывающей фациальную принадлежность горных пород, более точно описывают данные керновых определений проницаемости. Притоки нефти при испытаниях получены из наиболее проницаемых интервалов, что подтверждается данными промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИ).

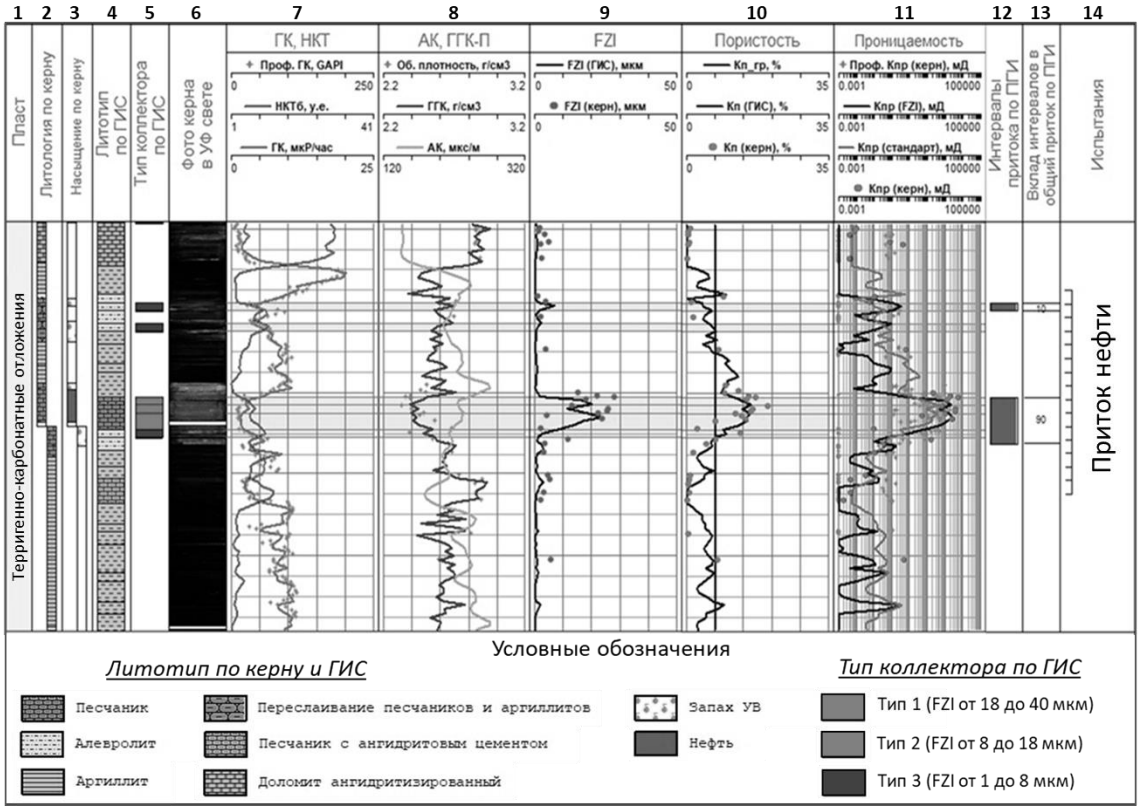


Рис. 5 – Пример определения фильтрационных свойств с учетом фациальной принадлежности терригенно-карбонатных отложений

Таким образом, повышена точность прогноза фильтрационных свойств терригенных и карбонатных коллекторов по данным АК и ГК, входящих в обязательный комплекс ГИС. Показано, что обязательный комплекс ГИС позволяет выполнять разделение терригенно-карбонатного разреза на литотипы с различными условиями образования. Установлено, что основное влияние на фильтрационные характеристики терригенных и карбонатных литотипов оказывает структура их пустотного пространства.

Проведенные исследования позволяют повысить достоверность выделения коллекторов по данным ГИС и прогнозировать потенциальную продуктивность выделяемых коллекторов на основе предлагаемой методики прогноза проницаемости.

С учетом полученных результатов составлена схема распространения коллекторов по площади с нанесением результатов испытаний скважин (рисунок 6).

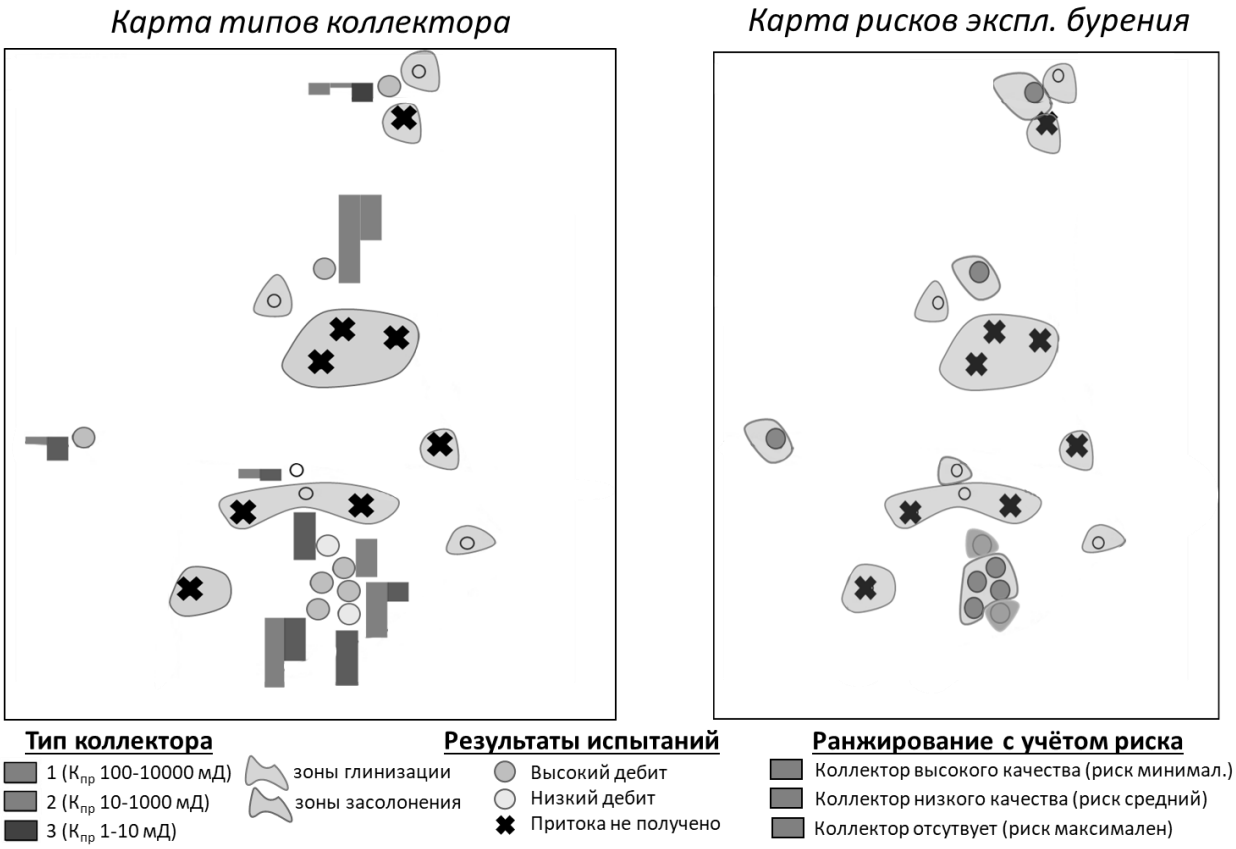


Рис. 6 – Схема площадного распространения коллекторов

На схеме видно, что наиболее продуктивными по результатам испытаний являются скважины, вскрывшие коллекторы с наилучшими фильтрационными свойствами. Скважины, вскрывшие коллекторы с пониженными свойствами, являются низкодебитными. Из скважин с отсутствием коллекторов притока из изучаемых терригенно-карбонатных отложений не получено.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Геологический словарь. Т.2: Н-Я / науч. ред. К.Н. Паффенгольц [и др.]. – Москва: Недра, 1978. – 455 с.
2. Лусиа Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход / Лусиа Ф.Дж.; Под. ред. О. А. Ботвиновской, Ю.В. Меркушкиной, С.В Охотиной [и др.]: Пер с англ. Е.М. Синевой. – Москва: НИЦ Регурная и хаотическая динамика, 2010. – 384 с.
3. Методическое руководство по выделению и оценке карбонатных коллекторов сложного типа по данным промысловой геофизики / А.М. Нечай, Г.А. Шнурман, А.Ф. Боярчук. – Грозный: КОВНИ Инефтепромгеофизики, 1973. – 154 с.
4. Тиаб Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движение пластовых флюидов / Тиаб Дж., Доналдсон Эрл.Ч.; Под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского; Пер. с англ. Углов М. Д. – 2-е изд.; доп. – Москва: Премиум Инжиниринг, 2009. – 868 с.

ПЛОЩАДНАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ ДЕБИТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ ЗАЛЕЖИ

AREAL ESTIMATION FORECASTED FLOW RATES TO DETERMINE PROMISING AREAS OF THE DEPOSIT

Елисеев И.Ю., Меер А.В., Чудинов Д.А., Шепелев И.А.
Eliseev I.U., Meer A.V., Chudinov D.A., Shepelev I.A.
Россия, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»

Задача подбора скважин кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) актуальна для большинства месторождений, длительное время находящихся в разработке, которые характеризуются высокой степенью обводненности добываемой продукции. Для её решения используются инженерные подходы и различные элементы геолого-промыслового анализа. В настоящее время анализ участков и подбор скважин для планирования мероприятий осуществляется на основе применения полномасштабного 3D геолого-гидродинамического моделирования с учетом конструктивных особенностей скважин и технической возможности проведения ГТМ. Этот подход считается наиболее прогрессивным и надежным, заключается в нескольких итерациях длительных расчётов.

Для оперативного определения перспективных участков залежи для зарезки боковых стволов (ЗБС), выбора оптимального способа их освоения и азимута зарезки возникает необходимость разработки дополнительных способов и методов, обладающих доступностью и оперативностью, но при этом не снижающих достоверности прогнозов и расчета эффекта от предлагаемых ГТМ.

В работе рассмотрен подход, включающий в себя предварительный площадной расчет предполагаемых уровней добычи, что позволяет ускорить процедуру выбора участков для проведения основных типов ГТМ. В работе проанализированы формулы расчета прогнозных дебитов нефти для основных типов добывающих скважин на объекте А Красноленинского свода, сформированы исходные данные для расчетов. Результатами расчета являются карты прогнозных дебитов нефти, которые учитывают геологические свойства объекта, текущее энергетическое состояние и обводненность добываемой продукции.

Основная часть.

Текущий процесс подбора ГТМ на объектах, имеющих постоянно действующую геолого-гидродинамическую модель, включает в себя анализ текущих подвижных запасов нефти, пластового давления, обводненности района, нефтенасыщенных толщин, оценку технической возможности проведения мероприятия, а также прогнозный расчет каждой скважины кандидата.

В предлагаемом оптимизированном процессе подбора ГТМ (рисунок 1) строятся карты прогнозных дебитов, за счет которых значительно сокращается время на выделение наиболее перспективных зон. Карты изначально учитывают, как геологию и энергетическое состояние объекта, так и текущую обводненность по районам. Данная методика отработана на объекте Викуловской свиты и следует отметить, что она не является полной заменой текущего процесса подбора, а является дополнительным инструментом для выделения наиболее перспективных зон.

Расчет карт дебитов нефти производился для основных типов добывающих скважин на рассматриваемом объекте: наклонно-направленных скважин (ННС) с гидроразрывом пласта (ГРП), горизонтальных скважин (ГС) без ГРП и ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (МСГРП).

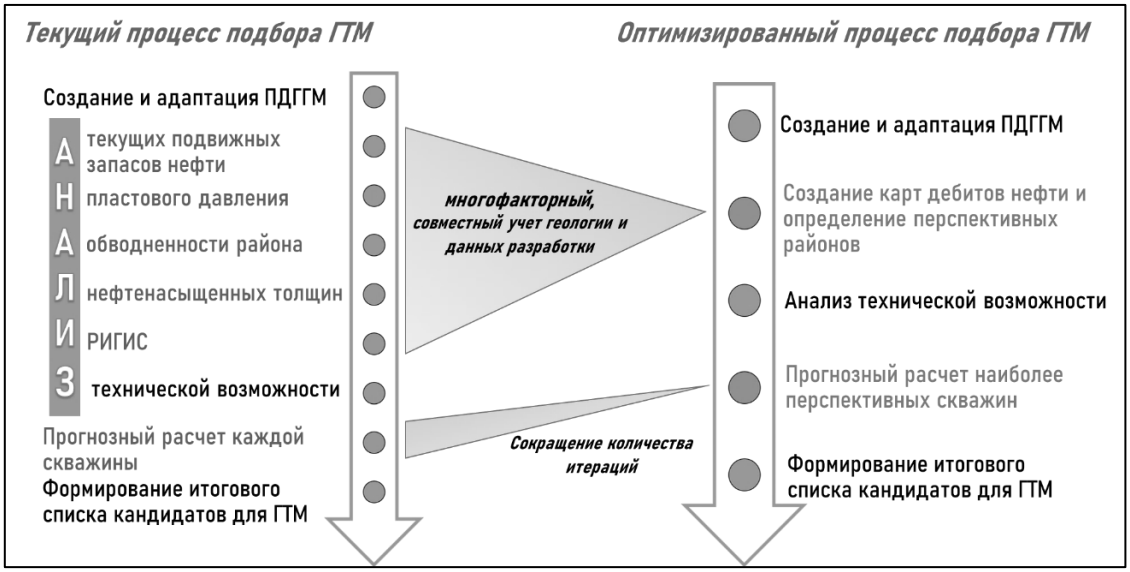


Рис. 1 – Текущий и оптимизированный процессы подбора ГТМ

Для построения карт дебитов нефти использованы параметры разных типов. Некоторые параметры взяты одним значением. Другие, изменяющиеся по площади, взяты картой (толщины, проницаемость, обводненность, давления и вязкость жидкости), большинство из них являются динамическими параметрами (таблица 1). В связи с этим необходимо периодически актуализировать карты дебитов.

Таблица 1. Параметры, используемые для построения

Параметр	Размерность	Тип данных/значение	Источник данных
Эфф. нефтенасыщенная толщина, h	м	Карта	Геологическая модель
Проницаемость, k	$м^2$	Карта	Геологическая модель
Обводненность, W	д.ед.	Карта	Гидродинамическая модель
Пластовое давление, $P_{пл}$	Па	Карта	Гидродинамическая модель
Забойное давление, $P_{заб}$	Па	Карта	Гидродинамическая модель
Вязкость жидкости, $\mu_ж$	Па*с	Карта	Гидродинамическая модель
Объемный коэффициент нефти, β	д.ед.	1,021	База данных
Радиус контура питания, $R_к$	м	500	Расчетный параметр
Радиус ГУ скважин, $r_с$	м	0,073	База данных
Длина горизонтального удлинения, L	м	250	База данных
Скин-фактор, S	-	-4	Расчетный параметр

Расчет дебитов жидкости для ННС с ГРП был произведен по уравнению Дюпюи (1), описывающему приток жидкости в скважину.

$$q_ж = \frac{kh\cdot(P_{пл}-P_{заб})}{18.41\mu\beta_0 \ln\frac{R_к}{r_c}-0.75+S}, \quad (1)$$

где k – проницаемость, h – эффективная нефтенасыщенная толщина, Рпл – пластовое давление, Рзаб – забойное давление, β0 – объемный коэффициент нефти, μ – вязкость жидкости, Rк – радиус контура питания, rc – радиус горизонтального участка скважин, S – скин-фактор.

Из рассчитанных дебитов жидкости получаем дебиты нефти для ННС с ГРП по формуле (2):

$$Q_н = q_ж - (q_ж * W), \quad (2)$$

где W – обводненность продукции.

На примере уравнения Дюпюи для расчета дебитов жидкости для ННС с ГРП наглядно показано, что параметры, имеющие площадную неоднородность взяты картами, другие взяты одним значением (рисунок 2).

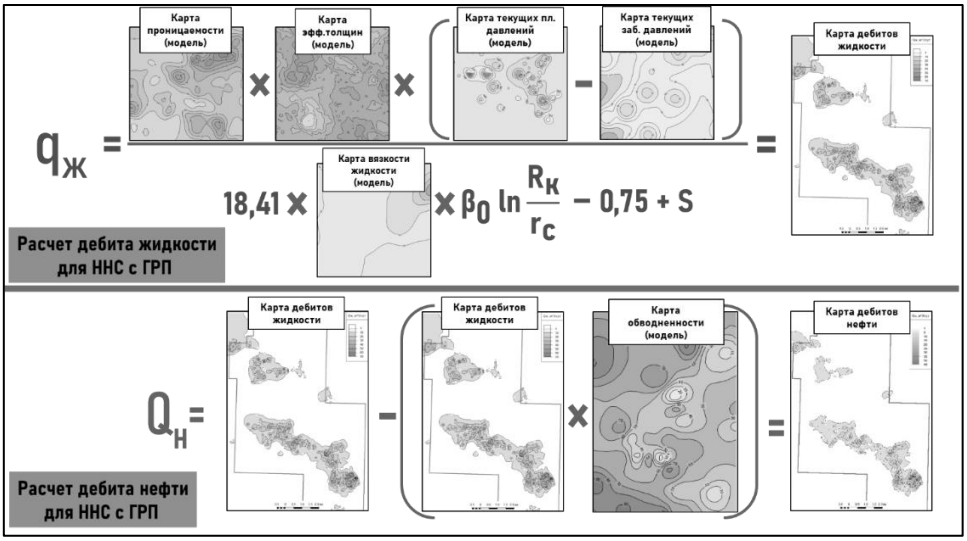


Рис. 2 – Расчет карты дебитов нефти для ННС с ГРП

Далее, рассчитывались дебиты жидкости для горизонтальных скважин без ГРП по трем разным формулам: Борисова Ю.П., Joshi S.D. и Giger. На примере расчета дебитов жидкости для нескольких скважин было выяснено, что первые две формулы показывают завышенные результаты. А по формуле Giger (3) получены наиболее приближенные дебиты, поэтому она и была выбрана для построения карты.

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\beta\mu_ж J}; \quad J = \frac{1+\left[1-\left(\frac{L}{2R_k}\right)^2\right]^{0.5}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{h\cdot X^*}{L}\cdot\frac{h\cdot X^*}{2r_c}, \quad (3)$$

где k – проницаемость, h – эффективная нефтенасыщенная толщина, ΔP – депрессия, β – объемный коэффициент нефти, μж – вязкость жидкости, J – фильтрационное сопротивление, Rк – радиус контура питания, rc – радиус горизонтального участка скважин, L – длина горизонтального участка, X* – параметр анизотропии.

Из рассчитанных дебитов жидкости получаем дебиты нефти для ГС без ГРП по формуле (4):

$$Q_н = Q - (Q * W), \quad (4)$$

где W – обводненность продукции.

На следующем этапе были рассчитаны дебиты жидкости ГС с МСГРП по методике Елкина С.В. (5). Суммарный дебит жидкости складывается из притока к трещинам и притока к самой скважине.

$$\mathbf{Q=\frac{2khL}{\mu_ж l}\cdot\left(Рпл-\frac{P_0}{2}-\frac{P_{заб}}{2}\right)+Q_d;}\qquad Q_d=\frac{2k\cdot(P_{пл}-P_{заб})}{\mu\cdot l}\cdot 2hX_f;$$

$$P_0=\frac{P_{пл}-(\frac{1}{2}-(N-1)^2\cdot A)\cdot P_{заб}}{\frac{1}{2}+(N-1)^2\cdot A};\qquad A=\frac{2X_f l}{L^2}, \tag{5}$$

где k – проницаемость, h – эффективная нефтенасыщенная толщина, Рпл – пластовое давление, Рзаб – забойное давление, μж – вязкость жидкости, l – расстояние до контура питания, Qd – дренирование трещин, L – длина горизонтального участка, Xf – полудлина трещины ГРП, N – число трещин ГРП.

Из рассчитанных дебитов жидкости получаем дебиты нефти для ГС с МСГРП по формуле (6):

$$Q_н = Q_ж - (Q_ж * W), \tag{6}$$

где W – обводненность продукции.

В результате получены три карты дебитов нефти для разных типов скважин: ННС с ГРП, ГС без ГРП, ГС с МСГРП (рисунок 3).

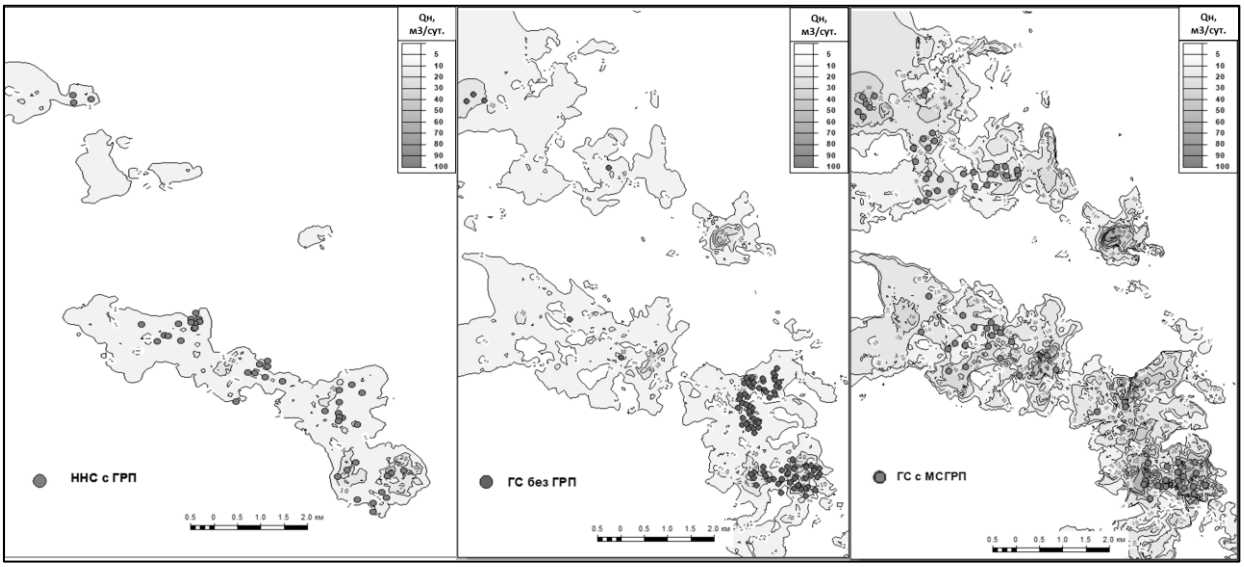


Рис. 3 – Рассчитанные карты дебитов нефти

В работе доказано, что все построенные карты являются адекватными и обладают хорошими прогнозными свойствами, рассчитанные и фактические дебиты уже пробуренных скважин имеют небольшие отклонения.

Далее приведен пример реального применения методики. На карту дебитов для ГС были нанесены зоны влияния действующего фонда и выделены не дренируемые участки залежи, перспективные для ЗБС. Подходящим кандидатом для проведения мероприятия стала скважина №Х (рисунок 4), в итоге с НГДУ был согласован ЗБС с азимутом 170 градусов в высокодебитную зону с имеющимися подвижными запасами нефти.

К сожалению, на полученных картах встречаются зоны с погрешностями в расчетах. В основном, это связано с ограничением дебитов жидкости производительностью насосов, зонами с высокой проницаемостью, расчлененностью объекта и нелинейностью притока. Поэтому в перспективе планируется

поиск инструментов снижения погрешностей результатов. Также планируется подбор формул для других объектов и предложение алгоритма расчета прогнозных дебитов для реализации модуля в ПО «TecScheme».

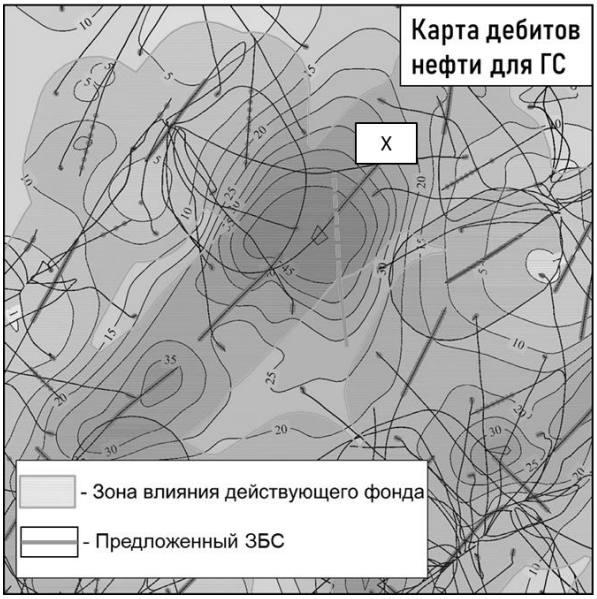


Рис. 4 – Скважина-кандидат

Реализация модуля в ПО «TecScheme» позволит упростить методику построения карт дебитов, так как весь необходимый набор информации для расчета содержится в гидродинамической модели (ГДМ). Также хотелось бы, чтобы была возможность строить карты не только по данным моделирования, но и по фактическим замерам. Модуль со схожим функционалом уже реализован в сторонних ПО.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бембель С.Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 215 с.
2. Телков А.П., Грачёв С.И. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений. Часть II. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 269 с.
3. Янукян А.П. Особенности разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами. – Сургут: ТИУ, 2020. – 13 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИКАТОРА ВЯЗКОСТИ НЕФТИ БЕЗ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

APPLICATION OIL VISCOSITY MODIFIER WITHOUT STEAM CYCLIC TREATMENT

Журавлев Д.Е.
Zhuravlev D.E.
*Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ТПП «*Усинскнефтегаз*», zhuravlevde@lukoil.com*

Термин «трудноизвлекаемые запасы» нефти появился в семидесятых годах прошлого века. Под ним подразумеваются запасы, заключенные в геологических пластах, особенности которых не позволяют организовать рентабельную добычу нефти с помощью существующих технологий. По данным Роснедр, текущие запасы трудноизвлекаемой нефти в стране на 2023 год оценивались в 16,5 млрд тонн.

Как отмечают отраслевые эксперты, по мере исчерпания легкодоступных углеводородов значение ТрИЗов растет, необходимо уже сейчас активизировать работу в этом направлении. Традиционные залежи углеводородов истощаются, качество ресурсной базы ухудшается. Для поддержания добычи на текущем уровне в среднесрочной перспективе необходимо обеспечить восполнение ресурсной базы, а также разрабатывать и развивать новые методы и технологии, которые сделают добычу рентабельной. Более 65% составляет доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России от общего объема доказанных запасов.

На залежи месторождения Х обширно применяется технология пароциклической обработки скважин (ПЦО), являясь на данный момент самой эффективной по соотношению «цена – эффект». За счет применения ПЦО удается достичь увеличения объема притока нефти к скважине, снизить ее вязкость, увеличить показатель давления и добиться лучших показателей фильтрации. Применяемое оборудование включает парогенератор, трубопроводы, компенсаторы температурных деформаций, устьевое и внутрискважинное оборудование.

Проведя анализ, можно сказать, что в зависимости от циклов наблюдается снижение эффективности применении данной технологии. Уже после 4 цикла наблюдается значительный эффект от применения хим. композиций, в комбинации с которыми технология ПЦО является эффективным методом интенсификации добычи.

В настоящее время при добыче высоковязкой нефти применяются следующие методы повышения нефтеотдачи пластов: использование модификатора вязкости «Alpha» и композиция «Omega». Отличительными особенностями между ними являются состав и время закачки реагента совместно с ПЦО.

«Alpha» – является экологически чистым реагентом, представляет собой композицию поверхностно-активных веществ различной природы и полимерных компонентов, позволяющих образовывать низковязкие дисперсии при взаимодействии с пластовой нефтью. Полимерные компоненты, входящие в состав реагента, способны образовывать тонкие пленки на границе раздела фаз нефтепродукт-вода. Обработка продуктивного пласта водным раствором «Alpha» производится до пароциклической обработки скважины.

«Omega» – в свою очередь, технология увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей при пароциклическом воздействии также основанная на поверхностно-активных веществах, генерирующими в пласте CO2 (Диоксид углерода) и щелочную аммиачную буферную систему при паротепловом воздействии, направлена на повышение текущего и конечного значений коэффициента нефтеотдачи за счет уменьшения вязкости нефти. Обработка продуктивного пласта данным раствором производится в середине цикла пароциклической обработки скважины.

Проанализировав эффективность применения, «Omega» и «Alpha» при ПЦО за 2022 и 2023 год, прослеживается лучший эффект от применения модификатора вязкости «Alpha». Ключевым аспектом при

сравнении является удельная эффективность воздействия данного метода (т\сут), которая в свою очередь получается из частного дополнительной добычи (тн) к количеству суток, отработанной скважины.

В 2022 году удельный эффект «Alpha» составил 10 т\сут при 16 операциях, у композиции «Omega» 8 т\сут при 21 операции соответственно. За 2023 год, также лучший эффект прослеживается у «Alpha», удельный эффект которого составляет 11 т\сут при 8 операциях. У «Omega» удельный эффект составляет 7 т\сут при тех же 8 операциях. Именно поэтому в данной работе, было принято рассмотреть модификатор «Alpha» как более эффективный реагент.

Основная доля мировой добычи нефти в настоящее время приходится на месторождения, пик добычи которых уже пройден, а запасы классифицируются как трудно извлекаемые. Для дальнейшей эффективной разработки таких месторождений требуется внедрение новых технологий или внесение изменений в старые.

Модификатор вязкости «Alpha» представляет собой белый, иногда желтоватый порошок. С целью обеззараживания технической воды, предназначенной для приготовления рабочего раствора, используется бактерицид марки «Nerta Bio». Приготовленный раствор представляет собой прозрачную, низковязкую жидкость.

Лабораторные исследования проводились с целью выявления более эффективной концентрации для самостоятельной закачки хим. композиции «Alpha» без последующей ПЦО. Для сравнения были проведены испытания при перемешивании растворов в течении 6 часов при скорости 100 об/мин с 2% раствором, а также с увеличенной концентрацией реагента с 3%.

Путем анализа вязкости нефти с разными концентрациями раствора, было принято в дальнейшем использовать 2% раствор «Alpha», как более эффективный по соотношению цена-конечный эффект снижения вязкости. Отличия между 2% и 3% растворами в снижении вязкости крайне малы, а цена у 3% раствора больше.

Проведя лабораторные исследования, удалось выявить основные критерии по подбору скважин при закачке «Alpha» с 2%, без ПЦО являлись: обводненность добываемой продукции по пласту до 70%; рекомендуемый дебит жидкости не менее 10 м3/сутки; рекомендуемая вскрытая мощность пласта (интервал перфорации) 30 метров.

Применение технологии осуществлялось в 2 цикла (в 2 оторочки): в первый цикл производилась закачка 150м3 2%-ного раствора «Alpha» с применением бактерицида «Nerta Bio» в концентрации 0,5%. Во второй цикл производилась закачка 150м3 1%-ного раствора «Alpha» с применением бактерицида «Nerta Bio» в концентрации 0,1%. Далее производилась продавка реагента технической водой, нагретой до 60 градусов в объеме 150 $м^3$.

Подтвердив эффективность данной технологии, мы видим реальный прирост нефти, а не только положительный эффект лабораторных тестов. На основании этого было принято решение осуществлять закачку реагента в 2 скважины во 2-ом этапе без подъема ГНО, для сокращения затрат на КРС и ГИС.

Перед тем, как применять данный реагент на данных скважинах, в корпоративной программе была обсчитана рентабельность. Мероприятия рентабельны, накопленный денежный поток составляет 32 млн рублей по скважине W и 29 млн рублей по скважине R соответственно.

Данный метод интенсификации можно применять на залежи месторождения X. Также необходимо отметить, что планируется оценивать эффективность выполненных работ в плане продолжительности эффекта. Если эффект будет сохраняться в течении года, как было запланировано, то данная технология может уверенно применяться на залежи месторождения X, при подсчетах, эффект закачки регента в 2 скважины ежеквартально, на протяжении 3 лет, составит 141 млн рублей.

Применяя технологию ежеквартально по 2 раза, предприятие получит стабильную прибыль от данной технологии.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Протокол испытаний. Химический продукт для модификации вязкости нефти «Alpha». ТЗ № 2256. – г. Казань: ООО «ПХ» – 2024. – 6 с.
2. Технологический регламент по приготовлению и закачке модификатора вязкости «Alpha» для интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи залежей с высоковязкой нефтью при пароциклическом воздействии. – г. Казань; ООО «ДЕЛ» – 2023. – 14 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ПЕРФОРАЦИИ ПОД НАСОСОМ

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE PERFORATION TECHNOLOGY UNDER THE PUMP

Заморин К.Д.
Zamorin K.D.
Россия, ТПП «Полазнанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Konstantin.Zamorin@lukoil.com

Технология перфорации под насосом на депрессии является одним из современных методов повышения эффективности добычи углеводородов. Её применение позволяет сократить сроки проведения операций, минимизировать риски ухудшения свойств призабойной зоны пласта и улучшить гидродинамическую связь между пластом и скважиной. Целью исследования стал анализ эффективности технологии на основе данных, полученных при ее применении. В рамках работы были решены следующие задачи: изучение теоретических основ технологии, оценка её влияния на эксплуатационные характеристики скважин, анализ технико-экономических показателей и разработка рекомендаций по оптимизации применения технологии.

Исследование проводилось на основе данных 22 скважин, на которых применялась технология перфорации под насосом в период с 2013 по 2023 год. В ходе анализа оценивались следующие параметры: количество применений технологии, наработка на отказ глубинно-насосного оборудования после перфорации, осложнения при последующих ремонтах, срабатывание перфорационных систем и накопленная добыча нефти. Особое внимание уделялось сравнению фактических и планируемых показателей прироста добычи, а также анализу факторов, влияющих на успешность проведения работ.

Результаты анализа

- Прирост добычи:
  - Средний планируемый прирост дебита по нефти составил 8,1 т/сут, фактический прирост – 9,1 т/сут.
  - Дополнительная добыча нефти за период анализа превысила 126 тыс. тонн.
- Успешность технологии:
  - Средняя успешность проведения перфорации под насосом составила 93%.
  - При освоении боковых стволов успешность достигла 109%, что свидетельствует о высокой эффективности технологии в данных условиях.
- Наработка ГНО:
  - Средняя наработка глубинно-насосного оборудования после проведения перфорации составила 634 суток.
- Осложнения:
  - Осложнения при последующих ремонтах выявлены на 6 из 11 скважин. Причинами возникновения аварий на 3 скважинах является обрыв перфоратора в месте крепления с геофизическим кабелем, на 3 скважинах обрыв геофизического кабеля. Одной из возможных причин является увеличенный межремонтный период на данных скважинах.

К преимуществам технологии можно отнести:

- Сокращение сроков проведения операций:
  - Одновременный спуск перфоратора и УЭЦН на НКТ позволяет значительно сократить время на проведение работ.
- Снижение рисков:
  - Отсутствие необходимости повторного глушения скважины после перфорации минимизирует риски ухудшения свойств ПЗП.

- Очистка перфорационных каналов:

○ Проведение перфорации на депрессии способствует очистке каналов и улучшению гидродинамической связи пласта со скважиной.

В ходе анализа применения технологии были сформированы критерии применения технологии:

- Геологические условия:

○ Технология рекомендована для применения на терригенных коллекторах с коэффициентом глинистости ≤ 15% и проницаемостью> 0,1 мкм².

- Депрессия:

○ Рекомендуемая депрессия составляет 5,0 МПа при условии, что отношение пластового давления к давлению насыщения ≥ 0,75.

- Способ эксплуатации:
- ○ Использование УЭЦН или УШГН показало высокую эффективность и надежность.
- Технические ограничения:
- ○ Минимальный диаметр хвостовика боковых стволов: 102 мм.
- ○ Наличие планшайбы с двумя кабельными вводами.
- ○ Выбор перфоратора зависит от требуемой длины канала и плотности перфорации.
- ○ Использование бронированного геофизического или оптоволоконного кабеля.

Технология перфорации под насосом на депрессии доказала свою эффективность и может быть рекомендована для применения на месторождениях с терригенными коллекторами. Разработанные критерии позволяют минимизировать риски и повысить экономическую эффективность добычи углеводородов. Перспективным направлением дальнейших исследований является изучение влияния технологии на осложнённый фонд скважин и разработка методов минимизации осложнений при последующих ремонтах.

Преимуществом данной работы является ее практическая значимость при подборе скважин-кандидатов для реализации технологии перфорации под насосом с учетом комплексных критериев и технико-технологических ограничений.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Булатов А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар: Просвещение-Юг. – 2010.
2. Заканчивание скважин: учебное пособие / В.П. Овчинников, В.Г. Кузнецов, О.В. Нагарев, Т.А. Ованесянц. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 346 с.
3. Крапивина Т.Н. Эффективность вскрытия продуктивных пластов на депрессии / Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, С.Е. Чернышов // Научные исследования и инновации. – 2008. Т. 2. – № 4. – С. 93–97.
4. Черных И.А. Разработка метода мониторинга забойного давления по данным промыслово-геофизических исследований скважин: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Пермь, 2018. – 17 с.
5. Квитченко Г.В. Проведение ПВР на депрессии на скважинах Салымской группы месторождений / Г.В. Квитченко // Недропользование XXI век. – 2015. – № 6(56). – С. 78–83.
6. Пономарева И.Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И.Н. Пономарева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 62–65.
7. Бадртдинов И.Г. Сокращение сроков освоения скважин и увеличение их продуктивности при перфорации под электроцентробежным насосом / И.Г. Бадртдинов, С.А. Стариков // Каротажник. – 2018. – № 4(286). – С. 23–28.
8. Найданова Е.С. Опыт применения оптоволоконных технологий в эксплуатационных скважинах / Е.С. Найданова, А.И. Губина // Каротажник. – 2017. – № 10(280). – С. 65–75.

9. Лапшина Ю.В. Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН / Ю.В. Лапшина, В.Ф. Рыбка // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – № 7(32). – С. 13–16.
10. Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах / М.И. Кременецкий, В.М. Кричевский, В.В. Соловьева, А.Н. Никонорова // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 3. – С. 151–162.
11. Инновационные геофизические технологии заканчивания добывающих нефтяных скважин и увеличения их межремонтного периода / Д.Г. Халилов, В.И. Костицын, А.Д. Савич, Д.А. Будник // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: Сборник научных трудов. Том Выпуск 2 (7). – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2019. – С. 270–278.
12. Берманн Л., Уолтон И.С., Чанг Ф.Ф., Фаярд А., Чи кинь Хон. Оптимальные жидкостные системы для перфорирования скважин // Нефтегазовое обозрение, 2007. С. 16–30.

ЕВРАЗИЙСКАЯ СИСТЕМА ПАТЕНТОВАНИЯ ИЗОБРЕТЕНИЙ, ОТНОСЯЩИХСЯ К НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ПРЕИМУЩЕСТВА ЕВРАЗИЙСКОГО ПАТЕНТА

EURASIAN SYSTEM OF PATENTING INVENTIONS IN THE OIL AND GAS FIELD. ADVANTAGES OF A EURASIAN PATENT

Зиатдинов Н.В.
Ziatdinov N.V.
Российская Федерация, Евразийская патентная организация, nziatdinov@eapo.org

Инновации играют ключевую роль в развитии нефтегазодобывающей отрасли, способствуя повышению эффективности, снижению затрат, улучшению экологических показателей и увеличению уровня безопасности. В условиях глобальной экономики и быстрого развития технологий нефтегазодобывающей отрасли, эффективная защита интеллектуальной собственности становится критически важной для устойчивого роста и инновационного развития компаний.

Наиболее распространенными и традиционными формами охраны изобретений и технологий в нефтегазовой промышленности являются патенты. Патент – это охранный документ, выдаваемый на объект интеллектуальной собственности, дающий право на исключительное использование указанного объекта в течение определенного времени с целью получения прибыли на территории определенной страны или группы стран, предоставленное компетентным государственным, региональным или международным органом.

Патентование интеллектуальной собственности является важным аспектом для нефтегазовых компаний, и это касается не только защиты технологий и инноваций на территории Российской Федерации, но также и за ее пределами. Вот несколько ключевых причин, почему это необходимо:

– Защита конкурентных преимуществ. Нефтегазовая отрасль высококонкурентна, и компании, обладающие уникальными технологиями, могут получить значительное преимущество на рынке. Патенты помогают защищать эти разработки от копирования и несанкционированного использования конкурентами.

– Расширение рынков. Патентование за границей открывает доступ к международным рынкам. Если компания разработает инновацию, которая будет востребована в других станах, наличие патента обеспечит ей право на коммерциализацию этих технологий на новых территориях.

– Привлечение инвестиций. Инвесторы часто предпочитают вкладываться в проекты, которые имеют защиту интеллектуальной собственности. Наличие патентов свидетельствует о том, что компания имеет четкую стратегию развития и защиты своих разработок, что делает ее более привлекательной для потенциальных партнеров и инвесторов.

– Лицензирование технологий. Патенты могут стать основой для лицензирования технологий другим компаниям. Это может приносить дополнительный доход и укреплять позиции компании на рынке. Лицензируя свои патенты, нефтегазовые компании могут создать дополнительные источники дохода.

– Снижение рисков. Патентование помогает минимизировать юридические риски, связанные с возможными нарушениями прав на интеллектуальную собственность. Заключение лицензионных соглашений с другими игроками рынка позволяет избежать судебных разбирательств и споров.

– Устойчивое развитие и инновации. Инвестируя в патентование, компании создают стимулы для дальнейших исследований и инноваций. Обеспечение правовой защиты разработок способствует созданию атмосферы для научного прогресса и внедрения новых технологий в отрасль.

– Глобальная конкуренция. В условиях глобализации нефтегазовые компании конкурируют не только с отечественными, но и с зарубежными компаниями. Следовательно, для сохранения конкурентоспособности на мировом рынке необходимо защищать свои разработки по всему миру.

Обеспечить все вышеперечисленные преимущества для нефтегазодобывающих компаний помогает Евразийская система патентования изобретений. 9 сентября 1994 г. была подписана Евразийская патентная конвенция (далее Конвенция), представляющая собой специальное соглашение в соответствии со статьей 19 Парижской конвенции по охране промышленной собственности и Договор о региональном патенте в соответствии со статьей 45 Договора о патентной кооперации (РСТ). Конвенция вступила в силу 12 августа 1995 г., а на ее основе была создана Евразийская патентная организация (ЕАПО). Исполнительным органом ЕАПО является Евразийское патентное ведомство (ЕАПВ). Государствами-участниками Конвенции на сегодняшний день являются 8 стран: Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Российская Федерация, Республика Таджикистан и Туркменистан. Значимые события в развитии Евразийской патентной организации:

– 9 сентября 2019 г. На дипломатической конференции в городе Нур-Султане, Республика Казахстан подписан протокол об охране промышленных образцов к Конвенции. С 1 июня 2021 г. ЕАПВ принимает евразийские заявки на промышленные образцы.

– 7 октября 2021 г. В рамках шестьдесят второй серии заседаний Ассамблей государств-членов Всемирной организации интеллектуальной собственности (ВОИС) ЕАПВ назначено в соответствии с Договором РСТ Международным поисковым органом и Органом международной предварительной экспертизы.

– 2024 г. ЕАПВ прошло международную сертификацию по стандарту ISO 9001 и подтвердило, что система менеджмента качества всех процессов – от получения заявки до выдачи патента – соответствует самым высоким мировым стандартам.

Ключевые особенности евразийской системы патентования изобретений:

1. подается одна евразийская заявка;
2. материалы евразийской заявки подаются на одном языке – русском;
3. уплачивается один набор процедурных пошлин;
4. экспертиза заявленного решения проводится один раз в одном ведомстве;
5. при необходимости назначается один представитель.

Как получить евразийский патент на изобретение:

– Подготовка документов. Заполнить заявление о выдаче евразийского патента. Составить описание изобретения, формулу изобретения, реферат. Приложить чертежи и иные материалы, необходимые для понимания сущности изобретения.

– Оплата единой процедурной пошлины.

– Подача евразийской заявки. Возможна как электронная подача, так и на бумажном носителе.

– Формальная (предварительная) экспертиза заявки на выдачу патента на изобретение. При проведении формальной экспертизы проверяются: наличие и правильность оформления документов, содержащихся в евразийской заявке; соблюдение требований в отношении назначения представителя заявителя; соблюдение требований в отношении установления даты подачи евразийской заявки; соблюдение порядка испрашивания приоритета; не относится ли заявленное изобретение к изобретениям, указанным в абзаце четвертом правила 3(4) Патентной инструкции к Евразийской патентной конвенции (Евразийские патенты не выдаются на сорта растений и породы животных, топологии интегральных микросхем, изобретения, коммерческое использование которых необходимо предотвратить в целях охраны общественного порядка или морали); соблюдение требований к оформлению и подаче выделенной евразийской заявки; соблюдение сроков и правильность уплаты установленных пошлин.

– Подача ходатайства и оплата пошлины за проведение экспертизы по существу. До истечения шести месяцев с даты публикации евразийской заявки вместе с отчетом о поиске, а если отчет о поиске публикуется отдельно, то с даты его публикации, направить в адрес ЕАПВ ходатайство о проведении экспертизы по

существу, а также представить документы, подтверждающие оплату пошлины за проведение экспертизы по существу.

– Экспертиза по существу евразийской заявки. В ходе проведения экспертизы по существу евразийской заявки проверяется: правильность составления формулы изобретения и классификации изобретения; соответствие заявленных изобретений требованию единства изобретения; возможность принятия к рассмотрению дополнительных материалов; соответствие материалов заявки требованию раскрытия изобретения с полнотой, достаточной для его осуществления специалистом; соответствие заявленных изобретений условиям патентоспособности (новизна, изобретательский уровень, промышленная применимость); правильность уплаты установленных пошлин и соответствие испрашиваемого объема правовой охраны сведениям о раскрытии изобретения.

– Оплата пошлины за регистрацию, публикацию сведений о выдаче евразийского патента и выдачу евразийского патента.

– Получение евразийского патента.

Следует отметить, что евразийский патент на изобретение с даты его выдачи имеет силу во всех странах-членах ЕАПО, причем заявителю не требуется для этого никаких дополнительных манипуляций. В дальнейшем патентообладатель самостоятельно выбирает страны-члены ЕАПО, в которых он намерен поддерживать действие евразийского патента на изобретение, и уплачивает пошлины за поддержание в силе своего патента только в отношении этих стран.

Таким образом, Евразийская система патентования предлагает нефтегазовым компаниям ценные инструменты для эффективной защиты своих изобретений и активной коммерциализации новых технологий. Стремительное развитие данной отрасли требует от компаний не только применения передовых технологий, но и их грамотного патентования. Подавая заявки в Евразийское патентное ведомство, предприятия получают возможность значительно упростить и ускорить процессы защиты интеллектуальной собственности, а также повысить свою конкурентоспособность на международной арене. Выбор в пользу евразийской системы патентования – это стратегический шаг к будущему, полному инноваций и успеха.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть четвертая) от 18.12.2006 № 230-ФЗ (ред. От 07.10.2022) // Собрание законодательства РФ. 2006. № 52 (1 ч.) ст. 5496.
2. Евразийская патентная конвенция от 9 сентября 1994 г. [Электронный ресурс] // Евразийская патентная организация. – Режим доступа https://www.eapo.org/documents/voprosy-pravovoj-ohrany-izobretenij/ep/ – Дата доступа: 12.03.2024.
3. Ивлиев Г. Символы и смыслы патентования. М., 2023.
4. Григорьев А.Н. Евразийская патентная организация в документах и лицах. М., 2023.
5. Ализаде Д.Э., Волеводз А.Г. Правовая охрана интеллектуальной собственности в нефтегазовой промышленности. SOCAR Proceedings № 1(2023) с. 143–151. [Электронный ресурс]. – Режим доступа http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230100817 – Дата доступа: 12.03.2024.
6. Молчанова Е.А., Лысков А.А. Тенденции развития буровых долот на примере патентных материалов. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 3. С. 98–102.
7. Гаврилов Э.П. О монополии из патента на изобретение. Патенты и лицензии. 2021. № 9. С. 56–58.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

THE USE OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE TO SOLVE PROBLEMS OF KINEMATIC INTERPRETATION OF SEISMIC DATA

Зумарева С.В.
Zumareva S.V.
Российская Федерация, ПАО «Сургутнефтегаз», Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»

Одним из наиболее важных этапов в комплексе работ кинематической интерпретации является выделение и пространственное картирование тектонических нарушений. Несмотря на широкое применение автоматизированных процедур, данный процесс остается очень трудоёмким и требует большого объёма человеческих ресурсов.

В условиях ограниченного времени, субъективности виденья интерпретатора и необходимости извлечения максимальной информации из существующих данных проблема оптимизации стадии создания тектонической модели остаётся актуальной.

В настоящее время использование нейронных сетей всё активнее внедряется во все отрасли промышленности. Сейсморазведка не является исключением. Большой набор алгоритмов машинного обучения позволяет значительно расширить подходы к решению задач интерпретации сейсмических данных.

Целью данной работы является автоматизация кинематической интерпретации сейсмических данных для повышения скорости и качества выполнения работ путём внедрения технологий искусственного интеллекта (ИИ).

Исходя из поставленной цели следуют задачи:

1. Построение кубов постобработки.
2. Расчет кубов вероятности разломов по исходному и смоделированным временным кубам.
3. Сравнение и анализ полученных результатов.
4. Экспертное дообучение разломов на основе размеченных вручную стиков.
5. Постпроцессинг куба вероятности разломов.
6. Извлечение разломов в поверхности.

Объектом исследований настоящей работы являлся сейсмический объём данных, включающий пять месторождений. По результатам архивных работ наблюдается различие тектонических моделей отдельных участков, несогласованность. Схема района работ с вынесенными архивными тектоническими нарушениями и временной композитный разрез по линии AA' приведены на рисунке 1.

По переобработанному одним объёмом в 2023 году сейсмическому кубу было необходимо получить единую модель разломов. А главное – среди широкого выбора алгоритмов машинного обучения выработать оптимальный подход, который будет применим на текущем и дальнейших проектах. Подход по внедрению искусственного интеллекта был реализован в отечественном программном комплексе.

Первоначально для улучшения визуального отображения зон разломов была произведена постобработка исходной сейсмики, реализованная с помощью глубоких нейронных сетей. А именно рассчитаны куб усреднённой сеймики и куб сейсмики повышенного разрешения. По исходному и каждому из дополнительных кубов были расчитаны специальные объемные атрибуты – кубы вероятности разломов (рис. 2).

Анализ полученных результатов показал, что наиболее чёткая, незашумлённая участками «ложной вероятности» картина получена по данным усреднённой сейсмики. В связи с чем в дальнейшую работу был принят этот куб.

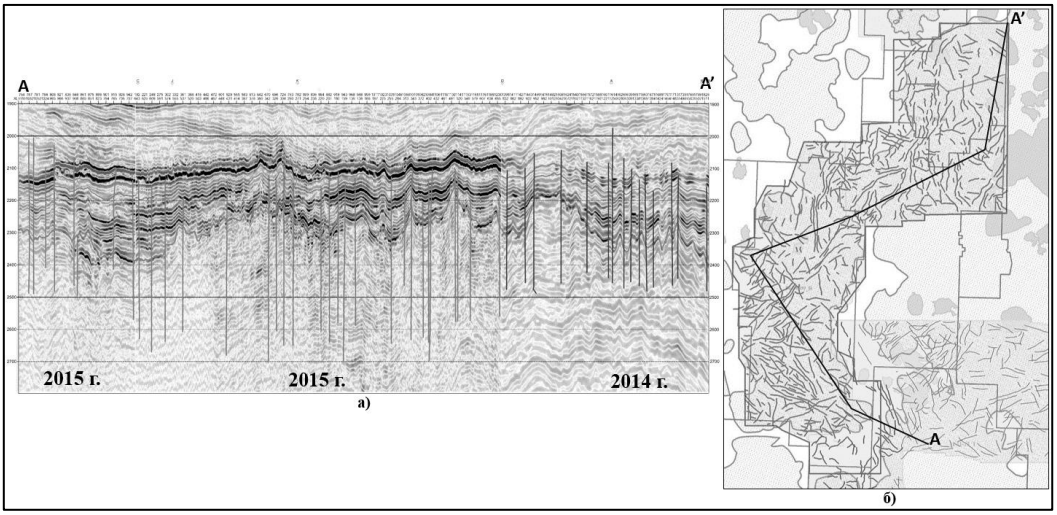


Рис. 1 – а) Временной композитный разрез с вынесенными архивными тектоническими нарушениями по сейсмическим кубам разных лет; б) Схема района работ с вынесенными архивными тектоническими нарушениями по отражающему горизонту Т

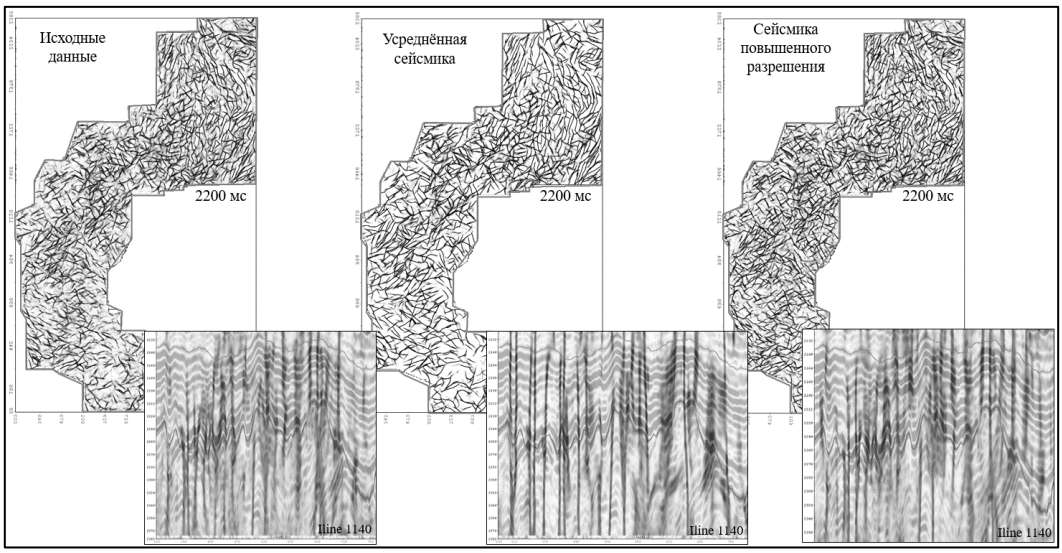


Рис. 2 – Отображение кубов вероятности разломов, полученных по исходной сейсмике, усреднённой сейсмике и сейсмике повышенного разрешения

Для повышения точности предсказания в зонах отсутствия явных признаков тектонических нарушений, а также использования накопленного опыта работ в регионе и учёта виденья интерпретатора в программном комплексе осуществимо экспертное дообучение на основе размеченных вручную стиков разломов [1].

Разломы, полученные по стандартной нейронной сети, не удовлетворили представление о тектоническом строении площади работ. Поэтому на двух обучающих сечениях детально были выделены стики разломов, по которым было произведено дообучение нейронной сети. Модель обучения, с подобранными параметрами и числом итераций, удовлетворила представление о тектоническом строении участка. И в дальнейшем может быть использована на других территориях. Обучающие сечения с ручным выделением стиков разломов и сравнение кубов разломов до дообучения и после дообучения показано на рисунке 3.

Улучшение построенного куба вероятности разломов было реализовано с помощью процедуры постробработки, которая позволила локализовать зоны поля вероятности и уточнить их траектории. В результате получен куб траекторий разломов (рис. 4).

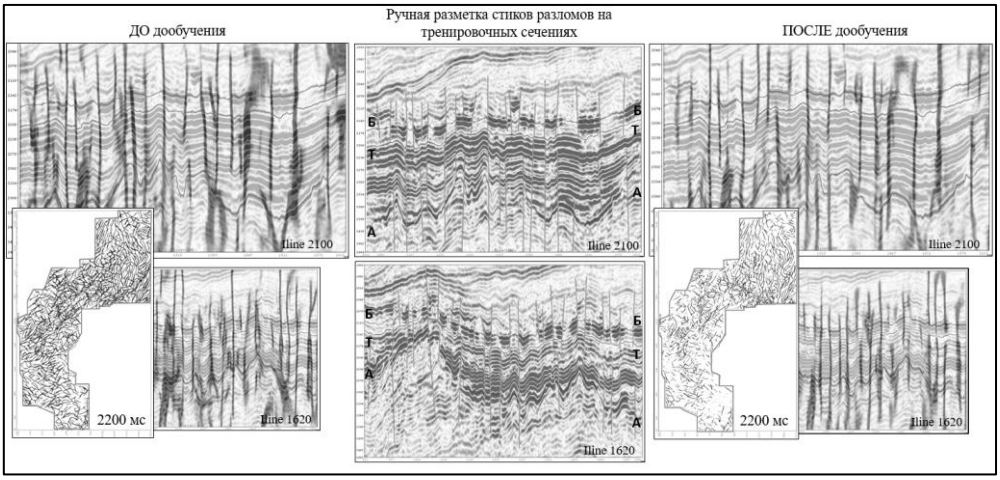


Рис. 3 – Дообучение нейронной сети

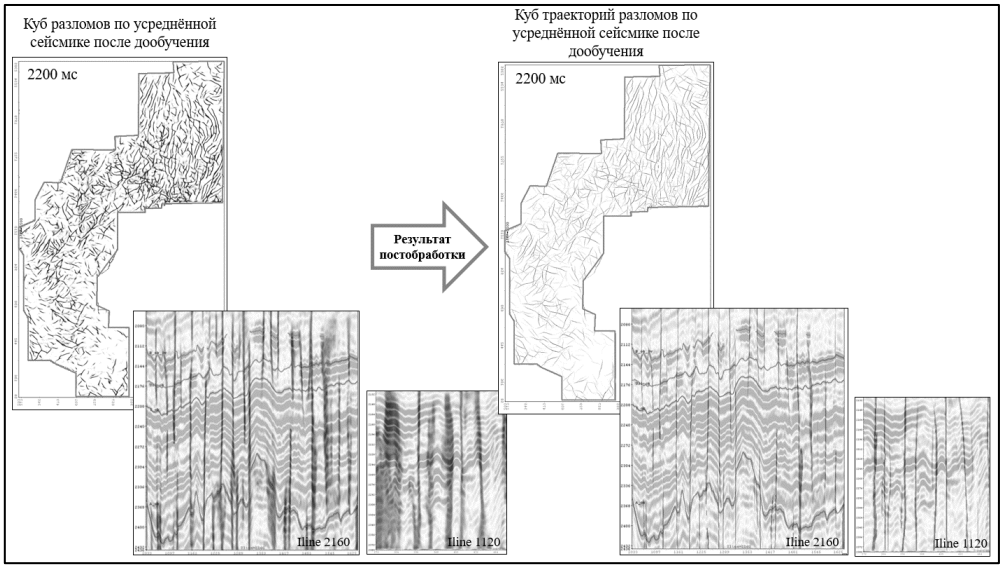


Рис. 4 – Постобработка куба вероятности разломов

Полученная система траекторий разломов хорошо согласуется с динамическим атрибутом объемных структурных амплитуд. В плане наблюдается закономерная зональность динамического атрибута, которая отождествляется с разломами, полученными с помощью искусственного интеллекта (рис. 5). Также полученная тектоническая модель хорошо согласуется с другими динамическими атрибутами, такими как когерентность и углы наклона.

Дополнительно проведён анализ кернового материала. В качестве примера показана скважина 1. Рядом с ней по отражающему горизонту Ю1 искусственный интеллект выделяет разлом, который не учитывался по архивным данным. Керн в заданном интервале характеризуется наличием многочисленных трещин, зеркал скольжения, карбонатизацией. Это является признаками тектонических процессов (рис. 6).

Завершающим этапом автоматического выделения тектонических нарушений является извлечение разломов в поверхности. По результатам настоящей работы была получена структурно-тектоническая основа по группе месторождений.

Разломы – один из важнейших элементов, которые нужно учитывать на этапе бурения и эксплуатации месторождений. Полнота представлений о тектонической модели района исследований позволяет уточнить сейсмогеологические модели на этапе картирования ловушек и залежей, спрогнозировать зоны

разуплотнения и трещиноватости горных пород, а также избежать осложнений в ходе бурения и аварийных случаев. В этом заключается технологическая эффективность настоящей работы.

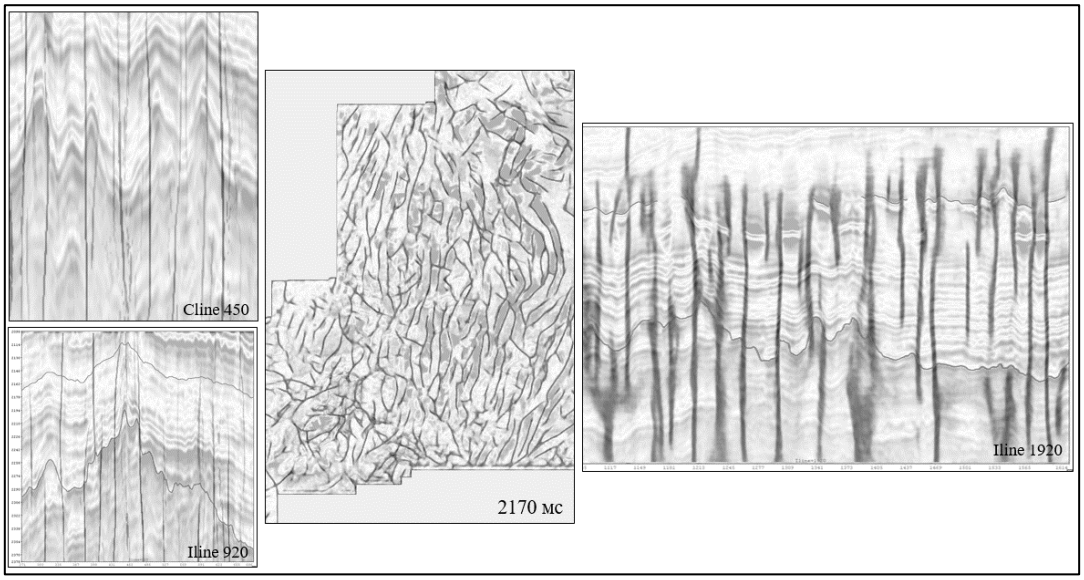


Рис. 5 – Объёмные структурные амплитуды с наложением куба разломов



Рис. 6 – Анализ кернового материала

В данной работе на примере выделения тектонических нарушений показана эффективность применения технологий искусственного интеллекта для решения задач кинематической интерпретации. Использование нового подхода к реализации процесса автоматизированного выделения разломов приводит к существенному сокращению временных затрат на выделение тектонических нарушений, повышению доли полезной информации из имеющихся сейсмических данных, а также обеспечивает комплексность и полноту представлений о тектонической модели района исследований.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Мифхатов Р.Ф., Авдеев П.А. и др. Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей – Геология нефти и газа, 2021 г.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА МОАНДА-МАТАДИ: СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕМОКРАТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА КОНГО

Камбале Волонте Моле
Санкт-ПетербургскийГосударственныйУниверситет, vkambale@mail.ru

1. Актуальность проекта.

ДРК обладает значительным нефтяным потенциалом, однако инфраструктурные ограничения препятствуют его полноценному использованию. В настоящее время значительная часть нефтепродуктов импортируется морским и автомобильным транспортом, что делает систему снабжения зависимой от логистических и погодных факторов. Строительство трубопровода позволит:

– Повысить энергетическую безопасность и снизить затраты на транспортировку нефти.

– Обеспечить стабильность поставок нефти и нефтепродуктов в западные регионы страны.

– Уменьшить экологические риски, связанные с перевозкой нефти на баржах и автоцистернах.

2. Технические параметры проекта.

– Длина: 207 км

– Годовая пропускная способность: 11 млн тонн

– Способ прокладки: подземный

– Марка стали: 13ГС

– Диаметр трубопровода: 530 мм

– Количество насосных станций: 2

– Транспортируемая нефть: плотность 780 кг/м^3, вязкость 5,36 сСт при 20° С

3. Гидравлические и технологические расчеты.

В ходе проектирования проведен расчет толщины стенки труб, гидравлических параметров потока и необходимых насосных станций. Наиболее экономически целесообразным вариантом было признано использование труб диаметром 530 мм с толщиной стенки 8 мм, что обеспечивает оптимальное соотношение затрат и пропускной способности.

4. Экономическая эффективность.

Проведенный технико-экономический анализ показал, что строительство трубопровода снизит стоимость транспортировки нефти, сократит потери продукта и обеспечит стабильное снабжение региона. Срок окупаемости проекта оценивается в 10–12 лет.

5. Экологические аспекты.

Проект предусматривает меры по минимизации воздействия на окружающую среду:

– Использование антикоррозионных покрытий для предотвращения утечек.

– Контроль давления и температуры нефти для предотвращения аварийных ситуаций.

– Разработка системы мониторинга состояния трубопровода с автоматизированными датчиками.

Заключение.

Проект магистрального нефтепровода Моанда-Матади представляет собой важный этап в развитии энергетической инфраструктуры ДРК. Его реализация позволит существенно повысить эффективность нефтяного сектора, сократить зависимость от импорта нефтепродуктов и создать условия для устойчивого экономического роста страны.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ ПРИ STICK-SLIP КОЛЕБАНИЯХ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ

MODEL-BASED STICK/SLIP DRILLING PROCESS CONTROL SYSTEM

Каримов Б.И.
Karimov B.I.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, bassam.karimov@mail.ru

Stick-Slip это крутильные колебания (неравномерность вращения долота), при которой периодически происходят мгновенные остановки с последующим разгоном долота и его торможением. Это происходит из-за падающей моментной характеристики от частоты вращения долота и трения между поверхностями бурильной колонны и скважины. Колебания могут возникать при различных скоростях вращения колонны, однако вероятность их появления выше при малых скоростях вращения. [3]

В настоящее время в отрасли признано, что автоматизация процесса бурения повысит его надежность и снизит затраты на бурение. Задокументированы многочисленные усилия по автоматизации буровых операций на полу буровой установки, обработке бурового раствора и управлению давлением. Вибрации также признаны одними из критических факторов, влияющих на низкую производительность бурения. Тем не менее, до сих пор не существует надежной системы, которая бы последовательно справлялась с вибрациями КНБК в изменяющихся условиях бурения. В значительной степени этому способствует сложность проблемы.

Не все явления, влияющие на динамику бурильной колонны, хорошо изучены и могут быть смоделированы с приемлемой точностью. И даже если это так, информация, необходимая для описания процесса, редко бывает доступна, когда эти модели могут быть использованы в реальном времени. Например, методы, основанные исключительно на поверхностных измерениях, имеют проблемы с надежностью, поскольку некоторые критические характеристики процесса не могут быть измерены на поверхности и должны быть предположены.

Исследование, представленное в данной статье, посвящено stick-slip колебаниям – тяжелому типу крутильных колебаний. Stick-slip колебания были предметом многочисленных исследований в прошлом и до сих пор остается предметом изучения [1]

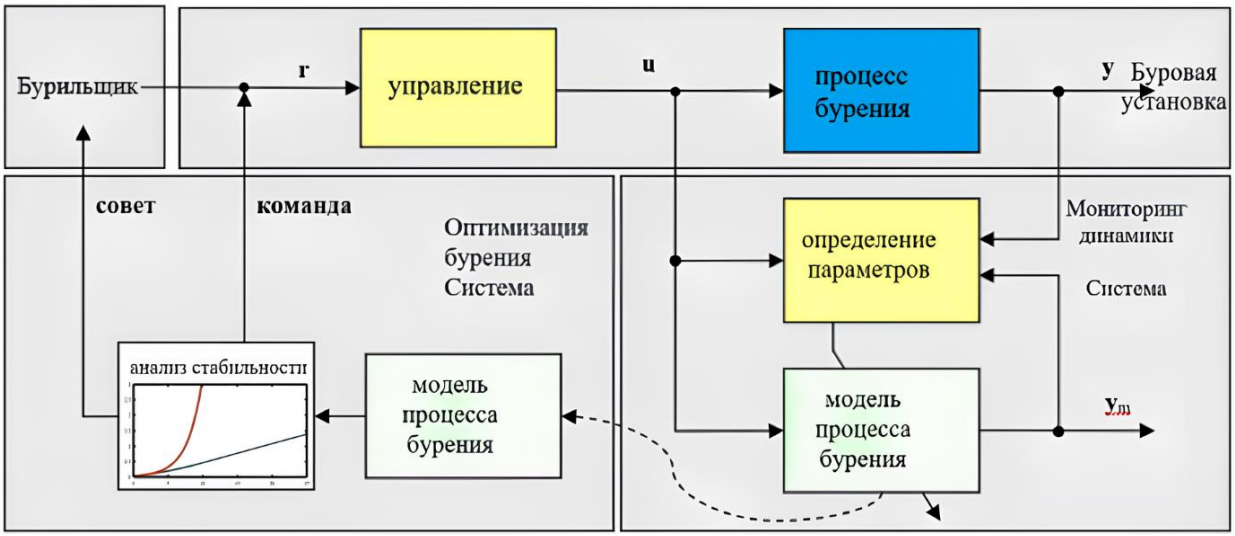


Рис. 1 – Схема процесса бурения с системой управления stick-slip

Цель данного исследования – выяснить, можно ли отслеживать колебания stick-slip с помощью простых моделей с единичной массой. Как можно определить параметры модели, насколько хорошо модели представляют реальный процесс бурения, могут ли модели быть использованы для прогнозирования уровня колебаний stick-slip, и будет исследована возможность использования этой информации для автоматического контроля этой опасной вибрации (рисунок 1).

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Лейн Р.И., Ван Кампен, Д.Х. и Keultjes, W.J. «Взаимодействие вихревых потоков в динамике бурильной колонны», журнал „Звук и акустика“, том 124, стр. 209–220, 2002.
2. Бретт Дж. Ф. «Генезис крутильных вибраций бурильной колонны», SPE Drilling Engineering, сентябрь 1992: 168–174.
3. Балицкий В.П., Зайков Д.Л., Анализ крутильных колебаний бурильной колонны — «Stick-Slip» эффекта и его влияние на процесс бурения «ВЕСТНИК Ассоциации Буровых Подрядчиков» №4 За 2015 год.
4. Леджервуд III Л.В., Хоффманн О.Дж., Джайн Дж.Р., Эль Хакам К., Хербиг К., и Спенсер Р.В. 2010. «Измерение, мониторинг и моделирование скважинной вибрации выявили проскальзывание прихвата как основную причину повреждения долот PDC в современных условиях», доклад SPE 134488.

ПЕРСПЕКТИВЫ УДАРНО ВРАЩАТЕЛЬНОГО ДВИЖЕНИЯ В РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

THE PROSPECTS OF IMPACT ROTARY MOTION IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS WELLS

Киосе П.С.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, chiose.neftegaz@mail.ru
Научный руководитель: доцент, к.т.н. Деньгаев Алексей Викторович, dengaev.a@gubkin.ru

Концепция по использования ударно-вращательного бурения для разрушения твердых пород рассматривалась инженерным сообществом и в СССР, и в США ещё с конца 1940-х годов. С этой целью стали использовать пневмо и гидроударники с подвижными элементами (в простейшем случае поршень на пружине, который периодически перекрывает сбросовое отверстие для прохода циркуляционного агента, создавая импульсы давления и динамическую нагрузку на долото). Разработки в этой области проводились в различных научных институтах и исследовательских организациях, что способствовало улучшению развития метода и эффективности бурения. Во время исследования данный метод продемонстрировал значительное увеличение механической скорости проходки при добавлении в компоновку низа бурильной колонны пневмо и гидроударников. В ряде случаев даже было достигнуто кратное увеличение механической скорости проходки по сравнению с обычным вращательным методом бурения. Однако, высокие значения амплитуды динамической нагрузки способствуют не только ускорению разрушения горной породы, но и ускорению разрушения долота. Несмотря на очевидные преимущества УВБ, бурение столкнулось с рядом ограничений, таких как техническая сложность, проблемы с вибрацией, недостаток данных. Необходимость в специализированном оборудование и новых технологиях кратно увеличивало первоначальные инвестиции, что замедлило разработку метода. В свою очередь вибрационные нагрузки негативно сказывались на долговечности бурового оборудования. Все это привело к необходимым дополнительным исследованиям для более глубокого понимания материалов и оборудования, используемого в УВБ. Все эти факторы замедлили развитие УВБ.

Однако в настоящее время на основе новой технологии этот способ успешно начал вновь использоваться и развеваться. В условиях России, где значительная часть нефтяных и газовых ресурсов сосредоточенно в сложных геологических условиях, перспективы для внедрения и развития ударно вращательного бурения достаточно велики. Россия активно внедряет новые технологии и методы бурения, что открывает возможности для исследования и разработки уникальных технологий, сотрудничество с зарубежными компаниями, обучение и подготовка кадров. Создание специализированных буровых систем, адаптированных к российским условиям, поможет наладить обмен опытом и технологиями с другими странами, что может способствовать инновациям в бурении, а также обмену высококвалифицированными специалистами, которые смогут работать с новыми технологиями. Все будущие перспективы заинтересовали меня, и я решил углубиться в вопрос по снижению нагрузки на уплотнительные элементы, которые играют большую роль в продолжительности жизни бурового устройства. Я изучил все составляющие уплотнительных соединений и пришел к тому, что резинотканевые уплотнители в ударно-вращательном бурении состоят из нескольких компонентов, которые обеспечивают их функциональные характеристики. Одни из основных составляющих — это резина, ткань, добавки, форма и конструкция. Я понял, что ткань это то, что мы можем улучшить для повышения гибкости и надежности герметизации. Конкретно в нашем случае лучше всего использовать нейлон, так как он устойчив к разрывам, хорошая водоотталкивающая способность, высокая износостойкость и легкость материала. Для улучшения качества нейлона я пришел к тому, что необходимо улучшить качество чистых версий капролактама и мономеров также оптимизация условий полимеризации (температура, давление, время реакции), что в свою очередь повысит механические свойства. Не стоит

забывать о тестировании и контроле качества на всех этапах производства, это поможет выявить и устранить возможные дефекты.

Ударно-вращательное бурение представляет собой прогрессивный шаг в направлении эффективности бурения нефтегазовых скважин в России. Несмотря на некоторые ограничения, перспективы данной технологии имеют значительный потенциал благодаря улучшению показателей бурения, снижению затрат и повышению качества операции. Для достижения вышеперечисленных перспектив необходимо принять меры по развитию оборудования, обучение специалистов и проведения исследований, которые помогут максимально эффективно применять ударно-вращательное бурение в различных геологических условиях. Обратив внимание на вышеизложенное, представляется целесообразным активизировать научно-исследовательские работы по созданию отечественной техники и технологии ударно-вращательного бурения, в том числе, создание современных гидро и пневмоударников, а также долот, устойчивых к высокочастотным вибрациям и нагрузкам.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Wiercigroch M., Vaziri V., Kapitaniak M., RED: Revolutionary Drilling Technology for Hard Rock Formations. In SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in The Hague, The Netherlands, 14–16 March 2017.
2. Танайно А.С., Состояние и перспективы ударно-вращательного бурения взрывных скважин на карьерах.
3. Мариу И.Ж. Ф. Перспективы использования ударно-вращательного бурения.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA IN ORDER TO IDENTIFY PROMISING AREAS OF HARD-TO-RECOVER RESERVES OF THE UPPER-JURASSIC DEPOSIT IN WESTERN SIBERIA

Коваленкова А.А., Немова В.Д., Илюшкина А.В.
Kovalenkova A.A., Nemova V.D., Ilyushkina A.V.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», e-mail: alina.kovalenkova@lukoil.com

В Западно-Сибирском регионе основные рентабельные запасы углеводородного сырья выявлены и активно разрабатываются. Восполнение сырьевой базы нефтедобывающих предприятий, как в масштабах России, так и на уровне отдельных компаний, в основном происходит за счет открытия и освоения небольших залежей, отличающихся сложной геологической структурой.

Битуминозные верхнеюрские отложения Западной Сибири являются наиболее перспективным объектом для наращивания добычи нефти за счет разработки нетрадиционных коллекторов.

Целью данной работы является выявление закономерности локализации пород-коллекторов верхнеюрских отложений месторождения Западной Сибири.

На основе комплексного анализа результатов исследования кернового материала и данных, полученных в ходе бурения скважин, стояла задача определить состав верхнеюрских отложений, изучить условия седиментации и оценить перспективы нефтеносности этих отложений в пределах месторождения Западной Сибири.

С целью выделения стратиграфических толщ проведена корреляция разрезов скважин, которая позволила уточнить геологическое строение объекта на всей площади работ (рис. 1).

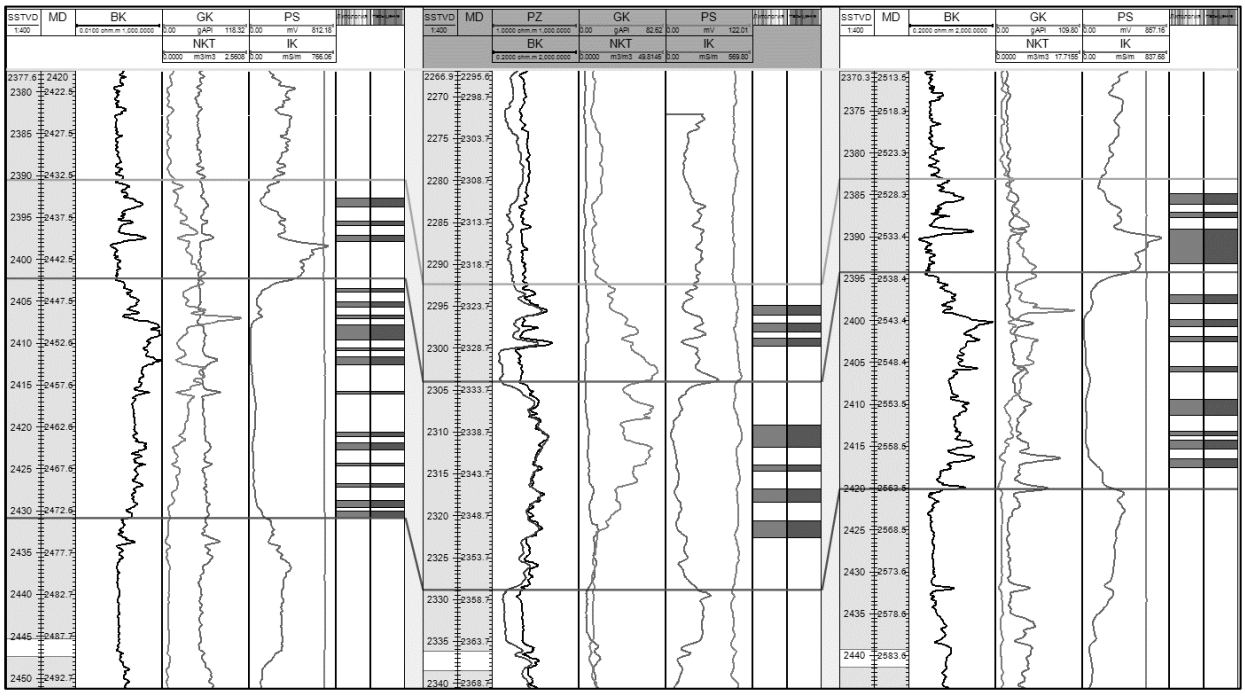


Рис. 1 – Схема корреляции верхнеюрских отложений

Нижняя толща сложена преимущественно глинисто-кремнистыми углеродистыми осадками, в которых преобладает биогенный кремнезем радиолярий.

Верхняя толща состоит из карбонатно-глинисто-кремнистых высокоуглеродистых пород с переменным содержанием компонентов и повышенным содержанием пирита, содержит большое количество биогенного карбоната, связанного с остатками двустворок и кокколитофорид.

Анализ сейсмической записи в интервале верхнеюрских отложений показывает существенные изменения всех атрибутов по площади. Это может быть связано как с геологическими условиями, так и с методикой отработки полевых материалов. На основе анализа карт сейсмофаций, амплитуд и спектральной декомпозиции не было выявлено как таковых зависимостей для выделения предполагаемых границ залежей. Это связано с тем, что разрешающая способность сейсморазведки сильно меньше, чем размер тел-коллекторов – нет способа картирования изменчивости свойств коллекторов (рис. 2).



а *б* *в*

Рис. 2 – Анализ сейсмической записи
а – карта сейсмофаций; б – карта амплитуд; в – карта спектральной декомпозиции

Основными факторами, определяющими продуктивность верхнеюрских отложений, являются условия осадконакопления и палеоструктурный план. Все выделенные структуры верхнеюрского периода сохраняются. В этот период началась обширная морская трансгрессия. С началом трансгрессии связывается процесс интенсивного размыва пород крупных структур. Позднеюрская седиментация происходила в условиях семиаридного климата. Ее начальная стадия была континентальной, а завершающая являлась морской с увеличением глубоководности бассейна к началу верхнеюрского времени.

По данным, полученным при описании керна, можно с достаточной долей условности (в связи с фрагментарностью его выноса) говорить о раннеюрском времени – кремнистый на севере и глинисто-кремнистый на юге. Кремнистые опоки формировались в наиболее глубоководной части морского бассейна, где слабо ощущалось влияние выносов пелитового глинистого материала из зоны шельфа. С этим связаны

наиболее высококремнеземные трещиноватые коллекторы и прослои кавернозно-трещиноватых вторичных доломитов. В северной части площади указанные отложения нефтенасыщены.

С учётом палеотектонического анализа, результатов испытаний, изученного имеющегося материала керна была закартирована предполагаемая граница развития улучшенных коллекторских свойств под бурение горизонтальных скважин. На основе комплексного анализа были выданы рекомендации по испытанию выдержанных пропластков с наилучшими коллекторскими свойствами в нижней части верхнеюрских отложений по ряду скважин месторождения Западной Сибири (рис. 3).

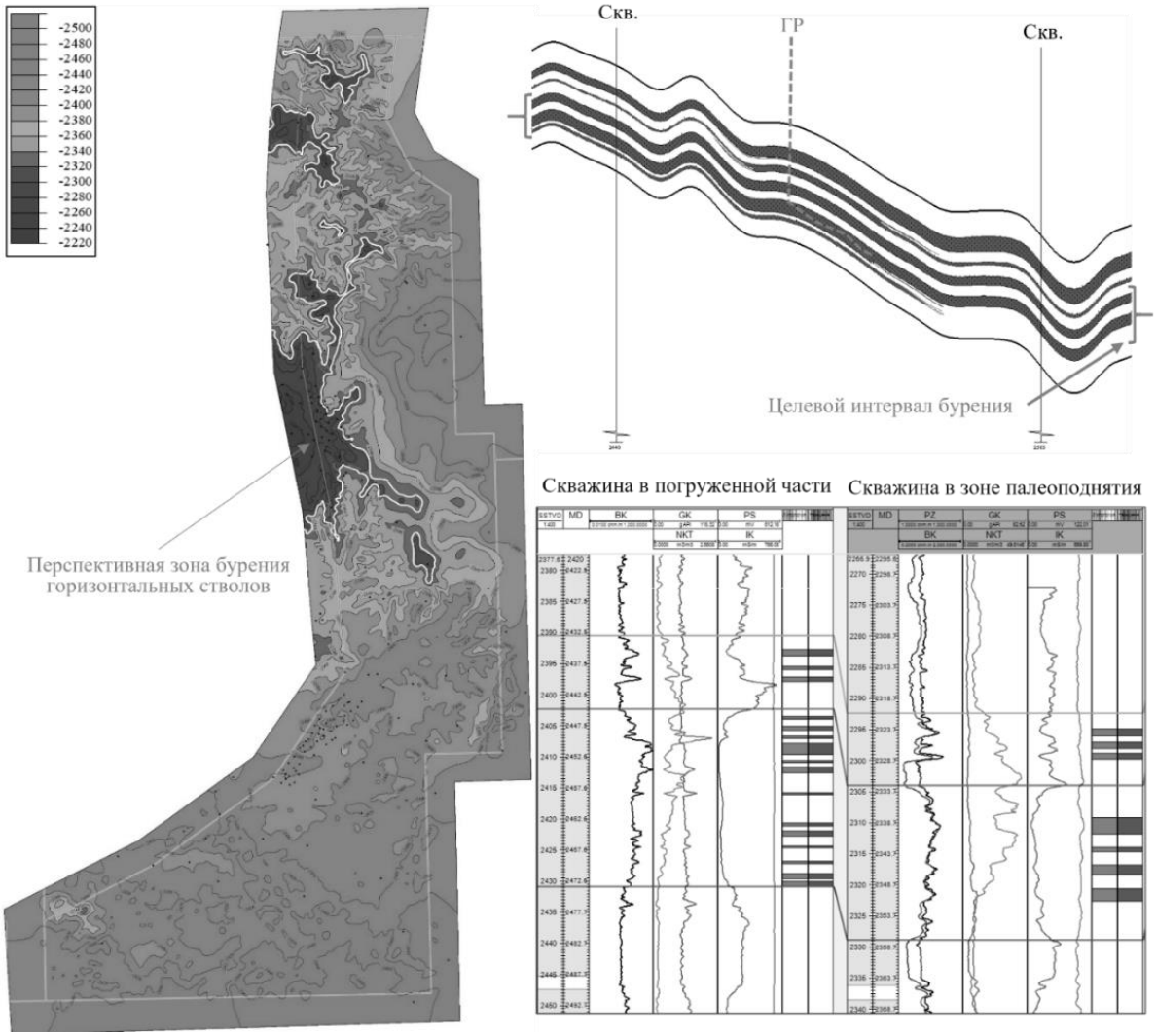


Рис. 3 – Схема перспектив нефтеносности верхнеюрских отложений

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Н.Н. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. М., 1975.
2. Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко П.М. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири / «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Вторая научно-практическая конференция. 1999. С. 206–222.
3. Спиридонов Д.А., Немова В.Д., Матюхина Т.А., Астаркин С.В., Шахов А.С. Характеристика органического вещества битуминозных верхнеюрских отложений пород юго-западных и центральных районов Западной Сибири по результатам пиролитических исследований, Санкт-Петербург.: Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2022, 1–25 с.

НАЗЕМНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ КНБК В РАМКАХ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

GROUND TESTING OF BHA ELEMENTS AS PART OF SOLVING THE PROBLEMS OF LOCALIZATION AND IMPORT SUBSTITUTION OF DRILLING EQUIPMENT

Коваль М.Е., Леонов В.А.
Koval M.E., Leonov V.A.
Россия, Самарский государственный технический университет, vasyaleon@mail.ru

Введение. Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с рядом серьезных вызовов: усилением санкционного давления, сложностями эксплуатации в тяжелых условиях и увеличением производственных затрат. Одной из наиболее острых проблем продолжает оставаться ускоренный износ компонентов, функционирующих в призабойной зоне скважин. Главными причинами такого износа являются воздействие вибрационных нагрузок, агрессивные химические среды и гидроабразивный износ, которые значительно повышают вероятность поломок, приводя к значительным финансовым потерям. Решение данных вопросов требует проведения комплексных и глубоких исследований, направленных на диагностику причин и механизмов разрушения оборудования, что позволит разработать эффективные методы для увеличения его эксплуатационного ресурса. [1]

Основная часть. Российский рынок по оказанию услуг инженерного технико-технологического сопровождения бурения скважин критически зависим от импортных технологий и оборудования. В результате санкционных действий [2] произошел разрыв логистических цепочек и остановка деловых контактов с поставщиками запасных частей для телеметрических систем. Вследствие этого, компании, эксплуатирующие иностранные телеметрические комплексы, вынуждены искать альтернативные способы доставки и производителей неоригинальных комплектующих с нестабильным качеством изделий. Вместе с тем резко сократился ресурс скважинного оборудования, что привело к увеличению количества инцидентов и аварий при строительстве скважин.

Постановка проблемы исследования:

1. Высокая востребованность тестирования элементов КНБК в связи с импортозамещением и локализацией производства забойного оборудования из отечественных материалов, по неотработанным отечественным технологиям (ресурсные испытания). [3]

2. Необходимость проведения независимых экспертиз для определения причины инцидентов, связанных с выходом из строя элементов КНБК, в частности телесистем.

3. Предиктивный способ обнаружения проблемных элементов КНБК при испытании новых устройств.

4. Предиктивный способ обнаружения проблемных элементов КНБК при испытании новых рецептур растворов на устройствах с известными потребительскими свойствами.

5. Стандартизация и сертификация методик определения параметров буровых растворов (таких как наличие песка или твердой фазы, допустимые нормы использования материалов для борьбы с поглощениями).

Одним из наиболее перспективных подходов к решению данных проблем является использование специализированных лабораторных стендов, имитирующих реальные условия работы оборудования в призабойной зоне скважин. Эти стенды предоставляют возможность воспроизводить динамические нагрузки и абразивные потоки, характерные для работы в условиях забоя, а также изучать воздействие высоких температур, агрессивных химических жидкостей и значительных перепадов давления. Проведение лабораторных испытаний позволяет не только глубже понять механизмы разрушения, но и тестировать различные конструктивные решения, включая использование новых износостойких материалов и покрытий.

Такие исследования дают возможность выявить слабые места оборудования еще на этапе проектирования, что снижает вероятность аварий и сбоев в процессе эксплуатации [1].

На основании вышеизложенного сформулирована цель исследования – разработка методики испытания элементов КНБК.

Формирование проекта и его этапы реализации. Для достижения поставленной цели в работе формулируются и решаются следующие научно-технические задачи:

1. провести анализ существующих технических решений для проведения тестов бурового оборудования;

2. разработать технологическую карту создания гидравлического стенда;

3. подобрать помещение, отвечающее требованиям энергетической обеспеченности и безопасности использования установок подобного типа;

4. произвести сборку узлов и агрегатов стенда;

5. произвести опрессовку магистралей без опытного элемента;

6. произвести тестирование опытного элемента.

В нефтегазовой и других отраслях уже применяются стендовые испытания оборудования, например, гидростенд для проверки ВЗД, стенд испытаний запорной арматуры, учебный вибрационный стенд для проверки качества подшипниковых узлов и т. д.

В рамках проведения исследования и формирования проекта сформулирована общая структура технологической карты гидродинамического стенда (см. рис. 1).

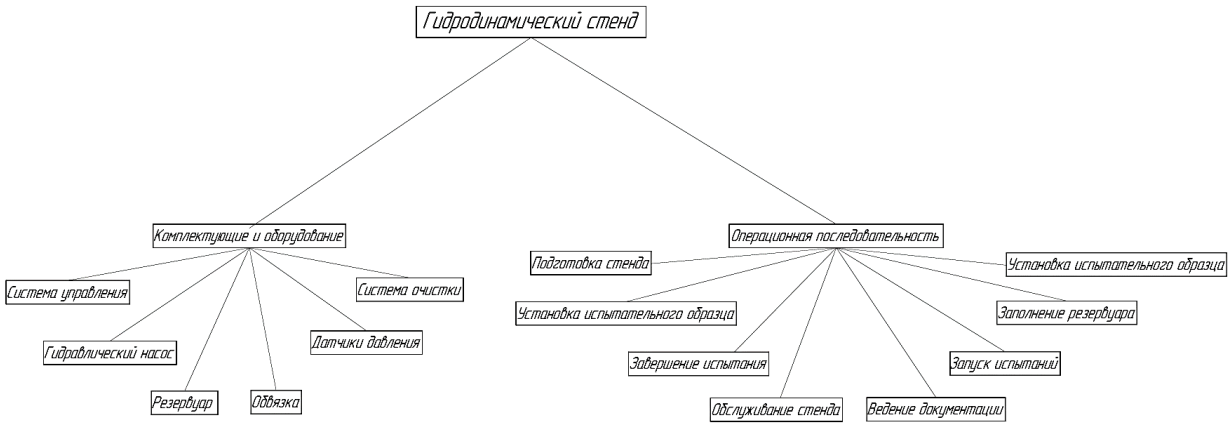


Рис. 1 – Общая структура технологической карты гидродинамического стенда

Предлагаемая методика испытаний (см. рис. 2) должна производится поэтапно. В первом этапе необходимо реализовать алгоритм строительства гидродинамического стенда, состоящий из:

- подготовки дорожной карты проекта;
- визуализации стенда в 3D модели;
- экономического обоснования проекта;
- подбора оборудования и материалов для создания стенда.

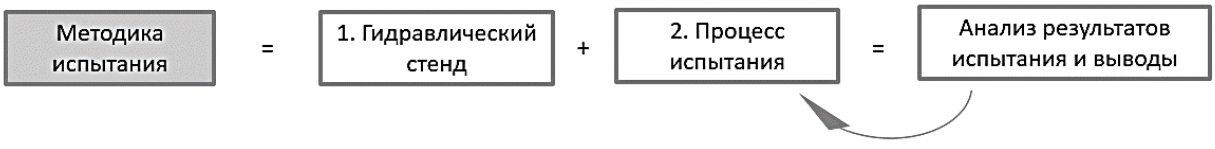


Рис. 2 – Последовательность решений в предлагаемой методике испытания

Алгоритм второго этапа (процесс испытания) включает в себя:

– установка испытуемого элемента телеметрической системы в линию нагнетания гидравлического стенда;

– подготовка промывочной жидкости – эквивалента бурового раствора;

– создание циркуляции;

– вывод системы нагнетания на требуемый режим;

– поддержание установленного режима в течение времени необходимого для достижения результата испытания;

– проведение эталонных испытаний;

– расширение возможностей симуляции скважинных условий.

По результатам испытаний производится их анализ и формулируются следующие выводы:

1. Обоснование пригодности изделия-кандидата для скважинных условий, заявленных в спецификации.

2. Несоответствие результата испытания заявленным характеристикам изделия (слом/повышенный износ изделия-кандидата) или несоответствие состава бурового раствора спецификации изделия.

2.1. материал изготовления или конструкция изделия–кандидата не позволяет достичь заявленных потребительских характеристик при данных скважинных условиях;

2.2. не соответствие скважинных условий спецификации годного изделия-кандидата (не соответствие промывочной жидкости заявленным характеристикам).

При несоответствии результатов испытания необходимо провести корректировку входных параметров процесса испытания.

По экономическом расчетам для строительства испытательного стенда потребуются капитальные вложения в размере 89,3 млн. рублей и операционные в размере 41,2 млн. рублей. Основные показатели эффективности инвестиций представлены в таблице 1.

Таблица 1. Показатели эффективности инвестиций 2025–2034 гг.

Показатели эффективности инвестиций	**Значение, тыс. руб.**
Чистая прибыль	1 560 461
Чистый денежный поток NPV	541 295
Внутренняя норма доходности IRR (мес.), %	47,3%
Индекс доходности PI, ед.	2,4
Период окупаемости PB, лет.	3,4
Дисконтированный период окупаемости DPB, лет.	3,9
Инвестиции в проект	376 717
Средняя рентабельность продаж по проекту, %	44%
Ставка дисконтирования, %	13,4%

Выводы и полученные результаты.

В результате проведенных исследований и решенных поставленных задач, можно сделать следующие выводы:

1. проведен анализ существующих технических решений для проведения тестов бурового оборудования;

2. предложена технологическая карта создания гидравлического стенда;

3. разработана и обоснована методика тестирования элементов КНБК на испытательном стенде;

4. проведено технико-экономическое обоснование предложенных мероприятий.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Томазова О.В. Повышение отказоустойчивости элементов телесистемы в условиях сужения номенклатуры оригинальных запасных частей от производителя / О.В. Томазова, А.А. Дорофеев, В.А. Леонов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 293–296.
2. Волошин В.И. Технологический фактор развития российского нефтегазового комплекса / В.И. Волошин // Российский внешнеэкономический вестник. – 2023. – № 7. – С. 7–23.
3. Лукьянов С.А., New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic. / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World pp 133–139.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАСШИРЕНИЯ КОНТУРА НЕФТЕНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х

PROSPECTS FOR EXPANDING THE OIL CONTENT CONTOUR OF THE ACHIMOVSKAYA STRATA OF THE X OILFIELD

Кокорина Д.В.
Kokorina D.V.
Российская Федерация, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз», kokrinad.v69@gmail.com

Для каждого нефтегазодобывающего предприятия перспективы существования связаны с пополнением ресурсной базы. На данный момент нефть является невозобновляемым ресурсом, исходя из этого увеличение количества ресурсов связано с поиском новых залежей. Для ТПП «ЛНГ» таких перспектив не так уж и много, в результате того, что территория деятельности ТПП со всех сторон ограничена другими недропользователями. Поэтому восполнение ресурсной базы путем поиска новых залежей возможно только на территории деятельности предприятия. Наиболее перспективной территорией для поисков нефти является малоизученный район северо-восточной части зоны деятельности ТПП, а именно месторождение Х.

Месторождение Х введено в опытную эксплуатацию в 2001 году. Объектами разработки являются пласт БВ10, ачимовская толща и объект ЮВ. Для расширения контура нефтеносности и прироста запасов были изучены карты и схемы м-я Х и окружения по объектам разработки. Было обнаружено, что наиболее перспективным пластом для расширения контура нефтеносности является ачимовская толща. Объект Ач введен в разработку в 2002 году. Для расширения контура нефтеносности перспективной зоной являются блоки 1 и 2 ЛУ Y.

На основании схемы спектральной декомпозиции (Рис. 1) был обнаружен участок, характеризующийся поглощением низких частот. Данное свойство присуще пористым горным породам. Исходя из этого, на исследуемой площади обнаружено песчаное тело.

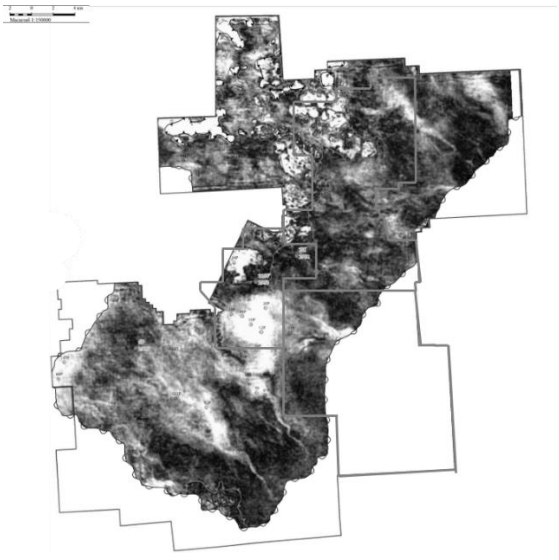


Рис. 1 – Схема спектральной декомпозиции в интервале пласта Ач1-1

Выявленный объект расположен в области разгрузки песчаного материала и имеет схожесть с русловым телом, протянувшимся с площади исследований на север м-я Х. Можно предположить, что породы

на территории м-я Х и на объекте исследования имеют одинаковые условия образования, и вероятнее всего это единая залежь.

По схеме RMS значений (среднеквадратичных значений амплитуды сигнала) (Рис. 2) определена мощность выявленного песчаника. Амплитуда сигнала увеличивается при его прохождении через однородную толщу, при частой смене пропластков с разными фильтрационно-емкостными свойствами амплитуда сигнала уменьшается.

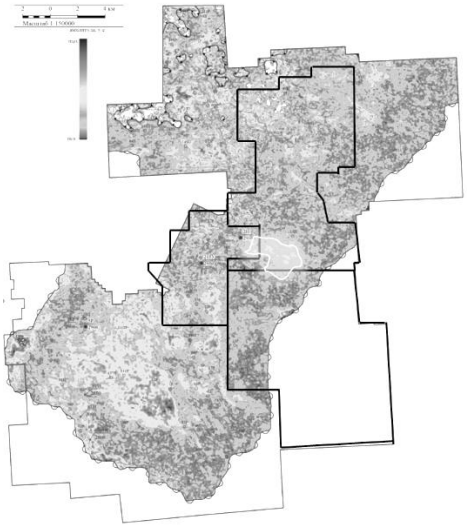


Рис. 2 – Схема RMS значений, рассчитанных в интервале пласта Ач1-1

По изменению амплитуд было определено изменение мощности песчаного тела на площади изучения (Рис. 3). Средняя мощность песчаника составляет 6м.

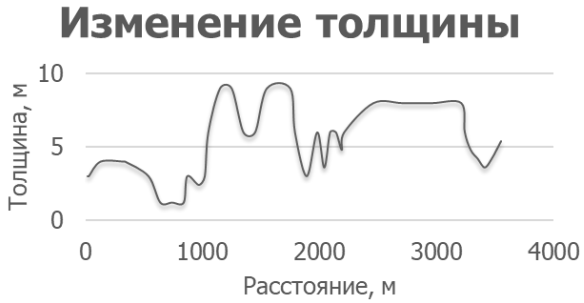


Рис. 3 – График изменения толщины песчаника на объекте изучения

Также можно заметить, что объект исследования обладает теми же сейсмическими свойствами, что и площадь на севере м-я Х, что еще раз указывает целостность залежи. Поэтому для дальнейших исследований были выделены скважины, расположенные в схожих с объектом исследования сейсмических условиях на севере месторождения Х. Результаты исследования керна позволили в каждой скважине определить плотность породы. Уменьшение скорости продольных волн в результате изменения плотности породы свидетельствует о наличии пористого тела. Таким образом, для объекта была рассчитана скорость продольных волн при помощи схемы значений акустического импеданса (Рис. 4) для того, чтобы еще раз подтвердить наличие песчаного тела.

На расстоянии 2–3 км от объекта исследований на площади ЛУ Y-2 расположена поисковая скважина 62П, давшая промышленный приток по объекту ачимовской толщи (Qн = 9,26 т/сут, Qж = 25,94 м^3/сут,

Нэфф.нн = 3м), что является доказательством присутствия нефти вблизи объекта исследований. Данная скважина находится в сейсмогеологических условиях хуже, чем рассматриваемый объект, поэтому можно предположить, что на изучаемой площади эффективная нефтенасыщенная толщина будет более 3-х метров.

Для подсчета геологических и извлекаемых запасов площадь и нефтенасыщенная толщина залежи посчитаны на основании выявленного по сейсмогеологической модели объекта, остальные подсчетные параметры взяты по аналогии с месторождением Х. Запасы оценены по категории C_2 и составляют 2871 тыс. т геологических и 717,8 тыс. т извлекаемых запасов (Таблица 1).

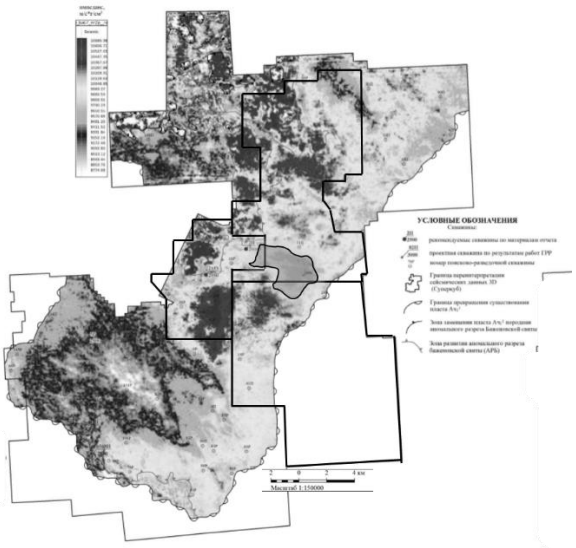


Рис. 4 – Схема значений акустического импеданса, рассчитанных в интервале пласта Ач1-1

Таблица 1. Подсчет запасов

Пласт	F, тыс. $м^2$	$h_{эф.н/н}$, м	$k_{о.п}$, д. ед	$k_н$, д. ед	Θ, д. ед	$ρ_н$, $г/см^3$	η, д. ед	Q_0, тыс. т	$Q_и$, тыс. т
Ач	8330	6	0,18	0,5	0,84	0,769	0,25	2871,06	717,76

Для расчета проектного дебита были взяты скважины, находящиеся в тех же сейсмогеологических условиях, что и объект изучения. Так как геолого-технические характеристики основной залежи получены в результате бурения скважин, а на объекте исследования нет возможности получить настолько же точные данные, был сделан вывод, что обосновывать проектные дебиты корректнее по ожидаемой эффективной толщине. Таким образом, проектный дебит составляет 4 куба на 1м и 3 тонны на 1 м (Таблица 2).

Таблица 2. Начальные дебиты

Скважина	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Нэфф, м	Нэфф. нн, м
103	50,36	36,81	16,6	12,6
201Н	30,97	16,9	7,8	7,8
406	44,86	29,16	14,9	8,8
133Н	34,62	15,41	9,6	6,4
объект	*4м3 на 1м*	*3т на 1м*	*6*	*6*

При проектировании вариантов разработки первоначально запроектированы две поисковые скважины 101П и 102П. При получении в них промышленных притоков предлагается вариант разработки №1

(Рис. 5), включающий в себя 20 наклонно-направленных добывающих скважин включая поисковые, 8 наклонно-направленных скважин в отработку на нефть на 1–3 года и 11 наклонно-направленных нагнетательных скважин, запуск в работу которых планируется с первого года разработки залежи.

Второй вариант разработки (Рис. 6) включает в себя 5 добывающих скважин с горизонтальными стволами 500 и 1000 м, 8 скважин в отработку на нефть на 3–5 лет и 9 нагнетательных скважин. Преимуществом данного варианта разработки в том, что при меньшем количестве скважин накопленная добыча на 1 скважину составит 27 тыс. т нефти, когда при первом варианте разработки составит всего 15,5 тыс. т.

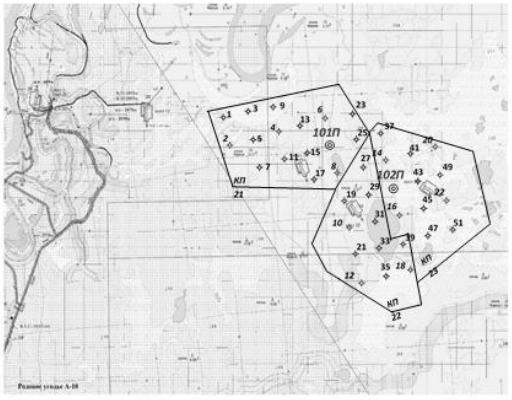


Рис. 5 – Выкопировка из топографической карты (Вариант № 1)

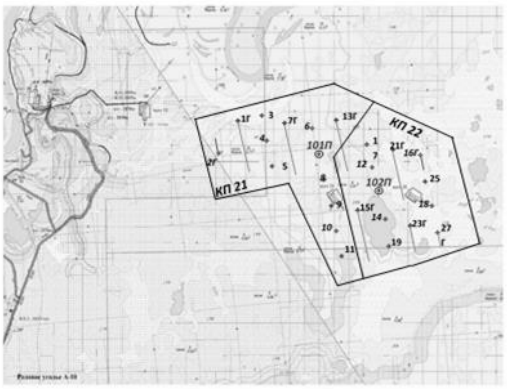


Рис. 6 – Выкопировка из топографической карты (Вариант № 2)

Для обоих вариантов разработки рассчитаны капитальные вложения на строительство дорог, нефтепроводов, высоковольтных линий электропередач и отсыпку кустовых площадок. По первому варианту капитальные вложения составит 1 млрд 529 млн руб, по второму варианту 1 млрд 20 млн руб. (Таблица 3).

Таблица 3. Строительство

Инфраструктура	Ед. изм.	1 вариант	2 вариант
		КП 21+22+23	КП 21+22
Дороги	Млн. руб.	288,5	200,8
Отсыпка КП	Млн. руб.	482,3	291,7
ВЛ	Млн. руб.	119,7	104
Нефтепровод	Млн. руб.	97,8	80
Итог	Млн. руб.	1529,5	1020

Предлагаемый проект соответствует закону Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 г. о рациональном использовании и охране недр и окружающей среды.

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы: месторождение Х получит новый этап жизни при реализации проекта, который позволит повысить добычу предприятия и получить дополнительную прибыль, а также предлагаемый проект экономически эффективен для реализации и экологически безвреден.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический регламент на реконструкцию скважин путем проводки нового ствола (в том числе с горизонтальным окончанием) в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»: утв. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», 05.02.2015. – Когалым, 2015.
2. Российская Федерация. Законы. О недрах: федер. закон: [принят четвертой сес. Верхов. Совета РФ 21 февраля 1992 г.]. – [С изм. на 8 декабря 2020 г.] – Техэксперт.
3. ГОСТ Р 32359-2013. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки [Текст]. – Введ. 2015-01-01. – Введен впервые. – Техэксперт.
4. «Дополнение к технологической схеме разработки Х месторождения». Протокол заседания Московской нефтяной секции ЦКР Роснедр по УВС от 11.10.2012 № 5425.
5. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. О нефтегазогеологическом районировании Западной Сибири // Геофизика. 2017. № 3. – С. 62–68.
6. Балдин В.П. Судат Л.Г. Отчёт «Расчет технико-экономических показателей разработки нефтеперспективных объектов в пределах лицензионных участков Y» ООО «Геология резервуара» Тюмень, 2008 г.
7. Баранов В.А. и др. «Зональный геологический проект изучения недр с целью поисков месторождений (залежей) углеводородного сырья в пределах участков Y» ООО «Ханты-Мансийский центр экспертиз» Ханты-Мансийск, 2004 г.
8. Ванцева И.В. Теоретические основы поиска и разведки месторождений нефти и газа: учеб.-метод. пособие – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – 114 с.
9. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С., «Проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ: Учеб. Пособие. М.: Инфра-М, 2015. – 200 с.
10. Методические рекомендации по выбору системы размещения поисковых скважин. Г.А. Габриэлянц, В.В. Мухин, В.Я. Соколов и др. М., 1982.
11. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г., Москва, Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 г.
12. Пояснительная записка к Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты, 1998 г.» Шпильман В.И. (отв. исп.), Тюмень. 1999.
13. «Структурно-Формационные комплексы фундамента Западно-Сибирской плиты». Сурков В.С. Новосибирск, 1998.
14. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ООО J1HTHT «Петрограф». Рыльков А.В., Кулахметов Н.Х., Потеряева В.В. 2006.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 12.03.2013.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПТИМИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

A COMPREHENSIVE METHODOLOGY FOR OPTIMIZING OIL TREATMENT FACILITIES USING MODELING TOOLS

Коростелев М.Н.
Korostelev M.N.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Maxim.Korostelev@lukoil.com

Исходя из современных тенденций Мирового рынка нефтепродуктов и высокой волатильности цен на сырую нефть, необходимо максимально снизить риски, связанные с непроизводительными капитальными затратами, а также, оптимизировать операционные издержки. С учетом среднесрочных прогнозов и действий стран-экспортёров нефти существует обоснованная необходимость в поддержании низкой точки безубыточности при планировании разработки нефтегазовых месторождений.

В таких условиях строительство, расширение и реконструкцию объектов обустройства целесообразно обеспечивать минимально допустимыми технико-технологическими параметрами оборудования. Как правило, расчет пропускной способности и других технических параметров происходит на этапах предпроектной проработки. Зачастую, исходные данные могут содержать неточности, быть устаревшими или отсутствовать. В данном случае, неизбежны риски, связанные со смещением сроков ввода объектов капитального строительства, возникновением непроизводительных затрат. В связи с этим, крайне важно обеспечить актуальность исходных данных для расчетов аппаратов и оборудования на ранних стадиях проектирования, в частности, на этапе разработки общих технических решений. С этой целью в данной работе предлагается комплексных подход на этапе принятия общих технических решений.

Данная работа объединяет дисциплины и является функциональным инструментом регулирования технико-экономических аспектов обустройства месторождений на стадии предпроектной проработки. Предиктивная аналитика, применяемая в составе работы, является современным и перспективным направлением, применимым в процессе разработки проектно-сметной документации.

Текущее система обустройства месторождения «А» ограничена производительностью мобильной установки предварительного сброса воды (МУПСВ). Предварительно подготовленная нефть направляется центральный пункт сбора (ЦПС) месторождения «С» совместно с продукцией месторождения «В» для подготовки до товарного качества. Проектным документом на месторождении «А» планируется к строительству установка подготовки нефти, обеспечивающая товарное качество нефти месторождения «А» и снижение нагрузки на ближайшие лицензионные участки (Рис. 1).

С целью оптимизации капитальных затрат на рассматриваемом в работе нефтяном месторождении «А», на стадии предпроектной проработки обустройства предложено строительство дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды (ДНС с УПСВ), реализован комплексный подход к подбору технологии подготовки продукции скважин. В составе комплексного подхода:

1. Ретроспективный обзор исследований глубинных проб смеси;
2. Лабораторные исследования состава и свойств добываемой продукции на основании поверхностных проб газожидкостной смеси;
3. Предиктивный анализ вероятности отложений солей и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО,) а также скорости коррозионного износа;
4. Построение виртуальной модели ДНС с УПСВ в специализированном программном обеспечении (ПО);

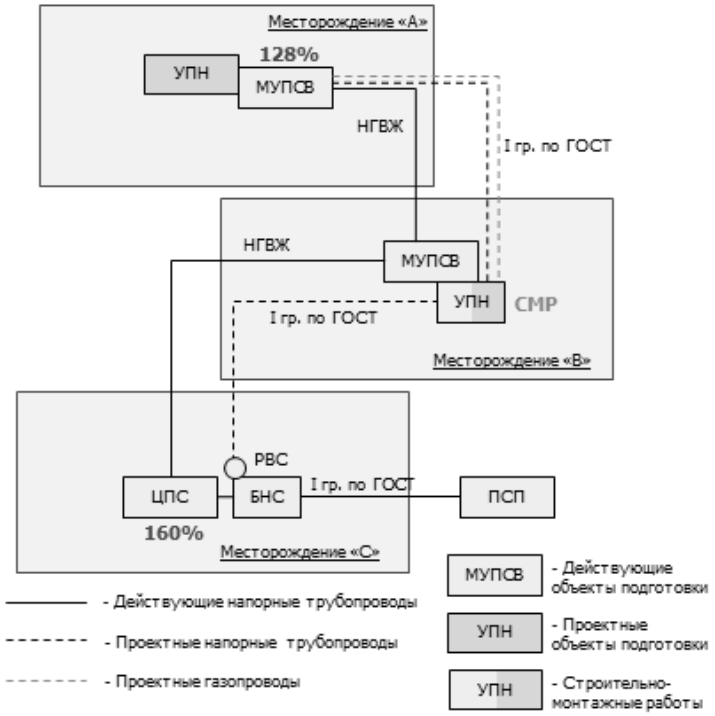


Рис. 1 – Текущее состояние обустройства месторождения «А»

Отбор проб жидкости для проведения лабораторных испытаний осуществлялся как со скважин, так и из трубопровода в точке планируемого расположения ДНС с УПСВ месторождения «А» (для оценки качества подготовки и свойств смеси).

В ходе лабораторных испытаний определены следующие характеристики пластовых флюидов:

1. Содержание воды;
2. Массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси;
3. Массовая доля механических примесей;
4. Кинематическая вязкости нефти;
5. Массовая доля серы;
6. Массовая доля парафинов, асфальтенов, смол;
7. Температура застывания нефти;
8. Температура плавления парафина;
9. Массовая концентрация хлористых солей;
10. Фракционный состав нефти;
11. Давление насыщенных паров;
12. Массовая доля сероводорода, метил- и этилмеркаптанов.

Компьютерное моделирование осуществлялось в специализированном ПО и включало построение и адаптацию композиционной модели флюида на основе результатов исследований глубинных и поверхностных проб, построение виртуальной модели проектируемого ДНС с УПСВ, подбор оптимального состава объекта и технико-технологических параметров работы аппаратов с целью достижения запланированного качества подготовки нефти.

Моделирование включало следующие этапы:

1. Создание композиционной модели флюида выполнено с использованием специализированного программного продукта;
2. Построение модели ДНС с УПСВ.

Результаты.

В ходе работ были проанализирован общие сведения о месторождении, характере и свойствах продуктивных пластов, сведения о результатах исследований глубинных проб, проведены лабораторные исследования поверхностных проб смеси, создана композиционная модель флюида, построена модель проектируемого ДНС с УПСВ, проведено моделирование условий получения продукции I группы качества по ГОСТ Р 51858-2002, даны рекомендации по основным технико-технологическим параметрам режима подготовки нефти на проектируемом ДНС с УПСВ месторождения «А».

Согласно результатам исследования физико-химических свойств проб попутно-добываемой воды:

1. Вода относится к гидрокарбонатно-натриевому типу и имеет минерализацию 14,0 г/дм^3;
2. Анализ по определению бактериальной зараженности выявил наличие СВБ – до 105 кл/мл;
3. Массовая доля механических примесей.

По результату лабораторных испытаний, определена коррозионная агрессивность проб воды месторождения «А». Скорость коррозии в водонапорных трубопроводах составит 0,029 мм/год. Содержание растворенного кислорода соответствует технологическим требованиям и составляет менее 0,5 мг/дм^3.

Механические примеси (инфильтрат) представлены частицами коричневого цвета твердостью от 2 до 7 баллов по шкале Мооса. По размеру частицы распределяются с размерами до 5 мкм – 99,5% глинистых частиц, осевших в порах бумажного фильтра. Помимо глинистых частиц в составе механических примесей присутствуют мелкообломочные породы (пески) до 250 мкм.

Реологические характеристики нефтяной эмульсии определены в диапазоне температур с шагом 10° С от минус 10 до плюс 70° С (Рис. 2).

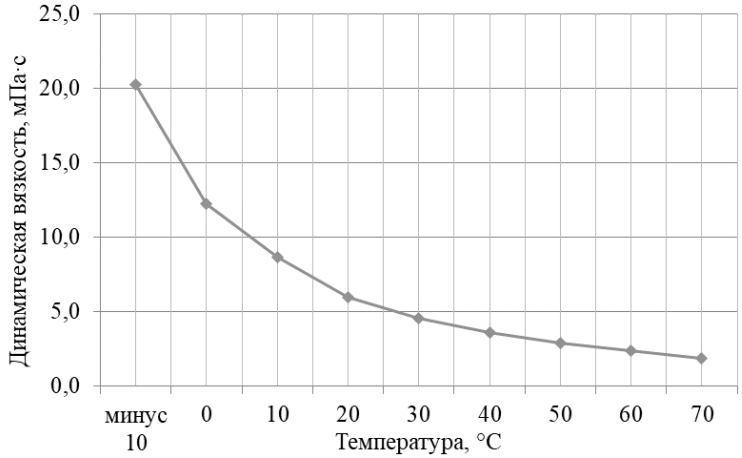


Рис. 2 – Графическая зависимость вязкости нефти от температуры

По результатам тестов по определению режима подготовки нефти газа и воды, определена агрегативная устойчивость нефти на уровне 5%, что не предполагает осложнений в процессе подготовки.

В ходе компьютерного моделирования ДНС с УПСВ установлено, что фактическое время удержания жидкости в двух рассматриваемых сепараторах объёмом 50 м^3 составляет 20,7 минут в каждом (Рис. 3). Дополнительно, с учетом отстоя в двух накопительных емкостях объёмом 50 м^3, суммарное время удержания жидкости в аппаратах составит не менее 30 минут.

При заданных параметрах входного потока (ГФ=89 м^3/м^3) целевое значение давления насыщенных паров на выходе с установки в модельных условиях подготовки без снижения абсолютного давления в аппаратах концевой сепарационной установки до 85,5 кПа не достигается.

Для соблюдения условий достижения значений давления насыщенных паров нефти по ГОСТ Р 51858-2002 согласно модельному расчету необходимо обеспечить вакуумметрическое давление за счет подъёма

одной накопительной ёмкости на высоту не менее 8 метров. Для обеспечения подпора насосов, целесообразно установить вторую накопительную ёмкость последовательно на высоте не менее 4 метров.

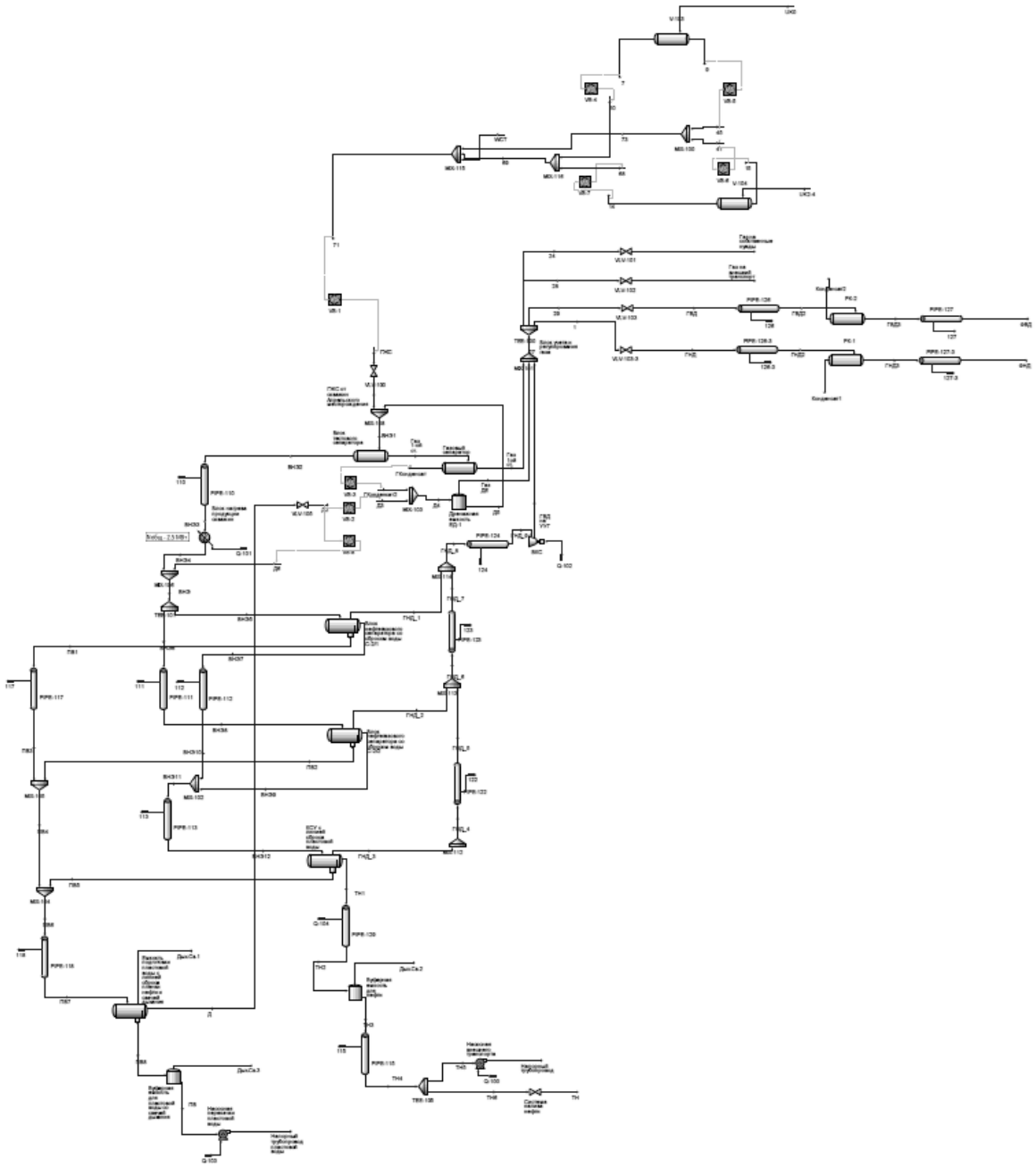


Рис. 3 – Схема ДНС с УПСВ месторождения «А» в программном обеспечении

Расчетный массовый расход газа на входном сепараторе составил до 2000 кг/ч, в связи с чем, рекомендована установка соответствующего по производительности вакуумного компрессорного агрегата.

По результатам моделирования технологической схемы и рекомендованного оборудования предложено вовлечение свободных мощностей месторождения «В», что позволит исключить строительство УПН на месторождении «А» и тем самым снизить капитальные затраты на обустройство с целью достижения товарного качества продукции (Рис. 4).

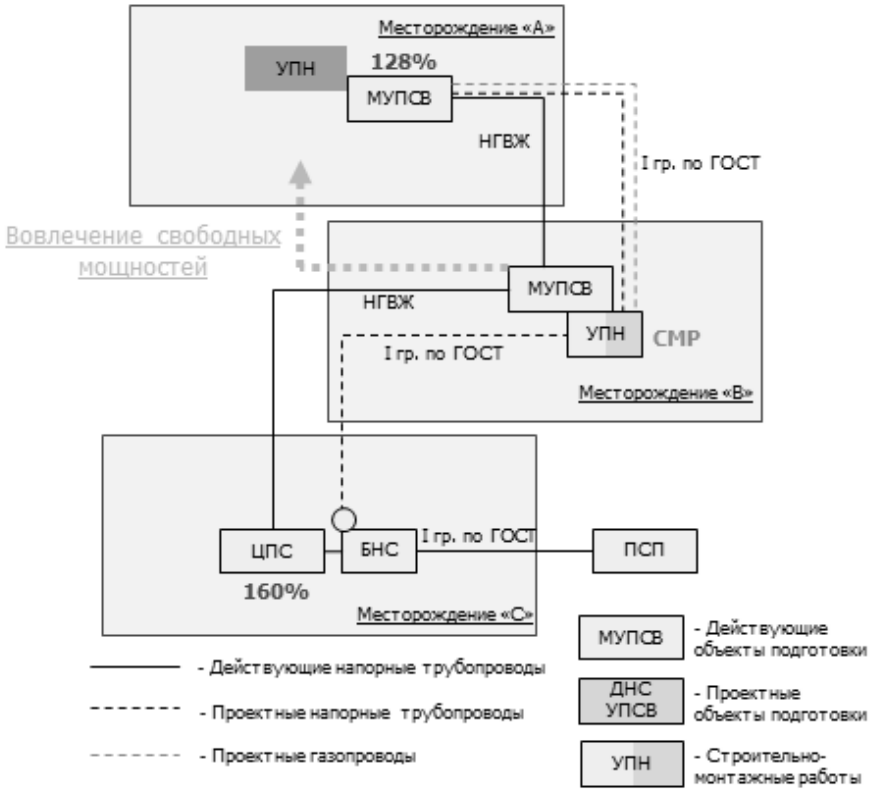


Рис. 4 – Рекомендованная схема обустройства месторождения «А»

Расчет экономических показателей выполнен на период 30 лет при внутренней норме доходности (IRR) 14,7%, что на 0.4% выше в сравнении с базовым вариантом, предполагающим строительство УПН, показатель чистой приведенной стоимости проекта обустройства месторождения «А» (NPV) увеличен на 4,3%.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Шилов В.И. Прогнозирование фазового состояния природных нефтегазовых систем / В.И. Шилов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №8. – 100–103 с.
2. Мухамадуллина А.М. Механизм процессов образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий / А.М. Мухамадуллина, С.Ш. Абызгильдина // Сборник материалов конференции 67-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – 271–272 с.
3. Хусаинова Д.А. Обоснование технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибиторов комплексного действия: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Хусаинова Дина Анасовна. – СПб., 2018. – 118 с.
4. Ахметшина И.З. О механизме образования солеотложений / И.З. Ахметшина, Р.Х. Бочко, Л.Х. Ибрагимов // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 1. – С. 26–28.
5. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебное пособие для вузов / Г.С. Лутошкин. – М.: Альянс, 2005. – 319 с.
6. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2006. – 8 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЕФЕКТОВ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НИЖЕ ПОРОГА ОБНАРУЖЕНИЯ СРЕДСТВ ВНУТРИТРУБНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

APPLICATION OF MACHINE LEARNING TECHNOLOGIES FOR PREDICTING STRESS CORROSION CRACKING DEFECTS BELOW THE DETECTION THRESHOLD OF IN-LINE INSPECTION TOOLS IN MAIN GAS PIPELINES

Кузеванов С.А.
Kuzevanov S.A.
Российская Федерация, Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Югорск», SA.Kuzevanov@cty.ttg.gazprom.ru

Порог обнаружения дефектов коррозионного растрескивания под напряжением (далее – КРН) для современных средств внутритрубной диагностики (далее – ВТД) составляет 15% от толщины стенки трубы. Согласно требованиям нормативной документации ПАО «Газпром» при обнаружении в шурфах дефектов КРН обследованию также подлежат соседние трубы, на которых часто выявляются стресс-коррозионные дефекты ниже порога обнаружения, что значительно увеличивает объем выполняемых работ.

Накопленный за период эксплуатации массив исходных данных позволяет формализовать задачу прогнозирования труб с дефектами КРН с ее решением на основе технологий машинного обучения.

В рамках проведенного исследования разработана и апробирована модель, предназначенная для определения потенциальных труб с дефектами КРН ниже порога обнаружения средств ВТД, выдачи рекомендаций по дополнительному обследованию в шурфах, оценки увеличения объемов ремонта на участках ЛЧ МГ по результатам ВТД.

ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ ОБЪЕКТА БВ7 ПРИ НАЛИЧИИ ВОДОНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА БВ6 ПО ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Кучкина А.Б.
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», arina.kuchkina@lukoil.com

Большая часть нефтяных месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки и, несмотря на это, на них может быть не реализовано до 40% проектного фонда скважин. Ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), высокие геологические риски и отсутствие экономически эффективных промышленных технологий сделало освоение этих участков нецелесообразным на начальной стадии разработки. Но высокая изученность эксплуатируемых объектов, находящихся на поздней стадии разработки, развитая инфраструктура, новые технологии при строительстве горизонтальных скважин с поинтервальным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП), многозабойные скважины (МЗС) и т. д., позволяют сегодня вовлекать эти участки в активную разработку.

Разработка нефтяных месторождений с сложными геологическими условиями всегда была одной из ключевых задач нефтегазовой отрасли. Особую сложность представляют месторождения, где нефтеносные пласты находятся в непосредственной близости от водонасыщенных горизонтов. В таких условиях традиционные методы увеличения нефтеотдачи, такие как гидроразрыв пласта (ГРП), могут быть не только неэффективными, но и опасными из-за высокого риска прорыва воды в добывающие скважины. Одним из таких объектов является пласт БВ7, который характеризуется наличием вышележащего водонасыщенного пласта БВ6. В данной работе рассматривается возможность применения инновационной технологии муфт радиального бурения для вовлечения в разработку запасов объекта БВ7, а также анализируются геологические особенности, технология и экономическая эффективность данного метода.

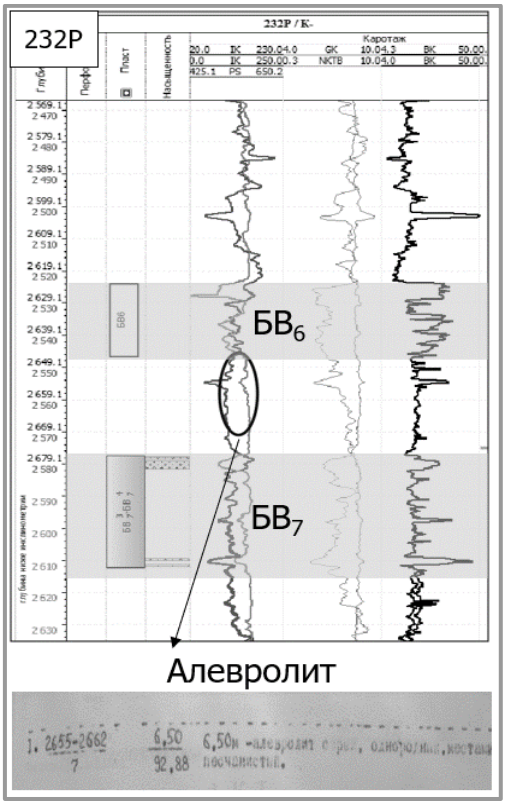


Рис. 1 – Каротажная диаграмма по скважине

Проведение гидроразрыва на основном объекте воздействия БВ7 сопровождается прорывами трещин МГРП по вертикали в водонасыщенный пласт БВ6. Основной причиной появления гидродинамической связи между двумя пластами является наличие между ними включений легко разрушаемого алевролита, местами песчанистого.

Для решения задач, связанных с проведением ГРП на объекте БВ7, предлагается использование муфт радиального бурения. Данная технология позволяет создавать каналы в пласте, увеличивая проницаемость и вовлекая в разработку ранее недоступные запасы.

Муфта радиального бурения «ГИДРА» представляет собой устройство, которое позволяет бурить до 60 каналов в хвостовике скважины. Каналы создаются в радиальном направлении, что позволяет охватить большую площадь пласта и увеличить приток нефти.

Муфта до активации:



Рис. 2 – Муфта до активации

Муфта после активации:

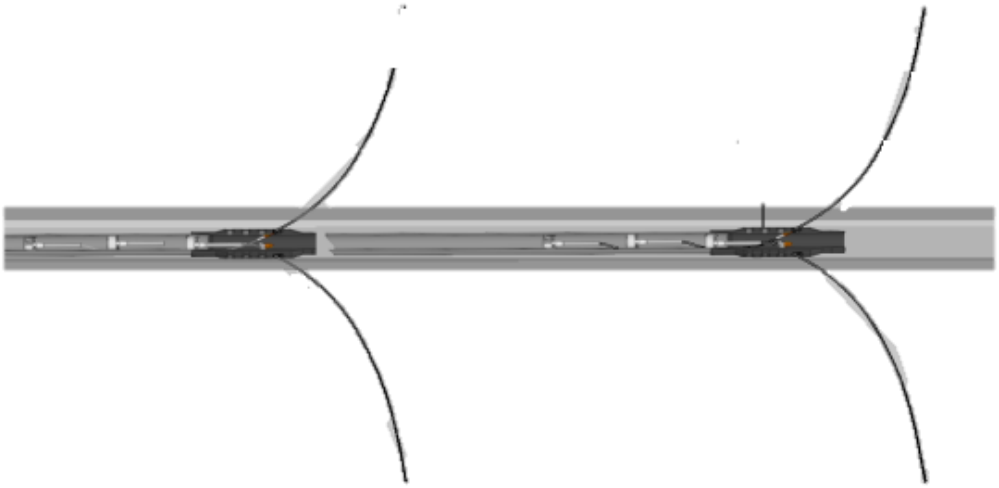


Рис. 3 – Муфта после активации

Преимущества применения муфт радиального бурения:

1. Формирование каналов проницаемости: Технология радиального бурения позволяет создавать до 60 каналов в хвостовике скважины, что увеличивает площадь дренирования и улучшает приток нефти из низкопроницаемых коллекторов.

2. Возможность работы в сложных геологических условиях: Муфты радиального бурения могут быть использованы в пластах с незначительной мощностью и близким расположением водонефтяного контакта (ВНК) или газонефтяного контакта (ГНК), что делает их идеальными для работы на горизонте БВ7.

3. Снижение риска обводнения: Минимизация риска прорыва воды из пласта БВ6 позволяет снизить обводненность продукции и увеличить срок эксплуатации скважин.

4. Экономическая эффективность: Работы проводятся штатным оборудованием буровой без необходимости привлечения дополнительной техники, например флота ГРП, что особенно важно для автономных месторождений.

Экономическая оценка разработки углеводородных месторождений играет ключевую роль в принятии решений о целесообразности инвестиций. В ходе данной работы я сравнила ТЭП стандартного метода интенсификации добычи – МГРП и ТЭП предложенной технологии. Основные технико-экономические показатели представлены в Таблице 1.

Таблица 1. Технико-экономические показатели

Показатели	Единицы измерения	МГРП	Муфты радиального бурения
Стоимость ГТМ	млн руб	х	х
Начальный дебит нефти	т/сут	7,2	24,1
Добыча нефти	тыс. т/год	0,4	7,7
Экономический эффект	млн руб	Х	

Такой показатель NPV обусловлен высоким начальным дебитом скважины и исключением прорыва воды с объекта БВ6, а следовательно, поддержанием обводненности продукции на начальном уровне.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Данные ТПП «Повхнефтегаз».
2. https://neftegaz.ru
3. Данные «СибБурМаш».
4. Полякова Н.С., Ваганов Л.А. Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 // [б. с.].

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ВОЗВЕДЕНИЯ ОСНОВАНИЙ И ФУНДАМЕНТОВ ПОД РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

MODERN METHODS OF CONSTRUCTING FOUNDATIONS AND FOOTINGS FOR VERTICAL STAINLESS STEEL TANKS ON PERMAFROST SOILS

Макаренко В.В.
Makarenko V.V.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, makarenkovv2003@gmail.com

Трубопроводный транспорт нефти является стратегически важным регулятором экономики и геополитики Российской Федерации. Одним из ключевых регионов для развития нефтегазовой отрасли в Российской Федерации на данный момент выступает Север и Арктика, освоение которых требует строительства зданий и сооружений, основаниями для которых зачастую выступают криогенные почвы. На сегодняшний день существует проблема обеспечения надлежащего уровня надёжности резервуаров вертикальных стальных (РВС), сооружаемых на основаниях, сложенных вечномерзлыми грунтами (в некоторых случаях с искусственными основаниями, которые, в свою очередь, опираются на вечномерзлые). Например, опыт эксплуатации резервуаров РВС-5000, РВС-10000 и РВС-20000, построенных на основаниях из минерального грунта с привозной, песчано-гравийной смесью, показывает, что основания, устроенные по традиционным проектам, дают недопустимо большую осадку. В некоторых случаях ежегодная осадка достигает 250-300 мм, что резко снижает эксплуатационную надежность РВС [6].

В статье подробно описаны современные методы сооружения оснований и фундаментов РВС на многолетнемерзлых грунтах (ММГ), дан анализ основных физико-механических характеристик ММГ, влияющих на выбор конструкции оснований и фундаментов под РВС на ММГ, при их описании даны выдержки из нормативно-правовых актов, действующих на сегодняшний день на территории Российской Федерации. Таблица, содержащая классификацию вечномерзлых грунтов по температурно-прочностным свойствам представлена в таблице 1.

Таблица 1. Классификация по температурно-прочностным свойствам (в соответствии с таблицей Б.30 ГОСТ 25100 [3])

Вид грунтов		Разновидность грунтов		
		Твердомерзлый ($\delta_f \leqslant 0{,}1$ кПа$^{-1}$) при $t < T_h$, °С	Пластичномерзлый ($\delta_f > 0{,}1$ кПа$^{-1}$) при t, °С	Сыпучемерзлый при $t < 0$ °С
1		2	3	4
Все виды скальных и полускальных грунтов		$T_h = 0$	-	-
Крупнообломочный грунт		$T_h = 0$	$T_h < t < T_{bf}$ при $S_r < 0{,}8$	При $S_r \leqslant 0{,}15$
Песок гравелистый, крупный и средней крупности		$T_h = -0{,}1$		
Песок мелкий и пылеватый		$T_h = -0{,}3$		
Глинистый грунт	Супесь	$T_h = -0{,}6$	$T_h < t < T_{bf}$	
	Суглинок	$T_h = -1{,}0$		
	Глина	$T_h = -1{,}5$		
Заторфованный грунт		$T_h = -7(I_{om}+\lvert T_h \rvert)$	$T_h' < t < T_{bf}$	-
Торф		-	$t < 0$	-
Примечание – T_h – температурная граница твердомерзлого состояния минеральных грунтов, T_h' – то же, для заторфованных грунтов.				

В статье описан инновационный метод строительства РВС на основаниях, сложенных ММГ, с применением теплоизолирующей подушки, принципиальная схема которого представлена на рисунке 1.

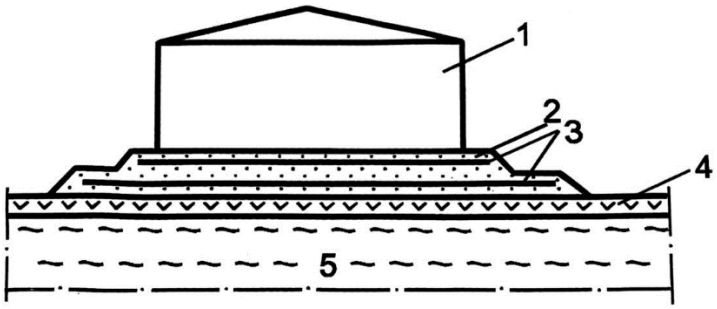


Рис. 1 – Теплоизолирующая подушка под резервуар
1 – резервуар, 2 – подушка, 3 – теплоизолятор, 4 – слой мха или торфа, 5 – вечномерзлый грунт

В перспективе возможно создание математической модели влияния системы охлаждающих труб, находящихся в песчаной подушке, на сопрягаемый с песчаной подушкой вечномерзлый грунт, а также создание математической модели, описывающей тепловое воздействие конструкций РВС на вечномерзлый грунт, находящийся под теплоизолирующей подушкой резервуара при различной толщине данной подушки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Берлинов М.В. Основания и фундаменты: Учебник. 4-е изд., испр. – СПб.: Издательство «Лань», 2011. – 320 с.
2. Гончаров Ю.М. Производство свайных работ на вечномерзлых грунтах/ Ю.М. Гончаров, Ю.О. Таргулян, С.Х. Вартанов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л: Стройиздат, Ленинград. отд-ние, 1980. – 160 с.
3. ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация (с Поправкой) – docs.cntd.ru [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200174302, свободный. – Загл. с экрана.
4. ГОСТ 31385-2023 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия – docs.cntd.ru [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1302050679, свободный. – Загл. с экрана.
5. Иванов Ю.К. Основания и фундаменты резервуаров / Иванов Ю.К., Коновалов П.А., Мангушев Р.А., Сотников С.Н.– М.: Стройиздат, 1989. – 223 с.
6. Карнаухов Н.Н. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник / Н.Н. Карнаухов, С.Я. Кушнир, А.С. Горелов, Г.М. Долгих. – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 432 с.
7. СП 22.13330.2016 «СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений» (Приказ Минстроя России от 16 декабря 2016 г. № 970/пр) | Минстрой России [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/14627/, свободный. – Загл. с экрана.
8. СП 25.13330.2020 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах СНиП 2.02.04-88 (с Изменениями N 1, 2) – docs.cntd.ru [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/573659326, свободный. – Загл. с экрана.

ПРОВЕДЕНИЕ ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГОЛОВКИ СТРЕЛЯЮЩЕЙ С РАСЦЕПЛЕНИЕМ

CARRYING OUT PERFORATING AND BLASTING OPERATIONS USING A FIRING HEAD WITH A RELEASE

Максимов Д.В.
Maximov D.V.
ПАО «Сургутнефтегаз»

Введение.

При вовлечении в разработку нефтегазовых залежей без гидродинамического воздействия на пласт отмечается снижение пластового давления и, соответственно, продуктивности по скважинам. В связи с чем при проведении вторичного вскрытия интервалов с низким пластовым давлением при долитой до устья скважине гидростатическое давление столба жидкости в скважине превышает пластовое давление вскрываемого объекта. После прострелочно-взрывных работ (далее – ПВР) происходит замещение и оттеснение пластового флюида в результате поглощения. Наиболее эффективным методом вторичного вскрытия пластов рассматриваемой нефтегазовой залежи является проведение ПВР на депрессии, что позволяет исключить поглощение жидкости пластом и достичь эффективного вывода скважины на режим фонтанирования.

С октября 2021 года в наклонно-направленных скважинах начато проведение вторичного вскрытия пласта на депрессии. По результатам проведенных работ по технологии вторичного вскрытия пласта на депрессии с использованием бескорпусных ленточных и модульных перфораторов, спускаемых в скважину на геофизическом кабеле, установлено, что данная технология имеет низкую эффективность ввиду малой пробивной способности кумулятивных зарядов (339 и 390 мм соответственно). Так же при производстве ПВР на депрессии модульными перфораторами в трех скважинах отмечались осложнения в виде заклинки отстрелянного перфоратора в интервале пакера. В дальнейшем данные типы перфосистем при проведении ПВР на депрессии не использовались. Предпочтение было отдано другим перфосистемам, спускаемым на трубах с установленными в них зарядами с глубиной пробития 914 и 1 131 мм соответственно. В сочетании с данными перфосистемами применялась головка взрывная гидромеханическая. Однако и у технологии производства ПВР на депрессии на трубах с использованием головки взрывной есть свои недостатки. Необходимость наличия давления в скважине не менее 5 МПа для срабатывания головки взрывной гидромеханической создает дополнительное воздействие на пласт. В случае ее использования отстрелянный перфоратор находится на подвеске насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), тем самым затрудняя приток флюида из пласта в скважину. За счет необходимости извлечения отработанной перфосистемы из скважины увеличивается время проведения ПВР.

Для усовершенствования технологии вторичного вскрытия нефтегазовых пластов на пяти скважинах были проведены работы по применению головки стреляющей механической с расцеплением (таблица 1).

Технология производства ПВР на трубах на депрессии

Головка стреляющая с расцеплением (рисунок 1) предназначена для инициирования перфораторов, спускаемых на трубах. Головка приводится в действие посредством сброса штанги, входящей в комплект поставки (длина 2,4 м; диаметр 30 мм). Штанга механически воздействует на боек (8), который приводит в действие ударный детонатор (17), передающий детонацию на детонирующий шнур (16), установленный в штоке (4), который через усилитель детонации (15) инициирует детонирующий шнур и кумулятивные заряды, установленные в корпусе перфоратора. Расцепление происходит за счет давления газа через отверстия в штоке на втулку (3), фиксирующую цанговое соединение деталей – корпус (2) и переводник (1). Цанговое

соединение под действием веса перфоратора выходит из зацепления. Перфоратор и внутренние детали головки вместе со штангой инициирования падают на забой.

Отсоединение от подвески НКТ отстрелянного перфоратора и его падение на забой создает необходимость наличия зумпфа не менее 10 м с учетом длины отстрелянного перфоратора во избежание перекрытия им интервала перфорации.

Таблица 1. Технические характеристики головки стреляющей с расцеплением

№ п/п	Характеристика	Значение
1.	Максимальный внешний диаметр, мм	89
2.	Максимальное гидравлическое давление, МПа, не более	140
3.	Максимально допустимое время нахождения головки стреляющей в скважине, ч при температуре 150 С° при температуре 115 С°	 24 48
4.	Назначенный ресурс, не менее, залпов	1
5.	Масса, кг	7,2
6.	Общая длина, мм	330

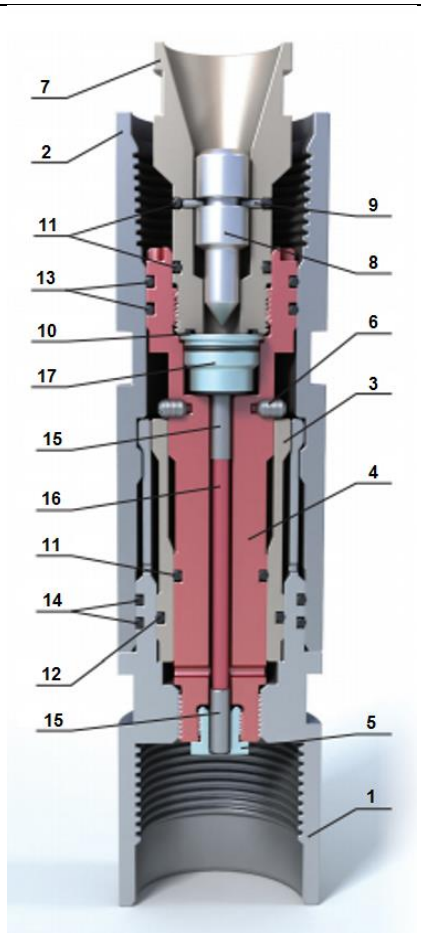


Рис. 1 – Головка стреляющая с расцеплением в разрезе:
1 – переводник, 2 – корпус, 3 – втулка, 4 – шток, 5 – заглушка, 6 – винт установочный, 7 – корпус бойка, 8 – боек, 9 – штифт, 10–14 – кольцо уплотнительное, 15 – усилитель детонации, 16 – детонирующий шнур, 17 – инициирующее устройство (ударный детонатор)

Головка стреляющая совместима со всеми типами перфораторов, выпускаемых заводом-изготовителем. Компоновка спускаемого в скважину оборудования при производстве ПВР на трубах на депрессии представлена на рисунке 2.

Для срабатывания головки стреляющей с расцеплением необходимость создания давления в 5 МПа отсутствует, достаточно давления 1,8 МПа, что в 2,5 раза меньше, чем на головку взрывную. Уменьшение гидростатического давления в скважине увеличивает депрессию на пласт, способствуя получению притока пластового флюида из пласта.

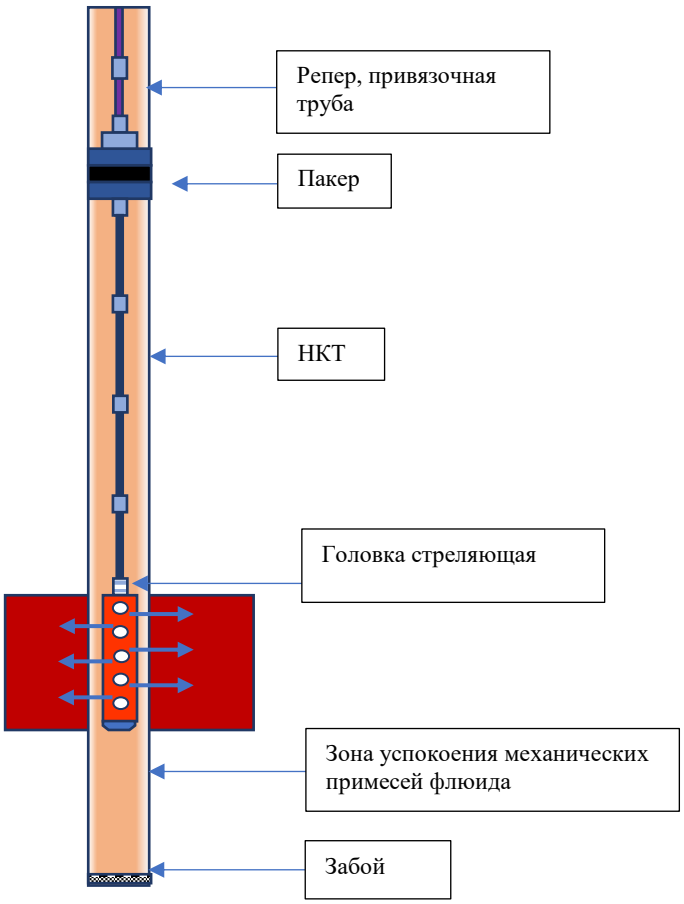


Рис. 2 – Компоновка спускаемого в скважину оборудования при производстве ПВР на трубах на депрессии

Технология проведения ПВР на трубах на депрессии состоит из основных этапов:

– зарядка и сборка перфосистемы;

– сборка инициирующей головки, подсоединение ее к перфоратору и установка средств инициирования на устье скважины;

– монтаж компоновки (перфоратор – НКТ – пакер – НКТ – реперный патрубок);

– спуск перфосистемы в интервал перфорации, привязка репера;

– монтаж и опрессовка устьевого оборудования;

– снижение уровня жидкости в скважине перед ПВР, отбивка уровня жидкости в скважине после снижения;

– инициирование перфоратора с контролем срабатывания по сейсмодатчику и манометру, установленным на устье скважины.

Технологическая эффективность ПВР с использованием головки стреляющей с расцеплением.

Эффективность при использовании вышеизложенной технологии с применением головки стреляющей с расцеплением рассчитана с учетом среднего фактического времени, затрачиваемого на проведение ПВР на трубах на депрессии промыслово-геофизическими партиями с использованием головки взрывной и головки стреляющей с расцеплением (таблица 2). Кроме того, в случае использования головки стреляющей с расцеплением будет отсутствовать необходимость в задействовании бригады капитального ремонта скважин для поднятия НКТ с отработанной перфосистемой. Экономия времени при проведении ПВР на депрессии с использованием головки стреляющей с расцеплением составила 8,9 ч на одну скважинную операцию.

Таблица 2. Расчет технологической эффективности

Данные по ПВР	С головкой взрывной	С головкой стреляющей с расцеплением
Количество скважинных операций, шт.	12	5
Затрачено на производство, ч	572,07	231,46
Средняя продолжительность проведения на одну скважину, ч	55,18	46,30

Предложения по повышению эффективности эксплуатации головки стреляющей с расцеплением

Было проведено 30 ПВР на депрессии: 13 работ выполнено на геофизическом кабеле, 17 – на трубах (из которых 12 – с использованием головки взрывной и 5 – с использованием головки стреляющей с расцеплением). В скважинах, где наблюдается избыточное давление на устье, из-за риска получения газонефтеводопроявлений заказчик вынужден отказаться от проведения контроля перфорации.

В шести скважинах после проведения ПВР приток пластового флюида и избыточное давление на устье не наблюдались. Для выполнения контроля перфорации в данных скважинах необходимо произвести подъем всей подвески НКТ. При выполнении данных работ производство ПВР становится более продолжительным. Следует отметить, что в случае применения головки взрывной отстрелянный перфоратор находится на подвеске НКТ, а при использовании головки стреляющей с расцеплением отстрелянный перфоратор остается в зумпфе скважины.

В целях определения фактического интервала ПВР заводу-изготовителю специалистами ПАО «Сургутнефтегаз» предложено внести изменение в конструкцию корпуса головки стреляющей механической с расцеплением, позволяющее производить спуско-подъемные операции геофизических приборов (рисунок 3). Это позволит сократить продолжительность производства ПВР и процесса освоения скважины. Данное изменение конструкции корпуса головки позволит проводить геофизические исследования по определению профиля притока и источника обводнения в случае установки пусковых муфт на НКТ в процессе спуска перфоратора в интервал вторичного вскрытия.

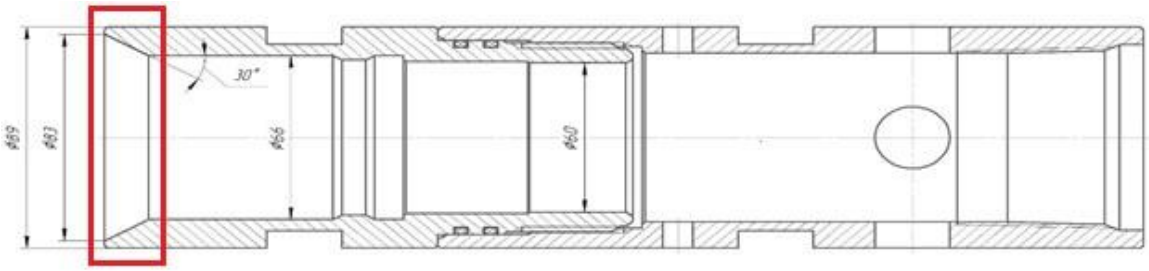


Рис. 3 – Схематический чертеж доработки корпуса головки стреляющей с расцеплением в разрезе

Заключение.

Анализ проведенных работ по вторичному вскрытию пласта на депрессии с использованием головки стреляющей с расцеплением показал, что ее использование позволяет усовершенствовать технологию вторичного вскрытия продуктивных объектов скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» на депрессии для поддержания добычи углеводородного сырья, снизить затраты и сократить время проведения ПВР промыслово-геофизическими партиями. Предлагается использовать доработанный корпус головки стреляющей с расцеплением на разведочных скважинах Западной Сибири в целях сокращения времени производства ПВР и испытания вскрытых продуктивных интервалов, а также устранения необходимости затрат на транспортировку отработанной прострелочно-взрывной аппаратуры вертолетным (речным) транспортом.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИЦМОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

JUSTIFICATION OF THE USE OF COMPOSITE PIPELINES

Мирошников Д.А. – студент
Miroshnikov D.A.
Филиал Тюменского Индустриального Университета в г. Нижневартовске, dm2302497@gmail.com

Введение. Композиционные материалы находят большое применение в промышленности. Популярность применения обусловлена прежде всего высокой прочностью, жесткостью, низкой массой а также отсутствием коррозийного фактора. В нефтегазовой промышленности перспектива развития данного направления обусловлена влиянием множества факторов. Основной из них это рост обводнённости продукции, что провоцирует коррозийный фактор, тем самым повышая износ трубопроводов.

В результате, трубопроводы выходят из строя по причине разгерметизации и влекут за собой различные непредвиденные ситуации в виде аварий, разливов нефти и пожаров, которые несут не только финансовые издержки для компании, но и большой вред для экологии.

Технические характеристики различных изделий и деталей, изготовленных из композиционных материалов зачастую разделяют на 2 группы: это характеристики самих материалов, которые применяются при изготовлении детали и параметры целой детали. Характеристики в свою очередь зависят от формы и размеров. Также, необходимо сказать о том, что каждое изделие имеет свои уникальные параметры. Из множества технических характеристик самих композиционных материалов следует выделить наиболее важные параметры для применения их в области строения трубопроводов [1]:

1. Механические характеристики. К ним можно отнести: предел прочности и модуль упругости

2. Электрические параметры. Это электрическая прочность, удельное объемное и поверхностное электрическое сопротивления.

3. Пожарная безопасность. Включает в себя группы: горючести, воспламеняемости, дымообразующей способности и другие.

Сильно зависят от направления армирования материала механические характеристики, которые определяют при растяжении и изгибе. То есть, в реальных условиях параметры прочности вдоль направления армирования различаются в среднем на 20–50% от стали, а поперек направления армирования в среднем на 1000% и ниже. Вообще, композиционные материалы уступают сталям по параметрам механических свойств, и свой необходимый уровень прочности материал приобретает за счет более высокой толщины.

Сравнивать электрические параметры и состав композиционных материалов с металлами нельзя, так как данные материалы имеют абсолютно разное строение.

Масса изделий, изготавливаемых из композиционных материалов по сравнению с другими зачастую является меньшей, но если изготавливать небольшие детали, то она может быть сравнима с металлическими аналогами, хотя имеет все же более низкую плотность. Такую зависимость можно связать с тем, что при одном и том же поперечном сечении детали применяют различную толщину листа. Например, если толщина металлической детали находится в пределах 1 мм., то для изготовления аналогичной по прочности детали из композиционного материала потребуется обеспечить толщину в 3–4 мм. Характеристики прочности детали или изделия, изготавливаемых из композиционных материалов для таких же задач, обычно устанавливаются изготовителями в технической документации на уровне металлических изделий.

В качестве значительного преимущества перед другими материалами, композиционный имеет более длительный срок службы. В документации к изготавливаемым материалам производители указывают, что он составляет более 50 лет. Но принимая это во внимание, здесь нужно понимать, что экспериментальное или опытное подтверждение этому отсутствует. Для сравнения, срок службы стального магистрального

трубопровода в среднем составляет около 35–40 лет, а для внутрипромысловых этот показатель еще меньше. Также, показатель срока службы может изменяться в зависимости от агрессивности перекачиваемого продукта.

Нужно отметить, что в нормативной базе РФ на данный момент не существует утвержденной методики, которая позволит по результатам ускоренных испытаний определить прогнозируемый срок службы таких изделий. Поэтому, изготовители применяют либо методики общего назначения, либо методики предназначенные для других видов материалов.

Детали и изделия из композиционных материалов считают коррозийностойкими, что обуславливает их широкое применение в коррозийно активных и различных химических средах. Но на композиционные материалы влияют другие разрушающие его факторы, основным из которых является воздействие ультрафиолета. Поэтому, производителям важно контролировать процесс внесения защищающих добавок во внешний слой трубы во избежание разрушения.

В качестве композиционного материала для изготовления трубопроводов используют стеклопластик или базальтопластик, который образуется из высокопрочных стеклянных и базальтовых волокон, пропитанных связующим элементом [3]. Такие материалы обладают достаточными для работы физико-механическими характеристиками и высокой стойкостью к агрессивным средам.

Свойства углеродистой стали, стеклопластиков и базальтопластиков, армированных в одном направлении приведены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-механические свойства стали, стеклопластиков, базальтопластиков

Характеристика	Малоуглеродистая сталь	Однонаправленный композит	
		Стеклопластик	Базальтопластик
Плотность, г/см3	7,81	1,8-1,82	1,82-1,84
Коэффициент теплопроводности	46	0,35-0,5	0,35-0,5
Коэффициент температурного расширения	$1,1x10^{-6}$	$1,2\text{-}1,6x10^{-6}$	$1,2\text{-}1,6x10^{-6}$
Предел прочности при растяжении, МПа	370-480	520	590
Модуль упругости, ГПа	210	44	55
Удельная прочность, км	5,4	28,7	32,2

Из приведенной таблицы можно сделать вывод, что базальтопластик обладает более высокими механическими свойствами по сравнению со стеклопластиком. Более высокая прочность базальтопластика объясняется лучшей адгезией к связующему его веществу, в следствии чего отличается высокой монолитностью, и трубы из него получаются более долговечными и надежными

Высокая прочность трубопроводов изготовленных из базальтопластика позволяет применять их при внутреннем давлении до 25 МПа с учетом изгибающих моментов и осевых нагрузок. Также, одной из немаловажных отличительных особенностей является высокая химическая стойкость. Такие трубопроводы примерно в 4 раза легче обычных стальных, имеют низкое гидравлическое сопротивление. Внутри труб почти не откладываются парафины и другие отложения, а также не происходит зарастания внутреннего сечения. Вследствие высокой жесткости этих труб рекомендуется применять их при условиях повышенных вибрационных, ударных и циклических нагрузок

Выводы: В итоге, внедрение композиционных трубопроводов позволяет добиться улучшения многих показателей и конечно-же устранить аварии на трубопроводах, что совместно с незначительной разницой в стоимости и стойкостью к суровым северным условиям является достаточно жизнеспособным решением в реконструкции или просто постройке новой ветки нефте- или газопровода.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Котов Н.С. Стеклопластиковые трубы для нефтепромышленности: цели, плюсы и методы производства / Н.С. Котов – Текст: непосредственный // Всероссийский отраслевой информационно – технический журнал. 2021 Выпуск №3 – Москва, 2021 – С. 15–22.
2. Рогов В.А., Шкарупа М.И., Велис А.К. Классификация композиционных материалов и их роль в современном машиностроении / В.А. Рогов, М.И. Шкарупа, А.К. Велис – Текст: непосредственный // Вестник РУДН, серия Инженерные исследования 2012. – Москва, 2012 – С. 9–18.
3. Артеменко С.Е., Кадыкова Ю.А., Васильева О.Г. Базальтопластики – полимерные композиционные материалы 21 века / В.А. Рогов, М.И. Шкарупа, А.К Велис – Текст: непосредственный // Вестник СГТУ. 2005 часть 2. – Саратов, 2005 – С. 31–35.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ПОСТУПАЮЩЕГО НА УППНГ

IMPROVEMENT OF THE ASSOCIATED PETROLEUM GAS PURIFICATION SYSTEM SUPPLIED TO THE UPPNG

Михалев И.А.
Mikhalev I.A.
Российская Федерация, ООО «Лукойл-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз», mihalevilya30@mail.ru

1) Проблема выноса механических примесей в процессе добычи нефти является актуальной проблемой для многих нефтедобывающих регионов, что существенно сокращает межремонтный период. В условиях разработки месторождений со слабоцементированными породами происходит разрушение скелета коллектора и интенсивный вынос примесей, особенно на поздней стадии разработки, когда добыча сопровождается высокой степенью обводненности.

2) Механические примеси представляют из себя сочетание породообразующих компонентов, продуктов коррозии, соли. Образуются в следствии выноса породообразующих компонентов со скважин, продуктов коррозии промысловых трубопроводов.

3) Механические примеси инициируют локальные разрушения металла внутренней поверхности труб и оборудования, приводят к образованию нагара на рабочих органах компрессоров, забивают нефте и газосборные трубопроводы, замерные узлы, сепараторы, клапаны, а также установки подготовки нефти с технологическими емкостями и резервуарами.

4) Периодическое обследование трубопроводов наиболее уязвимых участков показало, что с момента крайнего обследования, скорость распространения коррозии стремительно растет и составляет от 0,4 до 24,3 мм в год, при средней толщине металла 8 мм. Что в свою очередь потенциально может привести к инциденту при отсутствии должной очистки поступающего газа.

5) В ходе проведенного анализа системы очистки и транспортировки газа на УППНГ выяснилось, что на сегодняшний день, существующая система не обеспечивает требуемую очистку поступающего газа на завод.

6) Для комплексного решения проблем попадания механических примесей в технологические трубопроводы и оборудование с выходом их из строя, было предложено внедрение трехступенчатой системы очистки по степени качества ПНГ, а именно:

☒ Техническое перевооружение УДСГ путем переобвязки газопроводной линии и установки дополнительных сепараторов (грубая очистка);

☒ Монтаж на каждую нитку газопровода двух сетчатых фильтров тонкой очистки ФС-Б с быстросъемной крышкой для возможности поочередной их очистки без остановки приема попутного газа (тонкая очистка);

☒ Монтаж приемного «коллектор-сепаратора» увеличенного сечения перед компрессорным участком диаметр которой в два раза больше сечения основной коллекторной линии. Ее длина соответствует длине здания компрессорного участка и служит для финишной очистки (сепарации) попутного газа от мех. примесей и жидкости перед поступлением на компрессоры. Забор газа и подача непосредственно в компрессоры с данного коллектора-сепаратора осуществляется с верхнего основания, а осевшая механическая пыль с жидкостью направляется в емкость погружную. Также коллектор-сепаратор оборудуется электронным микроволновым уровнемером с вибрационным сигнализатором и блокировкой компрессоров с выводом информации на АРМ;

☒ Проведение обучения и адаптация персонала к готовности приема на завод залпового попутного газа с высоким содержанием механических примесей и жидкости. Реализуется путем интегрированной

загрузки технологического оборудования завода посредством регулировки приемных секущих задвижек на промысловых газопроводах с учетом допустимого давления.

7) На основании модельных данных выполнена экономическая оценка предложенных мероприятий. Итого сметная стоимость инвестиций составит 202,9 млн. рублей. Оценочные затраты в связи с чисткой оборудования в результате инцидента 2024 года 124,2 млн. рублей. Чистый приведенный доход (NPV) составил 0,16.

8) Комплексный подход к очистке попутного нефтяного газа от механических примесей позволит исключить траты на внеплановые ремонты, повысить эффективность сепараторов, снизить нагрузку на компрессоры, нормализации газодинамики компрессоров, исключить перегрузку оборудования, выход из строя подшипников компрессоров.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации в 6 т. Справочное пособие / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. Москва: Недра-Бизнесцентр. Т. 3, 2003. 431 с.
2. Бахтизин Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Р.Н. Бахтизин, Р.Н. Смольников. Нефтегазовое дело, 2012. № 5. С. 159–170.
3. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. ТюмГНГУ, 2010. 344 с.
4. Ламбин Д.Н. Технологии насосной эксплуатации нефтяных скважин с повышенным содержанием свободного газа и механических примесей. // Территория нефтегаз, 2010. № 12. С. 78–82.
5. Ивановский В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти. // Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 824 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ

IMPROVEMENT OF MODERN OIL AND GAS DRILLING TECHNOLOGIES ON THE CONTINENTAL SHELF

Нгуен Ф.С. Май.
Nguyen P.X. Mai.
Россия, г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, nguyenphamxuanmai1997@gmail.com

Исследование посвящено достижениям в области технологий бурения нефти и газа на шельфе. Особое внимание уделено таким инновациям, как автоматизация процессов, анализ данных и системы мониторинга в реальном времени. Эти технологические новшества значительно повышают эффективность, безопасность и устойчивость операций, а также снижают экологическое воздействие и помогают соблюдать строгие нормативные требования.

Целью данного исследования является оценка воздействия новых технологий на процессы бурения нефти и газа на шельфе, а также выявление возможных путей улучшения текущих методов. В частности, рассматриваются аспекты повышения эффективности, усиления безопасности, минимизации экологического ущерба и соблюдения юридических стандартов. Исследование нацелено на предоставление рекомендаций для улучшения практик в нефтегазовой отрасли.

Современные технологии бурения достигли значительных успехов благодаря автоматизации, роботизации и системам анализа данных. Автоматизация и роботизация способствуют повышению эффективности, безопасности и точности, одновременно уменьшая вмешательство человека в опасных условиях. Системы мониторинга и анализа данных в реальном времени предоставляют важную информацию с датчиков и оборудования, что позволяет оперативно выявлять проблемы и оптимизировать процесс бурения. Кроме того, цифровизация и виртуальное моделирование, включая технологии цифровых двойников (Digital twins), позволяют моделировать и оптимизировать процесс бурения до его выполнения, снижая риски, сокращая затраты и повышая производительность работы.

Применение автоматизированных буровых систем: Автоматизированные буровые системы существенно повысили эффективность бурения и снизили затраты, особенно в ходе буровых работ на сланцевых месторождениях в США. Интеграция автоматических систем управления бурением, передовых датчиков и анализа данных в реальном времени позволила увеличить скорость бурения, сократить время простоя и повысить стабильность скважин. Эти технологии также улучшили безопасность, снизив вмешательство человека в опасные условия.

Использование технологии Digital Twins для оптимизации бурения: Технология цифровых двойников (Digital Twins) позволила оптимизировать проектирование скважин и параметры бурения. Моделируя различные сценарии бурения, операторы могут определить оптимальный путь бурения, проектировать обсадные колонны и выбирать подходящие буровые жидкости, минимизируя риски и увеличивая прибыльность проектов.

Бурение на морском дне: Технологии бурения на морском дне позволяют вести работы удаленно с буровых платформ или буровых судов. Развитие этих технологий сделало возможным эффективное бурение и добычу углеводородов в глубоководных и экстремальных условиях, таких как Арктика и сверхглубокие месторождения.

Передовые буровые установки и оборудование для бурения в открытом море Буровые установки, такие как jack-up, полупогружные установки и буровые суда, оснащены современными буровыми системами и технологиями динамического позиционирования, что позволяет эффективно бурить в условиях

глубоководья и тяжелых морских условий. Специальное оборудование, включая riser-системы и инструменты для работы с обсадными трубами, помогает решать уникальные проблемы бурения на открытом море.

Системы удаленного мониторинга и управления: Системы удаленного мониторинга и управления позволяют следить за буровыми работами и оперативно реагировать на нештатные ситуации. Эти системы используют спутниковую связь, автоматизацию и передачу данных в реальном времени, что повышает эффективность бурения и снижает риски для сотрудников.

Подводные роботы (ROV): Подводные роботы (ROV) используются для осмотра и технического обслуживания оборудования на больших глубинах, что снижает зависимость от водолазов и повышает безопасность. Эти технологии позволяют безопасно и эффективно проводить буровые работы в экстремальных морских условиях.

Удаленное управление бурением на буровых судах: Системы удаленного управления бурением, используемые на буровых судах в Северном море, позволяют контролировать процессы бурения с береговых центров управления. Это не только оптимизирует параметры бурения, но и уменьшает риски для работников, повышая общую эффективность буровых операций.

Влияние технологий на буровые операции: Примеры применения современных буровых технологий демонстрируют их трансформационное влияние на эффективность и безопасность бурения. Использование автоматизации, робототехники и Digital Twins способствует повышению производительности, снижению рисков и оптимизации затрат, создавая важный прорыв в разведке и добыче углеводородов.

Анализ исследования: Современные технологические достижения в области морского бурения способствуют повышению эффективности, обеспечению безопасности и снижению экологического воздействия. Автоматизированные системы бурения и роботизированные технологии оптимизируют процессы, сокращая время простоя и увеличивая скорость строительства скважин. Анализ данных и мониторинг в реальном времени не только улучшают выявление рисков, но и позволяют оптимизировать параметры бурения, снижать эксплуатационные затраты и повышать точность принимаемых решений. Современные технологии подводного бурения и передовые морские буровые установки обеспечивают доступ к глубоководным месторождениям, однако остаются вызовы, связанные с техническим обслуживанием, погодными условиями и логистикой.

В области безопасности ключевую роль играют противовыбросовые системы и аварийные регламенты, однако их надежность в сложных условиях требует дальнейшего совершенствования. Ужесточение нормативных требований направлено на снижение воздействия буровых работ на морскую экосистему и прибрежные районы. Несмотря на высокую стоимость морского бурения по сравнению с наземным, внедрение технологий дистанционного мониторинга и предиктивного обслуживания способствует повышению экономической эффективности. Инновационные разработки и межотраслевая кооперация являются ключевыми факторами для преодоления существующих вызовов и обеспечения устойчивого развития отрасли.

Направления развития и вызовы будущего: Развитие нефтегазовой отрасли всё больше зависит от новых технологий, направленных на оптимизацию процессов, снижение воздействия на окружающую среду и повышение эффективности добычи. Согласно исследованию Саикии и Гори (2024), три ключевые технологические тенденции, которые определяют будущее буровых технологий, включают искусственный интеллект (ИИ) и машинное обучение (МО), передовые материалы и возобновляемые источники энергии.

Искусственный интеллект (ИИ) и машинное обучение (МО) производят революцию в бурении, оптимизируя параметры бурения, прогнозируя неисправности и поддерживая профилактическое обслуживание. Благодаря алгоритмам анализа данных, буровые системы могут автоматически регулировать операционные параметры, минимизируя риски аварий и повышая безопасность. Особенно это актуально для

глубоководного бурения, где ИИ помогает справляться с экстремальными условиями, такими как высокое давление и бурение в нестабильных морских условиях.

Развитие передовых материалов играет ключевую роль в улучшении прочности и производительности бурового оборудования. Сверхпрочные сплавы, композитные материалы и антикоррозийные покрытия помогают продлить срок службы оборудования, сократить частоту технического обслуживания и повысить операционную эффективность. Эти улучшения не только оптимизируют затраты, но и способствуют снижению объёмов промышленных отходов, что ведет к более устойчивому бурению.

Возобновляемая энергия также всё чаще интегрируется в буровые операции с целью снижения зависимости от ископаемых видов топлива. Современные буровые платформы на шельфе испытывают использование энергии ветра и морских волн для питания некоторых устройств, что помогает уменьшить выбросы CO2 и защищать морскую экосистему. Разрабатываются и исследуются решения для минимизации экологического воздействия, включая системы мониторинга и контроля выбросов, с целью их более широкого применения.

Несмотря на множество возможностей, которые открывают новые технологии, буровая отрасль сталкивается с вызовами, связанными с высокими капитальными затратами, надежностью и возможностью интеграции с существующими системами. Для преодоления этих препятствий ключевыми факторами являются инвестиции в научные исследования и разработки (НИОКР), а также сотрудничество между различными участниками отрасли для эффективного внедрения технологий и содействия устойчивому развитию в будущем.

Оценка воздействия на окружающую среду: Деятельность по бурению на шельфе сопровождается значительными экологическими рисками, особенно для чувствительных морских экосистем. Размещение буровых платформ и трубопроводов может нарушать морскую среду, нарушая миграционные пути морских видов и приводя к загрязнению экосистемы. Аварийные ситуации, такие как разливы нефти, выбросы (blowouts) и утечки буровых жидкостей, могут нанести ущерб биоразнообразию, рыболовной отрасли и прибрежным сообществам. Дополнительно, шумовое загрязнение, вызванное буровыми операциями, может негативно повлиять на поведение морских животных, нарушая их способность к коммуникации и ориентации.

Влияние технологических достижений на устойчивость окружающей среды: Современные достижения в буровой технологии ориентированы на минимизацию экологического воздействия и повышение устойчивости к изменяющимся условиям. Методы, такие как горизонтальное бурение и гидравлический разрыв пласта (гидрофракинг), позволяют эффективно осваивать нетрадиционные месторождения нефти и газа, значительно снижая потребность в расширении инфраструктуры и минимизируя нарушения экосистемы.

Дополнительно, усовершенствованные технологии переработки и очистки воды способствуют сокращению водопотребления и снижению рисков загрязнения, связанных с гидрофракингом. Технологии, такие как устройства предотвращения выбросов (BOP), подводные системы и системы реагирования на разливы нефти, значительно повышают уровень безопасности и уменьшают вероятность экологических катастроф.

Методы бурения, такие как бурение с управляемым давлением (managed pressure drilling) и бурение с двойным градиентом давления (dual gradient drilling), способствуют снижению выбросов буровых жидкостей в окружающую среду и защищают геологические резервуары от повреждений. Кроме того, внедрение возобновляемых источников энергии, таких как ветровые фермы и системы преобразования энергии волн, предлагает новые возможности для устойчивого развития отрасли и уменьшает зависимость от ископаемых видов топлива.

Заключение: Шельфовое бурение представляет собой значительный потенциал, но также связано с серьезными рисками для безопасности и экологии, включая угрозы разливов нефти и нарушение морских

экосистем. Для обеспечения устойчивого развития отрасли необходимо сосредоточиться на следующих стратегиях:

1. Инвестиции в исследования и разработки: Усиление исследований в области передовых буровых технологий, интеграция возобновляемых источников энергии и минимизация воздействия на окружающую среду.

2. Укрепление сотрудничества: Повышение взаимодействия между заинтересованными сторонами для обмена знаниями и оптимальных решений.

3. Использование устойчивых технологий бурения: Внедрение методов переработки воды, снижение выбросов загрязняющих веществ и охрана морских экосистем.

4. Контроль и соблюдение нормативных актов: Укрепление правового регулирования и мониторинга для поддержания стандартов безопасности и защиты окружающей среды.

5. Развитие образования и подготовки кадров: Инвестирование в повышение квалификации и знаний рабочей силы для внедрения новых технологий и защиты экологии.

Достижения в области искусственного интеллекта, машинного обучения и возобновляемых источников энергии будут способствовать повышению эффективности и безопасности бурения, одновременно минимизируя воздействие на окружающую среду. Развитие материаловедения и робототехники открывает новые возможности для устойчивого бурения. Будущее буровой отрасли будет определяться этими технологическими достижениями, что позволит повысить производительность и защитить окружающую среду для будущих поколений.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Алотайби Н., Лоусон-Джек А., Смит К., Олаолуя С., Чинеа Г. (февраль 2024). «Усовершенствование продуктивности скважины после работы с высокоплотными растворами на основе Mn3O4/BaSO4 для предотвращения повреждения пластов в условиях высокой температуры и давления в природных карбонатных газовых месторождениях». В Offshore Technology Conference Asia. стр. D031S019R003. OTC.
2. Ду Ц., Ли В., Шэнь И. (2024). «Применение технологий контроля бурения в процессе бурения: пример на нефтяном месторождении Тарим». Международный журнал энергетики. 4(2): 14–18.
3. Го С.Л., Вилетт Т., Хиджлес А., Валую Ф., АльАдави А., АльМавла М. (февраль 2024). «Превращение неметаллических труб для скважин в реальность — материалы и конструкция». В International Petroleum Technology Conference. стр. D031S136R009. IPTC.
4. Кулькарни Н., Холлман Л., Кристенсен К., Луис А.Г. (февраль 2024). «Обзор конструкции и эксплуатации интегрированных подъемников, используемых в глубоководных операциях с управлением давлением». В SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. стр. D011S008R004. SPE.
5. Кумар С., Арзагахи Е., Баалисампан Т., Абеи М.М., Гарания В., Аббаси Р. (2024). «Риск-ориентированная многокритериальная методология для разработки систем зеленого водорода в условиях морского освоения: пути использования существующей и новой инфраструктуры». Устойчивое производство и потребление. 46: 655–678.
6. Мартин С., Нуриан А., Бабаие М., Наср Г.Г. (2024). «Инновационный буровой раствор, содержащий песок, пропитанный катионным поверхностно-активным веществом, предназначенный для бурения скважин в условиях высокого давления и температуры в геотермальных и нефтяных месторождениях». Geoenergy Science and Engineering. стр. 212–767.
7. Джонг С.К., Абдул Азиз К.Ф., Гу Дж.Д., Хьев Р., Стрикленд К., Хуссин А., Юсоф К., Маклеод А., Юсоф С., Чунг С.Й., Лиев А. (2024). «Система для разработки газовых скважин с высоким содержанием серы и давлением 10 000 psi: поддержание национального газового обеспечения Малайзии через оптимизацию в Северном Малайском бассейне». SPE Journal. 1–15.

8. Соузу М.Ж.М., Силва А.Х.М., Мендеш Ж.Р.П., Жаккулли М.А. (2024). «Надежность постоянных подземных систем: минимальные образцы и индекс качества». Petroleum Research.
9. Алотайби Н., Лоусон-Джек А., Смит К., Олаолуя С., Чинеа Г. (февраль 2024). «Усовершенствование продуктивности скважины после работы с высокоплотными растворами на основе Mn3O4/BaSO4 для предотвращения повреждения пластов в условиях высокой температуры и давления в природных карбонатных газовых месторождениях». В Offshore Technology Conference Asia.
10. Кумар С., Арзагахи Е., Баалисампан Т., Абеи М.М., Гарания В., Аббаси Р. (2024). «Развитие систем зеленого водорода для морского освоения». Устойчивое производство и потребление.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКАЧКИ СШИТЫХ ГЕЛЕВЫХ ЧАСТИЦ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

SIMULATION OF INJECTION OF CROSSLINKED GEL PARTICLES TO INCREASE OIL RECOVERY FROM HETEROGENEOUS RESERVOIRS IN WESTERN SIBERIA

Невольских Е.Н., Хайруллин А.А.
Nevolskikh E.N., Khairullin A.A.
Россия, Югорский государственный университет, e-mail: efimnevolskih6@gmail.com

В современном мире большое количество месторождений находится на поздних стадиях разработки. Эти стадии характеризуются снижение темпов добычи по нефти, и увеличением по воде. Зачастую обводненность месторождений достигает выше 85%, что снижает эффективность добычи нефти, при том, что в пласте находится большое количество запасов [1]. Главными вызовами, которые стоят перед компаниями при разработке таких месторождений, являются снижение попутно добываемой воды и увеличение дебита нефти. Анализируя физические характеристики пласта, можно сделать вывод, что причина кроется в изменении фильтрационных свойств коллектора. При промывании каналов с низким фильтрационным сопротивлением, происходит перераспределение потоков жидкости в пласте, что приводит к образованию не охваченных участков пласта.

Чтобы эффективно извлечь нефть из таких участков, необходимо перекрыть интервалы с высокой проницаемостью к забою скважины. Для решения этой проблемы были созданы специальные технологии, повышающие нефтеотдачу путем снижения фильтрации воды в промытые зоны пласта [2].

Современные методы повышения нефтеотдачи базируются на применении потокоотклоняющих технологий. Суть технологий заключается в ограничении водопритока к добывающим скважинам и выравнивании профиля приемистости у нагнетательных скважин. На последней стадии разработки данный метод помогает повысить коэффициент извлечение нефти и снизить количество попутно добываемой воды в жидкости.

Для селективной изоляции водонасыщенных интервалов широко применяются осадко и гелеобразующие составы, однако они обладают своими недостатками. Основной недостаток заключается в практически необратимом процессе формирования структуры данных составов, что приводит к утрате части нефтяных запасов в изолированной зоне. Восстановление фильтрационных характеристик после обработки требует больших усилий, что снижает общий коэффициент извлечения нефти [3].

Для эффективного решения проблемы рекомендуется использовать метод закачивания сшитых гелевых частиц, которые значительно увеличиваются в размере при контакте с водой и блокируют области высокой проницаемости в коллекторе. Эти частицы, представляющие собой суперсорбент при использовании полиакриламидов, которые способны поглощать воду и становиться эластичными, они могут сжиматься и разрушаться в узких фильтрационных каналах. При пропускании полимера через водоносные слои, частицы скапливаются в обводненных зонах, образуя полимерную пробку. Эта пробка изменяет направление фильтрационных потоков и способствует увеличению охвата пласта процессом вытеснения нефти.

В ходе работы был испытан разработанный ранее состав предварительно сшитых гелевых частиц. Авторами получена зависимость, что наибольшее увеличение сорбционной емкости происходит в течение первых 12-24 часов с дальнейшим выходом на плато, что говорит о долгосрочной стабильности агентов. Наилучший результат зафиксирован у разработанного образца с сорбционной емкостью – 7,69 г/г. Оптимальный состав гелевых частиц обладает относительной низкой плотностью (0,95–1,16 г/см^3). Основа

предлагаемых гелевых частиц – полиакриламид, наполнитель – неорганический материал. Размер частиц геля варьируется от 0,1 до 3 мм [4].

На основании данных материалов, была создана модель в гидродинамическом симуляторе TNavigator2021 на объекте ПК19-20 месторождения Западной Сибири. Для простоты вычислений был выбран отдельный участок пласта. На этом участке расположены две нагнетательные скважины №1649 и №1877. Нагнетательная скважина №1649 имеет связь с 9 нагнетательными скважинами. Гидродинамическая связь была установлена по средством трассерных исследований. Скважина №1649 была приведена из добывающей в нагнетательную и на момент анализа имеет приемистость 559 м^3/сут. Обводнение продукции происходит из-за нагнетаемой воды. Средний дебит добывающих скважин составляет 10,75 т/сут, а средняя обводненность составляет 95%. Исходя из данных параметров, можно рекомендовать данный участок для ограничения водопритока и вовлечения ранее недренируемых участков пласта.

На основании этих данных была смоделирована закачка оторочки сшитого гелевого состава с поддержанием объема закачки в 559 м^3. Гидродинамическая модель объекта была построена таким образом, чтобы все показатели разработки были учтены и использованы при моделировании.

Для оценки эффективности применения данной операции был проанализирован средний удельный эффект на скважинную операцию, который составил 1,8 тыс. т/ скв. операцию. Дополнительный дебит по нефти составил 4,9 тонн в сутки с 10 добывающих скважин, что подтверждает высокую эффективность использования сшитого гелевого состава.

Подводя итог, можно сделать вывод, что использование сшитого гелевого состава в совокупности с потокоотклоняющими технологиями дает хороший эффект в неоднородных коллекторах на месторождениях с похожими свойствами Западной Сибири. Этот эффект заключается в увеличении добычи нефти из неохваченных участков и снижении обводненности продукции за счет перераспределения потоков. Состав сшитых гелевых частиц также можно рекомендовать для применения на месторождениях с аналогичными характеристиками пласта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. С.Г. Кузьменков, М.И. Королев, М.В. Новиков [и др.] Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 3. – С. 129–139. – DOI 10.18599/grs.2023.3.16. – EDN WWWQUE.
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 285 с.
3. Королев М.И. Подбор химической композиции для вытеснения нефти из обводненных коллекторов / М.И. Королев, М.К. Рогачев // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 2. – С. 48–53. – EDN YZBQZD.
4. Деревянко В.К., Мустафин А.З., Минханов И.Ф. Исследования применения предварительно сшитых гелевых частиц для блокирования высокопроницаемых зон пласта на месторождениях с высокой минерализацией Республики Татарстан / В.К. Деревянко, А.З. Мустафин, И.Ф. Минханов [и др.] // Практические аспекты нефтепромысловой химии: Сборник тезисов докладов научно-практической конференции, Уфа, 24–27 мая 2022 года. – Уфа: Фонд поддержки и развития науки Республики Башкортостан, 2022. – С. 49–50.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫХ КУСТОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

THE USE OF FLEXIBLE POLYMER-REINFORCED PIPES IN THE CONSTRUCTION OF ON-SITE PIPELINES

Нечаев И.В.
Nechaev I.V.
Россия – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз», г. Лангепас, Vanya.nechaev.8603@mail.ru

1. Гибкие полимерно-армированные трубы представляют собой современное решение для различных отраслей, включая водоснабжение, отопление, газоснабжение и промышленные приложения. Эти трубы обладают рядом преимуществ, которые делают их особенно привлекательными для использования.

2. В связи с высоким числом отказов, вызванных недостатками металлических труб, было принято решение разработать эффективный способ для устранения данной проблемы.

3. Применение гибких полимерно-армированных труб при строительстве внутриплощадочных кустовых трубопроводов способствует значительной экономии на различных этапах проекта. Во-первых, благодаря их легкому весу, требуется меньше затрат на транспортировку и подъемные механизмы, что снижает общие расходы на логистику.

Во-вторых, процесс монтажа этих труб проще и быстрее по сравнению с традиционными металлическими трубами. Это особенно актуально в условиях ограниченного времени или при необходимости быстрого реагирования на изменения в проекте.

4. Гибкие полимерно-армированные трубы обладают высокой долговечностью благодаря своей устойчивости к коррозии, механическим повреждениям и температурным колебаниям, что значительно увеличивает срок их службы и снижает необходимость в частом ремонте или замене.

5. В рамках данного проекта предусмотрено прокладка трубопровода вдоль эстакад, что обеспечит его защиту от механических воздействий, вызванных тяжёлым транспортом. Данная мера направлена на повышение эксплуатационной надежности системы, минимизацию рисков повреждений и продление срока службы трубопровода.

6. На основании экономической оценки. Которая показала, что с применение гибких полимерно-армированных труб при строительстве внутриплощадочных кустовых трубопроводов экономически рентабельна: Чистый приведенный доход составит: 540 тыс. долларов

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Баранов И.А., Петров С.Н. Современные технологии в нефтегазовой отрасли. Москва: Нефть и газ, 2020.
2. Сидоров А.В. Полимерные материалы в строительстве. Санкт-Петербург: Стройиздат, 2019.
3. Федоров М.Ю., Кузнецов Д.А. Гибкие трубы: применение и преимущества // Трубопроводы. 2021. Т. 15, № 3. С. 45–50.
4. Иванов А.Н., Смирнова Е.В. Инновации в области трубопроводного транспорта // Строительные материалы. 2022. Т. 12, № 4. С. 30–35.
5. Михайлов В.П., Ковалев Р.Н. Перспективы применения полимерных материалов в строительстве трубопроводов // Строительная техника. 2023. Т. 8, № 2. С. 12–18.

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ ТРЕЩИНЫ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА МОДЕЛИРОВАНИЯ ГРП БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ СИМУЛЯТОРОВ

DEVELOPMENT OF A DIGITAL FRACTURE MODEL TO IMPROVE THE QUALITY OF HYDRAULIC FRACTURING MODELING WITHOUT THE USE OF SIMULATORS

Панькович И.В.
Pankovich I.V.
Россия, НГДУ «Сургутнефть»

Основным направлением деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» является разработка нефтяных месторождений. Актуальная ресурсная база представлена трудноизвлекаемыми запасами, которые требуют сложных процессов для инициации их добычи. Гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП) длительное время является основным методом интенсификации добычи и эффективным инструментом для разработки месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Процесс ГРП – это мероприятие, которое позволяет проводить интенсификацию притока путем создания трещины в породе, после чего через созданный закрепленный (расклинивающим агентом) канал можно извлекать нефть. В ПАО «Сургутнефтегаз» проведено более 50 000 операций ГРП, на некоторых скважинах ГРП проводился несколько раз.

Для оценки процесса разработки (излечения нефти и движения фронта нагнетаемой воды) применяются цифровые геолого-гидродинамические модели. Цифровые модели разработки используют данные геологии, объемов добычи и закачки, результаты повышения нефтеотдачи пластов, которые значительно влияют на качество модели и последующего прогноза добычи. От качества ввода параметров трещины ГРП в гидродинамическую модель зависит ее достоверность и соответственно показатель объема остаточных запасов.

Для проектирования ГРП специалисты используют специализированные симуляторы, главная задача которых обеспечение оптимальных параметров закачки агентов. Актуальной задачей в современных реалиях производства становится разработка системы анализа данных проведенных ГРП. Так, например, отсутствие достоверной информации о возможном распространении трещины ГРП многократно увеличивает риск прорыва фронта нагнетаемых вод и, следовательно, значительно снижает коэффициент извлечения нефти. В связи с трудоемкостью процесса анализа ГРП и необходимостью проведения дополнительных исследований для интерпретации геометрии трещины ГРП, требуется реализация инструмента анализа данных, основанного на математической обработке параметров, регистрируемых в процессе ГРП. Данные о геометрии трещины необходимы для повышения качества гидродинамического моделирования, которое используется для управления разработкой месторождений.

В процессе проектирования ГРП на первом этапе рассматривается геологическая информация месторождения (рисунок 1), какими породами сложен разрез скважины по вертикали.



Рис. 1 – Типизация разрезов в зависимости от условий образования песчаника

После оценки геологических условий, разделения коллектора по разрезу на песчаник, глина, уголь производится присвоение породам геомеханических свойств согласно их типу. Геомеханические параметры напрямую влияют на геометрию трещины ГРП.

Параметром, характеризующим энергетическое состояние участка, является пластовое давление (рисунок 2), которое определяется по результатам гидродинамических исследований скважин.

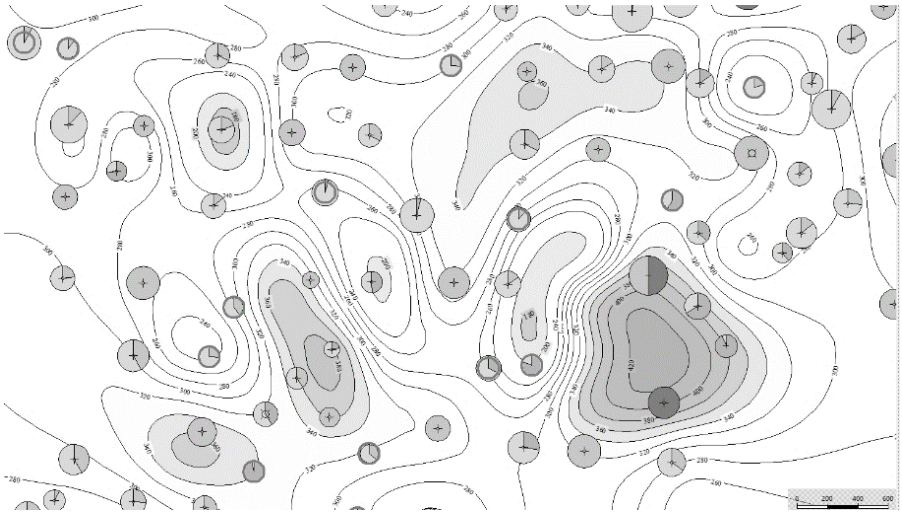


Рис. 2 – Фрагмент карты пластовых давлений

Технически процесс проведения ГРП представляет собой процесс нагнетания жидких и сыпучих агентов в скважину под давлением, превышающим давление разрыва пород. В процессе проведения ГРП специалисты наблюдают за распределением показателей во времени. Для наблюдения за параметрами в режиме онлайн информацию можно получить в специальном программном средстве с дискретностью в 1 С. Пример визуализации данных ГРП при онлайн-мониторинге представлен на рисунке 3.

В процессе проведения ГРП основным значимым параметром является устьевое давление (давление на поверхности), на текущий момент именно по динамике данного показателя производят мониторинг сложных ситуаций. Моделирование процесса ГРП объединяет в себе описание таких процессов, как течение смеси жидкости разрыва и расклинивающего агента внутри трещины, перенос и осаждение твердых частиц, фильтрация жидкости в породу через поверхность трещины, деформация породы в окрестности скважины и трещины и, наконец, распространение трещины. Уравнения и модели, описывающие перечисленные процессы, нелинейные, взаимосвязаны и имеют разного рода особенности (рисунок 4, 5) [1].

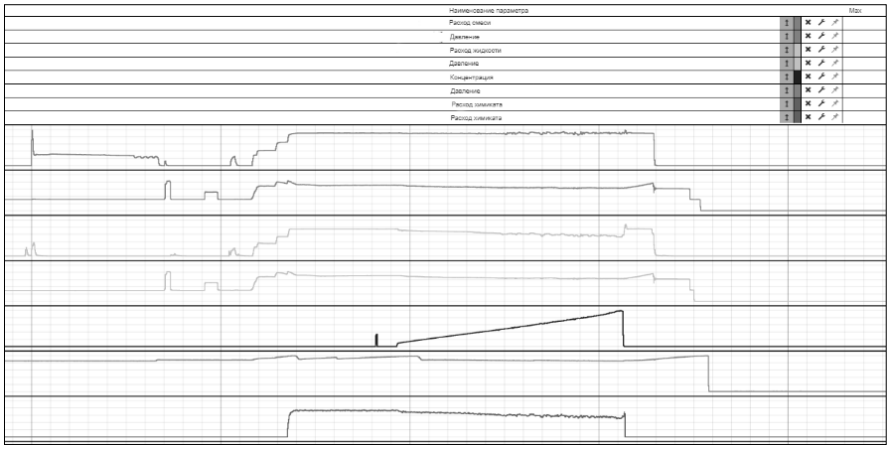


Рис. 3 – Мониторинг процесса ГРП в онлайн режиме

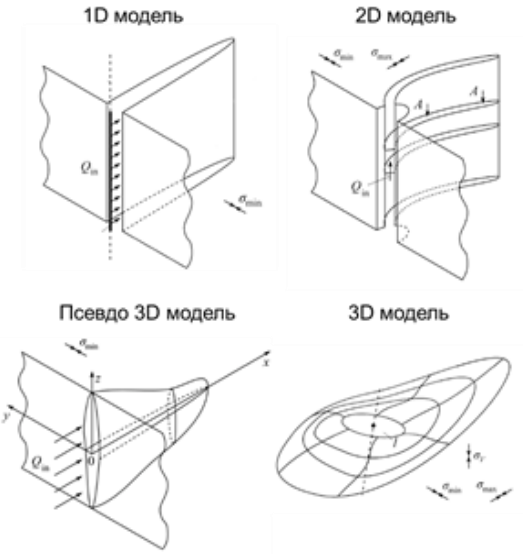


Рис. 4 – Модели расчета дизайна трещины ГРП

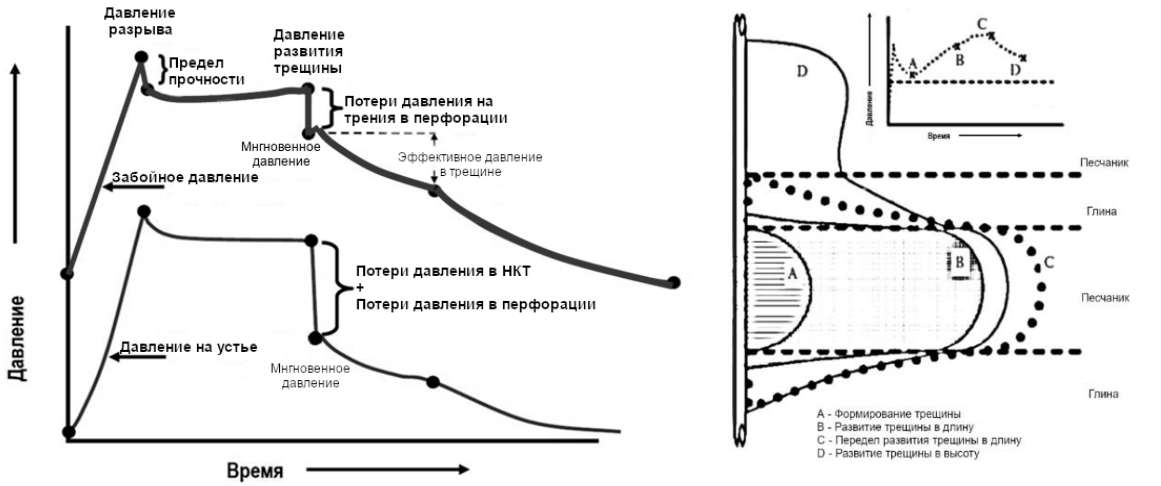


Рис. 5 – Диагностические графики развития трещины ГРП

При работе с системами моделирования определено качественное влияние параметров на характеристики трещины (таблица 1).

По данным зависимостям специалист может определить воздействия различных параметров на характеристики трещины без необходимости выполнения многочисленных операций моделирования.

Таблица 1. Зависимости характеристик трещины ГРП от различных параметров

Параметр	Характеристики трещины		
Трехмерные модели			
Предел прочности↑	Высота ↑	Длина ↓	Ширина ↓
Модуль Юнга↑	Высота ↓	Длина ↑	Ширина ↓
Коэффициент Пуассона↑	Высота ↓	Длина ↑	Ширина ↑
Расход закачки ↑	Высота ↑	Длина ↓	Ширина ↑
Пластовое давление ↓	Высота ↓	Длина ↓	Ширина↓
Вязкость жидкости ГРП ↑	Высота ↑	Длина ↓	Ширина ↑
Условные обозначения: ↑ – увеличение показателя, ↓ – снижение показателя			

Диагностические графики и зависимости влияния параметров можно использовать как инструмент для аналитического расчета объема созданной трещины, но для проведения расчетов помимо перевода в логарифмические координаты требуется определение влияния параметров [2]. Для разработки инструмента прогнозирования геометрии трещины ГРП проанализированы параметры по скважинам. Выборка скважин производилась по следующим критериям: наличие гидродинамических исследований в процессе ГРП, проведение мини-ГРП. По скважинам проведен полный комплекс исследований для определения чистого давления создания трещины и эффективности жидкости разрыва. Произведена корреляционная оценка следующих параметров: мощность пласта; пластовое давление; эффективность жидкости ГРП, полученная в результате интерпретации данных ГРП; мгновенное давление после остановки агрегатов ГРП; объем закачиваемой жидкости ГРП и давления смыкания трещины, определенной в результате интерпретации данных специалистами. Влияние параметров представлено в таблице 2.

Таблица 2. Корреляционные зависимости влияния параметров ГРП

Параметр	Мощность пласта	Пластовое давление	Эффективность жидкости ГРП	Мгновенное давление	Объем жидкости	Давление смыкания трещины
Мощность пласта	1	0,061	-0,160	-0,607	-0,099	-0,076
Пластовое давление	0,061	1	0,851	0,211	-0,213	0,964
Эффективность жидкости ГРП	-0,160	0,851	1	0,311	-0,092	0,855
Мгновенное давление	-0,607	0,211	0,311	1	-0,025	0,329
Объем жидкости	-0,099	-0,213	-0,092	-0,025	1	0,321
Давление смыкания трещины	-0,076	0,964	0,855	0,329	-0,236	1

При проведении анализа параметров ГРП выявлена устойчивая зависимость между давлением закрытия трещины и пластовым давлением. Достоверная информация о пластовом давлении перед ГРП позволяет с высокой точностью прогнозировать давление закрытия трещины. Для исключения тестовых ГРП, в связи с высокой корреляционной зависимостью параметров пластового давления и эффективности жидкости разрыва выявлена зависимость, которая может использоваться для определения эффективности жидкости. Предложенная аналитическая методика позволяет оценить геометрию трещины ГРП. Для проведения расчетов разработан цифровой аналитический инструмент (таблица 3), который может позволить оперативно обработать данные и выдать результат для загрузки в гидродинамический симулятор с целью адаптации гидродинамической модели пласта. В перспективе данный инструмент возможно внедрить в качестве онлайн-надстройки в действующую систему визуализации данных ГРП, которая используется широким кругом специалистов нефтегазодобывающих управлений, что послужит созданием базы для первых шагов в управлении процессом ГРП в режиме реального времени. Важно отметить, что созданный инструмент, основанный на зависимостях параметров конкретного объекта месторождения позволяет при наличии гидродинамических исследований с высокой достоверностью прогнозировать геометрию трещины при изменении параметров, что позволяет увеличить качество дизайнов ГРП.

Таблица 3. Аналитический инструмент расчета геометрии трещины ГРП

Результаты интерпретации геофизических исследований скважин			Высота трещины ГРП, м		Условие разрыва интервала
Скважина	Пласт	Глубина	Толщина	Литология	
1	Ю	2 850,0	0,4	Глина	ЛОЖЬ
1	Ю	2 850,4	0,6	Глина	ИСТИНА
1	Ю	2 851,0	1,7	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 852,7	2,6	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 855,3	2,0	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 857,3	2,7	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 860,0	2,0	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 862,0	1,8	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 863,8	1,2	Плотный	ИСТИНА
1	Ю	2 865,0	0,4	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 865,4	0,6	Песчаник	ИСТИНА
1	Ю	2 866,0	1,0	Глина	ЛОЖЬ
1	Ю	2 867,0	0,4	Глина	ЛОЖЬ
Данные по скважине		Конструкция скважины		Параметры трещины ГРП	
Куст	1	Забой, м	3 168	Высота, м	15,600
Скважина	1	Dэк, м	168	Ширина, м	0,007
Пласт	Ю	LНКТ-1, м	3 062	Общая длина, м	224,210
Объем жидкости ГРП, м3	176,5	Dнкт, мм	89	Расчетные параметры	
Масса пропанта, т	55	ИП начало, м	2 851	Ef, д.ед.	0,48
Расход, м3/мин	4,0	ИП конец, м	2 862	Рзакр, атм	82,7
Примечание: Dэк – диаметр эксплуатационной колонны, LНКТ-1 – длина колонны насосно-компрессорных труб, Dнкт – диаметр насосно-компрессорной трубы, ИП – интервал перфорации, Ef – эффективность жидкости разрыва, Рзакр – давление закрытия трещины.					

Процесс оценки геометрии трещины ГРП интересует специалистов уже многие годы, для исследования процесса развития трещины требуются значительные инвестиции. Производить оценку каждого ГРП с применением симуляторов и специальных исследований требует значительных финансовых вложений. Предлагаемый инструмент, который основан на выявлении устойчивой зависимости параметров, позволяет оценивать геометрию трещины ГРП, что можно использовать для управления процессом гидроразрыва.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Многозонный метод граничных элементов и его применение к задаче инициации трещины гидроразрыва из перфорированной обсаженной скважины/Д.В. Есипов, Д.С. Куранаков, В.Н. Лапин, С.Г. Чёрный // Вычислительные технологии. – 2011. – Т. 16, № 6. – С.13–26.
2. Акулич А.В., Звягин А.В. Численное моделирование распространения трещины гидроразрыва // Вестник Московского университета. Математика. Механика. – 2008. – № 1. – С.43–49.

ВЛИЯНИЕ КАТАЛИЗАТОРА И КОНЦЕНТРАЦИИ РЕАГЕНТОВ НА СОСТАВ И КОЛЛОИДНУЮ СТАБИЛЬНОСТЬ ПРОДУКТОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГУДРОНА И ФТАЛЕВОГО АНГИДРИДА

INFLUENCE OF CATALYST AND CONCENTRATION OF REAGENTS ON THE COMPOSITION AND COLLOIDAL STABILITY OF THE INTERACTION PRODUCTS OF TAR AND PHTHALIC ANHYDRIDE

Пашков К.Н., Белоус Д.Е., Клименко Л.С., Корнеев Д.С.
Pashkov K.N., Belouse D.E., Klimenko L.S., Korneev D.S.
Россия, ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», kirill.pashkoff2016@gmail.com

Введение.

Трудности в добыче и переработке тяжелого нефтяного сырья обусловлены рядом факторов, одним из которых является повышенное содержание асфальтенов (Антониади Д.Г. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): Классификация и систематизация / Антониади Д.Г., Савенок О.В. // Техника и технология бурения. – 2012. – Н 6; Sartakov M.P. The thermal stability comparative analysis of humic acids in the sphagnous peat of the Western Siberia taiga zone raised bogs / M.P. Sartakov, E.D. Lapshina, E.M. Osnitsky [et al.] // Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. – 2016. – V 7.). Асфальтены, представляя собой сложные полициклические соединения с углеродным скелетом, содержащим нафтеновые, ароматические и гетероароматические циклы с алифатическими заместителями, имеют тенденцию к самопроизвольной агрегации, что приводит к образованию седиментации. Образование отложений на стенках труб приводит к закупориванию стволов скважин и выкидных линий, ухудшению качества пласта и неисправности насосов и в результате этого значительно снижается добыча нефти. (Ларичев Ю.В. Влияние азотсодержащих оснований на строение первичных кластеров асфальтенов и динамику процесса агрегации тяжелых фракций нефти / Ларичев Ю.В., Коваленко Е.Ю., Мартьянов О.Н. // Нефтехимия. – 2019. – Т 59. – Н 6; Rybachuk O.V. Comparative characteristics of the humic and hytatomelanic acids in peats of the middle taiga / O.V. Rybachuk, I.D. Komissarov, E.M. Osnitsky, M.P. Sartakov // Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. – 2016. – V 7.). Для предотвращения агрегации молекул асфальтенов в реальных нефтяных системах обычно применяются вещества с поверхностно-активными свойствами. Также активно применяется альтернативный подход, который заключается в химической модификации макромолекул асфальтенов для снижения их способности к самоассоциации. Например, использовалась реакция взаимодействия асфальтенов с изопропиловым спиртом, которая привела к частичному превращению асфальтенов в мальтены, благодаря, введению длинных алкильных заместителей и частичного разрушения ароматических и гетерофункциональных фрагментов. Таким образом, химическая модификация высокомолекулярных компонентов нефти является перспективным направлением для получения поверхностно-активных веществ, способных предотвращать агрегацию асфальтенов. (Корнеев Д. С. Изменение состава тяжелой нефти и структуры асфальтенов при обработке изопропиловым спиртом / Корнеев Д.С., Осницкий Е.М., Воронецкая Н.Г., Певнева Г.С., Клименко Л.С. // Химия твердого топлива. – 2023. – Н 2–3.). Целью данной работы является влияние катализатора и концентрации реагентов на состав и коллоидную стабильность продуктов взаимодействия гудрона и фталевого ангидрида.

Объекты и методы.

Объекты исследования – тяжелый нефтяной остаток вакуумной перегонки – гудрон и продукты его ацилирования с фталевым ангидридом. Определение физико-химических параметров проводили при 50° С, плотность составила 936,0 кг/м^3, вязкость 627,4 мм^2/с.

Реакция ацилирования гудрона проводилась как с катализатором, так и без него, при температуре 100 градусов Цельсия в течение 8 часов, с изменением концентрации фталевого ангидрида в реакционной смеси (Табл. 1). Определение группового состава исходного гудрона и продуктов его ацилирования фталевым

ангидридом осуществлялось путем добавления *н*-гексана к 3 г исследуемого образца в 40-кратном избытке для осаждения асфальтенов. Осаждение проводилось в течение 24 часов, после чего асфальтены отделялись от мальтенов фильтрованием. Фильтр с осадком асфальтенов очищался от мальтенов с помощью *н*-гексана в аппарате Сокслета в течении 18 часов. После этого асфальтены извлекались с фильтра хлороформом в аппарате Сокслета, затем асфальтены сушились до постоянной массы при температуре 50° С.

Групповой состав исходного гудрона и продуктов его взаимодействия с фталевым ангидридом определялся в соответствии со стандартной методикой определения вещественного состава нефти. Элементный состав образцов определялся с использованием CHNS-анализатора Vario EL Cube. Изменение коллоидной стабильности исследуемых объектов проводилось с применением спектрофотометра UV–Vis Lambda 35 при длине волны 650 нм.

Результаты.

Таблица 1. Состав продуктов ацилирования гудрона фталевым ангидридом в различных концентрациях с использованием катализатора и без него

№	Условие реакции		Содержание компонента, % мас.		
	Конц ангидрида, % мас.	Катализатор	Масла	Смолы	Асфальтены
$Г_{исх}$	-	-	64,3	33,3	2,4
Ф1	5	+	64,5	29,8	5,7
Ф2	15	+	64,6	27,1	8,3
Ф3	25	+	64,5	26,2	9,3
Ф4	5	-	64,2	30,6	5,2
Ф5	15	-	64,5	30,1	5,4
Ф6	25	-	64,1	30,7	5,2

Из полученных данных следует, что взаимодействие гудрона и фталевого ангидрида в присутствии катализатора приводит к образованию продукта с повышенным содержанием асфальтенов и низким количеством смолистых веществ. Увеличение концентрации ангидрида в составе реакционной смеси способствует более высокому выходу асфальтенов. Например, в исходном образце доля асфальтенов составляет 2,4%, после реакции ацилирования с катализатором в образце Ф3 она возросла в 3,7 раза, а в образце Ф6, где реакция проводилась без катализатора, – в 2,2 раза. Таким образом, высокие степени превращения компонентов гудрона достигается в условиях каталитического ацилирования при максимальном содержании ангидрида в реакционной смеси.

Таблица 2. Элементный состав исходного гудрона и продуктов его каталитического взаимодействия с фталевым ангидридом

Образец	Содержание элемента, % мас.			
	N	S	O	H/C
$Г_{исх}$	0,84	3,25	0,52	1,59
Ф1	0,85	2,91	0,99	1,58
Ф3	0,73	2,72	30,23	1,74

Анализ элементного состава продуктов каталитического взаимодействия гудрона с фталевым ангидридом показывает рост содержания кислорода во всех модифицированных образцах по сравнению с исходным гудроном. Образец Ф3 характеризуется наибольшем содержанием кислорода (30,23% мас.). Это указывает на ключевую роль катализатора и концентрации ангидрида в реакционной смеси на глубину

протекания реакции и состав образующихся продуктов. Также стоит отметить, что с увеличением доли кислорода в продуктах ацилирования наблюдается рост атомного отношения Н/С (табл. 2).

На рисунке 1 представлены кривые седиментации асфальтенов в исходном гудроне и продуктах его ацилирования при добавлении *н*-гексана. С увеличением концентрации ангидрида в реакционной смеси при каталитическом ацилировании гудрона коллоидная стабильность образующихся продуктов возрастает.

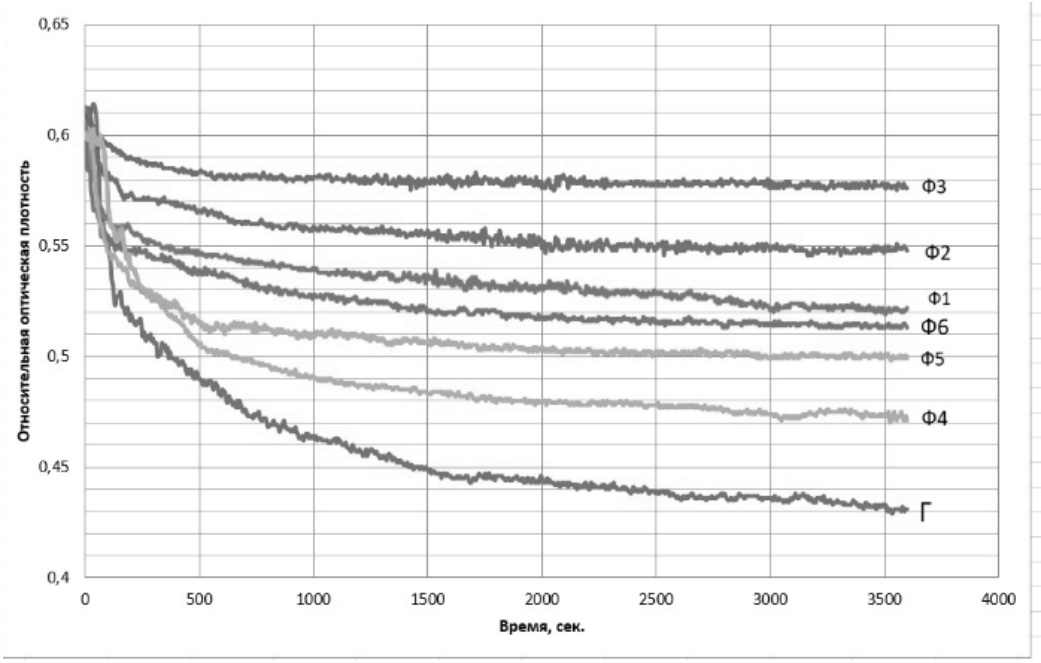


Рис. 1 – Изменение коллоидной стабильности гудрона и продуктов ацилирования фталевым ангидридом

Выводы.

В процессе взаимодействия гудрона с фталевым ангидридом в присутствии катализатора с увеличением концентрации ангидрида возрастает количество асфальтенов со снижением доли смол в образующихся продуктах. При этом наблюдается увеличение атомного соотношения водорода к углероду и рост содержания кислорода в продуктах ацилирования. Использование катализатора и максимальная концентрация фталевого ангидрида для модификации гудрона позволяет получить высокую коллоидную стабильность продукта.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда и правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры № 24-23-20151.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Антониади Д.Г. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): Классификация и систематизация / Антониади Д.Г., Савенок О.В. // Техника и технология бурения. – 2012. – Н 6.
2. Ларичев Ю.В. Влияние азотсодержащих оснований на строение первичных кластеров асфальтенов и динамику процесса агрегации тяжелых фракций нефти / Ларичев Ю.В., Коваленко Е.Ю., Мартьянов О.Н. // Нефтехимия. – 2019. – Т 59. – Н 6.
3. Корнеев Д. С. Изменение состава тяжелой нефти и структуры асфальтенов при обработке изопропиловым спиртом / Корнеев Д.С., Осницкий Е.М., Воронецкая Н.Г., Певнева Г.С., Клименко Л.С. // Химия твердого топлива. – 2023. – Н 2–3.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН СКВАЖИН

FORECASTING AND PREVENTION OF DEPRESSURIZATION OF PRODUCTION WELL COLUMNS

Руссу Д.В.
Russu D.V.
ООО «Лукойл Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз», Россия, iamrdaniil@yandex.ru

Целью данной работы является прогнозирование и предотвращение разгерметизаций эксплуатационных колонн скважин на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз».

Был проведен анализ геолого-технических мероприятий за 2018–2024 г., и выявлено, что количество основных ГТМ за последние года снижается, что нельзя сказать о ремонтно-изоляционных работах, их количество растет. Это связанно с увеличением негерметичности эксплуатационных колонн, вместе с потерей дебита нефти, доказывая актуальность темы.

Для поиска закономерности НЭК были рассмотрены различные параметры скважин: продуктивные пласты; возраст скважин; обводнённость. Анализ этих параметров не дал достаточно точный прогноз. При рассмотрении карт месторождений, с выделенными НЭК, была замечена закономерность в их расположении, была построена карта с тремя зонами: «Зона наибольшего риска»; «Зона среднего риска»; «Зона наименьшего риска».

Для реализации проекта взяты скважины в зоне «Наибольшего риска. На них предлагается проводить геофизические исследования, при обнаружении уменьшения толщины стенки колонны выполнять работы по предотвращения НЭК одним из трех методов: пластырь перекрыватель, метод Compact Pipe, нанесение защитного покрытия.

В заключении проекта выполнена технико-экономическая оценка проекта. NPV (чистый приведенный доход) по четырем месторождениям составил 3,69 млн. долл. Положительный NPV позволяет сделать вывод о рентабельности и перспективности данного проекта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Насыров В.А. Обводнённость продукции скважин и влияние её на осложняющие факторы в добыче нефти / В.А. Насыров Ю.В. Шляпников А.М. Насыров // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – № 2/н (14). – С. 14–17.
2. 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. – С. 19–24.
3. Пресняков А.Ю. Построение технологии РИР по устранению негерметичности эксплуатационных колонн / А.Ю. Пресняков, А.В. Сахань // Территория нефтегаз. – 2008. – № 8. – С. 62–65.

ОЧИСТКА СКВАЖИН ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ КОМПЛЕКСОМ УОЗС ПРИ ТКРС

CARRYING OUT WELL CLEANING FROM MECHANICAL IMPURITIES

Савельев Я.В., Савельева Н.Н.
Savelev Y.V., Saveleva N.N.
Россия, Тюменский индустриальный университет, nnsavelieva@yandex.ru

В зависимости от состояния скважины и возникающих неисправностей проводят текущий ремонт и капитальный ремонт. Для восстановления продуктивности скважины служит устройство для очистки забоя скважин (УОЗС). УОЗС представляет собой специализированный инструмент, предназначенный для удаления с забоя и призабойной зоны пласта различных отложений, включая песок, фрагменты выбуренной породы, проппант и другие механические примеси. Оно работает по гидровакуумному принципу, обеспечивая эффективную очистку без необходимости организации циркуляционной промывки.

Комплекс УОЗС применяют для следующих работ. Восстановление дебита скважины: Устранение отложений, препятствующих притоку флюида, позволяет повысить продуктивность скважины. Удаление механических примесей: Эффективная очистка от песка, шлама, окалины и прочих отложений, как пластового, так и инородного происхождения. Альтернатива циркуляционной промывке: Применение УОЗС особенно актуально в случаях, когда циркуляционная промывка невозможна, нежелательна или экономически нецелесообразна. Очистка головы аварийного оборудования при ловильно-аварийных работах (ЛАР): Создание условий для захвата ловильным инструментом. Обработка призабойной зоны пласта (ПЗП): Восстановление фильтрационных характеристик ПЗП. Предотвращение отрицательного воздействия жидкости глушения: Защита пласта при работе на скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) и после гидравлического разрыва пласта (ГРП). Извлечение продуктов реакции при кислотных обработках ПЗП: Удаление остатков кислотной обработки. Очистка ПЗП путем создания депрессий: Увеличение притока флюида за счет снижения давления. Очистка ствола и забоя скважины от посторонних металлических предметов: Удаление клямс, шарошек долота и пр.

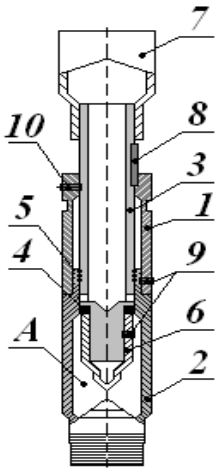


Рис. 1 – Желонка типа УОЗС

УОЗС 95 мм состоит из: 1 – Корпус: обеспечивает прочность и герметичность конструкции; 2 – Переводник: служит для соединения корпуса с колонной НКТ; 3 – Штока: перемещается внутри корпуса, открывая и закрывая клапан; 4, 5 – Манжеты и кольца: обеспечивают герметичность между штоком и корпусом; 6 – Обтекатель: направляет поток жидкости; 7 – Муфты: верхняя часть штока; 8 – Шпонки: фиксирует шток от проворачивания; 10 – Срезные винты: срабатывают при приложении нагрузки, активируя работу желонки; А – полость через отверстия в штоке 3 сообщается с внутренней полостью штока 3

Основные характеристики УОЗС: диаметр корпуса: 95 мм (опционально, зависит от диаметра скважины); рабочее давление: 30 Мпа; усилие для открывания под давлением 30 МПа: не более 100 кН; ход штока: не более 13 мм; максимальная растягивающая нагрузка: не более 300 кН; длина: 554 мм; масса: не более 20 кг.

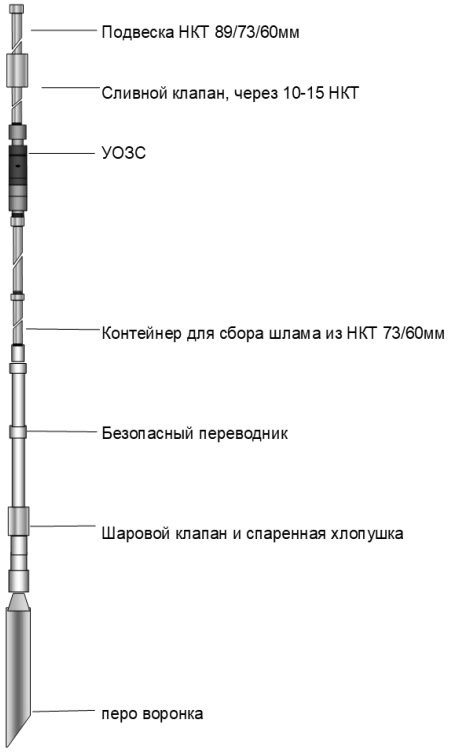


Рис. 2 – Технологическая схема спуска в скважину УОЗС

УОЗС функционирует за счет создания перепада давления, возникающего при перемещении жидкости из скважины в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) через клапан желонки. Этот перепад давления вызывает засасывание отложений в контейнер желонки. Принцип работы основан на энергии гидростатического столба жидкости затрубного пространства и конструктивной особенностью, которая позволяет энергию столба жидкости затрубного пространства использовать на забое скважины многократно. УОЗС состоит из неподвижной и подвижной частей. Процесс работы устройства выглядит следующим образом:

Создание перепада давления производится через затрубное пространство подается рабочая жидкость, что создает перепад давления между скважиной (или забоем) и верхней полостью устройства. Открытие клапана: Этот перепад давления приводит к открытию верхнего клапана гидрожелонки, позволяя жидкости проникать внутрь устройства. Перемещение желонки: Из-за перепада давления и действия жидкости желонка начинает перемещаться вниз по скважине. Она проходит через призабойную зону, где с помощью своей конструкции очищает забой от загрязнений. Очистка забоя: Желонка разрушает или затягивает в контейнер накопившиеся отложения, такие как песок, шлам и другие частицы, восстанавливая нормальную проницаемость забоя. Закрытие клапана: После того как давление в полости выравнивается, клапан желонки закрывается, и процесс очистки завершен.

Технология работы комплекса представлена в следующей последовательности. Первоначально производится сбор компоновки: низ НКТ оборудуется пером, либо пером-воронкой, либо «коронкой»;

шаровой клапан и спаренная хлопушка; контейнер для сбора шлама из НКТ 73/60мм; безопасный переводник; УОЗС 95 мм; сливной клапан, через 10–15 НКТ; подвеска НКТ 89/73/60мм, спускается с шаблонированием.

Вторым этапом производится спуск комплекса УОЗС в скважину: Спустить комплекс УОЗС с точным замером подвески НКТ в скважину, не допуская касания пером текущего забоя скважины.

Третьим этапом проводится нагружение пера на забой; подъем колонны НКТ: затем поднять колонну труб на 2–4 м; повторение цикла разгрузки и подъема: После периода ожидания в 20–40 сек повторно нагрузить перо весом колонны и вновь поднять колонну труб, повторяя эту операцию до 30 раз; подъем комплекса УОЗС на поверхность.

Эффективность работы комплекса УОЗС зависит от множества факторов, таких как герметичность колонны НКТ, отсутствие аварийного оборудования на забое скважины и правильность геолого-технических данных, переданных нефтегазодобывающим предприятием. Также важно, чтобы перед посадкой пера на забой скважина была предварительно долита жидкостью для глушения до устья.

Для предотвращения аварий, связанных с прихватом инструмента, необходимо начинать подъем НКТ сразу после завершения работы комплекса, не оставляя его на забое. В процессе подъема инструмента желонка перепускает жидкость из колонны НКТ обратно в скважину.

В случае неправильного определения объема контейнера из труб НКТ или завершения времени разряда на клапане желонки, возможен выход механических примесей из-под желонки в колонну труб. Для устранения этой проблемы используется сброс специального лома для сбивания сбивного клапана, что позволяет открыть отверстие для слива жидкости.

Преимущества комплека УОЗС: эффективная очистка без циркуляционной промывки; простота конструкции и обслуживания; применимость в сложных условиях скважин; уменьшение времени проведения работ на скважине; возможность работы в скважинах, где невозможно осуществить циркуляцию; возможность работы в скважинах, где нагружение промывочной жидкостью нежелательно или вредно для пласта; очистка скважины УОЗС более экономична, чем монтаж и спуск оборудования для установления в скважине циркуляции.

Недостатки комплека УОЗС: повышенный риск аварийности при увеличении длины контейнера; необходим точный расчет нагрузки на низ УОЗС; система очистки промывочной жидкости в бригадах ТКРС недостаточно эффективна

Устройство очистки забоя скважин УОЗС представляет собой эффективный инструмент для удаления механических примесей и улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны. Благодаря гидровакуумному принципу работы, УОЗС позволяет очищать скважину без необходимости организации циркуляционной промывки, что делает его особенно полезным в условиях, где применение традиционных методов затруднено или нежелательно.

Основные преимущества устройства включают простоту конструкции, экономичность, возможность работы в сложных условиях и сокращение времени проведения операций. Однако его использование требует точных расчетов, соблюдения технологии и контроля за состоянием колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) во избежание аварийных ситуаций. Таким образом, УОЗС является важным инструментом в нефтегазовой отрасли, обеспечивающим высокую эффективность очистки забоя и призабойной зоны при минимальных затратах и рисках.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Ваганов В.В., Кустышев А.В., Долгушин В.А., Кустышев Д.А. Паникаровский Е.В., Дмитрук В.В. Справочник мастера КРС по сложным работам. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 285 с.

2. Вакула Я.В. Ремонт скважин. Учебное пособие по дисциплине «Подземный и капитальный ремонт скважин». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – 472с.
3. Зозуля Г.П., Шенбергер В.М., Карнаухов М.Л. и др. Расчеты при капитальном ремонте скважин. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 188 с.
4. Клещенко И.И., Леонтьев Д.С., Паникаровский Е.В. Технологии и материалы для ремонта скважин. Учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. – 348 с.
5. Маннанов И.И. Подземный и капитальный ремонт скважин. Методические указания по проведению практических занятий. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014. – 80 с.
6. Савельева Н.Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа / Н.Н. Савельева, С.Н. Шедь. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – 131 с. – ISBN 978-5-9961-2744-3.
7. Савельева Н.Н. Нефтегазопромысловое оборудование: Учебно-методическое пособие для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (уровень бакалавриата) всех форм обучения / Н.Н. Савельева, И.Ю. Соколова, О.В. Беляев. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. – 100 с.
8. Файзуллин В.А., Джаратов А.А., Кужбаева Л.Р. Предупреждение и ликвидации осложнений и аварий при бурении нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие по дисциплине «Подземный и капитальный ремонт скважин». 2-е изд. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – 255 с.
9. Юшин Е.С. Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: теория и расчет. Учебник. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 380 с.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ SAGD

EXPERIENCE OF USING DIGITAL TOOLS AND INTELLIGENT SOLUTIONS IN DEVELOPING HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS USING SAGD METHOD

Савельев А.В.
Savelev A.V.
Российская Федерация, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», savelievantv@lukoil.com

Месторождение N – уникальный актив ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». По геологическим запасам высоковязкой нефти месторождение классифицируется как крупное. По состоянию на 01.01.2025 в разработку вовлечено 46% от общего числа запасов.

Месторождение разрабатывается согласно дополнению к технологическому проекту разработки от 2021 года.

Основной объект разработки – D2st, старооскольские отложения среднего девона. Коллектор представляет собой терригенный песчаник. Глубина залегания продуктивного пласта составляет от 180 до 220 м.

Ключевой особенностью добываемого флюида является его сверхвысокая вязкость – более 12000 мПа×с. При средней пластовой температуре 7° С нефть находится в битуминозном, не текучем состоянии.

С 2013 года в рамках опытно-промышленного участка № 5 на месторождении N реализуется технология термогравитационного дренирования пласта в системе горизонтальных скважин (SAGD).

Реализация технологии SAGD заключается в проводке пары горизонтальных скважин – нагнетательной в верхней части продуктивного пласта и добывающей у его подошвы. Следующим после бурения шагом является предварительный прогрев коллектора, устанавливающий первичную гидродинамическую связь между парами скважин. Через, в среднем, 12 недель или 3 месяца комплексного воздействия – прокачки и закачки теплоносителя как в добывающую, так и нагнетательную скважины, на эксплуатационном блоке начинается добыча: под действием тепловых процессов разогревается сверхвязкая нефть, которая приобретает текучесть, и под действием силы тяжести стекает к горизонтальному участку добывающей скважины.

По состоянию на 01.01.2025 на месторождении N в эксплуатации находится 23 блока скважин. Всю разработку актива можно условно разделить на 3 периода:

1. Период активного разбуривания месторождения и наращивания объемов добычи: с 2013 по 4 квартал 2020 года.
2. В 2021 году развитие актива было приостановлено в связи с отменой льгот по НДПИ и экспортной пошлине на добычу сверхвязкой нефти. В этот же период зафиксирован пик по добыче нефти действующим фондом.
3. С начала 2022 года на месторождении N отмечается падение уровня добычи нефти на фоне локальной выработки активных участков разработки, а также с учетом отсутствия бурения новых скважин.

На сегодняшний день текущая добыча актива составляет 71% от пиковой и продолжает снижаться. Ключевая причина снижения отборов заключается в неравномерном разогреве продуктивного пласта ввиду сложного геологического строения залежи. Следствием такого неравномерного разогрева коллектора является перегрев отдельных его участков, что, в свою очередь, приводит к росту температуры жидкости, поступающей на прием глубинно-насосного оборудования (ГНО), до критических значений (свыше 150° С). Вынужденное ограничение отборов на перегретом фонде скважин приводит к неравномерной выработке

запасов эксплуатационных блоков, что в лучшем случае перетекает в увеличения сроков разработки актива, а в худшем – в недостижение проектного коэффициента извлечения нефти.

Помимо снижения добычи, высокая температура добываемой жидкости создает дополнительные риски для эксплуатации как скважинного ГНО, так и элементов наземной инфраструктуры.

В 2022 году на базе Центральной инженерно-технологической службы ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» сформирована Группа оптимизации добычи (ГОД) как часть центра компетенций, основной задачей которого является поиск решений, направленных на сокращение операционных и инвестиционных затрат предприятия. В основе подхода к поиску таких решений, специалистами ГОД используется широкий набор цифровых инструментов:

1. Интегрированное и гидродинамическое моделирование;
2. Интегрированное планирование;
3. Средства автоматизации, в том числе для выполнения рутинных операций.

Работа с проблематикой уникального актива предприятия дала возможность продемонстрировать преимущества интеллектуального подхода как к разработке нетрадиционных месторождений, так и к процессу нефтегазодобычи в целом. О самых знаковых проектах, реализованных в период 2023–2024 гг. и пойдёт речь в данной статье.

Возвращаясь к текущему состоянию разработки месторождения N, воспользуемся ретроспективным анализом, чтобы точно обозначить ключевую проблему. С целью поддержания уровня добычи месторождения, в 2022 году была сформирована комплексная программа мероприятий, направленная как на расширение инструментов мониторинга распространения тепловых процессов (внедрение оптико-волоконных систем – ОВС), так и на выравнивание температурного профиля путем оптимизации методов доставки теплоносителя в продуктивный пласт. Однако, реализация мероприятий, предусмотренных данной программой, позволила лишь на время стабилизовать добычу и отсрочить дальнейшее ограничение отборов. Все полученные показания ОВС демонстрировали схожую картину: перегрев носочной зоны добывающей скважины (вплоть до 200° С), а также постепенную миграцию температурного фонда ближе к пяточной зоне. При этом расчёт остаточной нефтенасыщенности, выполненный на геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) свидетельствовал о наличии невыработанных запасов в зоне «пятки» перегретых скважин, что исключает версию с исчерпанием запасов и подчеркивает проблему опережающего развития паровой камеры.

Резюмируя краткий анализ, конечной формулировкой ключей проблемы разработки месторождения N является опережающее развитие паровой камеры относительно степени выработки запасов.

Определив проблему, рассмотрим возможные варианты борьбы с перегревом продуктивного пласта. Раннее на месторождении было опробовано захолаживание коллектора как через контрольно-наблюдательный фонд, так и через нагнетательный. В обоих случаях отмечается снижение температуры отбираемой жидкости на добывающем фонде блоков окружения, однако, данный эффект носит временный характер. Кумулятивный эффект от нагнетания большого объема воды в продуктивный пласт, вмещающий битуминозный флюид, в конечном итоге приведет к охлаждению его отдельных участков (непрогнозируемых ввиду отсутствия инструментов контроля за профилем приемистости закачиваемой воды). В конечном итоге, для повторного вовлечения охлажденных зон продуктивного пласта может потребоваться организация дополнительного прогрева как добывающей скважины, так и её нагнетательной пары. Дополнительным негативным фактором является неминуемый рост обводненности, сопряженный с нагнетанием в пласт воды.

Один из способов решения потенциального вышеописанной проблемы, предложенный специалистами ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», заключается в механической изоляции перегретого участка добывающей скважины путём установки пакера, выдерживающего температуры свыше 200 °С. Отсекая выработанные перегретые участки скважины, предполагается увеличение депрессии на менее разогретых участках, ближе

к пяточной зоне. Для осуществления опытно-промышленных испытаний (ОПИ) предлагаемой технологии подобраны 3 малодебитные скважины, на ГГДМ рассчитана дополнительная добыча (0,42% от годовой добычи актива). Геологический разрез, а также разрез остаточной нефтенасыщенности по одной из скважин-кандидатов приведен на рисунке 1.

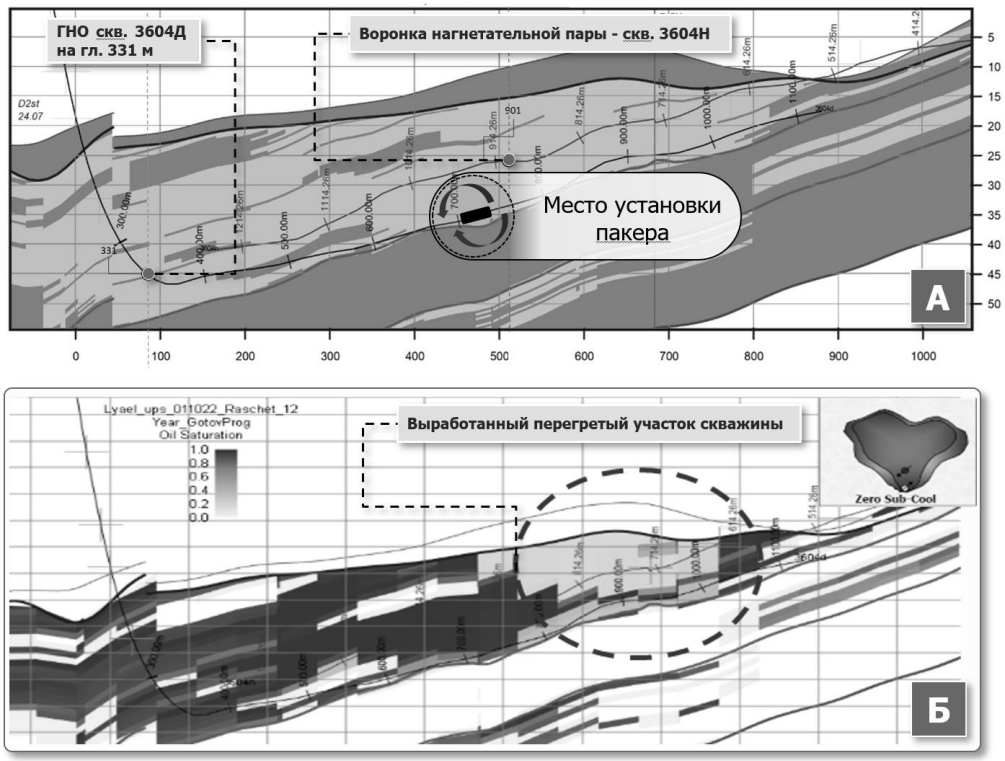


Рис. 1 – Геологический разрез (А) и разрез остаточной нефтенасыщенности (Б) по скв. 3604Д

К плюсам предлагаемого метода можно отнести короткие сроки реализации и оценки результата, а также относительную дешевизну. Однако, также необходимо учесть вероятность движения пара по заколонному пространству скважины и невозможность демонтажа пакера.

Проведение ОПИ предлагаемых мероприятий запланировано на 2 квартал 2025 года.

Ещё один вариант борьбы с температурным фактором, уже прошедший первый этап ОПИ, заключается в подаче охлаждающего агента в добывающую скважину ниже глубины спуска ГНО. Рассмотрим данный вариант более подробно. Графически концепция изложена на рисунке 2.

Как было отмечено раннее, основной «вклад» в температуру жидкости на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН) вносит наиболее перегретый участок добывающей скважины – как правило, носок, за счёт явления теплопереноса.

ЭЦН, в свою очередь, имеет ряд ограничений относительно параметров работы, предусмотренных паспортом. Оборудование, применяемое на месторождении N, выполнено в термостойком исполнении и имеет ограничении в 150° С по температуре погружного электродвигателя (ПЭД). При достижении данной температуры ПЭД, станция управления принудительно отключает ЭЦН.

Средняя температура ПЭД на эксплуатационном фонде месторождения составляет 140° С, а если рассматривать перегретый фонд (40% от всех добывающих скважин), то 149° С.

Подачу охлаждающего агента (воды) в добывающую скважину ниже глубины спуска ГНО предполагается осуществлять с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). В зону, на 100 м ниже глубины спуска ГНО, осуществляется нагнетание воды в минимальном объеме, необходимом для обеспечения оптимальной итоговой температуры смеси на входе в ЭЦН.

Подача воды в такую зону обусловлена двумя факторами:

1. Исключение негативного влияния на ГНО, учитывая разницу рабочей температуры ПЭД и температуры охлаждающего агента;

2. Исключение негативного влияния на внутрипластовые процессы за счёт локализации зоны подачи воды и небольшого объема закачки.

Таким образом, снизив температуру дренируемой жидкости, поступающей на приеме ЭЦН, возможно дальнейшее увеличение отборов на раннее ограниченном фонде.

Специалистами ГОД разработана программа ОПИ, утвержденная в июне 2024 года. В рамках данной программы произведен гидравлический расчёт системы подачи воды к устью скважины с использованием интегрированной модели в первой конфигурации. Первый этап ОПИ завершился в ноябре 2024 года на скважине 3506Д.

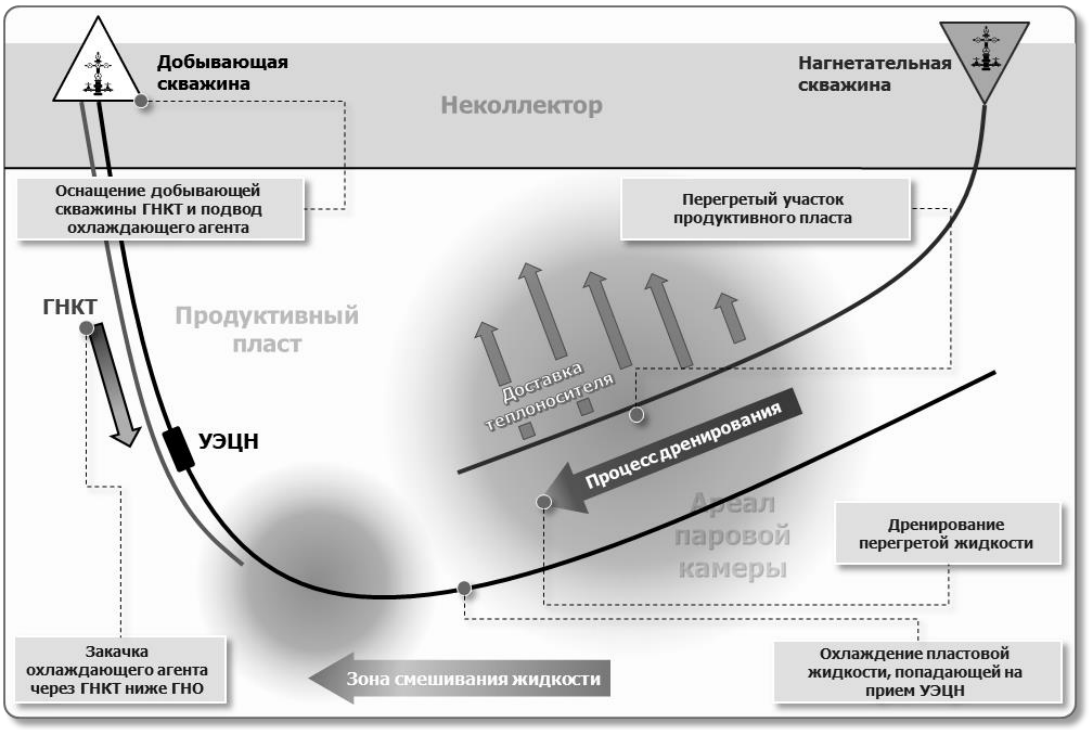


Рис. 2 – Концептуальная схема подачи охлаждающего агента в добывающую скважину

Несмотря на снижение приемистости ГНКТ в ходе проведения ОПИ, на начальном этапе при подаче воды в скважину 3506Д зафиксировано увеличение отборов жидкости со на 42% и, как следствие, увеличение дебита нефти на 32% на фоне снижения температуры ПЭД. При пролонгировании эффекта снижения температуры жидкости на приеме ЭЦН, дополнительная добыча нефти спрогнозирована на уровне 1% от суммарной годовой добычи актива (на 2024 год) на одну скважину за трёхлетний период.

Для испытаний альтернативного источника воды в качестве агента захолаживания и смены типоразмера ГНКТ запланировано проведение 2 этапа ОПИ в 2025 году.

Помимо концепций, требующих проведения полевых испытаний, специалистами ГОД в 2023 году предложен полностью цифровой продукт, реализация которого обеспечила 3,6% нефти от общей добычи.

Как было отмечено выше, одним из ключевых аспектов разработки месторождения методом SAGD является контроль за оборудованием, которое непрерывно подвержено воздействию высоких температур. На скважинах, не оборудованных ОВС, единственным способом контроля температуры ЭЦН является включение в его компоновку блока телеметрической системы (ТМС) с набором датчиков. Показания

температурного датчика блока ТМС позволяет отслеживать в реальном времени температуру жидкости на входе в ЭЦН, а также температуру ПЭД. В случае роста показаний температуры, инженер по работе с оборудованием принимает решение об изменении режима работы скважины (уменьшении частоты, увеличение буферного давления и т. д.). Однако, как и ЭЦН, сопровождающие его датчики так же подвергаются воздействию высокой температуры, а значит так же могут выйти из строя. Замена блока ТМС невозможна без извлечения оборудования из скважины, однако, постановка бригады капитального и текущего ремонта требует значительных затрат. Поэтому, как правило, до выхода самого ЭЦН из строя такая скважина эксплуатируется «вслепую», что, по понятным причинам, увеличивает риск поломки оборудования ввиду прогара кабеля, кабельной муфты и т. д.

В 2023 году была предложена и опробована методика расчёта температуры на ЭЦН в специализированном программном продукте (скважинный симулятор), опираясь на показания по скважине, замеряемые с устья. В ходе опробования методики сходимость расчетных и фактических показаний доведена до 2%. Сам процесс расчёта автоматизирован с помощью языка программирования Python.

По мере актуализации расчёта пула скважин информация принимается оперативное решение об изменении режима работы скважин, в том числе об увеличении отборов при наличии температурного запаса. Таким образом, в течение 2024 года по расчётному пулу скважин обеспечено 3,6% от общей годовой добычи актива. Также стоит отметить увеличение наработки оборудования на отказ на 8% за тот же период, что свидетельствует в том числе о сокращении операционных затрат на ремонт и уменьшает общее время простоя добывающих скважин.

Аналогичный интеллектуальный подход был использован в рамках разрабатываемой адаптивной системы планирования закачки теплоносителя по активу.

Расчёт на интегрированной модели месторождения показал, что при ограничении закачки по нагнетательному фонду (выход скважин в простой, ограничение ввиду влияния на добывающее окружение), перераспределение ограниченного объема на другой фонд с целью поддержания общей компенсации не приводит к сокращению потерь добычи нефти. Более того, при ограничении объема закачиваемого теплоносителя увеличивается давление на выходе котлового оборудования, что улучшает качество пара (сухость, энтальпию), поступающего на отдаленные эксплуатационные блоки.

Таким образом, благодаря изменению системы планирования достигнута экономия на операционных затратах с учетом прогнозируемого ограничения без перераспределения теплоносителя. Опираясь на среднегодовое значение, экономия теплоносителя прогнозируется на уровне 1% в год, что с учётом дороговизны парогенерации экономит существенные средства.

Подведём итог вышеизложенного:

Результатом деятельности сформированного центра компетенций ТПП «Ухтанефтегаз» только по одному направлению – оптимизации разработки нетрадиционного месторождения, стали 4 успешных производственных кейса, суммарный экономический эффект которых прогнозируется на уровне 8% от годовых операционных затрат по активу. Все разработанные проекты являются частью Системы непрерывных улучшений, действующей в ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2022 года.

При возобновлении развития актива предполагается тиражирование предложенных проектов на вводимые из бурения эксплуатационные блоки.

Полученные результаты наглядно демонстрируют не только рациональность использования цифровых инструментов, в частности, инструментов моделирования технологических процессов нефтегазовой отрасли, но и эффективность мультидисциплинарных команд, чья деятельность оперативно разворачивается на всех этапах производственной цепочки.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ НОВОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

APPLICATION OF COMPREHENSIVE GEOCHEMICAL RESEARCH IN PREDICTING A NEW OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE

Садманова М.В., Ермоловский А.В., Мунтяева Д.А.
Sadmanova M.V., Ermolovsky A.V., Muntyaeva D.A.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» г. Волгограде, Mariya.Sadmanova@lukoil.com

Разведка перспективных нефтегазоностных объектов верхне-франского возраста девонской системы может стать новым направлением геологоразведочных работ (ГРР) в левобережной части Волгоградской области. В ходе гидродинамических исследований воронежско-ливенского объекта в пределах поисково-разведочной скважины 1 ЮД, были получены нефтяные пробы, что повысило интерес к дальнейшим ГГР в этом регионе.

Ранее на территории Заволжья в левобережной части Волгоградской области не было выявлено значительных нефтегазоностных объектов в верхне-франских отложениях, за исключением Белокаменного месторождения, расположенного на границе Саратовской и Волгоградской областей.

Месторождение «Б» было открыто еще в конце 80-х годов двадцатого века и хорошо изучено бурением, приурочено к верхне-франской рифогенной зоне и является «эталоном» рифового направления нефтегазодобычи [1].

На Белокаменном месторождении обнаружены продуктивные залежи в коллекторах евлано-ливенского горизонта на глубине около 3,5 км. В то же время в поисково-разведочной скважине 1 ЮД продуктивные отложения воронежско-ливенского возраста были вскрыты на глубине почти 5 км. Протяженность участка, где глубины верхне-франских отложений изменяются от 3,6 км до 5,0 км, в пределах Николаевско-Городищенской структурой зоны от Белокаменного месторождения до поисково-разведочной скважины 1 ЮД составляет примерно 150 км (рис. 1). В связи с этим проведение сравнительного анализа нефтей евлано-ливенского горизонта Белокаменного месторождения и нефтей из поисково-разведочной скважины 1 ЮД воронежско-ливенского возраста с целью выявления их возможной принадлежности к единой зоне нефтегазонакопления является важной задачей в общем комплексе геолого-разведочных работ на данной территории.

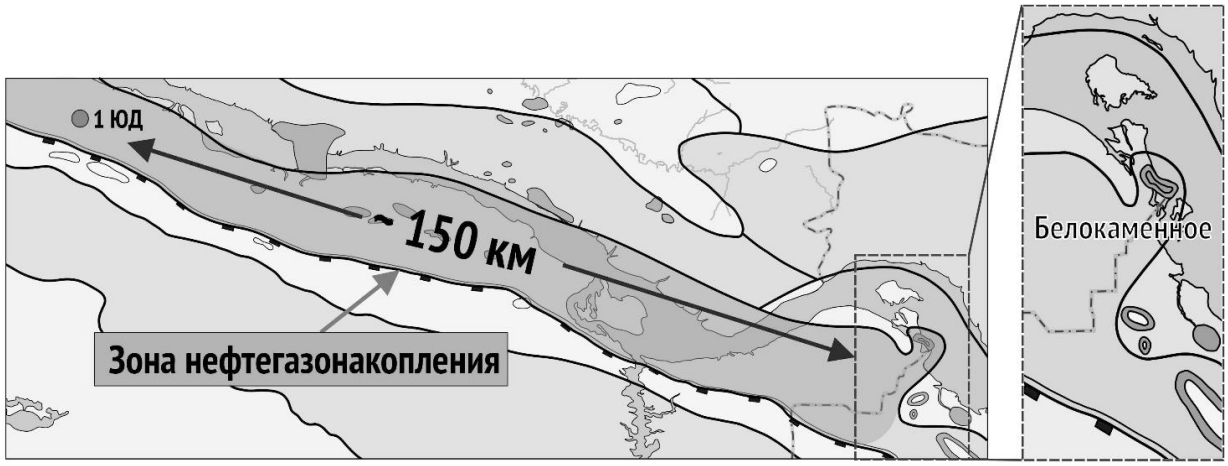


Рис. 1 – Новая зона нефтегазогакопления в верхне-франских отложениях девонской системы

Геохимические исследования, направленные на корреляцию «нефть-нефть» и «нефть-керн» с целью уточнения зональности нефтегазонакопления, охватывают комплексные работы по анализу физико-химических свойств нефтей, изучению молекулярного состава парафиновых углеводородов среднекипящей фракции, а также определение содержания полициклических биомаркеров.

Физико-химический анализ флюидов проводился по стандартным методикам на аппаратуре в основном отечественного производства.

Молекулярный анализ парафиновых углеводородов проводился на газожидкостном хроматографе. Хроматографирование выполнялось в следующих условиях: газ-носитель – гелий, колонка – HP-5MS с внутренним диаметром 0,25 мм, длина колонки – 30 м, неподвижная фаза – (5%-фенил)-метилполисилоксан, толщина фазы – 25 мкм, линейное программирование температуры – 4° С/мин, температура программирования – от 70 до 305° С.

Анализ полициклических биомаркеров осуществлялся на хромато-масс-спектрометре с использованием системы компьютерной обработки данных в режиме SIM с записью ионов с m/z 217, 218 – для стеранов и с m/z 191, 177 – для терпанов. Разделение углеводородов проводилось на капиллярной колонке длиной 30 м с неподвижной фазой – 5%-фенил-метилполисилоксан. Хроматографирование велось в режиме линейного программирования температуры: начало – 70° С, скорость подъема температуры – 4° С/мин., конец программы – 300° С. Спектры сняты при энергии ионизации 70 эВ и температуре в камере ионизации 230°С.

Для вызова притока в скважину закачивались не только пластовые воды, но и нефтяные углеводороды, поступившие с соседних месторождений. В результате, в отобранных пробах ал время гидродинамических исследований скважины, помимо технических вод, могли присутствовать пластовая вода и нефть, не относящаяся к исследуемому объекту. В такой ситуации необходимо проведение дополнительных геохимических исследований для установления принадлежности нефти к испытываемому пласту.

Для этого проводится анализ молекулярного состава нефти и углеводородов, извлеченных из пород методом экстрагирования н-гексаном в течение 40 часов. После удаления экстрагента, полученные углеводородные экстракты, исследуются с применением методов хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Для корреляции «нефть-керн» был выбран образец керна из интервала глубин с наиболее интенсивным свечением в ультрафиолетовом свете, который входит в диапазон опробования изучаемых отложений

Результаты сравнительного молекулярного анализа углеводородного экстракта из керна и пробы нефти, полученной при гидродинамических исследованиях поисково-разведочной скважины 1 ЮД представлены на рисунке 2.

На основании детального анализа хроматограмм и масс-фрагментограмм были выбраны наиболее информативные для сравнения геохимические показатели.

Методом газожидкостной хроматографии в области среднекипящих фракций сравнивались следующие соотношения индивидуальных углеводородов: пристан/фитан, пристан/нC_{17}, фитан/нC_{18}, Ки=(пристан+фитан)/(нC_{17}+нC_{18}), Киз=(иC_{14}+иC_{15}+иC_{16})/(иC_{19}+иC_{20}), K_1=∑(нC_{10}-нC_{15})/∑(нC_{15}-нC_{20}), K_2=∑(нC_{12}-нC_{20})/∑(нC_{21}-нC_{30}), K_3=∑(нC_{17}-нC_{24})/∑(нC_{25}-нC_{35}), где пристан – 2,6,10,14-тетраметилпентадекан, фитан – 2,6,10,14-тетраметилгексадекан, нC_{10}-нC_{35} – нормальные парафиновые углеводороды с соответствующим числом углеродных атомов, иC_{14}-иC_{20} – изопреноидные углеводороды с соответствующим числом углеродных атомов.

Методом хромато-масс-спектрометрии для корреляции в системе «нефть-керн» сравнивались отношения более термодинамически устойчивого терпана Ts (22,29,30-Трисноргопан C_{27} (17-метил, 18α)) к менее устойчивому – Tm (22,29,30-Трисноргопан C_{27} (18-метил, 17α)).

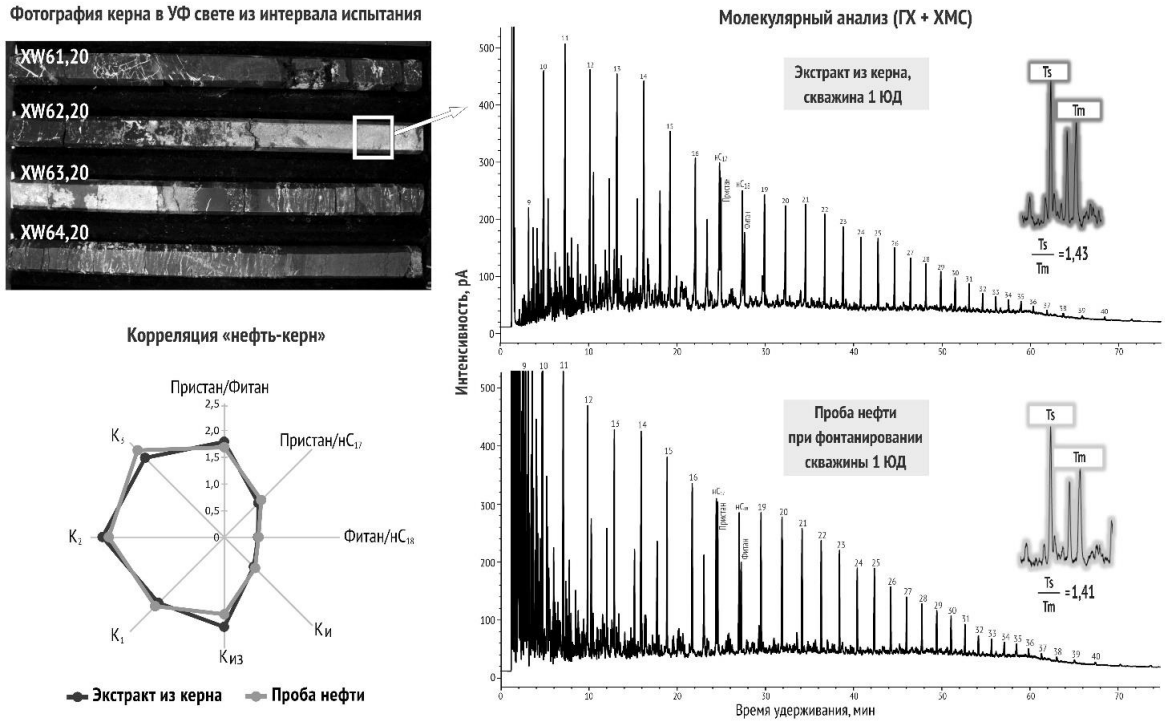


Рис. 2 – Определение принадлежности нефти к испытываемому пласту. Скважина 1 ЮД

Анализ значений показателей, полученных при обработке хроматограмм и масс-спектрограмм, показал, что исследуемый экстракт из керна и проба нефти имеют схожий молекулярный состав (практически полное совпадение геохимических коэффициентов, рассчитанных для среднекипящей фракции и полициклических биомаркеров). Такое совпадение ключевых молекулярных характеристик в образце керна и пробе нефти свидетельствуют о принадлежности выявленного углеводородного флюида к исследуемому пласту.

Дополнительным доказательством связи полученной нефти исследуемому пластом служат различия в молекулярном составе углеводородов техногенного происхождения, введенных в скважину с рабочей жидкостью для проведения свабирования, и углеводородных проб, полученных в проведении гидродинамических исследований (рис. 3).

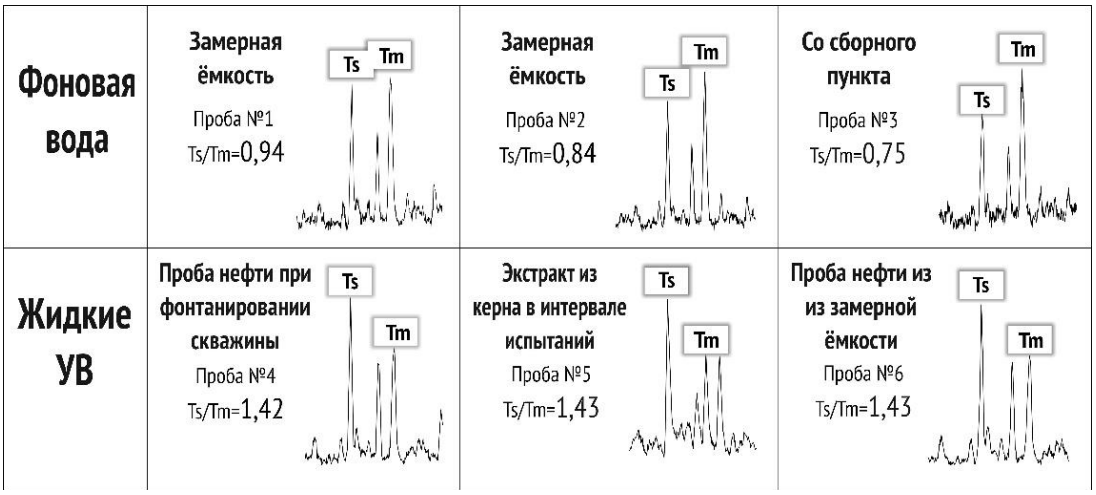


Рис. 3 – Сравнение биомаркерного показателя Ts/Tm в экстрактах из фоновых вод и ЖУВ (жидкие углеводороды полученные при фонтанировании скважины, выделенные из керна, с замерной емкости)

Установленная принадлежность нефти к испытанному пласту позволяет провести дальнейшее сравнение физико-химических свойств и молекулярного состава нефтей, связанных с верхне-франскими отложениями девонской системы Николаево-Городищенской предбортовой ступени.

При анализе физико-химических характеристик, можно сделать вывод, что нефть скважины 1 ЮД по ряду параметров схожа с нефтью Белокаменного месторождения. Обе нефти относятся к особо легким (плотности при 20° С равны 830 и 825 кг/м^3 соответственно) и маловязким (кинематическая вязкость при 20° С составляет 5,63 и 6,48 сСт, при 50° С 2,95 и 3,12 сСт), содержат близкое значение парафина 4,67 и 5,17% масс., смол силикагелевых 4,00 и 4,88% масс. До 200° С в них выкипает 32 и 33% об. фракций, до 300° С – 54 и 53% об. соответственно.

Дополнительное подтверждение сходства нефтей верхне-франских отложений девонской системы Николаевско-Городищенской предбортовой ступени дает близость их основных молекулярных геохимических показателей в области среднекипящих фракций. Так для нефти 1ЮД коэффициенты пристан/фитан, пристан/нC_{17}, фитан/нC_{18}, Ки=(пристан+фитан)/(нC_{17}+нC_{18}) составляют 1,68; 0,98; 0,64; 0,82 соответственно, а для нефти месторождения «Б» 1,61; 0,89; 0,63; 0,77.

Анализ состава полициклических биомаркеров показал, что нефти из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная имеют схожее распределение этих соединений (рис. 4). Соотношение стеранов С27:С28:С29 [2, 3], представленное на треугольной диаграмме (рис. 4), указывает на близкие условия осадконакопления. Анализ соотношения холестана С27 к ситостану С29 свидетельствует о том, что формирование исходного органического вещества происходило в морских средах. Дополнительным подтверждением морской природы исходного материала являются значения отношения С29/С30, которые практически совпадают для нефтей из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная, составляя 0,50 и 0,42 соответственно.

Сходство биомаркерного состава нефтей из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная подтверждается также соотношениями диа/рег и диаC_{30}/C_{30}, значения которых составляют 0,69 и 0,29 для скважины 1 ЮД, а также 0,68 и 0,22 для скважины 31 Белокаменная. Эти показатели указывают на формирование нефти в глинистых отложениях.

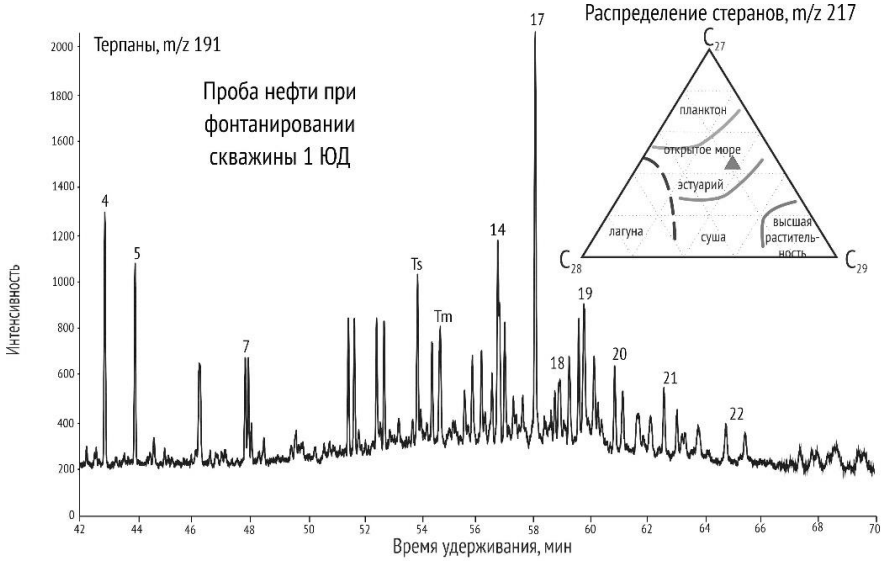
Значения коэффициентов зрелости К1, К2 и Ts/Tm для нефтей из скважин 1 ЮД (0,45; 3,41; 1,42) и 31 Белокаменная (0,46; 3,55; 1,49) демонстрируют высокую степень схожести и свидетельствуют о значительном катагенетическом преобразовании исходного органического вещества [4-6].

Геохимические исследования, а также корреляции «нефть-нефть» и «нефть-керн» подтвердили сходство физико-химических и молекулярных характеристик нефтей верхне-франского яруса девонской системы, выявленных в поисково-разведочной скважине 1 ЮД и на Белокаменном месторождении.

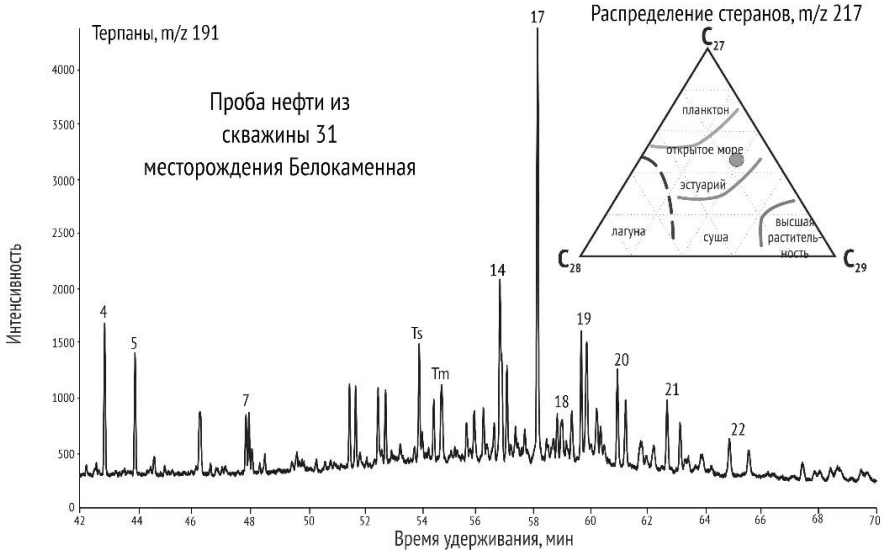
Таким образом, результаты проведенных исследований с высокой вероятностью указывают на существование единой зоны нефтегазонакопления в верхне-франских отложениях, протяжённостью около 150 км в пределах Николаевско-Городищенской предбортовой ступени, охватывающей участок от Белокаменного месторождения до поисково-разведочной скважины 1 ЮД.

В верхне-франских отложениях Волгоградского Левобережья, на основе анализа молекулярного состава и физико-химических свойств нефтей, выделена новая зона нефтегазонакопления протяженностью около 150 км. Она простирается от Белокаменного месторождения в юго-западном направлении до поисково-разведочной скважины 1 ЮД в пределах Николаевско-Городищенской предбортовой ступени.

Данная территория обладает высоким потенциалом для дальнейших геологоразведочных работ, включающих переинтерпретацию геолого-геофизических и сейсмических данных. Основной целью является выявление новых перспективных нефтяных объектов на значительных глубинах (~5 км), приуроченных к верхне-франскому ярусу девонской системы.



Геохимические параметры	Значение
Терпаны, m/z 191	
Ts/Tm	**1,42**
C29/C30	**0,50**
морC30/C30	**0,15**
диаC30/C30	**0,29**
тетра/три	**0,42**
Стераны, m/z 217	
диа/рег	**0,69**
К1	**0,45**
К2	**3,41**



Геохимические параметры	Значение
Терпаны, m/z 191	
Ts/Tm	1,49
C29/C30	0,42
морC30/C30	0,11
диаC30/C30	0,22
тетра/три	0,37
Стераны, m/z 217	
диа/рег	0,68
К1	0,46
К2	3,55

Рис. 4 – Сравнение биомаркерных показателей полициклических углеводородов в нефтях из скважин 1 ЮД и 31 Белокаменная. Терпаны: Ts – 22,29,30-Трисноргопан C_{27} (17-метил, 18α); Tm – 22, 29, 30 – Трисноргопан C_{27} (18-метил, 17α); 4 – трициклический терпан (13β, 14α); 5 – Трициклический терпан C_{24} (13β, 14α); 7 – Тетрациклический терпан C_{24} (13β, 14α); 14–30 – Норгопан C_{29} (17α, 21β) (адиантан); 17 – Гопан C_{30} (17α, 21β); 18 – Моретан C_{30} (17β, 21α); 19 – Гомогопан C_{31} (17α, 21β, 22S+22R); 20 – Гомогопан C_{32} (17α, 21β, 22S+22R); 21 – Гомогопан C_{33} (17α, 21β, 22S+22R); 22 – Гомогопан C_{34} (17α, 21β, 22S+22R). Стераны: диа/рег – (10+13)/(18+19+20+21); К1 – 18/(18+21); К2 – (19+20)/21; 10 – Изохолестан (5α, 14β, 17α, 20R); 13–24 –Этил-β, α-диахолестан (10α, 13β, 17α, 20R); 18–24-Этил-α-холестан (5α, 14α, 17α, 20S); 19–24 –Этилизохолестан (5α, 14β, 17β, 20R); 20–24 –Этилизохолестан (5α, 14β, 17β, 20S); 21–24 –Этил-α-холестан (5α, 14α, 17α, 20R)

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Самойлова А.В. Неструктурные ловушки Ровенско-Краснокутского вала – перспективное направление нефтегазодобычи Саратовской области // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – Т. 23. – № 4. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art 10.
2. Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба // Георесурсы. – 2017 – Спецвыпуск ч.2 – с. 227–239.

3. Деревесникова А.А., Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Ароматические биомаркеры стеранового и гопанового рядов в верхнедевонских нефтях и битумоидах доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН – 2019 – № 5 – С. 3–12.
4. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2007 – № 2 – С. 81–89.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ФИСКАЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DEVELOPING HARD-TO-RECOVER RESERVES BY IMPROVING FISCAL INSTRUMENTS

Сатурян М.А., Маслак О.В.
Saturyan M.A., Maslak O.V.
Российская Федерация, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Mikhail.Saturyan@lukoil.com

Исследование посвящено анализу проблем освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в условиях истощения традиционных месторождений и необходимости модернизации налоговой системы для стимулирования разработки. В работе рассматриваются существующие фискальные барьеры, влияющие на инвестиционную привлекательность ТРИЗ, и предлагаются механизмы налогового регулирования, направленные на снижение экономических рисков и повышение их рентабельности.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), налоговое регулирование, нефтяное месторождение, инвестиционная привлекательность, экономическая эффективность.

Актуальность темы исследования. В последние десятилетия нефтегазовая отрасль Российской Федерации столкнулась с рядом вызовов, включая истощение традиционных месторождений, нестабильность мировых цен на нефть и возрастающая налоговая нагрузка. В этих условиях особую значимость приобретает вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), обладающих значительным ресурсным потенциалом, но требующих технологически сложных решений и значительных финансовых вложений.

Развитие трудноизвлекаемых запасов требует не только применения современных технологических решений, но и совершенствования налоговой политики с учетом сложности их разработки. Введение специальных корректирующих налоговых коэффициентов позволило бы создать более гибкую систему налогообложения, способную учитывать геолого-технологические особенности трудноизвлекаемых запасов. Такой подход призван сбалансировать фискальную нагрузку между государством и недропользователями: снижение налогового бремени на сложных месторождениях должно сопровождаться ростом общей добычи и, как следствие, увеличением налоговой базы. В данной работе предлагается интегральный налоговый коэффициент для стимуляции разработки ТРИЗ – Ктриз.

Ктриз разработан на основе детального анализа факторов, влияющих на экономическую эффективность освоения трудноизвлекаемых запасов. Среди которых выделяются: глубина залегания, проницаемость пластов, уровень обводненности продукции (для месторождений, продолжение рентабельной эксплуатации которых невозможно при актуальных налоговых нормах), низкий дебит скважин и удаленность месторождений от магистральной инфраструктуры. Каждый фактор влечет за собой дополнительные издержки, которые не учитываются в стандартной системе налогообложения. Введение Ктриз направлено на компенсацию этих затрат, обеспечивая равные условия для разработки сложных месторождений по сравнению с традиционными активами. Обновленная ставка НДПИ на основании ст.342 главы 26 НК РФ [1] приобретет следующий вид:

$$\text{Ставка НДПИ} = 919\times \text{Кц} \times \text{Ктриз} \times \text{Крента} - (\text{Кндпи} \times \text{Кц} \times (1 - \text{Кз} \times \text{Кд} \times \text{Кдв} \times \text{Ккан}) - \text{Кк} - \text{Кабдт} - \text{Кман} \quad (1.1)$$

где $$\text{Ктриз} = \left(1 - 0{,}2 \times \frac{\text{Сложность}}{10}\right) \times \text{Кобв} \times \text{Кнд} \times \text{Котд}, \quad (1.2)$$

Сложность – средний балл, рассчитанный по следующим показателям:

Глубина залегания: <1700 м – 1 балл; 1700–3300 м – 5 баллов; 3300 м – 10 баллов.

Проницаемость: >2мД – 1 балл; 1–2 мД – 5 баллов; <1 мД – 10 баллов.

Нефтенасыщенная толщина пласта: ⩾10 м – 1 балл; <10 м – 10 баллов.

Кобв – коэффициент высокой обводненности. Учитывает высокий уровень обводненности пластов требующих дополнительных затрат на сепарацию нефти от воды, а также увеличивающих нагрузку на систему утилизации попутных вод. Это снижает долю извлекаемой нефти и увеличивает затраты на производство.

$$\text{Кобв} = 1 - (0{,}05 \times \frac{\text{Обв}}{100}) \quad (1.3)$$

1. Обводненность (%) – чем выше содержание воды в добываемой жидкости, тем выше затраты на ее сепарацию.

2. Параметр 0,05 был выбран на основе анализа затрат на утилизацию и сепарацию воды в добываемой нефти. Данный параметр отражает средний рост затрат на сепарацию при увеличении обводненности продукции каждые 10%

Данный коэффициент предлагается учитывать для месторождений, чья обводненность продукции превышает 90% и чья рентабельная разработка невозможна при действующей налоговой системе (ДНС).

Кнд – коэффициент низкого дебита. Малодебитные скважины требуют значительных затрат на поддержание добычи, при этом их продуктивность остается низкой. В традиционной системе налогообложения такие скважины часто оказываются нерентабельными.

$$\text{Кнд} = 1 - 0{,}05 \times (10 - \text{СРд}) \quad (1.4)$$

Параметр 0,05 – параметр отражающий влияние низкого дебита на рост операционных затрат. Каждое снижение дебита на 1 тонну увеличивает операционные расходы на уровне 5%.

Чем ниже дебит, тем менее рентабельна эксплуатация скважины. Коэффициент актуален для скважин с дебитом ниже 10 т/сутки. Опыт недропользователей Западной Сибири показывает, что такие скважины уходят за пределы рентабельной зоны. Данный параметр в расчетной формуле показателя Ктриз снижает налоговую нагрузку, компенсируя дополнительные затраты на эксплуатацию малодебитных скважин, увеличивает экономическую привлекательность разработки сложных и малопродуктивных пластов.

Котд – коэффициент удаленности. Удаленные месторождения требуют крупных капитальных вложений в строительство трубопроводов, дорог, энергообеспечение и несут большие транспортные издержки при вывозе нефти. Чтобы учесть эти факторы, коэффициент Котд задается фиксированными значениями в зависимости от расстояния до ближайшего пункта сдачи нефти (ПСН). Чем дальше месторождение, тем ниже значение коэффициента. Расчетные значения Котд приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения Котд в зависимости от отдалённости до ПСН

Значения	Параметр
1.0	расстояние до пункта сдачи нефти менее 50 км
0.7	расстояние от 50 до 100 км
0.5	расстояние от 100 до 200 км
0.1	если расстояние более 200 км

Значения коэффициента Котд определены на основе вариативности экономико-математической модели, учитывающей влияние расстояния на величину чистого дисконтированного дохода (NPV), затраты на транспортировку нефти и на подключение к магистральным нефтепроводам.

В совокупности интегральный коэффициент Ктриз представляет собой произведение перечисленных факторов, позволяющее количественно отразить совокупную степень сложности разработки конкретного участка недр. Это приводит к снижению ставки НДПИ пропорционально сложности разработки данного месторождения, выравнивая условия налогообложения для сложных и традиционных активов. При этом

практикой расчетов по отдельным месторождениям подтверждается, что выпадающие доходы бюджета от снижения НДПИ будут компенсированы за счет роста объемов добычи и общей налоговой базы при вовлечении ранее нерентабельных запасов.

Для оценки эффективности предложенного механизма Ктриз технико-экономическая оценка (ТЭО) на примере двух месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с трудноизвлекаемыми запасами.

Месторождение № 1 расположено в Ханты-Мансийском АО, находится на поздней стадии разработки. Обводненность продукции составляет 97%. В таблице 2 представлены результаты технико-экономической оценки разработки месторождения № 1 при действующей налоговой системе. Показатели приведены для двух вариантов: сохранение существующего фонда и бурение дополнительных скважин (инвестиционный сценарий). Также для сравнения показан гипотетический вариант с обнулением НДПИ (то есть полный налоговый вычет НДПИ), чтобы проиллюстрировать влияние налоговой нагрузки.

Таблица 2 – Технико-экономические показатели разработки месторождения № 1

Показатели проекта		Месторождение № 1			
		базовый	бурение	НДПИ=0	
				базовый	бурение
Добыча нефти в рамках проекта	тыс.т	3 630	7 425	3 630	7 425
Ввод доб. скважин из бурения	скв.	–	37	–	37
Рентабельный период	лет	–	–	9	17
Выручка от реализации	млрд руб	91	186	91	186
Налоги и платежи	млрд руб	62	127	7	12
– НДПИ	млрд руб	61	126	–	–
– пр. налоги и пошлины	млрд руб	1	1	7	12
Инвестиционные расходы	млрд руб	5	15	5	15
Операционные расходы	млрд руб	24	60	24	60
$NPV_{15\ LF2025}$	млрд руб	-5,8	-12,7	33	59,4

Из таблицы 2 видно, что при текущей фискальной нагрузке проект нерентабелен: чистый дисконтированный доход (NPV) при ставке дисконтирования 15% отрицателен как в базовом варианте эксплуатации имеющегося фонда скважин (−5,8 млрд руб), так и в варианте с доразбуриванием (−12,7 млрд руб). Рентабельность проекта не достигается. С точки зрения инвестора разработка месторождения № 1 в существующих условиях нецелесообразна – месторождение, скорее всего, будет законсервировано.

Важно отметить, что обнуление НДПИ радикально меняет ситуацию – NPV становится положительным (до 59,4 млрд руб при дополнительном бурении), появляется окупаемость (9 лет для эксплуатации базового фонда и 17 лет для варианта с разбуриванием невовлеченных участков). Однако сценарий полного освобождения от НДПИ противоречит интересам государства, поскольку создает перекос исключительно в пользу недропользователя. Требуется сбалансированный инструментарий, способный обеспечить доходность проекту, не обнуляя налоговые платежи. Таким инструментарием может стать интегральный коэффициент Ктриз.

Для месторождения №1, исходя из его параметров, коэффициент сложности добычи Ктриз определен в размере 0,457**.** Эта величина отражает совокупное влияние факторов: значительная глубина залегания (около 2600 м, что близко к пороговым значениям), крайне низкие значения проницаемости пласта (<1 мД), малая эффективная толщина (менее 10 м), что в совокупности дало 25 баллов сложности добычи, а также крайне высокая обводненность (97%), что дало Кобв≈0,9515 и низкие дебиты скважин Кнд≈0,95.

Инфраструктурный фактор для данного актива не столь значителен: месторождение №1 расположено регионе с развитой инфраструктурой, поэтому Котд=1,0. Это означает, что при применении Ктриз ставка НДПИ для месторождения снижается на 43%. В таблице 3 представлена ТЭО месторождения № 1 с применением льготы Ктриз.

Таблица 3 – Технико-экономические показатели разработки месторождения № 1 при применении льготы Ктриз

Показатели проекта		Месторождение № 1			
		базовый	бурение	Δ	
				базовый	бурение
Добыча нефти в рамках проекта	тыс.т	3 630	7 425	–	–
Ввод доб. скважин из бурения	скв.	–	37	–	–
Рентабельный период	лет	11	24	–	–
Выручка от реализации	млрд руб	91	186	–	–
Налоги и платежи	млрд руб	50	100	-24%	-27%
– НДПИ	млрд руб	43	88	-42%	-43%
– пр. налоги и пошлины	млрд руб	7	12	86%	92%
Инвестиционные расходы	млрд руб	5	15	–	–
Операционные расходы	млрд руб	24	60	–	–
$NPV_{15\ LF2025}$	млрд руб	0,311	0,921	1965%	1479%

Применение льготы Ктриз радикально улучшает экономические показатели месторождения № 1. Налоговые выплаты снижаются примерно на 24–27% относительно базового сценария (сокращение НДПИ более чем на 40% компенсируется ростом налога на прибыль), что приводит к росту чистого дохода. В результате NPV проекта стал положительным как при эксплуатации действующего фонда скважин (≈0,31 млрд руб), так и в варианте с новым бурением (≈0,92 млрд руб). Проект достигает окупаемости: рентабельный период появляется и составляет около 11 лет для текущего фонда и 24 года при варианте с инвестициями в бурение.

Важно подчеркнуть, что коэффициент Ктриз эффективен не только для месторождений на поздней стадии эксплуатации, но и для новых проектов.

Месторождение № 2 расположено в Ямало-Ненецком АО, находится на начальной стадии разработки. Представляет собой новый проект, который по своим характеристикам не подпадает ни под одно из действующих налоговых послаблений и не относится к участкам, для которых применяется налог на дополнительный доход (НДД). В таблице 4 приведены ключевые технико-экономические показатели месторождения № 2.

Исходные показатели для месторождения № 2 демонстрируют, что без налоговых льгот проект фактически нерентабелен. При базовой налоговой нагрузке суммарный NPV составляет −25,7 млрд руб, рентабельный период отсутствует. В противоположность этому, гипотетическое изъятие НДПИ приводит к улучшению экономики – NPV принимает значение 153,2 млрд руб, появляется окупаемость 46 лет.

Характеристики месторождения № 2 позволяют отнести его к категории сложных для освоения: средняя глубина залегания пласта превышает 3300 м (близко к предельным значениям, присваивается максимальный балл сложности), проницаемость коллекторов очень низкая (<1 мД), хотя нефтенасыщенная толщина пласта более благоприятна (>10 м) в сумме дает 21 бал для сложности при расчете Ктриз. Обводненность продукции в начале разработки равна 0%, Кобв=1,0, суточные дебиты ожидаются свыше 10 т/сут на весь период разработки Кнд=1,0. При этом месторождение расположено в районе с неразвитой

инфраструктурой: расстояние до ближайшего ПСН составляет 175 км. Согласно таблице 1, для такого расстояния Котд=0,5. Интегральный коэффициент Ктриз = 0,495. В таблице 5 представлена ТЭО месторождения № 2 с учетом применения льготы Ктриз.

Таблица 4 – Технико-экономические показатели разработки месторождения № 2

Показатели проекта		Месторождение № 2	
		базовый	НДПИ=0
Добыча нефти в рамках проекта	тыс.т	13 954	13 954
Ввод доб. скважин из бурения	скв.	71	71
Рентабельный период	лет	–	46
Выручка от реализации	млрд руб	853	853
Налоги и платежи	млрд руб	515	97
– НДПИ	млрд руб	499	–
– пр. налоги и пошлины	млрд руб	16	97
Инвестиционные расходы	млрд руб	141	141
Операционные расходы	млрд руб	232	232
$NPV_{15\ LF2025}$	млрд руб	-25,7	153,2

Таблица 5 – Технико-экономические показатели разработки месторождения № 2 при применении льготы Ктриз

Показатели проекта		Месторождение № 2	
		базовый	Δ
Добыча нефти в рамках проекта	тыс.т	13 954	–
Ввод доб. скважин из бурения	скв.	71	–
Рентабельный период	лет	31	–
Выручка от реализации	млрд руб	853	–
Налоги и платежи	млрд руб	368	-40%
– НДПИ	млрд руб	313	-59%
– пр. налоги и пошлины	млрд руб	55	71%
Инвестиционные расходы	млрд руб	141	–
Операционные расходы	млрд руб	232	–
$NPV_{15\ LF2025}$	млрд руб	4,7	-647%

Применение коэффициента Ктриз существенно меняет распределение налоговой нагрузки и финансовые результаты месторождения № 2. НДПИ снижается на 60%, однако другие налоговые платежи, зависящие от прибыли, напротив, увеличиваются на 71%. В абсолютном выражении налоговые выплаты уменьшаются с 515 до 368 млрд руб за проектный период. Чистый дисконтированный доход, отрицательный в исходном сценарии, при использовании Ктриз выходит в положительную область (NPV ≈ 4,7 млрд руб). Рентабельный период составит 31 год. Компания получает стимул осваивать данное месторождение, а государство гарантированные налоговые платежи.

Таким образом, применение коэффициента Ктриз продемонстрировало свою эффективность для оценки экономической эффективности разработки как истощенных, так и новых месторождений. Он может стать универсальным инструментом налогового стимулирования, повышающим рентабельность разработки активов с различными геолого-физическими характеристиками.

Вывод. Таким образом, в рамках исследования:

1) Показано, что истощение традиционных запасов месторождений усиливает необходимость вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов;

2) Зафиксированы причины невовлечения в разработку ТРИЗ в условиях действующей налоговой системы;

3) Разработаны предложения по совершенствованию фискальных механизмов, адаптированных к экономическим и технологическим особенностям разработки ТРИЗ с целью повышения ее инвестиционной привлекательности;

4) Проведена апробация предложенных подходов, путём экономической оценки на примере участков недр с трудноизвлекаемыми запасами;

5) Обоснована привлекательность введения новых стимулирующих коэффициентов для всех участников топливно-энергетического рынка.

При реализации предложенных подходов недропользователь имеет возможность на протяжении длительного периода рентабельно разрабатывать месторождения, считавшихся ранее экономически неэффективными из-за нерационального формирования налоговой нагрузки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Налоговый Кодекс, часть вторая, глава 26 Налог на добычу полезных ископаемых.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ОБЛИКА ПОДЗМЕНЫХ ВОД ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ НЕФТЕДОБЫЧИ

Сорокина Е.Д.
Рук. Абдрашитова Р.Н.
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»
Нефтегазовый институт, kate.sorokina.20162@mail.ru

Одной из самых распространенных и экономически значимых отраслей является нефтедобыча, оказывающая значительное воздействие на окружающую среду, что актуально для Западно-Усть-Балыкского месторождения. Одним из ключевых элементов окружающей среды выступают подземные воды, которые могут подвергаться трансформации под воздействием различных процессов, связанных с добычей нефти.

Административно Западно-Усть-Балыкское месторождение относится к Нефтеюганскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Согласно нефтегеологическому районированию, нефтяное месторождение находится в западной части Сургутского нефтегазоносного района и принадлежит Среднеобской нефтегазоносной области.

Западно-Усть-Балыкское месторождение было открыто в 1985 г. По объему своих запасов нефтяное месторождение относится к категории мелких месторождений.

На первоначальном этапе эксплуатации месторождения добыча нефти велась в естественном режиме, без закачки воды в продуктивные пласты. Но с 2011 года на месторождении проводится закачка вод в продуктивные горизонты для повышения нефтеотдачи. Для этого используются подземные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса [1].

Процессы, связанные с добычей нефти, могут приводить к гидродинамическим изменениям, к загрязнению подземных вод, а также изменению их химического состава, влияя на концентрации различных химических элементов.

На трансформацию гидрогеохимического состава подземных вод влияют объемы извлекаемых и закачиваемых вод в недра. Значительные объемы вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса попадают в ниже залегающие продуктивные горизонты неокомских и юрских отложений, а излишки попутных вод – в данный водоносный комплекс. На Западно-Усть-Балыкском нефтяном месторождении накопленные объемы отбора вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса составили 14709 тыс. $м^3$, а накопленные объемы утилизации излишков попутных вод в описанный ранее водоносный комплекс достигли 10715,1 тыс. $м^3$ [1].

По существующим данным многолетних исследований гидрогеохимического опробования апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Усть-Балыкского месторождения были проанализированы концентрации основных химических компонентов подземных вод в период с 2011 по 2023 года. Концентрации Na^++K^+ варьировали в пределах 55–60 мг/$дм^3$, Ca^{2+} – 300-420 мг/$дм^3$, Mg^{2+} – 70–150 мг/$дм^3$, Cl^- – 93–103 мг/$дм^3$, HCO_3^{-} – 210–370 мг/$дм^3$. Анализируя данные, можно сделать вывод о том, что значительных изменений в соотношении основных компонентов не наблюдалось, но возникает вопрос о качестве проводимых наблюдений за подземными водами. Поэтому необходимо пересмотреть комплексный мониторинг и разработку эффективных мероприятий в период эксплуатации нефтяного месторождения для минимизации воздействия на водные ресурсы.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Плавник А.Г., Сальникова Ю.И., Абдрашитова Р.Н. Гидрогеохимический мониторинг апт-альб-сеноманского водоносного комплекса в центральных районах Западно-Сибирского мегабассейна в связи с высокой техногенной нагрузкой. – Тюмень: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук Западно-Сибирский филиал; Тюменский индустриальный университет 2024. DOI 10.33764/2618-981X-2024-2-1-145-150.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF USING NON-STATIONARY FLOODING IN LOW-PERMEABLE RESERVOIRS IN WESTERN SIBERIA

Струков Е.В., Хайруллин А.А.
Strukov E.V., Khayrullin A.A.
Россия, Югорский государственный университет, 20strukov03@mail.ru

На финальных этапах освоения большинства месторождений коэффициент извлечения нефти составляет порядка 25–40%. Это означает, что в недрах находится огромное количество еще не извлеченных запасов углеводородов. Поэтому всё актуальнее становится внедрение эффективных методов повышения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях. Одним из таких методов является нестационарное заводнение, которое подтвердило свою результативность при регулировании разработки месторождений России. Нестационарное заводнение – гидродинамический метод увеличения нефтеотдачи, улучшающий эффективность заводнения при наличии неоднородной проницаемости в коллекторе. В работе приведен анализ результатов моделирования нестационарного заводнения в условиях низкопроницаемого коллектора.

Как известно, Западная Сибирь является основным нефтедобывающим регионом нашей страны. Разработка первого месторождения в регионе началась более 60 лет назад, и с тех пор было открыто более 400 различных месторождений. На текущий момент, большая часть разрабатываемых месторождений находятся на последних стадиях разработки, для эффективной добычи нефти на которых необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи. К данным методам относится нестационарное заводнение (НЗ), суть которого заключается в периодичности работы нагнетательных скважин в неоднородном коллекторе, благодаря чему происходит перераспределение давления и вовлечение в разработку ранее не дренируемых запасов нефти [1, 2].

Существуют различные методы интерпретации слоистой неоднородности пласта, в работе для моделирования процесса используется четырехслойная модель, разработанная в ООО «КогалымНИПИнефть», учитывающая наличие литологической связанности низко- и высокопроницаемых пропластков (рис. 1).

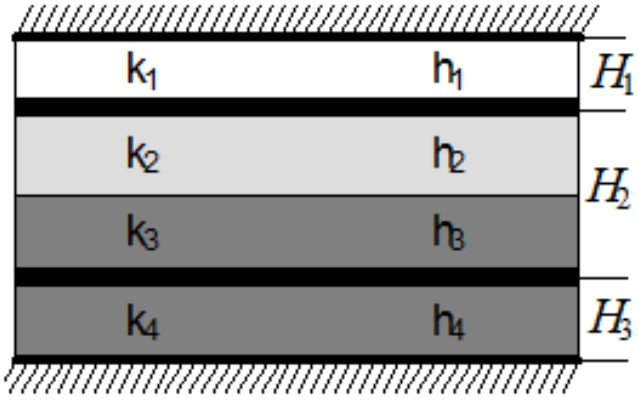


Рис. 1 – Четырехслойная геолого-статическая модель, как упрощенный аналог слоистого пласта

На основании указанной методики рекомендуется объединить слои со схожей проницаемостью в один обобщенный слой. Полученная таким образом четырехслойная модель учитывает связанную неоднородную

часть пласта (слои 2 и 3), именно ту часть, в которой возможны вертикальные перетоки из-за неравномерного перераспределения давления [3, 4].

Для проведения моделирования нестационарного заводнения был выбран участок, соответствующий проекту по проведению НЗ на ближайшие годы (рис. 2). Как видно из карты текущих отборов, скважины участка обладают высокой обводненностью (свыше 95%), дебиты по нефти не превышают 5т/сут. Исходя из этого, предполагается, что проведение циклического заводнения окажет на участок положительный эффект, в виде снижения обводненности и получения прироста добычи нефти. Свойства пропластков выбранного участка представлены в таблице 1.

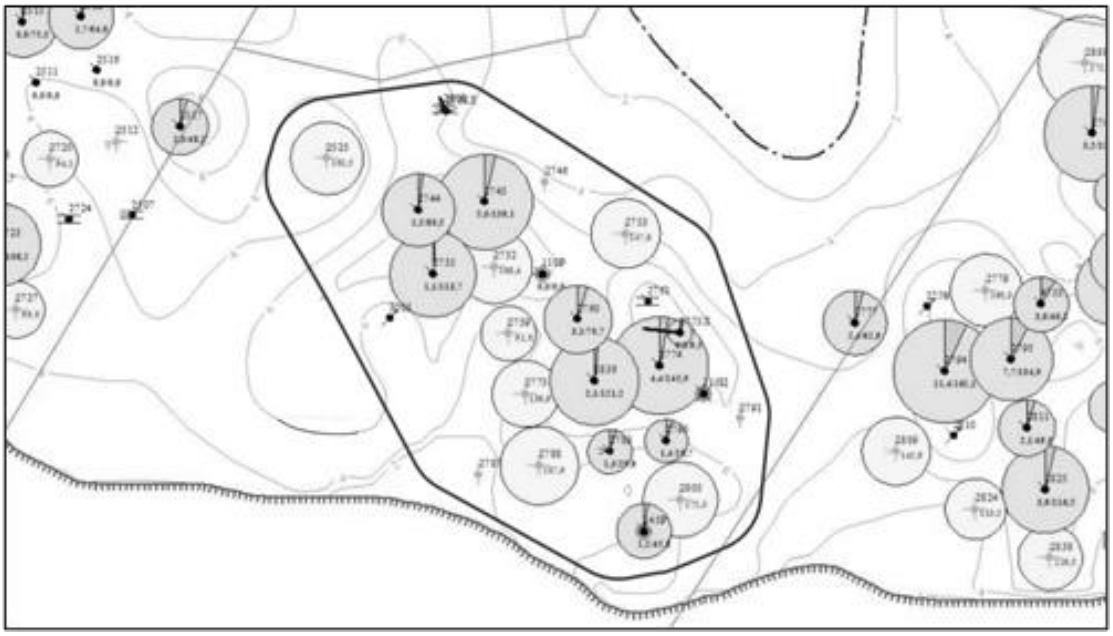


Рис. 2 – Карта текущих отборов с участком скважин для проведения операции НЗ

Таблица 1. Параметры пропластков

Виды пропластков	K, мД	h, м	m, д.е.
Низкопроницаемый связный	25,71	0,88	0,21
Низкопроницаемый изолированный	28,5	1,45	0,21
Высокопроницаемый изолированный	422,73	0,88	0,25
Высокопроницаемый связный	397,79	1,57	0,24

Расчеты операций нестационарного заводнения производились с помощью программного комплекса тНавигатор. На рисунке 3 представлена гидродинамическая модель выбранного участка для проведения моделирования заводнения. В ходе расчетов рассматривались разные циклы проведения: 5/5, 15/15, 30/30, 45/45, 60/60, 90/90, 180/180; также в качестве изменяемых параметров при моделировании варьировались годовые объемы закачиваемой воды в пласт, которые изменялись от 80% до 150% в сравнении с базовым вариантом. Одним из критериев эффективности циклической закачки воды в пласт является, снижение обводненности продукции реагирующих добывающих скважин участка и, соответственно, снижение количества подтоварной воды.

В качестве базового варианта приняты результаты моделирования при текущем состоянии разработки выбранного участка. По результатам наблюдается увеличение эффективности заводнения при возрастании объемов закачиваемой воды в работающие нагнетательные скважины, также заметен рост среднего

пластового давления, что объясняется увеличением коэффициента компенсации по сравнению с базовым вариантом.

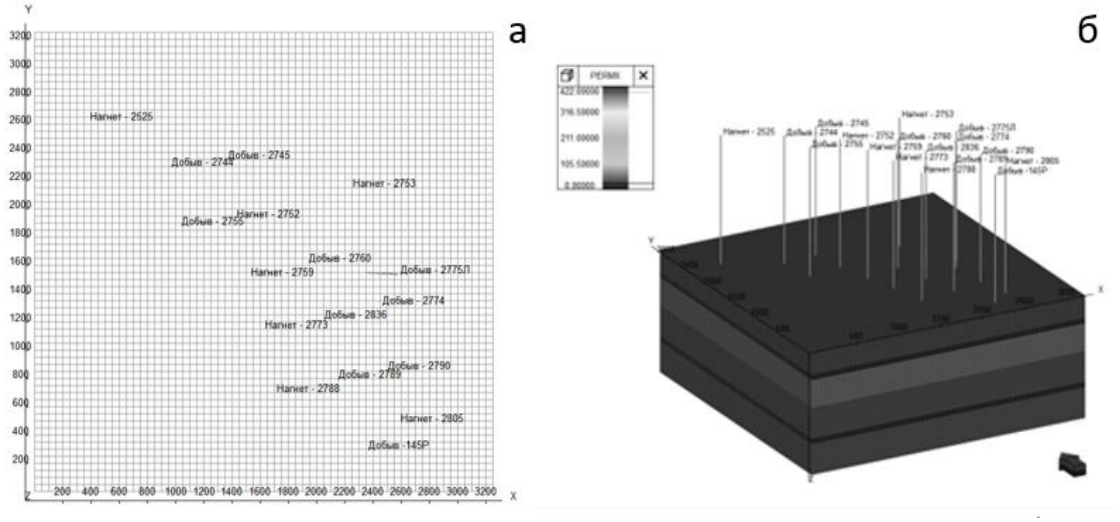


Рис. 3 – Моделируемый участков в программе тНавигатор:
а – расположение сетки скважин вид сверху, б – 3Д сетка с распределением проницаемости по слоям

Суммарно было проведено моделирование 28 различных вариантов нестационарного заводнения на выбранном участке. Проведен анализ полученных значений накопленной добычи, среднего пластового давления и обводненности добываемой продукции. По итогу, можно сказать, что НЗ показывает положительные результаты применения, удельная эффективность варьируется в зависимости от значений закачиваемых объемов воды в пределах 100–3000 т нефти, также стоит учесть, что при реализации нестационарного заводнения не рекомендуется на участке и в сопредельных скважинах выполнять мероприятия по интенсификации добычи нефти для достижения оптимального результата проведения операции.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Кузьменков С.Г. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / С.Г. Кузьменков, М.И. Королев, М.В. Новиков [и др.] // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 3. – С. 129–139.
2. Илюшин Павел Юрьевич, Балдина Татьяна Рэмовна, Санникова Надежда Сергеевна, Равелев Кирилл Алексеевич Обоснование внедрения технологии циклического заводнения на геологически неоднородном объекте нефтяного месторождения пермского края // Известия ТПУ. 2022. № 3.
3. Гуляев В.Н. Исследование влияния нестационарного заводнения на эффективность разработки месторождений ООО «Лукойл-Западная Сибирь» / В.Н. Гуляев, Н.П. Захарова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 9. – С. 48–51.
4. Аубакиров А.Р. Проектирование оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7.

ПРИМЕНЕНИЕ ИК-МИКРОСКОПИИ И СКАНИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ В ИССЛЕДОВАНИИ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЯНЫХ СЛАНЦЕВ

APPLICATIONS OF MICRO-FTIR AND SEM IN OIL SHALE SURFACE RESEARCH

Таныкова Н.Г., Полюшенко П.В., Чудова Е.С., Петрова Ю.Ю.
Tanykova N.G., Polyushenko P.V., Chudova E.S., Petrova Yu.Yu.
Россия, БУ ВО «Сургутский государственный университет», tanykova_ng@surgu.ru

В условиях истощения традиционных месторождений нефти и газа альтернативным источником углеводородов (УВ) являются нефтяные сланцы. Однако поиск, разработка и добыча таких нетрадиционных запасов затруднена из-за сложного химического состава и неоднородной структуры. Нефтяные сланцы представляют собой мелкозернистую породу слоистого сложения, в состав которой входят глинистые, кремнистые и карбонатные минералы. Органическое вещество (ОВ) представлено преимущественно керогеном, состав которого уникален для каждого месторождения, находится в связанном состоянии с минеральными компонентами породы и распределено крайне неравномерно, образуя локальные скопления или слои. Это связано с условиями осадконакопления и диагенеза, которые определяют исходное распределение органического вещества. Понимание структуры, состава и характера распределения органического вещества в нефтяных сланцах является ключевым аспектом для эффективной разведки, добычи и их переработки.

Методы инфракрасной микроскопии (ИК-микроскопии) и сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) с возможностью локального элементного анализа методом энергодисперсионной спектроскопии (ЭДС) являются мощными инструментами для исследования нефтяных сланцев. ИК-микроскопия позволяет идентифицировать различные функциональные группы ОВ (например, алифатические фрагменты, ароматические, кислородосодержащие и др.) и минералов (глинистых, кремнистых и карбонатных), не требует разрушения образца, что позволяет сохранить его структуру для дальнейших исследований, при использовании различных инструментов визуализации создавать химические карты распределения ОВ и минералов в образце [1]. СЭМ позволяет изучать поверхность образца с нанометровым разрешением для анализа микроструктуры породы, включая поры, трещины и границы между минералами и ОВ, предоставляет детальную информацию о морфологии поверхности, включая текстуру и пористость, в сочетании с ЭДС позволяет определять элементный состав нефтяных сланцев [2]. Комплексное применение этих методов предоставляет максимально полную информацию о химическом составе, структуре и свойствах породы, что необходимо для разработки эффективных технологий добычи УВ и их переработки.

Объектом исследования выбрали образец нефтяного сланца Салымского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, отобранный с глубины ~2900 м. Согласно данным программируемого пиролиза Rock-Eval, образец характеризуется высоким содержанием органического углерода (TOC = 9.6±0.5 масс. %) и содержит зрелое органическое вещество (T_{max} = 432–436° C), находящееся в активной фазе генерации УВ (PI = 0.1, что соответствует главной зоне нефтеобразования).

Поверхность образца анализировали методом ИК-микроскопии в режиме нарушенного полного внутреннего отражения (Ge-кристалл). ИК-спектры поверхности получены в диапазоне 4000–700 $см^{-1}$ с разрешением 4 $см^{-1}$. На основании структурно-группового анализа и с учетом классификации пород баженовской свиты [3] образец относится к глинисто-карбонатно-кремнистым породам переменного состава. Для минеральной матрицы идентифицировали полосы в области:

- 1450–1410 $см^{-1}$ и 875–870 $см^{-1}$ – валентные и деформационные колебания связей карбонат-аниона (CO_3^{2-}), характерные для карбонатных минералов, таких как кальцит или доломит;

- 1100–1000 $см^{-1}$ – соответствуют валентные колебания связей Si–O–Si, характерные для глинистых и кремнистых минералов по типу каолинита и кварц (основные компоненты минеральной матрицы);
- 850–750 $см^{-1}$ – валентные колебания связей SiO_2, характерные для кварца.

Полосы, в диапазоне 2910–2890 $см^{-1}$ соответствующие валентным колебаниям связей C–H в алифатических фрагментах ОВ, указывают на наличие углеводородных цепей, характерных для керогена и битумоидов.

Содержание ОВ и минеральных компонентов породы оценивали, нормируя ИК-спектры по наиболее интенсивным полосам функциональных групп кварца (799 $см^{-1}$), глинистых (1051$см^{-1}$), карбонатных (1450 $см^{-1}$) минералов и алифатических фрагментов ОВ (2910 $см^{-1}$).

Согласно полученным данным, минералогический состав образца характеризуется следующим распределением: содержание глинистых минералов составляет 65.0±1.9 масс. %, карбонатных минералов – 20.0±2.1 масс. %, кварца – 14.0±1.4 масс. %. Результаты картирования поверхности образца по интенсивности полосы поглощения алифатических фрагментов в области ~2910 $см^{-1}$ позволили выделить несколько зон с различным содержанием ОВ: синие (преобладающие) характеризуются низкой интенсивностью полосы поглощения, что соответствует низкому содержанию ОВ (менее 1 масс. %); в зеленых зонах интенсивность полосы поглощения средняя, что указывает на содержание ОВ в пределах 1.0±0.3 масс. %; красные (единичные) отличаются высокой интенсивностью полосы поглощения, свидетельствующей о повышенном содержании ОВ (до 6 масс. %); на участках, обозначенных фиолетовым цветом полосы поглощения, соответствующие ОВ, отсутствуют. Полученные результаты свидетельствуют о крайне неоднородном распределении ОВ на поверхности образца нефтяного сланца, что предполагается может быть связано с особенностями осадконакопления и диагенеза, а также с локальными вариациями состава минеральной матрицы.

Методом СЭМ изучили морфологию поверхности образца нефтяного сланца, которая характеризуется наличием порового пространства, заполненного подвижными УВ и керогеном. В образце преобладают мезопоры с размерами от 10 до 200 мкм, тогда как микропоры (менее 10 мкм) встречаются реже, а макропоры не обнаружены. По форме в основном преобладают щелевидные поры, измеряемые по длине и анизометричные поры, измеряемые по длине и ширине. Изометричные поры, измеряемые как диаметр круга, наблюдали крайне редко. На снимках высокого разрешения дополнительно наблюдали крупные кристаллические включения серы, сферолиты пирита, что свидетельствует о его кристаллизации в восстановительных условиях окружающей среды, небольшие включения кварца и кальцита в виде обломков, расположенные вокруг пор. Полученные данные свидетельствуют о сложной морфологии порового пространства, что играет ключевую роль в процессах миграции и аккумуляции углеводородов в нефтяных сланцах.

Результаты элементного анализа показали, что основная массовая доля в образце приходится на кислород, кремний и углерод. Углерод, составляющий 20 масс. %, присутствует как в составе карбонатных минералов (например, арагонит, доломит, кальцит), так и в форме углеродсодержащих органических соединений, включая кероген. Наличие карбонатных минералов подтверждается также присутствием кальция (6 масс. %). Высокое содержание кремния (21 масс. %) свидетельствует о входящих в состав нефтяного сланца глинистых и кремнистых минералов. Глинистые минералы дополнительно подтверждаются присутствием калия (1 масс. %) и алюминия (4 масс. %). На присутствие пирита в составе породы указывает обнаружение серы (4 масс. %) и железа (6 масс. %).

Таким образом, использование методов ИК-микроскопии и СЭМ в комплексном исследованием нефтяных сланцев предоставляет детализированные данные о структуре и составе породы и о распределении ее компонентов. Это способствует не только углублению научных знаний, но и в перспективе

развитию новых подходов к оценке генерационного потенциала и разработке инновационных технологий для эффективного освоения ресурсов нефтяных сланцев.

Работа выполнена при финансовой поддержке Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (проект № 2023-227-08, приказ от 20.06.2023 № 10-П-1534).

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Chen Y. Applications of micro-Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR) in the geological sciences – A Review / Y. Chen, C. Zou, M. Mastalerz [et al.] // Int. J. Mol. Sci. – 2015. – V. 16. – № 12. – P. 30223-30250.
2. İnan S. Formation and occurrence of organic matter-hosted porosity in shales / S. İnan, H. Al Badairy, T. İnan, A. Al Zahrani // Int. J. Coal Geol. – 2018. – V. 199. – P. 39–51.
3. Макарова О.М. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях / О.М. Макарова, Н.И. Коробова, А.Г. Калмыков [и др.] // Георесурсы. – 2017. – № С. – Ч. 1. – С. 155–164.

ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕЙ ЮРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА ПУТЕМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗНЫХ МЕТОДИК

FACIES-CYCLIC ANALYSIS OF THE MIDDLE JURASSIC DEPOSITS OF THE KRASNOLENINSKY ARCH BY COMBINING THE RESULTS OF DIFFERENT METHODS

Тасаковская М.А.
Tasakovskaya M.A.
Россия, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»

Крупные нефтяные месторождения давно открыты и разведаны, интенсивная добыча нефти истощает их, что приводит к поиску новых путей увеличения добычи нефти. Фациально-циклический анализ позволяет реконструировать условия осадконакопления, существовавшие в прошлые периоды истории Земли. С помощью фациального анализа можно определить наиболее благоприятные обстановки для формирования пород-коллекторов, а, следовательно, выявить участки с невыработанными запасами углеводородов для дальнейшей расстановки эксплуатационного фонда скважин.

Для определения обстановок осадконакопления использовались следующие методы:

– фациально-циклический анализ с использованием атласа-определителя В.П. Алексеева;

– динамический анализ;

– электрометрические модели фаций.

В основе фациально-циклического анализа заложено представление о циклической повторяемости в разрезе комплексов литогенетически связанных пород. Подобная повторяемость вызвана периодичными изменениями условий осадконакопления, которые, в свою очередь, являются следствием проявления дифференцированных колебательных движений земной коры, предопределяющих направленную смену фациальных обстановок осадконакопления. Понимание фации, как составной части цикла позволяет беспрепятственно выполнять фациальную реконструкцию по ряду диагностических признаков, присущих той или иной обстановке осадконакопления.

Основные методологические принципы фациально-циклического анализа использовались при составлении «Атласа фаций юрских терригенных отложений» [1]. Описание фаций в Атласе проведено по единой схеме, включающей следующие характеристики терригенных пород: гранулометрический состав, соотношение различных фракций, текстура, растительные остатки, контакты и парагенезис с другими фациями. Все диагностические признаки отложений объединены в сводную таблицу.

Для удобства анализа кернового материала составлена диагностическая таблица, в которой дублируются основные диагностические признаки с атласа-определителя: гранулометрический состав, текстура, растительные остатки. По изучаемому объекту в разрезе месторождений таблица заполнена по скважинам с керном с указанием информации о скважине, наличия признаков УВ и особых диагностических признаков, таких как минералы-индикаторы, деформация осадка, ихнофоссилии и т. д. (рисунок 1).

Дополнительно для анализа межскважинного пространства использовались динамический анализ и электрометрические модели фаций. Данные методы позволили уточнить границы палеоканалов [2, 3].

Используя все вышеперечисленные методы для фациального анализа, составлены схемы фациального районирования отдельно по пластам (рисунки 2–4).

Обстановка осадконакопления – это малоподвижное мелководье, полуизолированное в юго-восточной части, разрываемое мелкими прибрежными водотоками.

Информация о прослое					Признаки УВ	Гран. состав							Текстура							Растительные остатки						Особые диагностические признаки
						Гранулометрический состав							Текстура							Растительные остатки						
№скв	Пласт	Интервал долбления	№ слоя	Толщина слоя, м	Признаки УВ	Углистые породы	Аргиллит	Алевролит		Песчаник			массивная	Слоистость						корневые остатки	обломки древесины	крупный детрит	мелкий детрит	сечка	атрит	Примечание
								м/з	к/з	т/з	м/з	с/з	к/з		горизонтальная	пологолинистая	линзовидно-волнистая	косоволнистая	косая							
		2542,23-2555,28	19	0.33			+	+	+					+												пирит
		2542,23-2555,28	20	1.63			+						+													аргиллитуглистый, текстура мутьевого потока, УМ, пирит
		2542,23-2555,28	21	0.5		-	+	-	-				+										+			оползания, пирит
		2542,23-2555,28	22	0.34		-	+				+				+								+			оползания, биотурбация, аргиллиты углистые
		2542,23-2555,28	23	0.9			+	-	-		-				+								+			взмучивания, пирит, СУМ
		2555,28-2568,46	1	0.75			+				+				+								+			взмучивание (волнения с биотурбацией), СУМ, пирит, следы оползания, ассоциаты мутьевые
		2555,28-2568,46	2	1.36			+				-		+									+	+			аргиллиты углистые, сидерит, пирит
		2555,28-2568,46	3	1.28			+	-			-												+			оползания, аргиллиты углистые, пирит
		2555,28-2568,46	4	0.22	+	-	+				-															оползания, СУМ, пирит
		2555,28-2568,46	5	0.27			+	-															+			оползания, пирит
		2555,28-2568,46	6	0.24			+				+												+			СУМ
		2555,28-2568,46	7	0.25	+		-				+	+			+								+			СУМ, пирит, деформации осадка
		2555,28-2568,46	8	1.18			+	-	-		-			+	+								+			СУМ, пирит
		2555,28-2568,46	9	0.48	+		+				+				+								+			СУМ
		2555,28-2568,46	10	0.62			+	-			-				+								+			взмучивания

Рис. 1 – Диагностическая таблица

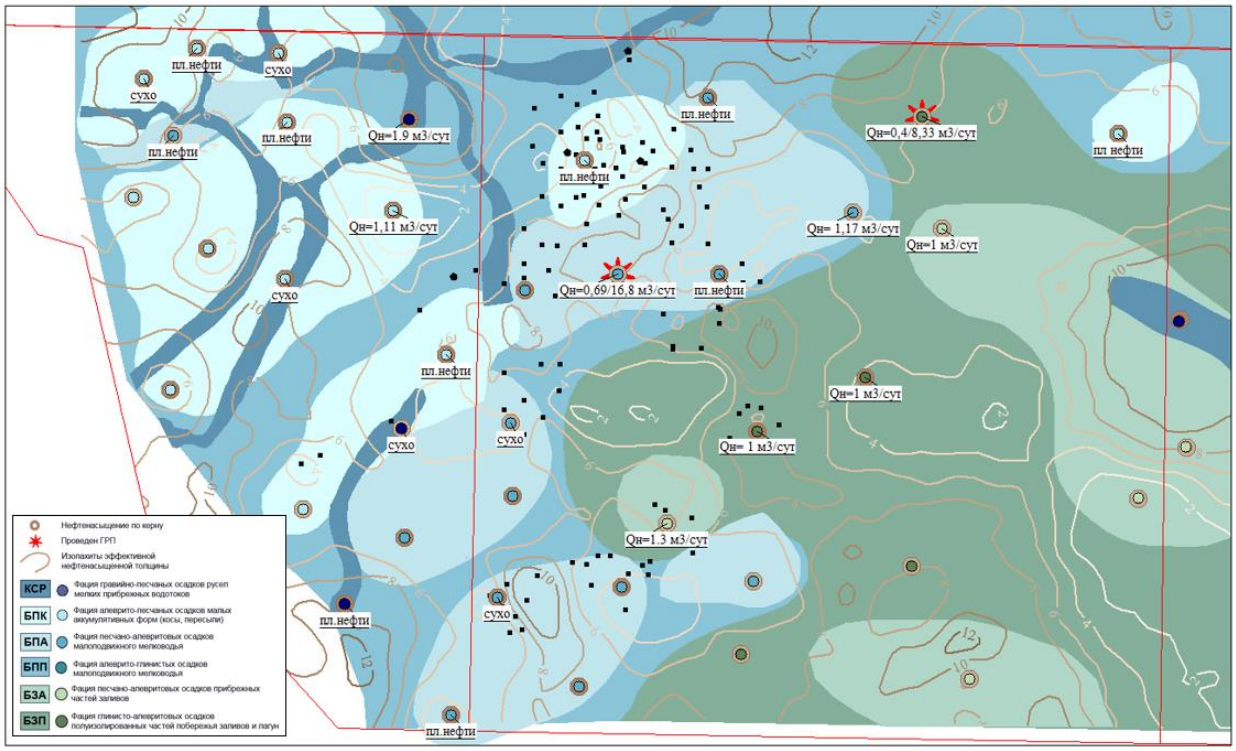


Рис. 2 – Схема фациального районирования по пласту Х

Характерными признаками малоподвижного прибрежного мелководья являются различные типы волнистых текстур, нарушенные взмучиваниями, оползаниями, следами биотурбации. В нескольких скважинах обнаружены трещины синерезиса, что говорит об изменении солености воды. Следовательно, указывает на переходную обстановку.

Наличие полуизолированной части мелководья в юго-восточной части территории подтверждает большое количество углистого материала и растительных остатков (харовые водоросли, листья папоротника), наличие минералов-индикаторов пирита и сидерита.

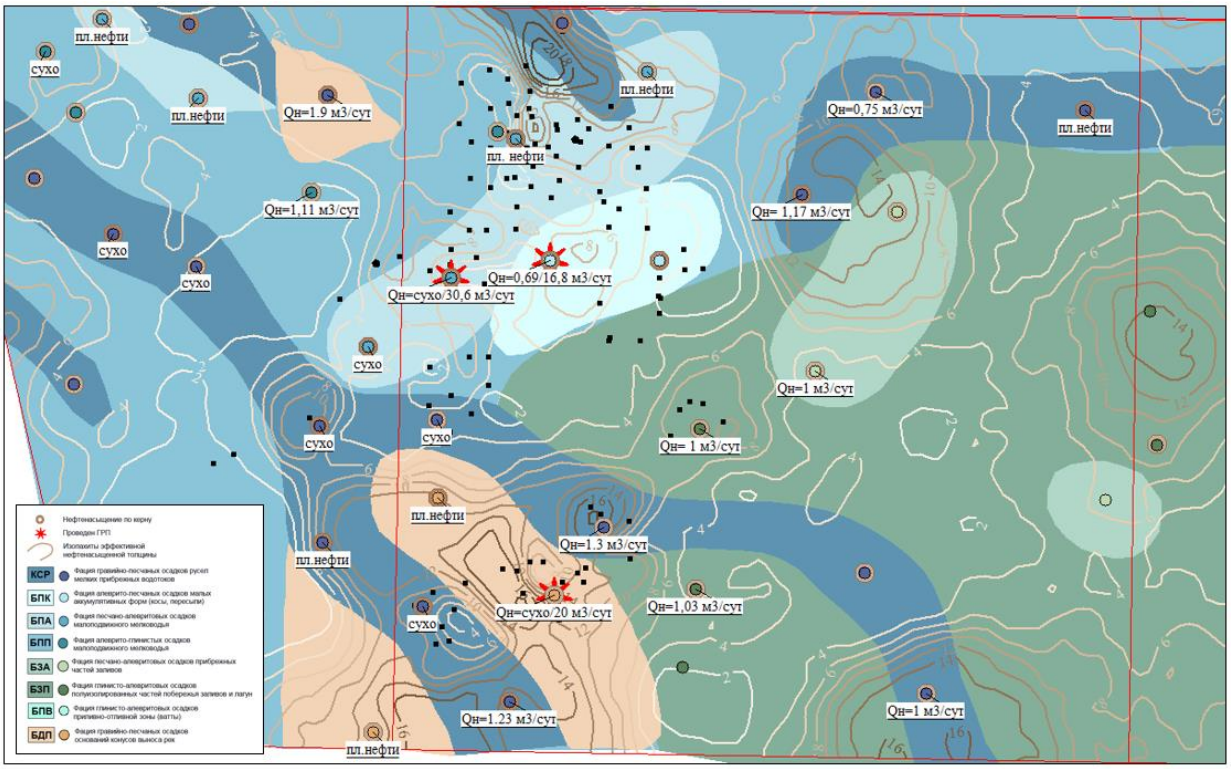


Рис. 3 – Схема фациального районирования по пласту Y

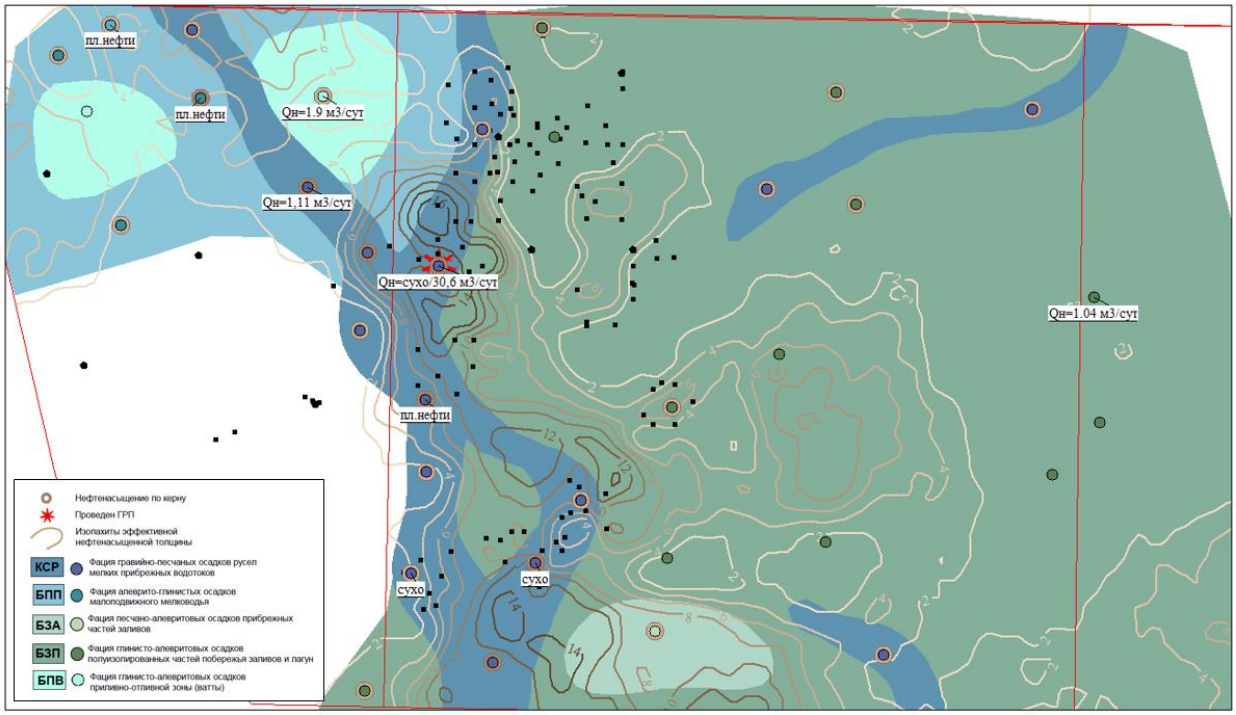


Рис. 4 – Схема фациального районирования по пласту Z

По седиментационному срезу пласта X выделены палеоканалы (русло малого прибрежного водотока). На пластах Y и Z седиментационный срез не информативен, поэтому границы фаций проведены условно.

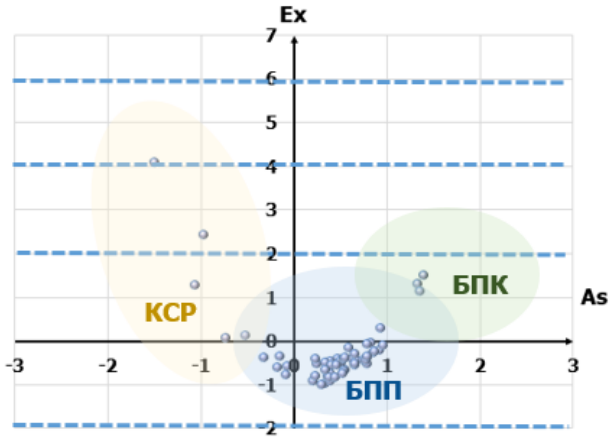


Рис. 5 – Динамо-генетическая диаграмма К.К. Гостинцева

Для подтверждения схем фациального районирования построена диаграмма К.К. Гостинцева (рисунок 5). По диаграмме можно сделать вывод, что формирование отложений проходило в фациальных обстановках застойных зон и слабых течений (фация БПП), в зоне мелководья и морских фаций (БПК), фаций руслового генезиса (КСР).

Оценены фильтрационно-емкостные свойства в разных фациях. Построены графики зависимостей $К_{пр}$ от $К_{п}$ в скважине отдельно по пластам и с разделением на фации (рисунок 6). По графикам видно, что наилучшими ФЕС обладают фации КСР, БПК, БПА. Также, стоит отметить, что с глубиной коллекторские свойства ухудшаются.

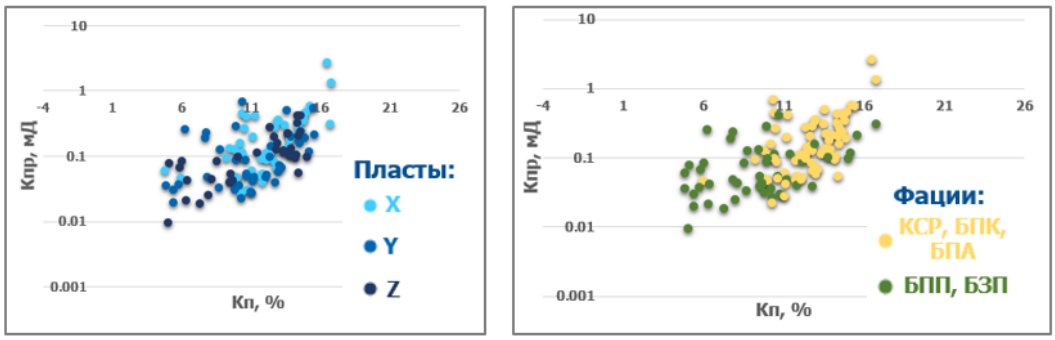


Рис. 6 – Фильтрационно-емкостные свойства в скважине

В итоге, наиболее благоприятная обстановка, где накапливались толщи песчаников – это фации КСР и БПК, которые распространены в северо-западной части территории.

Фациальный анализ имеет важную роль в построении геологической модели. Зная обстановку осадконакопления можно детализировать геологическую модель, проследить закономерности распространения пород в пространстве, выявить наиболее перспективные области для накопления углеводородов, более качественно спрогнозировать фильтрационно-емкостные характеристики в резервуаре, что позволяет повысить надежность петрофизического моделирования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии) / В.П. Алексеев. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.

2. Ежова А.В. Литолого-фациальный анализ нефтегазоносных толщ / А.В. Ежова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 112 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА ПЛАСТОВОЙ ПРОДУКЦИИ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ВНУТРИТРУБНОГО УСТРОЙСТВА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОТБОРА ГАЗА ПЕРЕД МУЛЬТИФАЗНЫМ НАСОСОМ

OPTIMISATION OF THE RESERVOIR RECOVERY SYSTEM BY INSTALLING AN IN-LINE SEPARATOR UPSTREAM OF A MULTIPHASE PUMP

Тлеков Ф.Р.
Tlekov F.R.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», Fanis.Tlekov@lukoil.com

На рис. 1 представлена принципиальная схема сбора пластовой продукции морских месторождений, а также указаны уровни загруженности установок подготовки нефти (УПН). Месторождение 3 расположено в непосредственной близости от месторождения 2, благодаря чему используется уже построенная инфраструктура. Это позволило сократить сроки и затраты на обустройство месторождения 3.

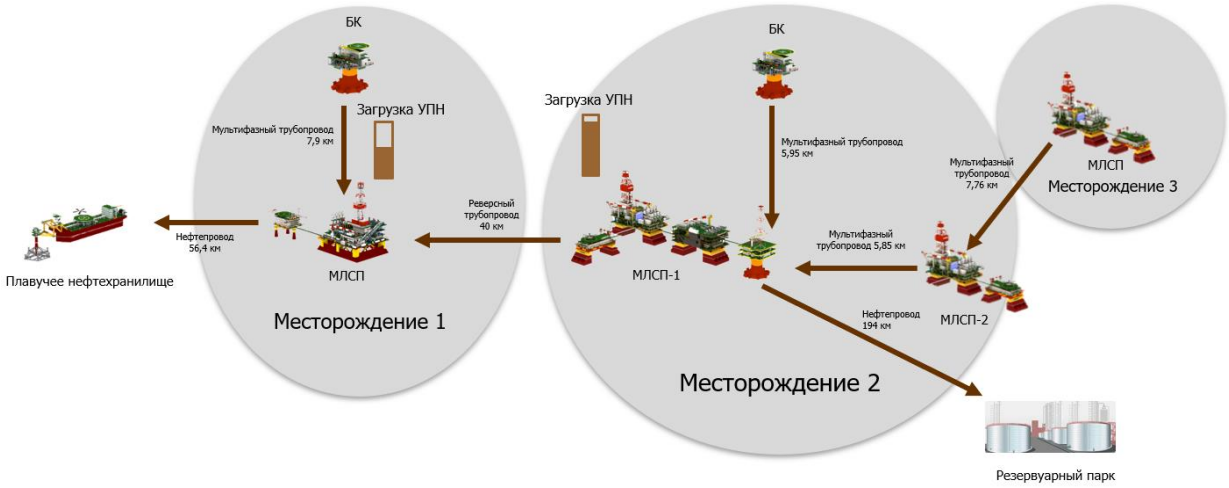


Рис. 1 – Принципиальная схема сбора

После ввода в эксплуатацию месторождения 3 пластовую продукцию направили для подготовки на месторождение 2, где из-за загруженности УПН, для обеспечения стабильной подготовки нефти и выполнения плановых показателей по добыче, пластовый продукт с МЛСП-1 месторождения 2 направили на УПН месторождения 1. С помощью мультифазного насоса пластовая продукция направляется максимум с 3-х скважин МЛСП-1, перевод пластовой продукции с 4-х скважин позволит перераспределить нагрузку на УПН месторождениях 1 и 2 и получить дополнительную добычу.

На рис. 2 представлены основные технические характеристики мультифазного насоса, по которому видно, что максимальный расход ГЖС в рабочих условиях при дифф. давлении на насосе 21 бар – 742 м3/ч (при 1570 об/мин). На верхнем графике справа указана зависимость производительности насоса от частоты оборотов для дифф. давления 21 бар. На нижнем графике справа указана зависимость производительности МФНС от дифф. давления на постоянных оборотах 1458 об/мин. Таким образом, МФНС может прокачать более 742 м3/ч ГЖС при диф. давлении менее 21 бар. Для исключения недоборов при работе 4-х скважин в реверсный трубопровод через МФНС необходима модернизация существующей схемы.

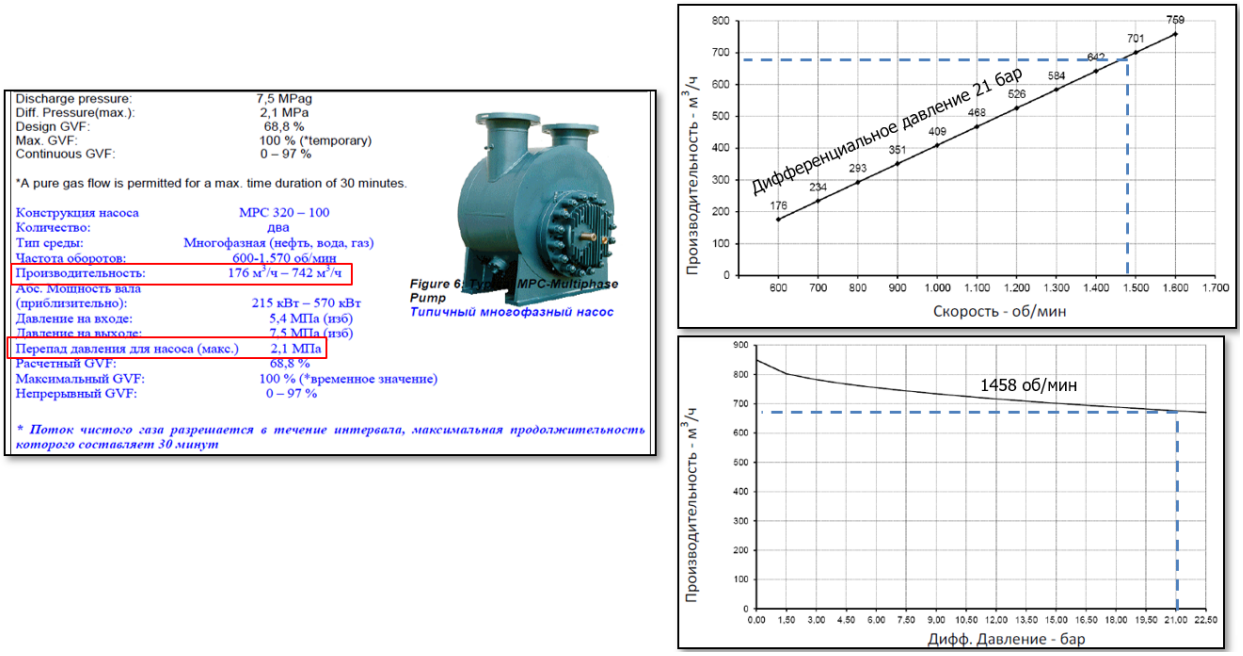


Рис. 2 – Основные технические характеристики насосного оборудования

На рис. 3 представлен принципиальный вид транспортировки газожидкостной смеси с 3 скважин м/р им. В. Филановского на м/р им. Ю. Корчагина. Расход газожидкостной смеси (ГЖС), прокачиваемый насосом, составляет 730 м3/ч, большую часть объема в трубопроводе занимает газ.

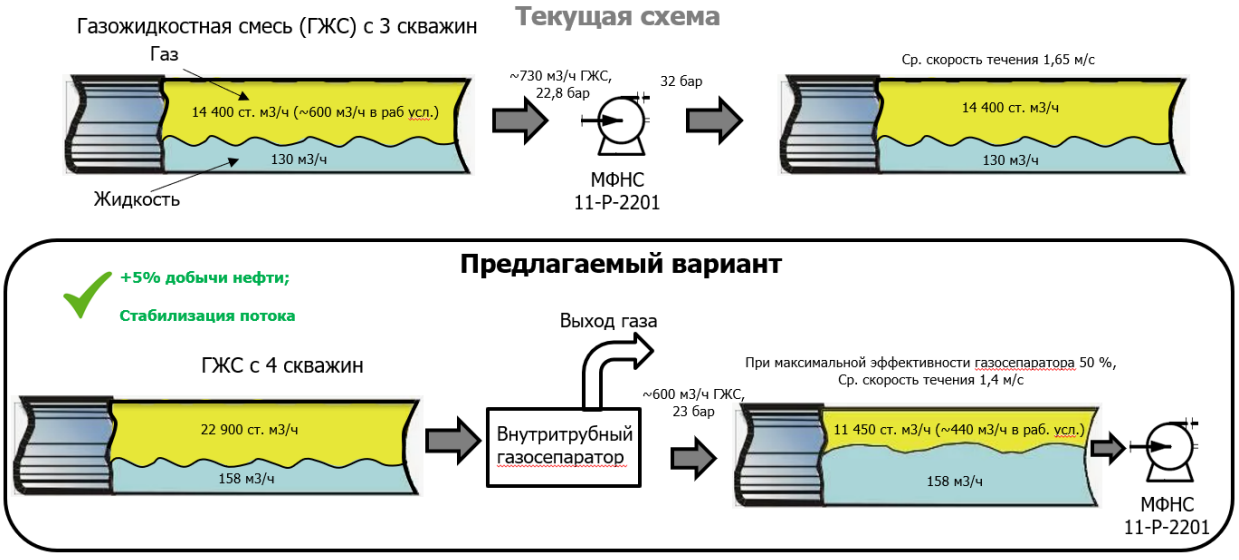


Рис. 3 – Принципиальный вид транспортировки газожидкостной смеси

В случае, если установить перед насосом внутритрубный газосепаратор и с помощью его отделить часть свободного газа из данной пластовой продукции, то можно будет перевести в реверсный нефтепровод 4 скважины. Расход ГЖС в этом случае составит 600 м3/ч (расчеты были проведены в ПО UniSim Design).

Также стоит отметить, что за счет установки внутритрубного газосепаратора достигается стабилизация потока в реверсном нефтепроводе в условиях приема дополнительного объема пластовой продукции, а также пульсационного режима, возникающего при приеме очистных устройств.

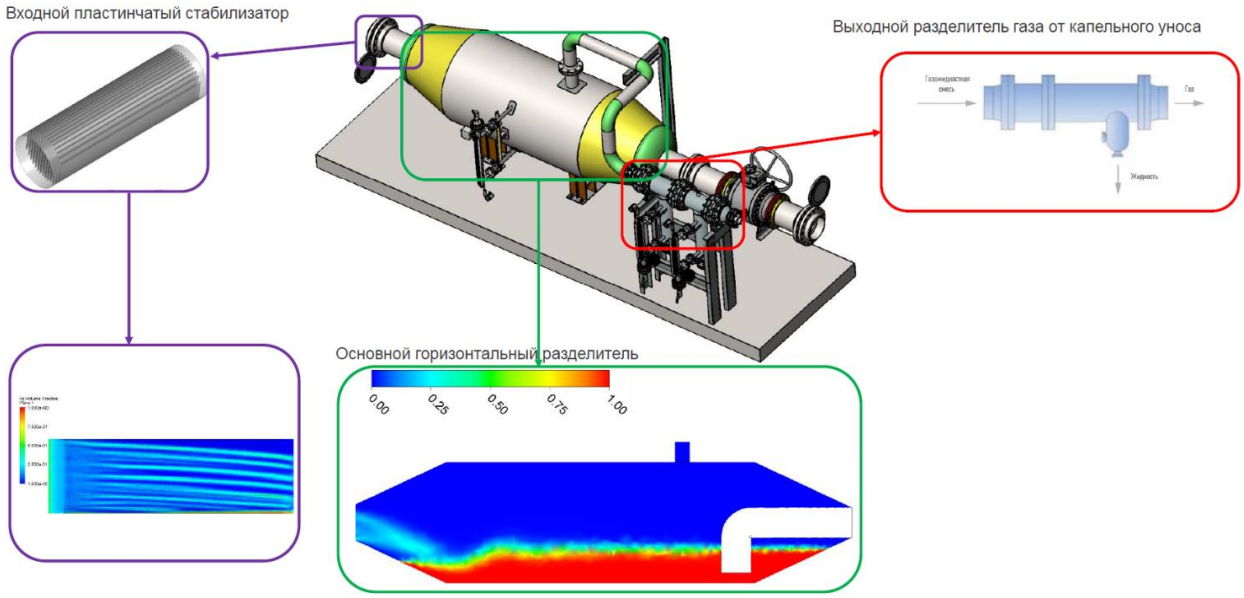


Рис. 4 – Принцип работы внутритрубного газосепаратора

Газожидкостная смесь (ГЖС), проходя через газожидкостный стабилизатор, поступает в основной горизонтальный делитель, в котором за счёт уменьшения скорости потока и эффекта гравитационной сепарации происходит первичное отделение жидкости от газа. В нижней части горизонтального делителя производится отвод жидкости. Для предотвращения уноса газа вместе с жидкостью создаётся гидрозатвор. Контроль уровня жидкости осуществляется с помощью уровнемера поплавкового. Регулирование уровня жидкости в горизонтальном делителе происходит при помощи клапана регулирующего.

Выделившийся в горизонтальном делителе газ вместе с капельной жидкостью направляется в выходной делитель, в котором происходит окончательное отделение газа от остаточного количества капельной жидкости. Пройдя выходной делитель, за счёт эффекта инерционной сепарации, отделившаяся из потока газа капельная жидкость оседает на стенках внутренней поверхности вертикального сепаратора и стекает вниз в буферное пространство сепаратора. Для предотвращения уноса газа вместе с жидкостью из выходного делителя создаётся гидрозатвор.

Подготовленный газ, пройдя внутритрубный сепаратор, направляется за пределы установки для дальнейшей транспортировки. Для регулирования расхода газа на выходе устанавливается клапан-регулятор.

Стоит отметить, что традиционный УПОГ сверхгабаритный и немобильный в отличие от предлагаемого внутритрубного газосепаратора, что очень важно для морских платформ.

С помощью установки внутритрубного газосепаратора перед мультифазной насосной станцией снижается газосодержание пластового флюида, направляемого от месторождения 2 на месторождение 1, что в свою очередь позволяет снизить давление в реверсном трубопроводе и направить дополнительный объем газожидкостной смеси через насос.

Появившийся потенциал на УПН месторождения 2 позволит увеличить объемы добычи УВ как с действующего, так и с нового фонда. Данный проект обеспечивает перераспределение загрузки УПН между месторождениями с достижением расчетного эффекта + 5% к добыче нефти.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический регламент предприятия.
2. Паспорт мультифазного насоса.
3. Инструкция по эксплуатации завода-изготовителя внутритрубного сепаратора.

ФОРМИРОВАНИЕ БАЗЫ ГДИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ГДИ И ГТМ

FORMATION OF THE HDR DATABASE FOR EFFECTIVE PLANNING OF HDR AND GTE

Ушахин Д.П.
Ushakhin D.P.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ТПП «Чернушканефтегаз», Dmitry.Ushakhin@lp.lukoil.com

До формирования текущей базы по месторождениям ЦИТС Оса для ежемесячного планирования и оперативного подбора скважин на ГДИ инженеру по разработке требовалось около 8 часов в месяц.

Так же отсутствовала сводная таблица для подбора скважин кандидатов на ГТМ. Модуль OIS IField «Интегрированный анализ» хоть и содержит всю необходимую информацию по каждой скважине, но выгрузить всё в единый свод с необходимыми критериями подбора не получится (например, информацию по исследованиям ГДИ или ГТМ возможно выгрузить только по конкретной скважине).

Целью работы является разработка формы для сокращения трудозатрат по планированию ГДИ и ГТМ.

Для достижения указанной цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ существующих процессов планирования ГДИ и ГТМ для выявления проблемных зон;
2. Разработка прототипа формы с учетом удобства использования и интеграции с существующими системами;
3. Тестирование прототипа на предмет эффективности в сокращении трудозатрат;
4. Внедрение окончательной версии формы.

В данной работе проведен анализ существующих процессов планирования ГДИ и ГТМ, разработана сводная форма, включающая всю необходимую информацию на одном листе (Рис. 1). Далее описана структура формы, процесс её формирования, а также представлены результаты тестирования.

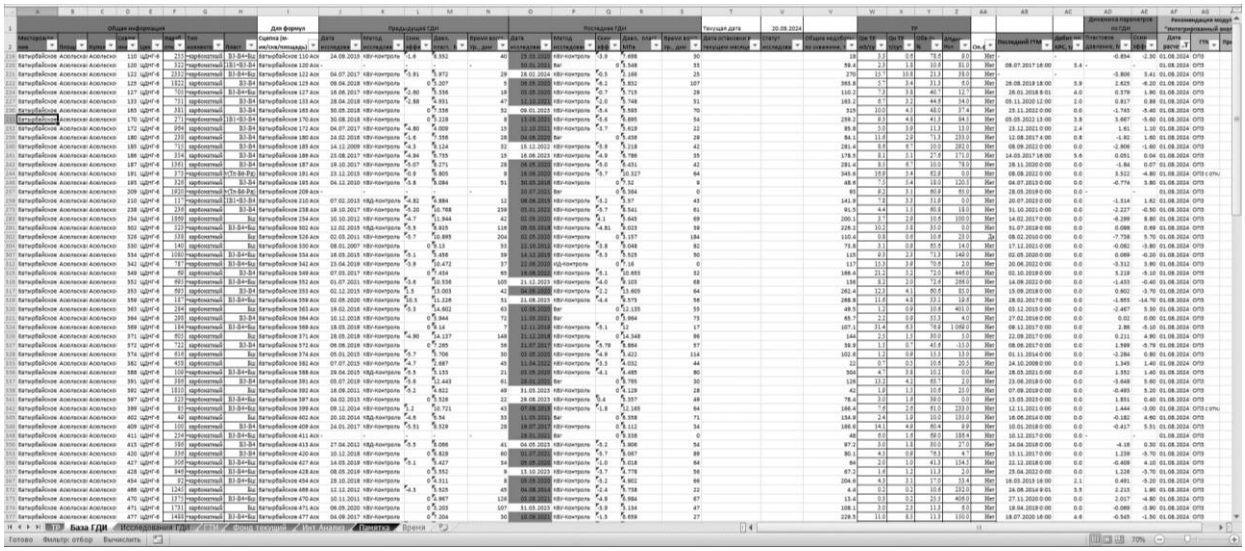


Рис. 1 – Вид таблицы листа «База ГДИ»

Подбор скважин на ГДИ осуществляется по дебиту нефти из технологического режима и вкладкам «Контроль за разработкой» и «ПРС» в BaseGis – занимает в среднем 8 часов в месяц на каждый ЦДНГ.

Для подбора скважин-кандидатов на ГТМ используется широкий спектр информации из OIS+ и BaseGis – высокий риск исключения кандидата на любом этапе подготовки.

Сейчас рабочая версия формы позволяет:

- Сократить время на планирование ГДИ с 8 до 2 часов в месяц
- Сократить долю давно неисследованных скважин
- Увеличить охват исследованиями
- Снизить риски по подбору скважин на ГТМ

За время тестирования функционала по подбору скважин на ГТМ в набор предложено 8 скважины (5 из них приняты).

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х ЗА СЧЕТ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ОБЪЕКТА БВ6

PROSPECTS FOR INCREASING THE PROFITABILITY OF THE X OIL DUE TO COMMISSIONING OF THE BV6 OBJECT

Фархутдинова А.И.
Farkhutdinova A.I.
Российская Федерация, ООО «Лукойл-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз», alsoufar@mail.ru

Нефтегазовая отрасль играет значительную роль в современном мире и влияет практически на все стороны человеческой жизни. Цель данной работы – это увеличение добычи нефти, вследствие чего повышается рентабельность рассматриваемого месторождения.

Согласно проектному документу, выделяется один эксплуатационный объект – ЮВ1. Проблематика месторождения – неэффективный актив в рамках существующего фонда пласта ЮВ1. Рассмотрены несколько вариантов решения проблемы, выбран наиболее эффективный – вовлечение нового объекта в разработку (пласт БВ6).

Рассмотрены соседние месторождения. Изучены фильтрационно-емкостные свойства.

Рассматриваемый ЛУ разделен на две части: правобережный и левобережный, который находится в зоне деятельности другого Недропользователя. В 2018 году введен в эксплуатацию объект БВ6. Дебиты нефти варьируются от 7 т/сут до 10 т/сут.

На границе действия лицензии рассмотрен транзитный фонд скважин. На перспективном участке по имеющимся геофизическим данным выделен пласт БВ6. Построена структурная карта и карта толщин. Средняя нефтенасыщенная толщина составила 3,4 м. Изучены геофизические материалы по техническому состоянию скважин и история эксплуатации. Данные скважины можно рассматривать как первоначальные кандидаты для геолого-технических мероприятий.

В январе 2025 г. были проведены работы по переиспытанию скв. Y, находящейся на перспективном участке. По результатам отработки получен дебит 7т/сут с обводненностью 30%. Дополнительно стимулирующих мероприятий (ГРП, ОПЗ) на скважине не проводилось.

Рассмотрены два варианта разработки: первый-формирование сетки скважины за счет возвратов с нижележащего объекта ЮВ1 на вышележащий объект БВ6, второй – формирование сетки скважин за счет реализации системы бурения вторых стволов с горизонтальным окончанием (БВГС). Рассчитаны прогнозные технологические показатели, экономические параметры для двух вариантов. Наибольшая добыча достигается за счет возвратов. Экономические показатели данного варианта так же наиболее эффективны. Основная цель работы выполнена – рентабельность данного месторождения повышена.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины: труды / ЗапСибНИГНИ; под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень, 1976.
2. Яркеева, Наталья Расатовна. Water injection front estimation of oil fields to reduce risks of sharp water flooding / Н.Р. Яркеева, А.И. Фархутдинова, Д.А. Зарипова. – Текст: электронный // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: VI International Scientific Conference on Advanced Agritechnologies, Environmental Engineering and Sustainable Development 17/11/2021 – 19/11/2021 Krasnoyarsk, Russia. – 2022. – Vol. 981. – С. 042014. – DOI 10.1088/1755-1315/981/4/042014. Scopus
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учебник / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 2020.
4. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / К.М. Тагиров. – М.: Академия (Academia), 2022. – 846 с.

АНАЛИЗ СРАВНЕНИЯ РАБОТЫ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ И ДРОССЕЛЬНОГО ЗАХОЛАЖИВАНИЯ ГАЗА НА УСТАНОВКЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

ANALYSIS OF COMPARISON OF OPERATION OF TURBO EXPANDER UNITS AND THROTTLE GAS COOLING AT A LOW-TEMPERATURE SEPARATION UNIT

Фирсов Т.С., Петрикеева Н.А., Петрикеев А.Д.
Firsov T.S., Petrikeeva N.A. Petrikeev A.D.
Россия, Воронежский государственный технический университет, petrikeeva.nat@yandex.ru

Установка комплексной подготовки газа является важной частью для газовых и газоконденсатных месторождений при добыче и подготовке газа к дальнейшей транспортировке. На установке происходит сбор с кустов газовых скважин природного газа и газового конденсата, а также очистка и осушка газа. Наиболее распространенной и востребованной технологией подготовки газа является процесс низкотемпературной сепарации [1].

Это процесс извлечения жидкофазных компонентов из газа за счет дроссель-эффекта или работы турбодетандерного агрегата (ТДА). Процесс происходит при пониженных температурах с дальнейшим разделением равновесных газовой и жидкой фаз. Данный принцип позволяет получить более чистый и ценный продукт, кроме прочего охлаждение газа снижает его давление, что облегчает процесс сепарации [1].

Дроссель-эффект является одним из основных процессов низкотемпературной сепарации газа и является достаточно экономичным, так как для получения эффекта Джоуля-Томсона достаточно установки и обслуживания вентиля или клапана-регулятора с минимальными затратами. Проходя через сужение, газовый поток переходит в вихревое движение, часть его кинетической энергии превращается в теплоту, в результате чего температура среды изменяется. Постоянное давление в трубопроводе в процессе дросселирования начинает падать, после сужения вновь повышается, но до начального не возвращается. Также стоит отметить, что для охлаждения газа до определенной температуры на установке низкотемпературной сепарации, требуется производить дросселирование на факел, пока не получим нужную температуру, тем самым сжигая газ. Также для эффективности процесса необходимо высокое пластовое давление.

Турбодетандерный агрегат является важным элементом в технологических схемах для охлаждения природного газа в установках комплексной подготовки для транспортировки [3]. Это лопаточная машина турбинного типа непрерывного действия, служащая для охлаждения газа путем его расширения с совершением внешней работы. В зависимости от схемы может осуществляться работа «компрессор-детандер» или «детандер-компрессор», при этом промежуточное охлаждение обеспечивается за счет рекуперативного теплообменника или за счет АВО.

Совершая работу, поступаемый в ТДА газ теряет кинетическую энергию, в результате сильно охлаждается. Работа детандерной части, в которой и происходит процесс расширения, равна разности энтальпий входа и выхода детандера. Охлаждение газа при изоэнтропийном расширении является эффективным и дает возможность получить низкие температуры. Если турбодетандер работает на перепадах давления, то есть возможность получать и механическую и электрическую энергию. В этом случае схема не только не требует электрозатрат, но и сама вырабатывает электроэнергию. Ее можно отнести к энергосберегающим технологиям [2, 4].

Величина перепада температур в устройстве является определяющей при рассмотрении конструктивных особенностей данного устройства. Достаточно долгое время одним из лидеров – производителей турбодетандерных агрегатов было предприятие ООО «Турбогаз». В настоящее время крупных отечественных поставщиков стало больше, в том числе появились предложения и от китайских компаний.

Сравним работу газа в двух рассмотренных выше устройствах. Если говорить о реальном газе, то при расширении он совершает работу на преодоление внутренних сил между частичками; работу на преодоление внешних сопротивлений увеличению объема при расширении; внешнюю работу при изменении давления за счет расширения. Если мы говорим о дросселировании, то энергия газа расходуется на первые два вида работы. Третий вид тоже происходит, но это не значительно влияет на изменение температуры, так как затрачиваемая на преодоление трения при прохождении через сужение работа компенсируется выделяющейся теплотой трения. Если используется турбодетандер, то при совершении внешней работы внутреннее тепло не возмещается за счет поступления его извне, значит охлаждение газа в этом случае будет происходить интенсивнее. На рисунке показан имеющийся температурный перепад на дросселе и детандере при различных перепадах давления, что иллюстрирует вышесказанное [4].

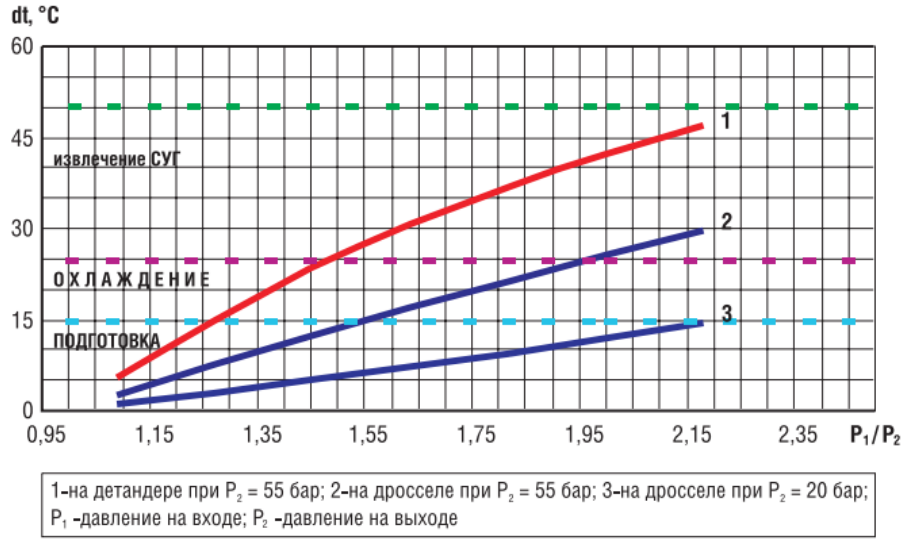


Рис. 1 – Изменение температурного напора в устройствах [4]

Для охлаждения газа через дроссель, как отмечалось выше, используются диафрагмы, клапаны-регуляторы и пр. Экономически их использование обходится существенно выгоднее, особенно при высоком пластовом давлении, но отмечаются и минусы. Для охлаждения газа до определенной температуры сначала происходит сбрасывание газа на факел, а при достижении необходимой температуры поток перенаправляется в систему. При использовании ТДА процесс происходит быстрее и без дополнительных потерь. Также отметим повышенную пропускную способность для этого варианта, что снижает удельные энергетические затраты. Ряд авторов, занимающихся непосредственной работой с данным оборудованием, также подтверждают вышесказанное [2, 4].

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Ануров С.А. Криогенные технологии разделения газов. – М.: АРКонсалт, 2017. – 178 с.
2. Габдулов И.Н. Анализ низкотемпературной сепарации с изоэнтальпийным расширением газа / И.Н. Габдулов // Научные исследования. – 2019. – С. 10–13.
3. Мияссаров Р.Ф. Оборудование низкотемпературной подготовки природного газа газоконденсатных месторождений / Р.Ф. Мияссаров, А.А. Ишмурзин, Р.А. Махмутов // Технологии нефти и газа. – 2017. – №3. – С. 37–61.
4. Моисеев С.В. Эффективность применения турбодетандерных агрегатов в технологии извлечения СУГ на месторождениях / С.В. Моисеев, В.И. Поливанов // Транспорт на альтернативном топливе. – 2008. – № 2. – С. 55–58.

МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИКО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ БЕЗОПАСНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

MULTIDISCIPLINARY STUDY OF MECHANICAL AND FILTRATION PROPERTIES OF GAS CONDENSATE FIELD RESERVOIR TO IDENTIFY PARAMETERS FOR SAFE AND EFFICIENT WELL OPERATION

Химуля В.В.
Khimulia V.V.
Россия, Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, e-mail: valery.khim@gmail.com

В связи с растущей сложностью освоения новых углеводородных месторождений и активным развитием технологий бурения глубоких и сложных скважин, возникает необходимость внедрения инновационных решений, обеспечивающих повышение эффективности эксплуатации и снижение вероятности аварийных ситуаций [1]. Особенно актуальна эта проблема для газовых и газоконденсатных месторождений арктического шельфа, где коллекторы представлены слабосцементированными песчаниками с высокой пористостью, но низкими механическими характеристиками. Под воздействием горного давления эти породы подвергаются деформированию и разрушению, что существенно изменяет их фильтрационные свойства, снижает продуктивность скважин и может привести к авариям с серьезными экологическими и экономическими последствиями [2].

Одной из распространённых проблем при эксплуатации скважин в коллекторах со слабосцементированными породами является пескопроявление — процесс, при котором частицы породы выносятся в скважину вместе с пластовым флюидом [3]. Это явление приводит к образованию песчаных пробок, засорению и абразивному износу оборудования, что снижает дебит скважины и увеличивает затраты на ремонтно-восстановительные работы. Кроме того, попадание песка в систему сбора и транспорта углеводородов требует дополнительных мер по очистке флюида от механических примесей, что приводит к дополнительным экономическим потерям и снижению общей эффективности разработки месторождения [4].

Геофизические и геомеханические исследования свидетельствуют о значительном влиянии напряженного состояния горных пород на их механические и фильтрационные характеристики. Возведение подземных объектов, а также добыча углеводородов и твердых полезных ископаемых приводят к изменению. трехмерного напряженного состояния отдельных участков массива. Анализ процессов деформации пород в этих условиях позволяет определить закономерности их разрушения и изменения прочностных свойств, что особенно важно для предотвращения аварий, обеспечения надежности инженерных конструкций, а также безопасной и эффективной эксплуатации скважин и горных выработок. В настоящее время ведутся многочисленные исследования прочностных, деформационных и фильтрационных характеристик горных пород в условиях изменяющегося напряженного состояния. Эти исследования базируются на экспериментальных методах, поскольку свойства горных пород формируются естественным путем и не могут быть точно определены расчетными моделями.

В настоящее время большинство лабораторных испытаний керна выполняется по стандартной схеме условно трехосного нагружения с использованием аппаратов кармановского типа. В таких экспериментах образцы, имеющие цилиндрическую форму, подвергаются осевому и боковому нагружению, однако эта методика не позволяет в полной мере воспроизвести реальные напряженные состояния, характерные для массива горных пород. В природных условиях напряжения в породах и грунтах могут значительно различаться в разных направлениях, что требует более точного подхода к моделированию напряженно-деформированного состояния. Для имитации таких условий разработаны установки истинно трехосного нагружения (УИТН), которые позволяют независимо регулировать и изменять напряжения или деформации

вдоль трех осей. Благодаря этому становится возможным детальное физическое моделирование геомеханических процессов, происходящих в горных породах в ходе технологических операций. УИТН широко применяются для изучения деформационных, прочностных, фильтрационных и реологических характеристик геоматериалов в условиях сложного трехмерного нагружения. Эти установки играют ключевую роль в калибровке параметров математических моделей, используемых для прогнозирования процессов деформирования и разрушения горных пород с учетом анизотропии их свойств.

В докладе описаны результаты применения комплексного подхода к изучению процессов деформирования, фильтрации, разрушения и пескопроявления в окрестности скважин газоконденсатного месторождения, расположенного на северном шельфе России. Методы исследования включают уникальные истинно трехосные испытания, эксперименты по изучению пескопроявления, определение механических и коллекторских свойств, а также цифровой анализ керна и разномасштабную компьютерную томографию пород. Исследования включают 1) проведение истинно трехосных испытаний для изучения процессов деформирования, фильтрации и разрушения в окрестности скважин; 2) проведение опытов по изучению процессов пескопроявления в условиях изменения напряженного состояния в окрестности скважин; 3) неразрушающий цифровой анализ трещин, фракционного состава матрицы породы и песка, выносимого в результате проведения опытов.

Эффективная разработка слабосцементированных коллекторов требует применения современных методов, основанных на комплексном анализе кернового материала. Ведущие мировые нефтегазовые компании активно внедряют цифровые технологии в свои стратегические программы, включая процессы цифровизации исследований керна. Использование компьютерной томографии и цифрового анализа керна становится важным, а в некоторых случаях и незаменимым инструментом для оценки характеристик коллекторов. Эти технологии позволяют значительно расширить объем получаемых данных и повысить точность их интерпретации, что способствует более детальному изучению фильтрационно-емкостных свойств пород и оптимизации разработки месторождений. Представленные исследования совмещают подходы, используемые в рамках технологий компьютерной томографии, цифрового анализа керна, геомеханического моделирования и механических лабораторных испытаний.

Механическая часть исследований проводилась на уникальной Испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН) лаборатории геомеханики ИПМех РАН. Цифровые неразрушающие томографические исследования выполнены на высокоразрешающем рентгеновском микротомографе Procon CT-MINI.

На основе проведенных исследований для условий конкретного месторождения получены следующие результаты: 1) исследовано влияние изменения давления в скважине на деформационные и фильтрационные свойства призабойной зоны скважин; 2) определены напряженные условия инициации разрушения пород на стенках скважин; 3) определен тип и характер разрушения пород в окрестности скважины; 4) исследованы характеристики пескопроявления, включая условия инициации, зависимость интенсивности выноса песка от изменения напряженного состояния; 5) исследован фракционный состав матрицы коллектора и песка. На основе результатов исследования определены оптимальные для условий данного шельфового месторождения параметры для безопасной и эффективной эксплуатации скважин изучаемого объекта: 1) определены безопасные для устойчивости стволов скважин величины депрессий; 2) описан характер разрушения ствола скважины и призабойной зоны, локализированы очаговые точки инициации разрушения на стенках скважины; 3) определены оптимальные характеристики внутрискважинных фильтров для эффективного контроля пескопроявления.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-77-01037, https://rscf.ru/project/23-77-01037/.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Seyyedattar M., Zendehboudi S., Butt S. Technical and non-technical challenges of development of offshore petroleum reservoirs: Characterization and production // Natural Resources Research. 2020. Т. 29, № 3. С. 2147–2189.
2. Mahmud H.B., Leong V.H., Lestariono Y. Sand production: A smart control framework for risk mitigation // Petroleum. 2020. Т. 6, № 1. С. 1–13.
3. Изюмченко Д.В., Чарыков В.М., Злобина М.А. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного притока воды и песка // Вести газовой науки. 2018. № 1. С. 33.
4. Попов М.А., Петраков Д.Г. Исследование режимов работы газовых скважин в осложненных условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Нефть, газ и нефтехимия. 2021. Т. 21, № 1. С. 36–41.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕРМОВСТАВОК В СОСТАВЕ ПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ ИСХОДЯ ИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

METHOD FOR DETERMINING THE APPLICABILITY THE THERMAL INSERTS AS PART OF A SUBMERSIBLE CABLE BASED ON THE TEMPERATURE DISTRIBUTION ALONG THE WELLBORE

Чернов А.А.
Chernov A.A.
Российская Федерация, ПАО «Сургутнефтегаз»

За последние 9 лет эксплуатационный фонд НГДУ «Федоровскнефть» увеличился на 40%. Периодический фонд увеличился более чем в 5 раз.

Ежегодный рост эксплуатационного фонда предполагает собой применение дополнительного оборудования, позволяющего обеспечить бесперебойную и безотказную эксплуатацию скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами (далее – ЭЦН).

На текущий момент в ПАО «Сургутнефтегаз» применение погружного кабеля с длительно допустимой температурой нагрева жил осуществляется согласно технологического регламента по ремонту и эксплуатации скважин, оборудованных электропогружными насосными установками, на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» (рис. 1).

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5. Погружной кабель 3х16 с длительно допустимой температурой нагрева жил от 140оС до 199оС.	Расчетная температура откачиваемой жидкости на приеме насоса.	Ожидаемая производительность до 35 м3/сут включительно		до 100 включительно			1.Применение в скважинах при условии прогнозируемой эксплуатации ПО в неоптимальной зоне НРХ. 2.Расчет длины «термовставки» производит ЦБПО ЭПУ по результатам отбраковки и опыту предыдущей эксплуатации.	1. В качестве отрезков строительной длины кабельных линий. 2. Длина термовставки менее 100 м. 3. Без применения термосажающей трубки на жилах кабеля в сростке с кабельным удлинителем и сростки со строительной длиной.

Рис. 1 – Критерии применимости погружного кабеля с длительно допустимой температурой нагрева жил

Основными критериями применения такого погружного кабеля служит эксплуатация погружного оборудования вне зоны напорно-расходных характеристик (далее – НРХ) с производительностью ЭЦН до 35м^3/сут. При этом применение «термовставки», которая так же входит в состав погружного кабеля после кабельного удлинителя обуславливается результатом разбора кабельной продукции на центральной базе производственного обслуживания по прокату и ремонту электропогружных установок (далее – ЦБПО ЭПУ) (рис. 2).

№ п/п	НГДУ	Группа пластов	Суточный дебит жидкости	Термостойкость кабельной линии, °С	Длина термовставки	
					L тв, м (min)	L тв, м (max)
1	СН	ЮС	до 35 м^3/сут включительно	от 140 до 199	100	300
2	ФН	ЮС, БС14-20	до 35 м^3/сут включительно	от 140 до 199	100	300

Рис. 2 – Критерии подбора длины термовставки, разработанные ЦБПО ЭПУ

Иными словами – применимость термовставки и погружного кабеля повышенной предельно допустимой температурой нагрева жил возможно только при анализе предыдущих отказов и разбора кабеля на базе ЦБПО ЭПУ, что зачастую не является оперативной информацией при проведении ревизии погружного оборудования.

Применение термовставок на месторождениях НГДУ «Федоровскнефть» началось в 2018 году (рис. 3). Первоначально использовались термовставки с предельно допустимой температурой нагрева жил 230°С. Но с 2020 г. начался рост внедрения термовставок с предельно допустимой температурой нагрева жил 140° С (рис. 3, 4).

В рамках научной работы был определен алгоритм проведения исследований для разработки критериев подбора длины термовставок в составе погружного кабеля:

1. Подбор скважин с НКТ без внутреннего защитного покрытия (далее – ВЗП);
2. Проведение шаблонирования НКТ с помощью АИС;
3. Проведение замеров температуры жидкости по НКТ совместно с цехом научно-исследовательских и производственных работ (далее – ЦНИПР);
4. Сравнение полученных результатов с теоретическими методиками расчета распределения температуры по НКТ;
5. Определение корректной методики расчета температуры добываемой жидкости по НКТ и эксплуатационной колонны для определения критериев применения термовставок.



Рис. 3 – Внедрение термовставок 230° С по годам



Рис. 4 – Внедрение термовставок 140° С по годам

После подбора скважин без ВЗП, и при этом убедившись в проходе в подвеске НКТ – были проведены замеры температуры жидкости от устья скважины до максимально низкой глубины. Запас составлял 120–150 метров до основания подвески НКТ во избежание нарушения герметичности НКТ путем сбивания сливного клапана. Исследования проводились на 4 скважинах, которые были отобраны согласно вышеупомянутым критериям.

В рамках работы рассмотрены 2 методики расчета температуры на ЭЦН – А* и Б* (П.Д. Ляпков и И.Т. Мищенко, соответственно) [1, 5], а также 2 методики расчета распределения температуры по подвеске НКТ – В* и Г* (П.Д. Ляпков и И.Т. Мищенко) [1, 5] (табл. 1).

В конечном итоге методика определения температуры жидкости на выходе ЭЦН – А* (рис. 5). Согласно методики А* расчет температуры слегка выше, чем были получены результаты экспериментально, а по методике Б* – ниже, что может отразится в недостаточном расчете нагрева жидкости в ЭЦН и, соответственно, может быть упущен подбор необходимого кабеля с длительно допустимой температурой нагрева жил. Графические представления полученных результатов позволяют сделать вывод, что несмотря, на первый взгляд, корректную методику Г* – большой резонанс температуры говорит об обратном. Так же видно, что расчетные значения температуры по методике Г* совпадают с фактическими замерами только на небольшом расстоянии от выхода из ЭЦН.

*Таблица 1. Сравнение результатов по методике А**

	Скважина № 1	Скважина № 2	Скважина № 3. КПЭ	Скважина № 4
Твых (методика № 1)	87,1	83,9	70	80,2
Тж (на Нсп прибора). Методика № 1 распределения Тж по НКТ. В*	82,9	79,5	62,8	75,8
Тж (на Нсп прибора). Методика № 1 распределения Тж по НКТ. Г*	86,4	81,6	67,4	76,1
Тж (на Нсп прибора) экспериментальная	83,7	82,9	60	77,8
Погрешность методики В*	0,96	4,10	4,67	2,57
Погрешность методики Г*	3,23	1,57	12,33	2,19

Одной из сложнейших задач является решение вопроса расчета температуры на стенке погружного электродвигателя и определения температуры в затрубном пространстве.

Последовательность действий определена следующим образом:

1. Определение температуры на стенке погружного электродвигателя (далее – ПЭД);
2. Определение температуры на стенке ЭЦН;
3. Определение температуры в затрубном пространстве.

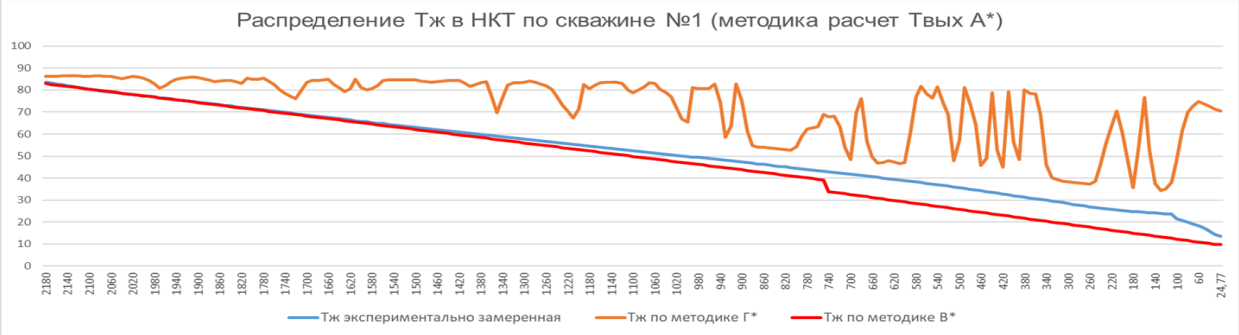


Рис. 5 – Сравнение результатов замера температуры по НКТ по методике В и Г* скважина № 1*

Для решения вопроса определения температуры на стенке ПЭД воспользуемся двумя методиками: 1 – расчет температурного состояния электроцентробежного насоса по методике А.А. Гареева [2]; 2 – исходя из баланса теплоты и закона Ньютона-Рихмана [3, 4] (табл. 2).

Таблица 2. Сравнение параметров расчета Т на поверхности ПЭД

	φ на приеме ЭЦН	Тср.стенки ПЭД Методика №1	Тср.стенки ПЭД Методика №2
Скважина №1 (Тж.тмс – 78°С)	0,45	121,8	85,8
Скважина №2 (Тж.тмс – 76°С)	0,15	142,7	96,1
Скважина №3 (Тж.тмс – 60°С)	0,27	637,7	98,8
Скважина №4 (Тж.тмс – 73°С)	0,36	552,2	98,9

Расчетным путем определены пределы применимости методики № 1 для расчета температуры на стенке ПЭД – она применима при газосодержании (φ) менее 19% и более 41%.

Для определения температуры на стенке ПЭД при газосодержании от 19 до 41% по методике № 2 необходимо ввести поправочный коэффициент:

$$К_{попр.Т} = \frac{Т_{ст.пэд\ №1}}{Т_{ст.пэд\ №2}} = 1{,}4522$$

Расчет температуры на стенке ПЭД позволяет определить необходимость применения кабельного удлинителя повышенной температуростойкости (до 230° С).

Для определения наиболее подходящей варианта расчета распределения температуры в затрубном пространстве выбраны две методики: 1 – методика И.Т.Мищенко (основана на теоретических данных) [5], 2 – методика И.Т. Мищенко (основана на практическом опыте) [5].

Для определения корректности методики расчета температуры в затрубном пространстве производим расчет температуры жидкости на примере скважины № 2.

Данная скважина оборудована термовставкой длиной 150 метров с предельно допустимой температурой нагрева жил 230° С. Газосодержание на приеме ЭЦН составляет 18%.

Согласно вышеописанной методики № 1 температура на поверхности ЭЦН расчетным путем составляет 146,9° С. Температура жидкости в затрубном пространстве на уровне начала подвески НКТ – 112,6° С.

Исходя из полученных результатов сделан следующий вывод: применение кабельного удлинителя предельно допустимой температурой нагрева жил 230° С – обязательно, а применение термовставки – не требуется (рис. 6).

С целью оперативного подбора необходимой кабельной продукции к добывающим скважинам в программном средстве Excel под названием «Расчет термовставок» создан документ, позволяющий определить необходимость применение кабельного удлинителя повышенной температуростойкости и применение термовставок (рис. 7). Так же была разработана программа с целью еще более оперативно решения вопроса о необходимо внедрения термовставок в составе погружного кабеля на добывающем фонде скважин (рис. 8).

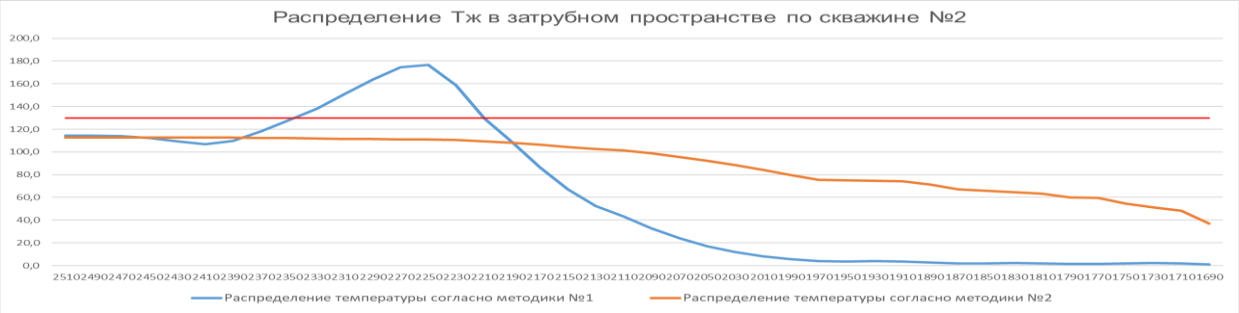
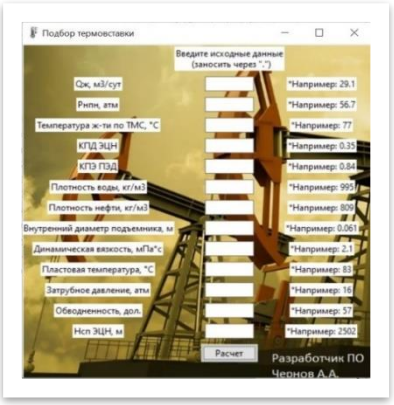
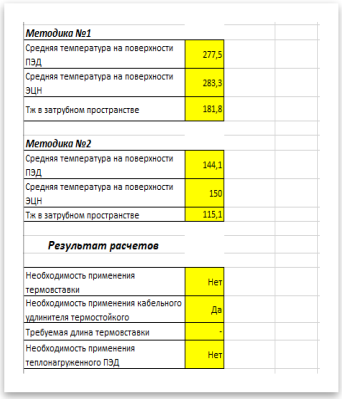


Рис. 6 – Расчет температуры жидкости в затрубном пространстве на скважине № 2

На основании полученных результатов был рассчитан экономический эффект.

Экономический эффект складывается из расчета сокращения внедрения термовставок в составе погружного кабеля и составляет 5 млн. рублей, и за счет сокращения средней длины термовставок на 48 метров и составляет 28,2 млн. рублей. Годовой экономический эффект с учетом всех составляющих превышает 33 млн. рублей.

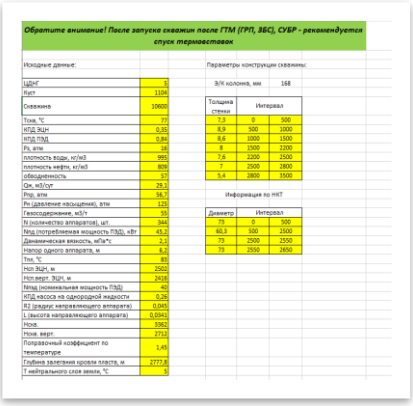




Методика №1	
Средняя температура на поверхности ПЭД	277,5
Средняя температура на поверхности ЭЦН	283,3
Тж в затрубном пространстве	181,8

Методика №2	
Средняя температура на поверхности ПЭД	144,1
Средняя температура на поверхности ЭЦН	150
Тж в затрубном пространстве	115,1

Результат расчетов	
Необходимость применения термовставки	Нет
Необходимость применения кабельного удлинителя термостойкого	Да
Требуемая длина термовставки	-
Необходимость применения теплонагруженного ПЭД	Нет



Обратите внимание! После запуска скважин после ГТМ (ГРП, ЗБС), СУБР - рекомендуется спуск термовставок

Исходные данные:

ЦДНГ	5
Куст	1104
Скважина	10600
Тзаб, °С	77
КПД ЭЦН	0,35
КПД ПЭД	0,84
Рз, атм	18
плотность воды, кг/м3	995
плотность нефти, кг/м3	809
обводненность	57
Qж, м3/сут	29,1
Рпр, атм	56,7
Рн (давление насыщения), атм	125
Газосодержание, м3/т	55
N (количество аппаратов), шт.	344
Nпд (потребляемая мощность ПЭД), кВт	45,3
Динамическая вязкость, мПа*с	2,1
Напор одного аппарата, м	6,2
Тпл, °С	83
Нсп ЭЦН, м	2502
Нсп верт. ЭЦН, м	2416
Nпод (номинальная мощность ПЭД)	40
КПД насоса на однородной жидкости	0,26
Кг (радиус направляющего аппарата)	0,044
L (высота направляющего аппарата)	0,0341
Нсув	3362
Нсув. верт.	2710
Поправочный коэффициент по температуре	1,46
Глубина залегания кровли пласта, м	2777,8
Т нейтрального слоя земли, °С	5

Параметры конструкции скважины:

Э/К колонна, мм	168

Толщина стенки	Интервал	
7,3	0	500
8,9	500	1000
8,6	1000	1500
8	1500	2200
7,6	2200	2500
7	2500	2800
5,4	2800	3500

Информация по НКТ

Диаметр	Интервал	
73	0	500
60,3	500	2500
73	2500	2550
73	2550	2650

Рис. 7 – Подбор термовставок с помощью Excel

Рис. 8 – Программа по подбору термовставок

На основании вышесказанного сделаны следующие выводы:

1. Применение разработанной методики определения применимости термовставок в составе погружного кабеля позволит обеспечить более точный подбор длины термовставок, тем самым сократить риск преждевременного отказа погружного оборудования на осложненном фонде скважин и существенно сократить затраты на применение термовставок.

2. Использование в работе разработанной методики позволит обеспечить снижение «удельных затрат на внедрение оборудования ЭЦН и ремонт скважин».

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Ляпков П.Д. Труды ВНИИ, выпуск XLI, Техника добычи нефти. - М.: Изд. НЕДРА, 1964. – с. 71–107.
2. Гареев А.А. Центробежные насосы в добыче нефти (проблемы и решения) – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2020. – 244 с.
3. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. – М.: Энергия, 1981. – 417 с.
4. Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин А.С., Шотиди К.Х. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности. – М: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 264 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ОЧИСТКУ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПУТЁМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗИРОВАННОЙ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

OPTIMIZATION OF THE COST OF CLEANING DEEP-PUMPING EQUIPMENT BY USING HYDROCHLORIC ACID AND CARBON DIOXIDE

Ширманова Ю.М.
Shirmanova Y.M.
Россия, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», ukashirmanova@gmail.com

Проблема образования карбонатных отложений на глубинно-насосном оборудовании является одной из основных, влияющих на эксплуатационные характеристики нефтяных скважин. Отложения, представляющие собой карбонат кальция, образуются вследствие химических реакций между водой, содержащей углекислый газ, и солями кальция, растворенными в пластовой воде.

Их накопление на рабочей поверхности оборудования приводит к снижению эффективности добычи, увеличению затрат на эксплуатацию, а также повышает риск выхода оборудования из строя. В современных условиях нефтедобычи применение химических методов очистки, включая использование кислотных растворов, считается одним из наиболее эффективных подходов к решению этой проблемы.

Соляная кислота широко применяется для удаления карбонатных отложений благодаря её способности быстро растворять карбонат кальция. Однако использование концентрированных растворов связано с повышенными расходами и рисками, включая возможные повреждения оборудования из-за коррозии. Насыщение кислотного раствора углекислым газом может повысить эффективность очистки, снижая концентрацию активного компонента и, как следствие, затраты на реагенты.

Цель работы: разработать и обосновать методику оптимизации затрат при очистке глубинно-насосного оборудования от карбонатных отложений с использованием газированной соляной кислоты

Объект исследования: карбонатные отложения, образующиеся на поверхностях глубинно-насосного оборудования.

Предмет исследования: химическая и экономическая эффективность очистки с использованием газированных растворов соляной кислоты.

Методы: для достижения поставленной цели использовались современные методы анализа, включая множественное проведение сравнительных экспериментов с использованием различных реагентов и рабочих колёс, глубокий экономический, а также инженерный анализ.

Степень внедрения: так как внедряемая технология не применялась никогда ранее, процесс её внедрения займёт некоторое количество времени, для уверенности в качестве исполнения метода, а также обеспечения промышленной и экологической безопасности.

На текущий момент (на 27.02.2025) с учетом научно-исследовательской работы, проведены все необходимые эксперименты, для понимания действия реакции, определена высокая эффективность и безопасность метода, в сравнении с предыдущими реагентами, а также построен план опробования и внедрения технологии на территории ЦДНГ-1 одного из месторождений Западной Сибири.

Экономическая эффективность: при снижении концентрации кислоты и добавлении в неё углекислого газа мы сокращаем затраты на реагент для обработки одной скважины с 6 375 руб. до 3 861 руб., и получаем экономию по одной скважине 2 514 руб. Если взять количество обработок, проведённых в ТПП за 2024 год, то экономия со всех обработок составит 838 тыс. руб. за год. Также новый метод на 15% эффективнее очищает поверхность рабочих колёс, тем самым увеличивая МРП и сокращая количество ремонтов в год. Экономия на ремонтах с таким методом составил до 2 млн. руб. в год. Таким образом, общая экономия составит 2 838 000 руб. за один год.

Значимость работы: Анализ работы предприятия за 2021–2024 годы показал проблему остановок глубинно-насосного оборудования (ГНО), вызванных карбонатными отложениями. Эти отложения накапливаются на рабочих поверхностях оборудования, снижают его производительность и требуют остановок для очистки. Статистика за последние годы показывает, что число отказов остаётся высоким (Рис. 1). В 2021 году зафиксировано 19 отказов, в 2022—21, а в 2023 их количество выросло до 36 случаев. На 2024 год зарегистрировано 23 остановки.

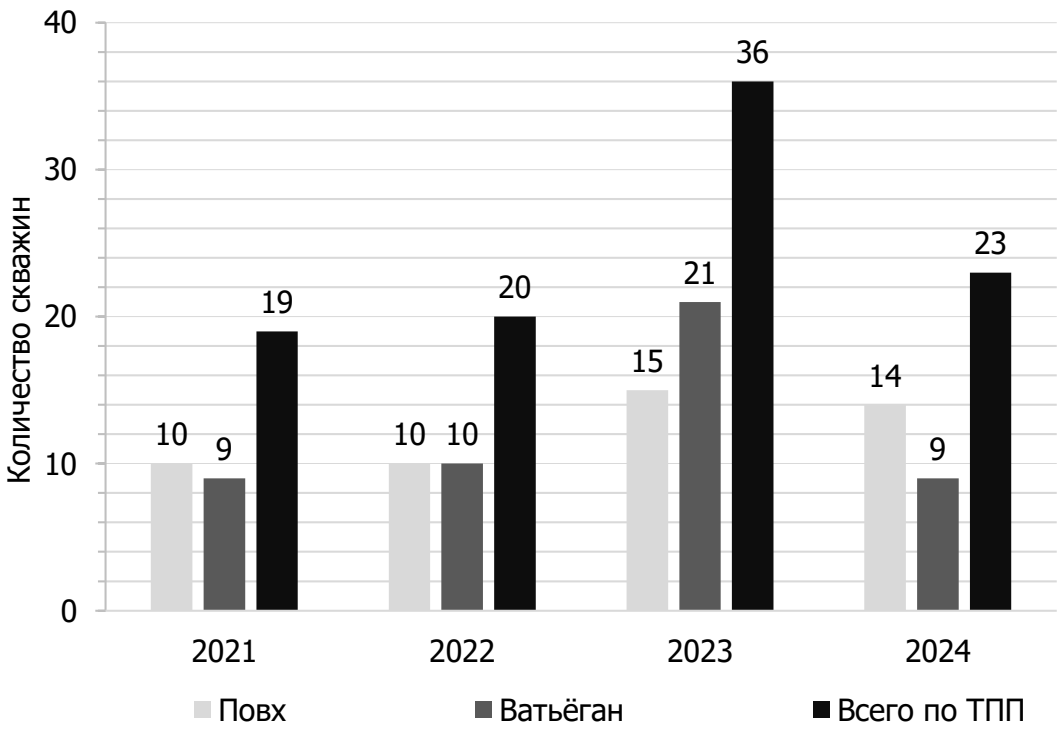


Рис. 1 – Статистика по отказам ГНО из-за отложения карбоната кальция за 2021–2024 гг.

Основным методом очистки остаётся использование 6%-го раствора соляной кислоты. Применение этого способа сопровождается высокими затратами на реагенты и значительным коррозионным воздействием на металл оборудования.

Высокая стоимость кислотных растворов и их ограниченная эффективность создают необходимость поиска более экономичного метода. В рамках исследования предложен метод использования 3%-го раствора соляной кислоты, насыщенного углекислым газом. Насыщение раствора CO_2 повышает его химическую активность, что позволяет достичь сравнимой эффективности очистки с меньшими затратами. Эксперименты показали, что этот метод обеспечивает аналогичный результат, но уменьшает стоимость реагентов и снижает коррозионную нагрузку.

Был проведён ряд экспериментов, в ходе которых выяснилось, что 3% раствор соляной кислоты, насыщенный углекислым газом, является наиболее эффективным и безопасным методом, а также позволяет экономить достаточное количество денег на закупке соляной кислоты. Результаты основных экспериментов показаны на Рис. 2.

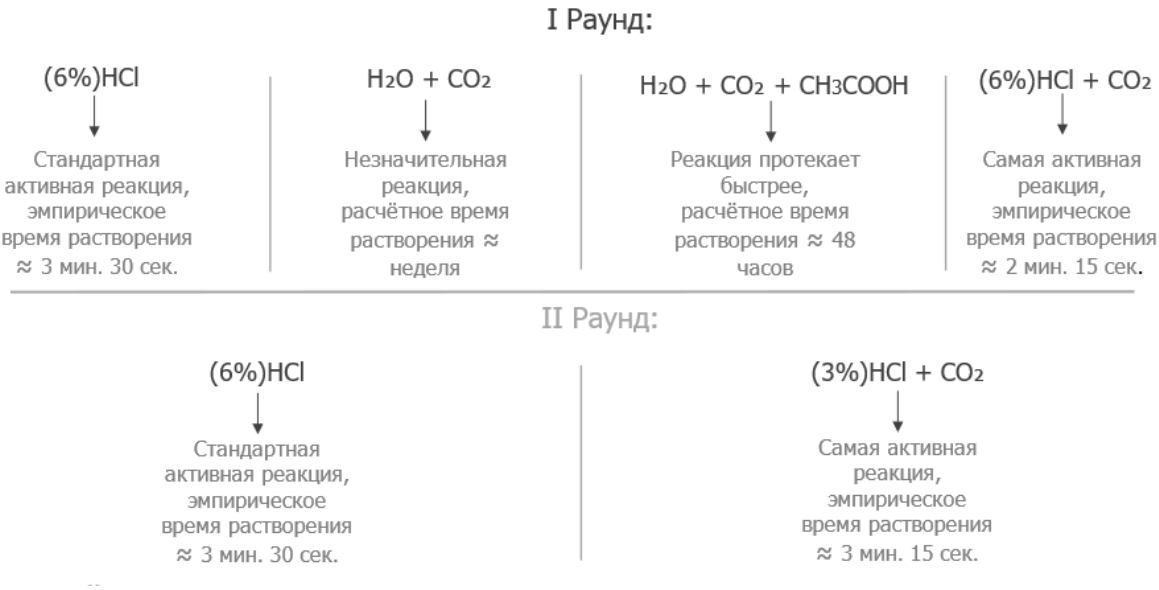


Рис. 2 – Результаты основных экспериментов

Предлагаемая технология отличается от классической лишь наличием газового баллона, подключаемого к скважине через вход под манометр. Сифоном, в данном случае, выступает сама скважина, так как давления закачки хватит для насыщения кислоты углекислым газом. Предлагаемая схема расстановки техники при промывке скважины представлена на Рис. 3.

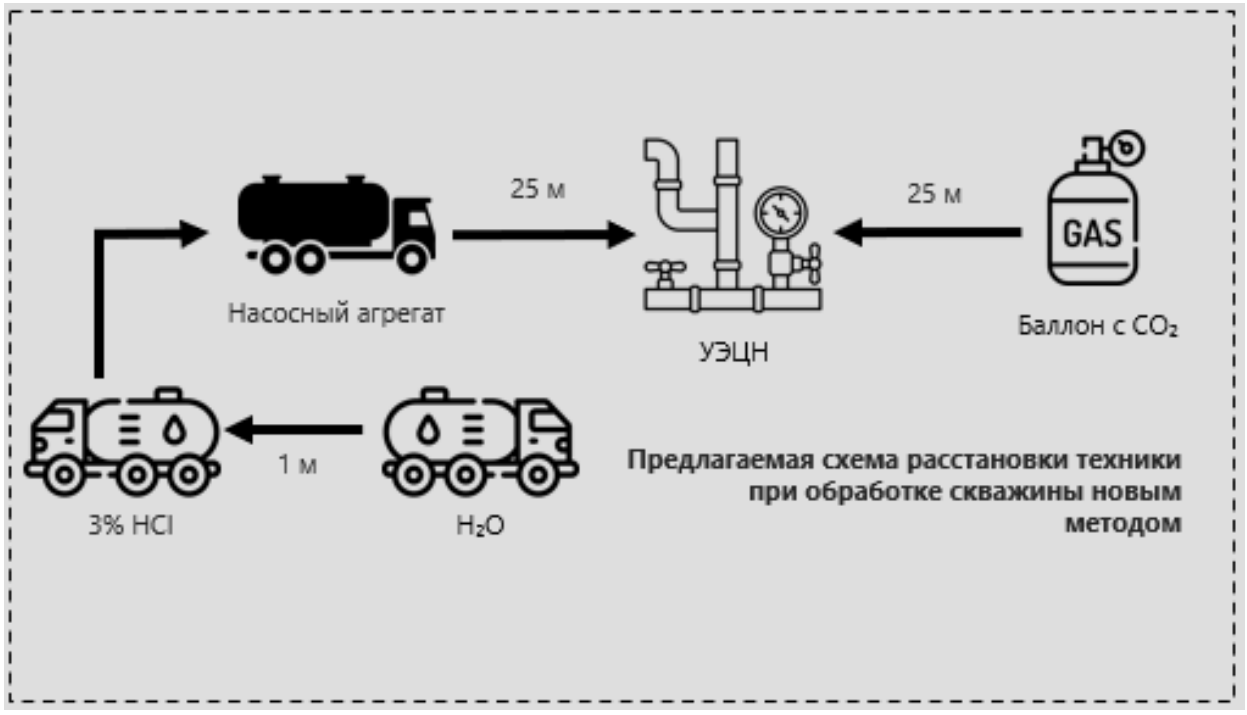


Рис. 3 – Схема расстановки техники при промывке новым методом

Экономическая эффективность исходит из того, что новый метод на 40% дешевле, за счёт снижения концентрации кислоты в растворе. Добавляемый в раствор газ, конечно, тоже имеет свою стоимость, но она значительно меньше стоимости кислоты. Далее вы можете видеть расчёт затрат на реагент на промывку одной скважины (Рис. 4).

Для 2000 литров 6%-го раствора потребуется:

Стоимость цистерны (800 л.) 24% HCL=10201 руб.
Объём для 1 литра 6% раствора $= \frac{6\%\ масса\ HCL}{24\%\ масса\ HCL} \approx$ 0,25 л
Объём для 2000 л раствора = 0,25 × 2000= 500л
Стоимость 500 л 24% HCL = 500 л. × $\frac{10201\ руб.}{800\ л.} \approx$ 6375,63 руб.

Стоимость 250 л 24% HCL = $250 \times \frac{10201}{800} \approx 3187{,}81$ руб.
Насыщение 1 литра раствора требует 5 г CO_2
Общая масса CO_2=2000 л. × 0,005 кг. = 10 кг.
Объём углекислого газа при плотности 1,98 кг/ $м^3$
Общая масса $CO_2 = \frac{10}{1.98} \approx 5{,}05\ м^3$

Количество баллонов = $\frac{5{,}05 м^3}{12 м^3} \approx 0{,}42$ баллона
(один баллон на несколько операций)
Стоимость CO_2=1600 руб.
Стоимость CO_2 на одну операцию = 0,42 баллона × 1600 руб. =673,4 руб.
Стоимость 3% HCL + CO_2 = 3187,81 + 673,4 = 3861,21 руб.

Рис. 4 – Расчёт затрат на реагент для промывки одной скважины старым и новым методом

Стоимость реагента снижается практически на половину, частота ремонтов сокращается на 15%, (за счёт лучшей очистки и уменьшения центров кристаллизации, на которых при дальнейшей работе быстрее образуются отложения) исходя из количества ремонтов прошлых лет, это экономия, в среднем, 2 млн. руб. за год.

Общий экономический эффект составит от 2 838 000 руб. в год.

При этом, мы не теряем эффективности обработки, даже несмотря на сниженную в два раза концентрацию кислоты, добавление в раствор углекислого газа оказывает необходимый технологический эффект, который превышает качество очистки в сравнении с классическим методом.

Снижая концентрацию, мы уменьшаем негативное воздействие кислоты на трубы и кабель УЭЦН.

Выводы: данный проект является инновацией в сфере химической обработки глубинно-насосного оборудования. Он позволяет нам значительно сэкономить средства на реагентах, а также за счёт сокращения количества ремонтов скважин. Проект является экологически безопасным, а также открывает возможности для исследований влияния углекислого газа на карбонатные коллектора в будущем.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Акопов Арсен Сергеевич, Каверзин Сергей Александрович, Бекетов Сергей Борисович, Керимов Абдулгапур Гусейнович, Янукян Арам Погосович Анализ эффективности кислотных обработок скважин ПХГ // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 4. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-kislotnyh-obrabotok-skvazhin-phg (дата обращения: 19.12.2024).
2. Белов Д.И. Влияние углекислого газа на химическую активность кислотных растворов / Д.И. Белов // Теоретические основы химической технологии. – 2018. – Т. 52, № 2. – С. 86–92.
3. Иванов А.В., Петров С.В. Методы предотвращения и удаления карбонатных отложений на оборудовании нефтяных скважин / А.В. Иванов, С.В. Петров // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 15–21.
4. Карбонат кальция // Википедия: свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Карбонат_кальция (дата обращения: 19.12.2024).
5. Попов С.Н. Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях изменения упругих и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов под воздействием фильтрации воды, насыщенной углекислым газом // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. № 2(33). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/proyavlenie-mehaniko-himicheskih-effektov-pri-eksperimentalnyh-issledovaniyah-izmeneniya-uprugih-i-filtratsionno-emkostnyh-svoystv (дата обращения: 17.12.2024).
6. Регламент о порядке промывки скважин растворами кислот с целью удаления отложений неорганических солей и подземным нефтепромысловым оборудованием скважин / ООО «Нефтегазпром». – Когалым, 2007. – 35 с.
7. Сидоров К.Н. Теоретические основы взаимодействия кислот с карбонатными породами / К.Н. Сидоров. – СПб.: Химтех, 2017. – 148 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В ПРОЦЕССЕ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

MODELLING OF RELATIVE PHASE PERMEABILITIES IN THE PROCESS OF OIL FIELD MODEL ADAPTATION

Ширяев Н.В.
Shiryaev N.V.
Россия, ПАО «Сургутнефтегаз»

Относительные фазовые проницаемости по воде и нефти относятся к числу самых важных параметров при гидродинамическом моделировании. Дебиты воды и нефти прямо пропорциональны им при любом фильтрационном законе, следовательно, изменение таблиц зависимости относительной фазовой проницаемости от водонасыщенности влияет на расчётную накопленную добычу воды и нефти. Это важно потому, что её расхождение с фактической добычей входит в число критериев оценки качества адаптации гидродинамических моделей месторождений. Особого внимания заслуживает проницаемость по воде: с её помощью можно регулировать не только добычу воды, но и закачку и, как следствие, добычу нефти. В данной работе рассмотрен пример такого воздействия.

Расчёт гидродинамической модели месторождения показал, что расчётный дебит нефти на момент окончания расчёта отклоняется в меньшую сторону от фактического более чем на 22%, дебит воды – более чем на 26%, дебит жидкости – более чем на 23%, приёмистость – более чем на 18%, накопленная добыча нефти – более чем на 12%, накопленная добыча воды – более чем на 42%, накопленная добыча жидкости – более чем на 29%, суммарный объём закачанной воды – более чем на 15% (рисунки 1, 2). Сильное расхождение между расчётной и фактической накопленной добычей воды привело к выводам о низких значениях относительной фазовой проницаемости по воде. Расхождение расчётных дебита и накопленной добычи нефти с соответствующими фактическими показателями объясняется расхождением между расчётной и фактической приёмистостью. Увеличение относительной фазовой проницаемости по воде путём выбора результатов другого лабораторного опыта по её определению на керне не представляется возможным: для построения изначальных графиков и таблиц и так использовались результаты эксперимента на образце керна с самой высокой проницаемостью по воде. Следовательно, необходимо изменить формулу зависимости относительной фазовой проницаемости по воде от водонасыщенности, основываясь на результатах того же опыта.

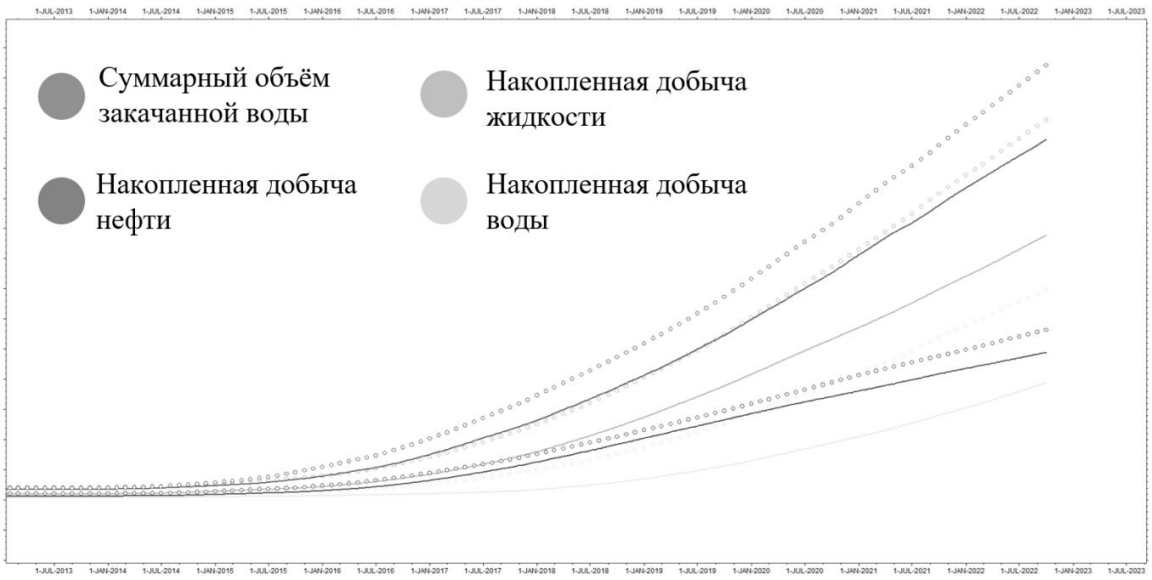


Рис. 1 – График накопленных показателей

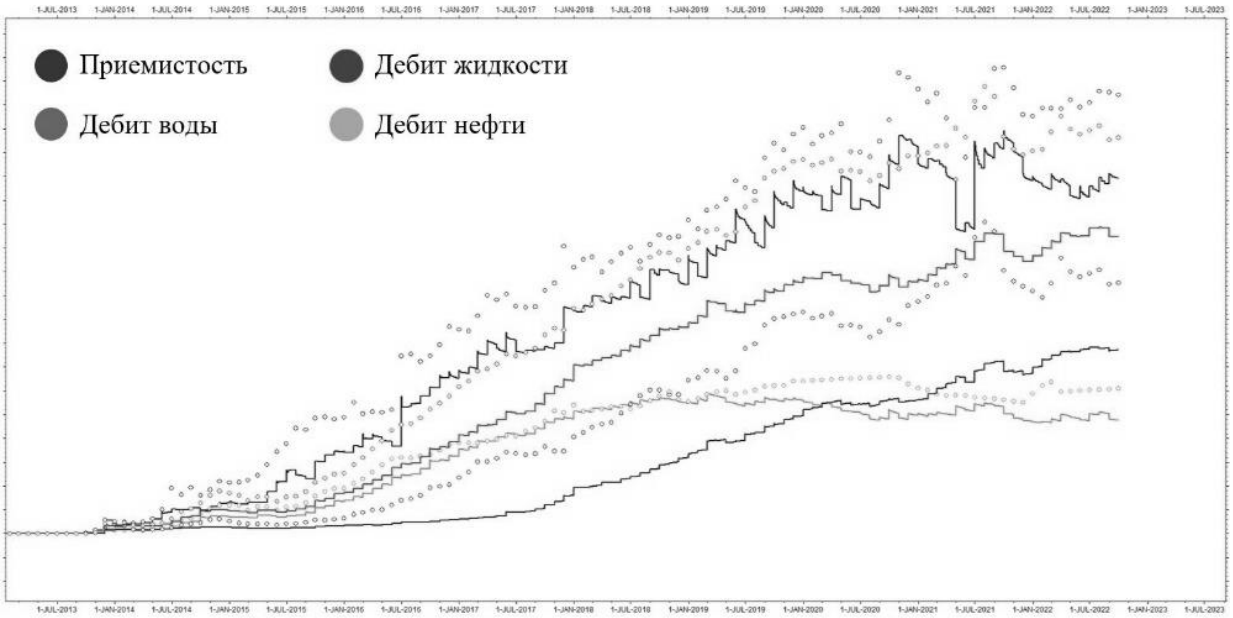


Рис. 2 – График дебитов

Изначальные зависимости относительной фазовой проницаемости от водонасыщенности строились путём преобразования результатов керновых испытаний с помощью LET-корреляции (сокращение образовано путём сочетания первых букв фамилий разработчиков этого метода корреляции – Lomeland, Ebeltoft, Thomas). При этом упор делался на точность: коэффициенты достоверности аппроксимации R^2 и для воды, и для нефти превысили 93%. Подобные преобразования требуют предварительного перевода относительной фазовой проницаемости из обычных координат вида «водонасыщенность по оси абсцисс и проницаемость по оси ординат» в нормированные координаты с приведённой водонасыщенностью (формула 1) по оси абсцисс и нормированной проницаемостью (формулы 2, 3) по оси ординат.

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{w.crit}}{1 - S_{w.crit} - S_{o.crit}}, \quad (1)$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_{o.crit}}, \quad (2)$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_{w.crit}}, \quad (3)$$

где S_{wn} – приведённая водонасыщенность, д.е.; S_w – водонасыщенность, д.е.; $S_{w.crit}$ – критическая водонасыщенность, д.е.; $S_{o.crit}$ – критическая нефтенасыщенность, д.е.; K_{ro} – нормированная относительная фазовая проницаемость по нефти, д.е.; K_o – относительная фазовая проницаемость по нефти, д.е.; $K_{o.crit}$ - относительная фазовая проницаемость по нефти при критической водонасыщенности, д.е.; K_{rw} - нормированная относительная фазовая проницаемость по воде, д.е.; K_w – относительная фазовая проницаемость по воде, д.е.; $K_{w.crit}$ – относительная фазовая проницаемость по воде при критической нефтенасыщенности, д. е.

Возникла необходимость заново аппроксимировать нормированную относительную фазовую проницаемость по воде так, чтобы она увеличилась по сравнению с изначальной и чтобы коэффициент достоверности аппроксимации при сравнении с проницаемостью, полученными в результате эксперимента на керне, был не меньше допустимого значения, то есть 0,6 д. е. Или 60%. При этом были учтены некоторые ограничения: нельзя менять количество строк в итоговой таблице, значения критических насыщенностей и проницаемости при нулевых насыщенностях. Также учитывалось, что функция должна монотонно возрастать

на всём отрезке приведённой водонасыщенности от 0 до 1. Аппроксимация проводилась с помощью формул LET-корреляции (формулы 4, 5):

$$K_{ro} = \frac{(1-S_{wn})^{Lo}}{(1-S_{wn})^{Lo} + E_o * S_{wn}^{To}}, \quad (4)$$

$$K_{rw} = \frac{{S_{wn}}^{Lw}}{{S_{wn}}^{Lw} + E_w * (1-S_{wn})^{Tw}}, \quad (5)$$

где L, E, T – эмпирические коэффициенты.

Параметр L влияет на нижнюю часть кривой, T – на верхнюю, E – на наклон. При E = 1 наклон регулируется значениями L и T. Опыт применения показывает, что у всех трёх переменных есть ограничения: L ⩾ 1, E ⩾ 0, T ⩾ 0,5. Ограничение переменной E обусловлено тем, что при E < 0 нарушается условие, связанное с монотонностью функции; также отрицательные значения переменной E могут привести либо к отрицательным значениям функции, либо, наоборот, ко значениям, превышающим 1. Ограничение переменной L исключает возможность неестественно резкого увеличения ОФП на отрезке от нуля до значения приведённой водонасыщенности во второй строке таблицы нормированных относительных фазовых проницаемостей, а ограничение переменной T – на отрезке от значения приведённой водонасыщенности в предпоследней строке таблицы ОФП до единицы.

Коэффициенты L, E и T подбирались с помощью специально созданной таблицы в Microsoft Excel и надстройки «Поиск решения». Одну такую таблицу можно условно разделить на три набора столбцов. В первом наборе размещены изначальные значения нормированных относительных фазовых проницаемостей, определённые по керну, и соответствующие им значения приведённой водонасыщенности. Следующие две группы столбцов включают полученные по определённым формулам (LET, Corey и др. – на выбор) значения проницаемости, значения коэффициентов достоверности аппроксимации R^2 и средней абсолютной ошибки A и столбцы с компонентами для их вычисления, а также искомые параметры L, E и T. Формулы в ячейках подобраны таким образом, чтобы при настройке «Поиска решения» можно было контролировать коэффициент достоверности аппроксимации R^2, либо указывая его в качестве целевой функции, либо задавая ограничения по нему. Сами коэффициенты R^2 (формула 6) и A (формула 7) вычисляются по следующим формулам:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{I=1}^{N} (K_{Форм.i} - K_I)^2}{\sum_{I=1}^{N} K^2{}_I - \frac{\left(\sum_{I=1}^{N} K_I\right)^2}{N}}, \quad (6)$$

$$A = \frac{1}{N} * \sum_{I=1}^{N} \left| \frac{K_I - K_{Форм.i}}{K_I} \right|, \quad (7)$$

где R^2 – коэффициент достоверности аппроксимации, д.е.; n – количество строк в таблице с исходными данными; $K_{форм.i}$ – значение, полученное с помощью аппроксимирующей формулы; K_i – фактическое значение; A – коэффициент средней абсолютной ошибки.

Данные коэффициенты интерпретируются следующим образом: чем ближе значение R^2 к единице, а A к нулю, тем больше расчётные данные (в данном случае – значения, вычисленные по методике LET) соответствуют исходным (в данном случае – керновым).

В результате были вычислены следующие коэффициенты: Lw = 1; Ew = 0,33; Tw = 0,5.

По итогам расчёта модели с новой проницаемостью по воде расчётная накопленная добыча нефти отклоняется от фактической менее чем на 5%, накопленная добыча воды – менее чем на 3%, накопленная добыча жидкости – менее чем на 4%, суммарный объём закачанной воды – менее чем на 5% (рисунок 3), что является очень хорошим результатом. Расхождение всех дебитов на протяжении разработки также значительно уменьшилось (рисунок 4). Расхождение между расчётной и фактической накопленной добычей

нефти снизилось с 12.8% до 3.9%, а между расчётным и фактическим дебитом нефти – с 22.8% до 10%, что подтверждает правильность подхода к модификациям относительной фазовой проницаемости.

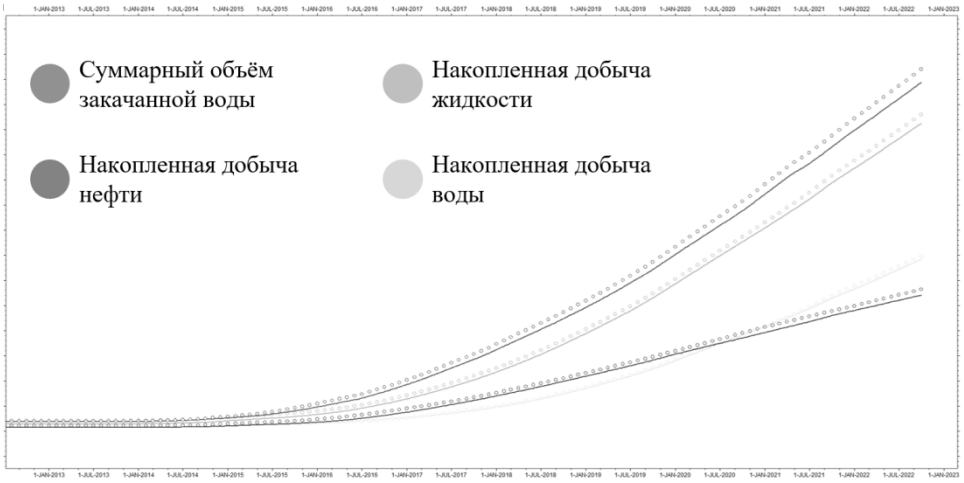


Рис. 3 – График накопленных показателей после изменения относительной фазовой проницаемости

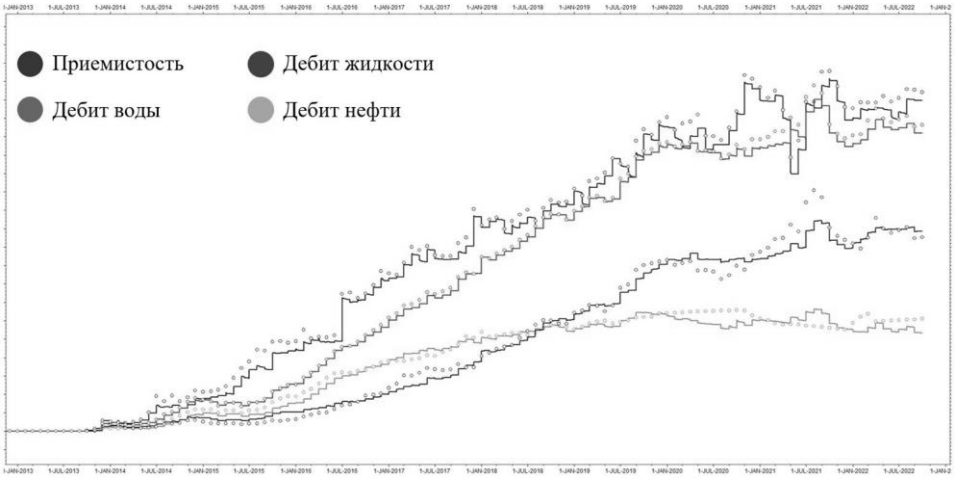


Рис. 4 – График дебитов после изменения относительной фазовой проницаемости

Модификации относительной фазовой проницаемости представленным методом могут использоваться для улучшения качества адаптации модели и проведения прогнозных расчётов для анализа эффективности многих геолого-технических мероприятий – гидроразрыва пласта, зарезки боковых стволов, циклического заводнения. При низком качестве адаптации модели дополнительная добыча в случае проведения геолого-технических мероприятий вычисляется неправильно, следовательно, их проведение может привести к убыткам.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалёв, А.М. Кузнецов, В.Н. Черноглазов. Москва: ВНИИОЭНГ, 1988. 56 с.
2. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы. – Москва: Мир, 1964. – 350 с.
3. Хайруллин А.А. Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой: дисс. канд. техн. наук / Тюмень, 2021. 147 с.

4. Дубровин М.Г., Вокина В.Р., О.А. Ядрышникова. О применении LET-модели для аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. -2022. – Том 8. № 4 С. 144–162.
5. Lomeland F. A new versatile relative permeability correlation / F. Lomeland, E. Ebeltoft, W.H. Thomas // Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts (21–25 August, Toronto, Canada). 2005. Paper SCA2005-32. Accessed 8 November 2022.

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ CO_2 ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ И ПЕРСПЕКТИВ

EFFECTIVE APPLICATION OF CO_2 FOR ENHANCED OIL RECOVERY: ANALYSING PROBLEMS AND PROSPECTS

Щиголев К.В.
Shchigolev K.V.
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Российская Федерация, shchigolev.kv@gmail.com

Технология закачки диоксида углерода (CO_2) для повышения нефтеотдачи (CO_2-EOR) зарекомендовала себя как эффективный третичный метод разработки месторождений нефти и газа. Обычно после первичной добычи (~10–20% начальных запасов нефти) и вторичного вытеснения водой (ещё ~10–20%) применение CO_2 позволяет дополнительно извлечь порядка 10–30% нефти.

В мире реализуется около 130 коммерческих проектов CO_2-EOR (большинство – в США), что подчёркивает актуальность метода. Закачка CO_2 способствует смещению нефти за счёт уменьшения её вязкости, набухания и частичного смешивания, образуя подвижный нефтяной фронт, движущийся к добывающим скважинам. Кроме того, технология CO_2-EOR одновременно решает задачу улавливания и хранения углекислого газа, поскольку значительная часть закачанного CO_2 в итоге остается законтурно в пласте.

Традиционные методы CO_2-EOR включают как прямую закачку диоксида углерода, так и комбинированные методы нагнетания диоксида углерода совместно с водой. Они доказали свою эффективность в многочисленных промышленных проектах, но имеют определённые ограничения, такие как риск прорыва газа и снижение охвата вытеснения [1].

Незначительный объем нефти, добываемый при использовании метода закачки CO_2, обусловлен низкой вязкостью закачиваемого в пласт углекислого газа. Это приводит к таким явлениям, как образование вязких газовых «пальцев», гравитационное разделение и неблагоприятному коэффициенту подвижности фаз, что снижает эффективность вытеснения нефти.

В последнее время исследования в области технологии CO_2-EOR сосредоточены на преодолении существующих ограничений путём использования модифицированных рабочих агентов-загустителей (полимеры, поверхностно-активные вещества, низкомолекулярные соединения и наночастицы), способствующих повышению вязкости флюида, улучшению контроля фронта вытеснения и снижению подвижности газа (рисунок 1). Принцип загущения, преимущества и недостатки различных типов загустителей CO_2 представлены в таблице 1 [2].

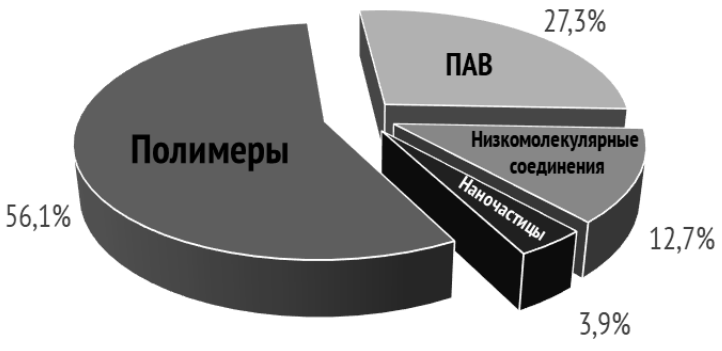


Рис. 1 – Распределение исследований различных типов загустителей CO_2 за последние 50 лет

Таблица 1. Типы загустителей CO_2 и эффективность их применения

Метод	Принцип работы	Преимущества	Недостатки
Полимеры	Расширение полимерной цепи, межмолекулярные взаимодействия, запутывание и самосборка	– Повышают вязкость CO_2 в широком диапазоне температур – Фторполимеры загущают CO_2 без сорастворителей – В целом эффективнее других методов.	– Плохо растворяются в CO_2, особенно с высокой молекулярной массой – Некоторые полимеры требуют сорастворителей или нагрева – Фторполимеры дороги и склонны к адсорбции на породе.
ПАВ	Образование мицелл и самосборка в сетевые структуры с формированием стабильной пены	– Снижают проницаемость CO_2 – Отличные пенообразователи для CO_2 в водонасыщенных коллекторах – Снижают капиллярные силы и межфазное натяжение в коллекторе.	– Нестабильны при высоких температурах. – Высокая адсорбция на породе снижает эффективность – Требуется большое количество реагента для компенсации потерь из-за адсорбции и увеличения вязкости CO_2
Низкомолекулярные соединения	Межмолекулярные ассоциации, образующие вязкоупрочняющие макромолекулярные сети в растворе	– Малые концентрации заметно увеличивают вязкость CO_2. – Гелеобразование улучшает взаимодействие с нефтью, формируя макромолекулярные сети.	– CO_2 – гели на основе малых молекул являются более вязкими и сложными для закачки – Фторсодержащие малые молекулы дороги и экологически небезопасны.
Наночастицы	Диспергируются в CO_2 – водном растворе и стабилизируют CO_2 – пену	– Улучшают смачиваемость и снижают межфазное натяжение. – Обеспечивают гомогенность CO_2-растворов. – Предотвращают осаждение примесей в пластовых флюидах в нормальных условиях коллектора	– Некоторые наночастицы могут агломерировать в жестких пластовых условиях – Фторированные наночастицы дороги и экологически небезопасны

Преимущество технологии закачки диоксида углерода с использованием загустителей в сравнении с традиционным методом непрерывной закачки CO_2 представлено на рисунке 2 [3].

На иллюстрации слева показано, как при неблагоприятном соотношении вязкостей (M>1) закачанный CO_2 образует узкие потоки (газовые «пальцы»), проникающие преимущественно через высокопроницаемые

каналы вверх (гравитационное разделение) и вперёд, минуя значительную часть нефти. В результате макроохват пласта невысокий, и значительная доля нефти остаётся несвязанной.

На иллюстрации справа – схема закачки CO_2 с загустителями, которая обеспечивает контроль подвижности (M <1): газовый фронт движется более равномерно через всю толщину пласта, вовлекая ранее неохваченные зоны. Такой равномерный фронт вытеснения позволяет существенно повысить нефтеотдачу за счёт полного охвата пласта и предотвращения преждевременного прорыва газа.

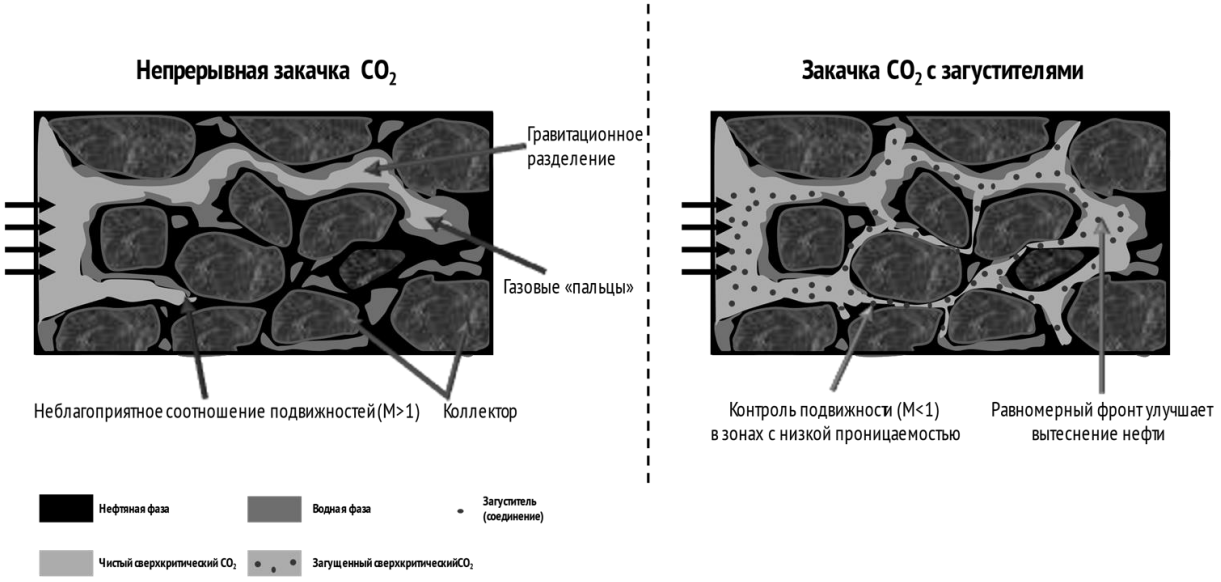


Рис. 2 – Иллюстрация нестабильности фронта вытеснения при обычной CO_2-закачке и эффекта улучшения мобильности за счет загустителей

Однако несмотря на многочисленные исследования полимеров, поверхностно-активных веществ, низкомолекулярных соединений и наночастиц в качестве загустителей CO_2, ни один из этих реагентов пока не может считаться эффективным и экономически выгодным для промышленного применения в полевых условиях. Хотя лабораторные испытания и моделирование выявили перспективные соединения, такие как PDMS, polyFAST (наиболее успешные полимеры) и другие, их использование ограничено высокой стоимостью, большими требуемыми объёмами и экологическими проблемами. Дальнейшие исследования, включая пилотные испытания, необходимы для разработки доступных и эффективных загустителей CO_2 для повышения нефтеотдачи.

СЕКЦИЯ 2.
«ПРОМЫШЛЕННОЕ РАЗВИТИЕ: ОТ ИДЕИ ДО ТЕХНОЛОГИИ»

ЦИФРОВЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

DIGITAL METHODS OF PARAMETER DIAGNOSTICS FOR OIL AND GAS EQUIPMENT CONTROL

Акрамов С.Т.[1], Гурский А.О.[2]
Akramov S.T., Gurskiy A.O.
[1] *Россия, Северный Арктический Федеральный Университет, akramovsardor67@gmail.com*
[2] *Беларусь, Белорусский Национальный Технический Университет,* anton.gursky@mail.ru

В данной работе проводится исследование перспективных методов цифровизации управления нефтегазовым оборудованием (насосными агрегатами), а также рассмотрены перспективы внедрения систем диагностики на данном насосном агрегате для перекачки нефти с подбором конкретных датчиков вибрационного и теплового мониторинг для повышения эффективности его работы.

Для реализации проактивного обслуживания, самого эффективного метода ТО (рисунок 1), необходимо применять цифровые методы контроля за состоянием оборудования, так как данный метод основан на получении и обработке данных оперативной диагностики и мониторинга параметров работы (температуры узлов, вибраций, подачи, напора и пр.), а также анализа данных по периодической диагностике при помощи методов неразрушающего контроля.



Рис. 1 – Сравнение стратегий технического обслуживания

Для демонстрации применения данных технологий на практике, рассмотрим насосный агрегат. Для демонстрации возможностей применения цифровизации на оборудовании нефтегазового комплекса рассмотрим один из вариантов центробежного насоса, применяемого для перекачки нефти. Исходя из приведенных характеристик датчиков, цен и возможностей их приобретения, выберем датчик **IFM Electronic VKV022** как оптимальный и удовлетворяющий всем параметрам. Датчик имеет резьбу М8, позволяющую прикрепить в требуемом месте корпуса для осуществления измерений Рассматриваемый датчик имеет ряд преимуществ:

1) Применяем в широких температурных диапазонах;
2) Имеет самый широкий, из рассмотренных, диапазон измерений;
3) Доступен для покупки в России.

Знание температуры подшипников, как и проведения вибромониторинга, позволяют заранее выявлять неисправности в работе оборудования. Температура подшипника, которая выходит за установленные рамки, может привести к изменению свойств металла подшипника (например, стали). Исходя из текущих условий, а также характеристик и доступности на рынке, выберем датчик 84.SE.028 на основе чувствительного элемента PT-100 как оптимальный вариант. Контроль температуры подшипников очень важен в производственной деятельности. Однако, стоит учитывать, что при правильном подходе, контроль вибрации может полностью заменять такие традиционные пункты как контроль температуры и смазки подшипников. В данной части нами были рассмотрены различные датчики температуры, подобран оптимальный и представлены их точки расстановки на выбранный насосный агрегат.

Таким образом, внедрение систем диагностики позволит вести непосредственный и постоянный контроль за насосным агрегатом, что, в свою очередь, позволит сократить вероятность выхода из строя оборудования в результате поломки. Также, применение систем диагностики (как вибро, так и термической) дает возможность внедрения самого эффективного метода технического обслуживания данного насосного агрегата – проактивного. Данный метод ТО значительно сокращает простой оборудования из-за вынужденных ремонтов, увеличивает срок его эксплуатации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. *Бурков Д.В., Губайдуллин М.Г.* Геокриологический мониторинг варандейского прибрежно-морского нефтеотгрузочного комплекса в ненецком автономном округе // Нефтегазовое дело, 2010 – том 2, Вып. 2. С. 21–253.
2. *Чекрыжев Николай Викторович, Коптев Анатолий Никитович* Перспективы развития методов технического обслуживания сложных систем бортового комплекса оборудования // Вестник СГАУ. 2012. №1 (32). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-metodov-tehnicheskogo-obsluzhivaniya-slozhnyh-sistem-bortovogo-kompleksa-oborudovaniya.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ ЭФФЕКТА АВТОГРП

ANALYSIS OF FACTORS INFLUENCING THE EFFECT OF AUTO-FRACTION

Астапенко К.А.
Astapenko K.A.
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, e-mail: fedorovaksenia2003@gmail.com

АвтоГРП – незапланированное увеличение проницаемости призабойной зоны пласта, вызванное раскрытием существующих трещин или образованием новых при больших объемах закачиваемых флюидов в скважину. Для добывающих и нагнетательных скважин, факторы, на основании которых можно выделить эффект автоГРП, значительно разнятся.

Первостепенно необходимо рассмотреть добывающие скважины и факторы, на основании которых может развиться эффект автоГРП:

1. Поровое давление. Напрямую влияет на проницаемость, а увеличение проницаемости ведет за собой возникновение эффекта автоГРП. Таким образом, чем выше поровое давление, тем выше давление автоГРП.

2. Пористость. В рамках анализа экспериментальных исследований на образцах с различной пористостью было выявлено, что на образцах с большей пористостью, процесс автоГРП возникает при больших давлениях.

3. Размер частиц, слагающих породу. В рамках обработки экспериментальных данных [1], было выявлено, что в образцах с большим диаметром частиц, слагающих породу, необходимо меньшее давление для образования эффекта автоГРП.

4. Забойное давление. Так как забойное давление напрямую связано с давлением смыкания, а за счет изменения давление смыкания, можно отследить образование эффекта автоГРП. Таким образом с ростом забойного давления, растет давление автоГРП [2].

5. Модуль Юнга. В рамках исследования [3] было выявлено, что данный параметр оказывает негативное влияние на процесс возникновения трещин автоГРП. Таким образом, чем больше модуль Юнга – тем большую нагрузку необходимо приложить для создания техногенной трещины, следовательно, образуется прямая зависимость.

Влияние автоГРП на нагнетательные скважины можно оценить благодаря следующим факторам:

1. Объемный расход воды. Скорость закачки воды имеет прямое влияние на процесс автоГРП. Чем больше скорость закачки жидкости в пласт, тем больше давление автоГРП [4].

2. Приемистость. При возникновении трещин автоГРП растет коэффициент приемистости пласта, таким образом, на основании аналитических данных и сравнении коэффициента приемистости с коэффициентом продуктивности можно определить начало возникновения автоГРП [5].

3. Водонасыщенность пласта. При увеличении водонасыщенности ПЗП, растет приемистость скважины, таким образом, за счет роста фазовой проницаемости по воде можно отследить возникновение эффекта автоГРП [6–8].

На основании рассмотренных факторов, была составлена схема факторов, влияющих на автоГРП.

Таким образом, контролируя изменение данных факторов можно отследить момент образования техногенных трещин, способствующих явлению автоГРП, а также использовать данный эффект для более эффективного воздействия на пласт с помощью нагнетательных скважин. Также образование новых трещин может способствовать к образованию механических примесей в пластовом флюиде, а увеличение объема жидкости может вести к образованию новой проблемы – пескопроявления.

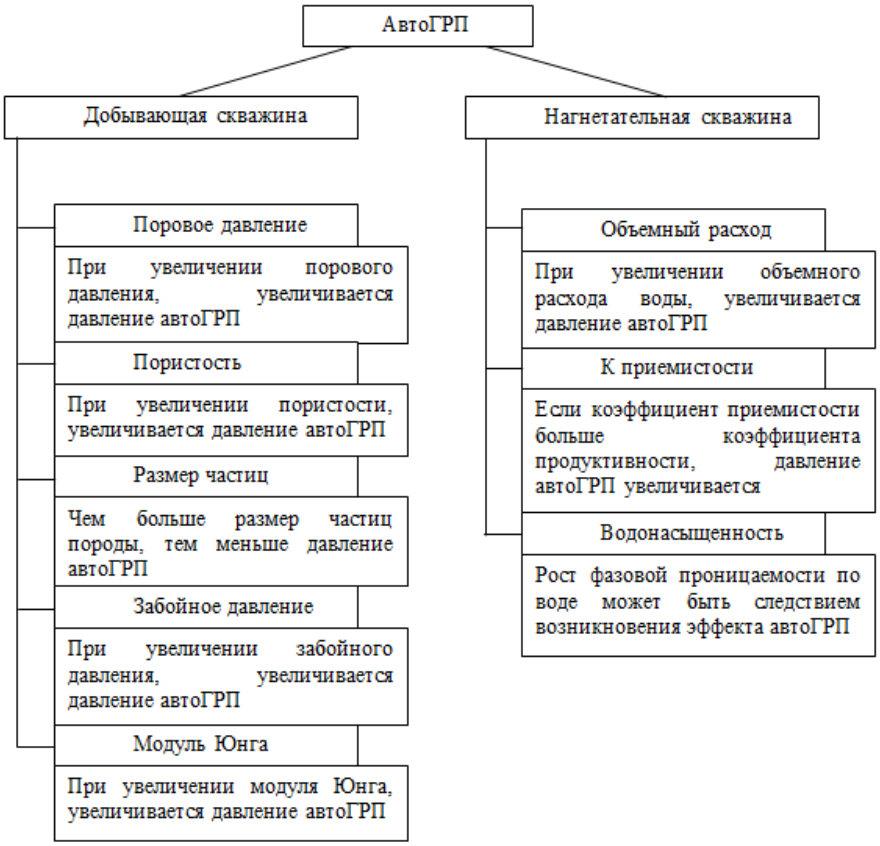


Рис. 1 – Схема факторов, влияющих на эффект автоГРП

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Методика поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования закачки в низкопроницаемые коллекторы/ А.В. Сюндюков, Г.И. Хабибуллин, А.С. Трофимчук, Д.К. Сагитов. – DOI 10.24887/0028-2448- 2022-9-96-99. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №9. – С. 96–99.
2. Изотов А.А., Афонин Д.Г. Влияние трещин авто-ГРП на коэффициент нефтеизвлечения и его прогнозирование//Нефтяная провинция. – 2021.-№ 4(28). – Часть 1. –Спецвыпуск. С. 109–121. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.109-121.
3. Главнов Николай Григорьевич, Квеско Бронислав Брониславович Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия ТПУ. 2011. № 1.
4. Якупов И.Я., Егоров Е.Л., Родионова И.И., Мироненко А.А., Искевич И.Г., Мирошниченко В.П., Сергейчев А.В. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 55–58. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-55-58.
5. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Усманов Т.С., Степанова З.Ю. «Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах»// Электронный научный журнал нефтегазовое дело, 2011 г. 65–75 с.

НАЗЕМНОЕ ЛАЗЕРНОЕ СКАНИРОВАНИЕ – ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

TERRESTRIAL LASER SCANNING IS AN EFFECTIVE TOOL FOR DIAGNOSTICS OF THE TECHNICAL CONDITION OF STORAGE TANKS

Васильев Г.Г.[1], Сальников А.П.[1], Горбань Н.Н.[2]
Vasiliev G.G., Salnikov A.P., Gorban N.N.
[1] *Российская Федерация, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, salnikov.a@gubkin.ru*
[2] *Российская Федерация, АО «КТК-Р», Moscow.reception@cpcpipe.ru*

Резервуары представляют собой наземные стальные вертикальные сварные строительные конструкции, предназначенные не только для приема и хранения нефти и нефтепродуктов, но и для обеспечения безопасной и бесперебойной поставки продукта конечному потребителю. Вертикальные стальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов (далее – резервуары) могут содержать от 100 до 120000 м^3 продукта и представляют собой объекты повышенной опасности, аварии на которых имеют значительные экономические, экологические и социальные последствия. Так, авария буквально на одном резервуаре может привести загрязнению территорий площадью до нескольких десятков тысяч километров, попаданию хранимого продукта в водные источники и ущербу в десятки миллиардов рублей.

Подобные масштабные последствия от аварии только на одном резервуаре показывают, что своевременный и качественный контроль и оценка технического состояния резервуаров имеют большое значение для обеспечения их надежной и безопасной эксплуатации. В соответствии с требованиями действующих нормативных документов надежность резервуаров обеспечивается проведением регулярного двухуровневого диагностирования с оценкой технического состояния резервуаров [1, 2, 3]. Двухуровневое диагностирование резервуара включает в себя два этапа:

– частичная техническая диагностика резервуаров (без вывода резервуара из эксплуатации);

– полная техническая диагностика резервуаров (с выводом резервуара из эксплуатации, его очисткой и дегазацией).

При этом и во время частичной, и во время полной технической диагностики резервуаров применяется множество измерительных приборов, инструментов и методик, которые позволяют определить соответствие различных фактических параметров резервуара нормам оценки данных параметров. Среди наиболее часто применяемых средств измерения параметров состояния резервуаров можно отметить следующие [2, 3]:

– инструменты визуально-измерительного контроля (линейки измерительные, штангенциркули, шубы, калибры, шаблоны и т. д.);

– инструменты геодезического контроля (нивелиры, теодолиты, электронные тахеометры);

– ультразвуковые толщиномеры;

– ультразвуковые дефектоскопы;

– вихретоковые дефектоскопы;

– магнитные сканеры;

– наборы для капиллярного контроля;

– наборы для магнитопорошкового контроля;

– вакуумные течеискатели;

– и другие.

Одним из современных и эффективных инструментов диагностики технического состояния резервуаров является наземный лазерный сканер. Технология наземного лазерного сканирования (далее – НЛС) основана на измерении расстояния от лазерного дальномера до поверхности сканируемого

объекта и двух углов (горизонтального и вертикального), определяющих направление вектора от лазерного дальномера до объекта в системе координат лазерного сканера (рисунок 1). [4] По своей сути НЛС представляет собой логическое развитие технологии электронных тахеометров, в которой используется принцип полной тотальной съемки исследуемого объекта с получением информации о каждой его точке.

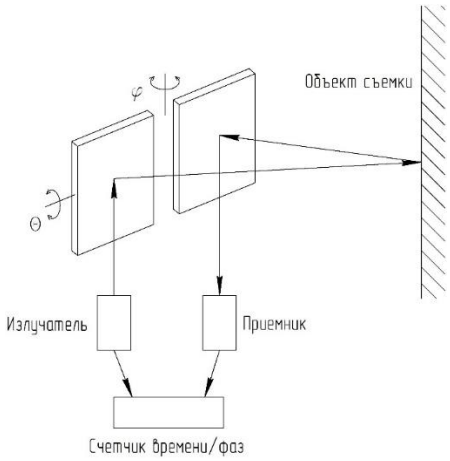


Рис. 1 – Принципиальная схема работы НЛС. [5]

Результатом работы НЛС является массив данных, который содержит информацию о пространственных координатах точек поверхности сканируемого объекта, интенсивности отраженного сигнала и RGB-составляющей, характеризующей реальный цвет точек объекта. Результаты НЛС представляются в двух видах (рисунок 2):

– растровое изображение – скан;

– трехмерная точечная модель – облако точек.



Рис. 2 – Растровое и трехмерное представление результатов НЛС резервуара. [5]

Скан как правило используется на начальных этапах камеральной обработки данных ввиду удобства и простоты работы с плоским изображением. Как правило сканы используются для предварительной очистки массива данных от лишних точек, идентификации марок специальных и сшивки отдельных сканов в единый массив данных.

Основным вариантом представления данных, с которым необходимо работать для получения конечного результата (диагностических данных о резервуаре), является облако точек. Облако точек поверхности резервуара позволяет получить следующие основные диагностические данные:

1. «Традиционные» геодезические данные о геометрии резервуара [2, 3, 6]:

1) при отсутствии недопустимых дефектов геометрической формы:

– абсолютные и относительные высотные отметки окрайки днища в точках, отстающих друг от друга не более чем на 6 метров;

– отклонения образующей стенки от вертикали, проведенной из нижнего пояса (точки нивелировки), в точках верха каждого пояса;

2) при наличии недопустимых дефектов:

– абсолютные и относительные высотные отметки окрайки днища в точках, отстающих дуг от друга не более чем на 6 метров;

– отклонения образующей стенки от вертикали, проведенной из нижнего пояса (точки нивелировки), точках верха каждого пояса;

– отклонения от вертикали образующих с шагом в 1 метр вправо и влево от «дефектной» образующей в точках верха каждого пояса;

– деформация стенки в местах недопустимых вмятин (выпучин) в точках сетки с шагом 20 см;

2. Трехмерные модели металлоконструкций резервуара (стенки, несущих элементов крыши и т. д.);

3. Оценку напряженно-деформированного состояния (далее – НДС) металлоконструкций резервуара с учетом их фактической геометрической формы, данных о фактической толщине элементов и действующих эксплуатационных нагрузок (рисунок 3);

4. Оценку малоцикловой усталости в локальных геометрических дефектах с учетом режима фактической эксплуатации резервуара. [6]

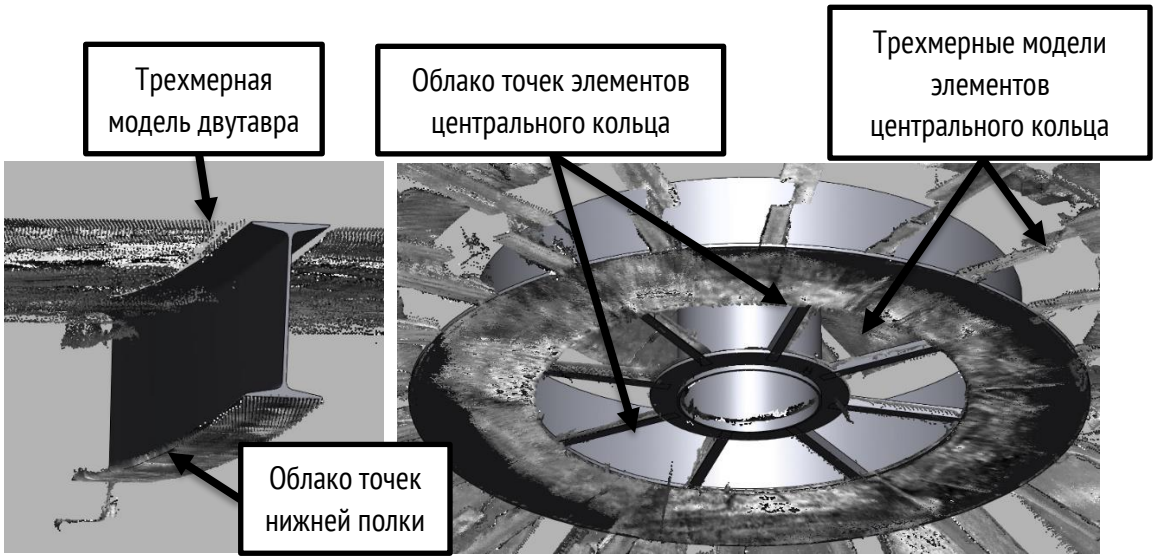


Рис. 3 – Моделирование основных несущих элементов крыши РВСП-5000 по облаку точек. [7]

Таким образом НЛС, как инструмент диагностики, выступает полноценной заменой традиционных геодезических приборов, и при этом позволяет получить гораздо больше диагностической информации.

Одними из основоположников применения технологии НЛС для оценки технического состояния резервуаров в Российской Федерации является кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ (далее – кафедра) РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Исследование вопросов применения технологии НЛС для диагностики резервуаров ведется сотрудниками и аспирантами кафедры с 2014 года.

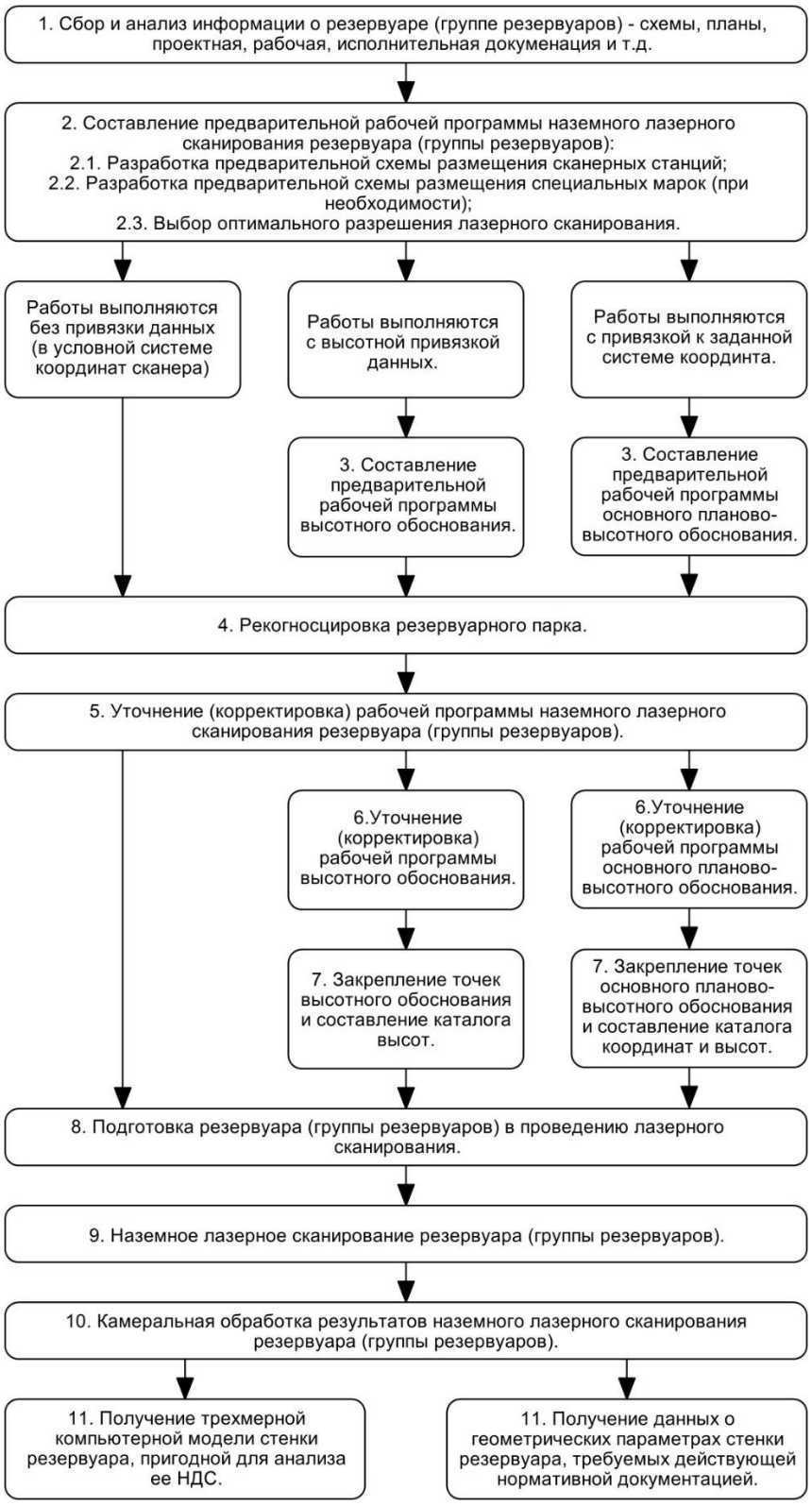


Рис. 4 – Алгоритм лазерного сканирования резервуаров. [8]

Так, в 2014–2015 гг. в результате совместной работы сотрудников кафедры и специалистов ООО «НИИ Транснефть» была разработана первая в России методика (рисунок 4) применения НЛС для диагностики резервуаров, которая стала основой позднее утвержденного РД-23.020.00-КТН-017-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Лазерное сканирование резервуаров. Общие положения». При этом стоит отметить, что при выполнении данной работы был предложен новый

взгляд на технологию НЛС. А именно, рассмотрение лазерных сканеров не в качестве замены существующих геодезических приборов, а в качестве концептуально и технологически нового диагностического прибора, открывающего новые возможности.

Дальнейшие исследования НЛС резервуаров, которые продолжаются и сегодня, сотрудников и аспирантов кафедры позволили разработать новые дополнительные требования и рекомендации:

– к выбору разрешения лазерного сканирования резервуаров;

– к расчету участка поверхности резервуара, сканируемого с одной сканерной станции;

– к выбору оптимального положения лазерного сканера при НЛС резервуаров большого и малого объема с учетом особенностей их геометрии;

– к выбору оптимального положения лазерного сканера при НЛС резервуаров большого и малого объема с учетом требований к конечной погрешности измерений;

– к оценки малоцикловой усталости в локальных геометрических дефектах и другие.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 31385-2023 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1302050679.
2. Руководство по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» (утверждено приказом Ростехнадзора от 31 марта 2016 г. № 136) [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200133803.
3. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200003534.
4. Середович В.А. Наземное лазерное сканирование: монография / В.А. Середович, А.В. Комиссаров, Д.В. Комиссаров, Т.А. Широкова. – Новосибирск: СГГА, 2009. –261 с.
5. Сальников А.П. Оценка напряженно-деформированного состояния резервуаров по результатам наземного лазерного сканирования: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Сальников Антон Павлович – М., 2016. – 167 с.
6. Горбань Н.Н. Разработка методики мониторинга малоцикловой усталости в локальных геометрических дефектах стенки резервуаров морских терминалов нефти: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Горбань Николай Николаевич – М., 2021. – 148 с.
7. Васильев Г.Г. Применение наземного лазерного сканирования для оценки напряженно-деформированного состояния алюминиевых крыш резервуаров / Г.Г. Васильев, И.А. Леонович, А.П. Сальников // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 10. – С. 11–17.
8. Горбань Н.Н. Разработка схемы размещения сканерных станций при наземном лазерном сканировании резервуаров с учетом требований к погрешности результатов измерений / Н.Н. Горбань, Г.Г. Васильев, А.П. Сальников, С.И. Шитов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 74–78.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

DIGITAL TRANSFORMATION OF CORROSION MONITORING OF OILFIELD PIPELINES

Годлевская А.Ю., Хамидуллова Р.Р.
Godlevskaya A.Y., Khamidullova R.R.
Научный руководитель: Савельева Н.Н., канд. пед. наук, доцент кафедры Нефтегазовое дело,
Тюменский индустриальный университет
Тюменский индустриальный университет, Филиал в г. Нижневартовске,
e-mail: godlevskaaangelina@gmail.com, regina.khamidullova@gmail.com

В статье рассматривается необходимость внедрения цифровой трансформации мониторинга коррозии нефтепромысловых трубопроводов. Производится анализ современных технологий и методов сбора, обработки и диагностики данных для повышения эффективности контроля за состоянием трубопроводных систем. Подчеркивается значимость использования искусственного интеллекта, интернета вещей и больших данных в предиктивной аналитике. Делается вывод о необходимости внедрения комплексных цифровых решений для снижения рисков аварий и повышения безопасности эксплуатации нефтегазовой инфраструктуры.

Ключевые слова: цифровая трансформация, мониторинг коррозии, нефтепромысловые трубопроводы, искусственный интеллект, предиктивная аналитика, интернет вещей.

За последние несколько лет нефтяная отрасль сталкивается с огромным количеством испытаний и цифровая трансформация нефтяной отрасли в этом случае не просто тенденция, а необходимость, обусловленная потребностью повышения безопасности, увеличения срока службы оборудования, уменьшением расходов и снижением влияния на окружающую среду. Одним из ведущих факторов является активный мониторинг коррозии, который становится все более важным в соотношении цифровизации. [1].

Коррозия —это самопроизвольное разрушение металлов и сплавов в результате химического, электрохимического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой.

Основными причинами коррозии являются:

- Воздействие агрессивных сред.
- Экстремальные условия эксплуатации.
- Отсутствие своевременного мониторинга и профилактики.

Благодаря современным технологиям регулярный контроль можно заменить на непрерывный мониторинг коррозии в условиях реального времени. Это поможет более точно оценивать состояние оборудования и поможет снизить затраты на его обслуживание.

1. Интернет вещей (IoT): установленные датчики могут фиксировать параметры, влияющие на коррозию, включая температура, влажность и уровень pH. Собранные сведения передаются в облачные системы для последующего анализа, что позволяет оперативно выявлять возможные проблемы.

2. Анализ больших данных: сбор и обработка внушительных объемов информации о состоянии оборудования и условиях его эксплуатации помогают изготавливать модели, прогнозирующие вероятность коррозии. Такие модели предоставляют компаниям возможность предварительно предпринимать меры для устранения повреждений.

3. Искусственный интеллект и машинное обучение: алгоритмы искусственного интеллекта анализируют данные о коррозии и выявляют последовательности, которые могут быть незаметны для человека. Это содействует при разработке более действенных стратегий координирования коррозией. [1].

Цифровой мониторинг коррозии является универсальной технологией. Узел контроля коррозии состоит из датчиков и системы регистрации. Вся информация в режиме реального времени транслируется на монитор. По результатам коррозии специалисты могут увидеть характер повреждений, оценить скорость коррозии, принять решения о оптимизации подачи ингибитора, принять другие решения по уменьшению скорости коррозии. Важным фактором является возможность прогнозирования коррозии на подземных трубопроводах.

Преимущества цифрового мониторинга коррозии:

1. Продление срока службы оборудования

Благодаря постоянному наблюдению можно своевременно принимать меры по борьбе с коррозией, продлевая тем самым срок пользования крайне ценной инфраструктуры.

2. Снижение расходов на ремонт и техническое обслуживание

Предвидящий анализ позволит планировать обслуживание исходя из реальных данных, а не гипотез, что минимизирует нежданных неполадки и затраты на внеплановый ремонт.

3. Сокращение рисков и увеличение безопасности

Заранее произведенная диагностика дефектов снижает риск аварий, связанных с разрушением из-за коррозии, что в частности важно для морских платформ и трубопроводов, проходящих через природно-уязвимые места.

4. Повышение экологической стабильности

Понижение вероятности аварий за счет эффективного контроля коррозии поспособствует уменьшению утечки газа и нефти, сокращая пагубное влияние на окружающую среду.

Мониторинг коррозии играет важную роль в цифровой трансформации нефтяной отрасли. Работа с Интернетом вещей, искусственным интеллектом и облачными технологиями предоставляет возможность создавать умные концепции прогнозирующего анализа, увеличивая надежность и успешность инфраструктуры. Интеграция цифровых технологий выступает не просто в роли тренда и конкурентным преимуществом, но и острой стратегической необходимостью для нынешних нефтегазовых компаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Application of PCIU for protection of emergency pipelines against corrosion / N.N. Saveleva, A.R. Salyakhova, K.E. Koretskiy, P.E. Koretskiy // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Tyumen, 24–25 августа 2020 года. – Tyumen, 2020. – P. 012030. – DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012030.
2. Saveliev Y.V. Automation of industrial processes and everyday life / Y.V. Saveliev, N.N. Savelieva // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering: International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals, Tyumen, 19–20 августа 2019 года. Vol. 663. – Tyumen: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012068. – DOI 10.1088/1757-899X/663/1/012068.
3. Нарзуллаев А.Х. Производство азотных, фосфорных ингибиторов коррозии на основе местного сырья и изучение процессов коррозии в металлических трубах / А.Х. Нарзуллаев // Universum: технические науки. – 2021. – № 3-3(84). – С. 58–60.
4. Коррозия и защита от коррозии конструкционных материалов и сооружений: учебное пособие. – Санкт-Петербург: ООО «Издательство «ЛЕМА», 2021. – 38 с. – ISBN 978-5-00105-669-0.
5. Технологии нефтегазового инжиниринга / В.Я. Мауль, Н.Р. Кривова, Н.Н. Савельева [и др.]. Том Часть 1. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – 167 с. – ISBN 978-5-9961-3167-9.
6. Патент № 2715474 C1 Российская Федерация, МПК G01N 17/02, G01N 27/20. устройство для контроля неравномерной коррозии внутренней поверхности трубопроводов: № 2019110997: заявл. 12.04.2019: опубл. 28.02.2020 / В.А. Блохин, А.Ю. Доросинский, А.Б. Лебедев [и др.]; заявитель Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Сонар» (ООО НПП «Сонар»).

ПОЛУЧЕНИЕ ГОМОГЕННОГО СПЛАВА

HOMOGENEOUS ALLOY PRODUCTION Ti-Zr-Nb-Ag

Горбенко А.Д.[1,3], Жидков В.К.[1,2], Каплан М.А.[1], Конушкин С.В.[1], Задорожный В.Ю.[3], Севостьянов М.А.[1]

[1]Россия, Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова Российской академии наук, Москва,

[2]Россия, Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана, Москва,

[3]Россия, Национальный исследовательский технологический университет МИСиС, Москва

E-mail: artemgorbenk@yandex.ru

В современной медицине постоянно ищутся инновационные решения для улучшения качества жизни пациентов и повышения эффективности медицинских процедур [1, 2]. Потенциально, подобным решением является титановый сплав с антибактериальными свойствами для применения в имплантации. Сплавы состава Ti-Zr-Nb обладают высокими механическими свойствами и модулем Юнга, сравнимым с таковым человеческих костей. При добавлении Ag, способного предотвращать развитие бактерий, можно получить ортопедический материал, значительно снижающий риск осложнений после вживления имплантата [3]. Поэтому в данной работе рассматривается процесс получения группы титановых сплавов Ti-38Zr-11Nb-(0-3) Ag и термическая обработка, необходимая этому материалу для получения однородного состава.

Выплавка образцов производилась в аргонодуговой плавильной печи с нерасходуемым вольфрамовым водоохлаждаемым электродом L200DI фирмы Leybold-Heraeus (Германия). Исходными материалами для выплавки являлись стружки йодидного титана, йодидного циркония и ниобия марки Нб-1. Шихта в заданном соотношении помещалась в водоохлаждаемый медный поддон, после чего рабочая камера герметично закрывалась и вакуумировалась до давления 1*10-2 мм. рт. ст. Затем в камеру подавался аргон, ионизирующий ток. В момент подачи тока на электрод и присоединения к шихте, титановая стружка сразу расплавляется (tпл=1670° С) и стекает в медный кристаллизатор. Затем плавится цирконий (tпл=2125° С), после ниобий (tпл=2467° С). Данный метод выплавки был выбран в связи с наличием в выбранных составах тугоплавкого Nb. За один переплав не удается получить гомогенный слиток, поэтому плавление повторяется 6 раз. Такое количество переплавов необходимо для получения равномерного химического состава по всему объему слитка. Длительность каждой плавки одного слитка 1–1,5 мин.

В момент остывания слитка возможна ликвация, которая убирается дальнейшим гомогенизирующим отжигом в течение 2 часов в вакууме при давлении 27*10-4 Па при температуре 950° С. Эффект от отжига представлен на рисунке 1.

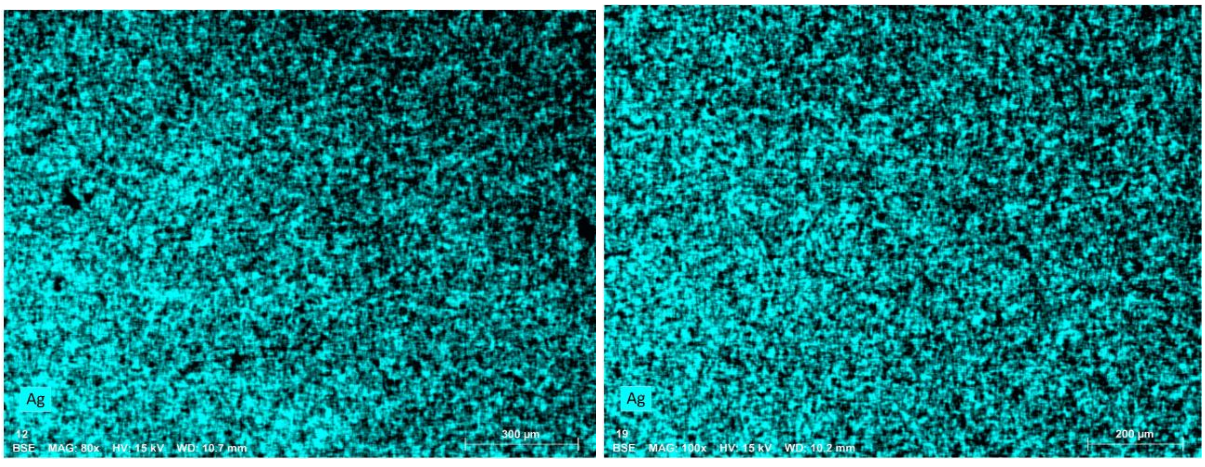


Рис. 1 – Распределение серебра я в сплаве Ti-38Zr-11Nb-1Ag до (слева) и после (справа) отжига при температуре 950° С

Таким образом, представлена технология выплавки сплавов Ti-38Zr-11Nb-(0-3)Ag с последующим отжигом для получения гомогенного биосовместимого титанового сплава.

Работа выполнена в рамках государственного задания № 075-00320-24-00.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Konushkin S.V., Sergiyenko K.V., Nasakina E.O., Leontyev V.G., Kuznetsova O.G., Titov D.D., Tsareva A.M., Dormidontov N.A., Kirsankin A.A., Sevostyanov M.A., Kannykin S.V., Kritskaya K.A., Berezhnov A.V., Laryushkin D.P., Kulikov A.V., Belosludtsev K.N., Antipov S.S., Volkov M.Y., Kozlov V.A., Rebezov M.B. et al. STUDY OF THE PHYSICOCHEMICAL AND BIOLOGICAL PROPERTIES OF THE NEW PROMISING TI–20NB–13TA–5ZR ALLOY FOR BIOMEDICAL APPLICATIONS // Materials Chemistry and Physics. 2020. Т. 255. С. 123557.
2. Sevostyanov M.A., Baikin A.S., Sergienko K.V., Kirsankin A.A., Shatova L.A., Baymler I.V., Shkirin A.V., Gudkov S.V. BIODEGRADABLE STENT COATINGS ON THE BASIS OF PLGA POLYMERS OF DIFFERENT MOLECULAR MASS, SUSTAINING A STEADY RELEASE OF THE THROMBOLITYC ENZYME STREPTOKINASE // Reactive and Functional Polymers. 2020. Т. 150. С. 104550.
3. Каплан М.А., Иванников А.Ю., Конушкин С.В., Насакина Е.О., Баикин А.С., Картабаева Б.Б., Горбенко А.Д., Колмаков А.Г., Севостьянов М.А. Исследование структуры, механических и антибактериальных свойств коррозионностойкой стали, легированной серебром и титаном // Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах, 2022, Том 502, с. 41–49. DOI: 10.31857/S268695352201006X.

РЕШЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ОБЛАСТИ ГИДРОМЕХАНИКИ

SOLVING DIFFERENTIAL EQUATIONS IN THE FIELD OF HYDROMECHANICS USING NEURAL NETWORKS

Иова М.
Научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Кравченко М.Н.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: dep.ngipg@yandex.ru

Гидродинамическое моделирование направлено на решение прямой задачи о нестационарном течении жидкости с заданными коллекторскими свойствами (пористостью, проницаемостью и физическими свойствами насыщенных фаз пласта) на основе данных, полученных в результате геологических исследований. Основной целью является получение временных зависимостей (плотность, вязкость, температура и т. д.).

Классический подход включает в себя итеративный способ решения уравнения с помощью системы, записанной в конечно-разностной форме с начальными и граничными условиями. Основным недостатком этого метода является то, что он использует большие объемы вычислительных ресурсов, особенно для многомерных потоков.

Предлагаемый вариант – нейронная сеть (НС), которая рассматривает физику процесса, поскольку функция потерь содержит форму дифференциальных уравнений, например, закон сохранения массы, импульса, энергии. НС представляет собой вычислительную систему с большим количеством одновременно функционирующих простых процессоров с множеством связей. Преимуществом НС является то, что в отличии от тривиальных математических алгоритмов нейронные сети не программируют, а «обучают», это означает, что НС сама должна настроить веса связей согласно выборке, представленной для обучения. Функционирование и производительность нейронной сети улучшается по мере того, как она «до-обучается» решая при этом все большее количество задач. В большинстве случаев при решении задач по разработке трудноизвлекаемых углеводородов, важно учитывать реологические свойства жидкостей. Следовательно, система ДУ становится нелинейной. В ходе работы рассматривается возможность использования НС для получения решения задач гидромеханики, которые учитывают описание нелинейностей вязких жидкостей.

На рисунке 1 показан схематический алгоритм для решения дифференциального уравнения с использованием параметризованной модели (нейронной сети).

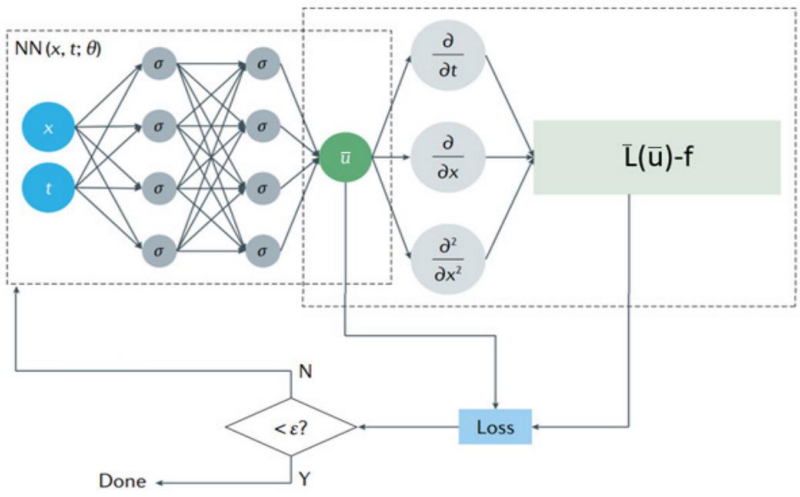


Рис. 1 – Схема алгоритма решения дифференциальных уравнений с использованием нейронной сети в качестве параметризованной функции n

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

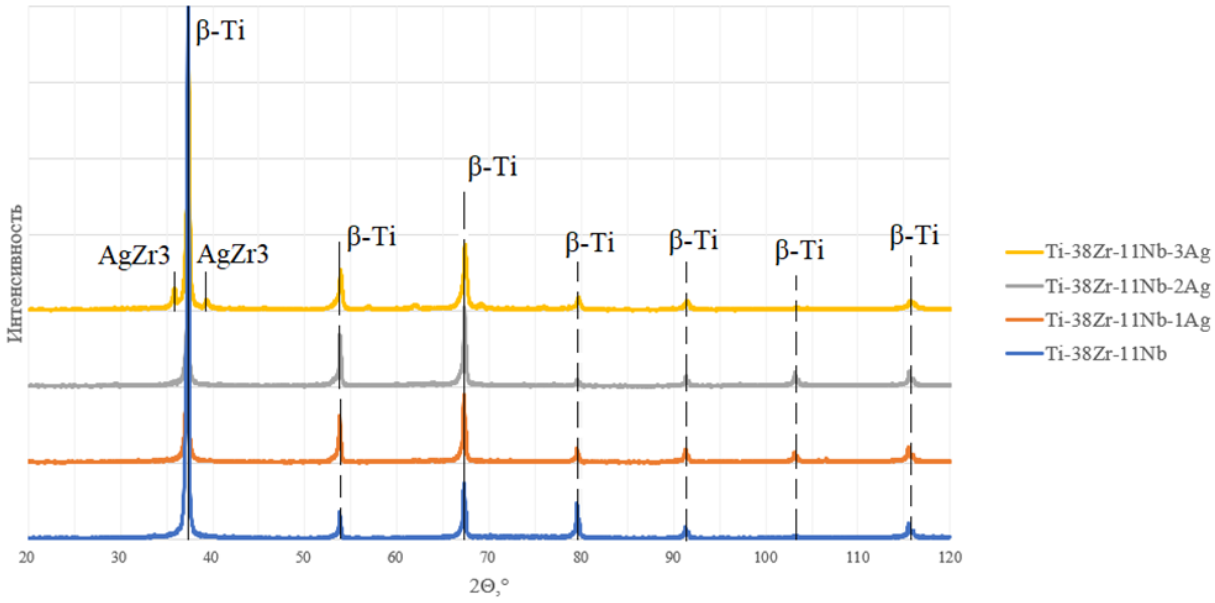
1. Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Аминьев Д., Смирнов Н., Обзор применения физически обоснованных нейронных сетей для решения задач нелинейного течения жидкости в пористых средах / Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Аминьев Д., Смирнов Н. // MDPI. – 2024. – № 12, 69. – С. 1–4.
2. Еремин Н.А., Черников, А.Д., Столяров, В.Е., Значение информации для цифровой трансформации при бурении и строительстве нефтегазовых скважин / Н.А. Еремин, А.Д. Черников, В.Е. Столяров // Бурение и Нефть. – 2022. – С. 2.

ФАЗОВЫЙ СОСТАВ СПЛАВОВ TI-38ZR-11NB-(0-3)AG

Каплан М.А.[1], Горбенко А.Д.[1,2], Задорожный В.Ю.[2], Севостьянов М.А.[1], Конушкин С.В.[1]
[1]Россия, Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН, Москва,
[2]Россия, Национальный исследовательский технологический университет МИСиС, Москва,
artemgorbenk@yandex.ru

Достижения в области современных методов лечения ставят во главу угла улучшение самочувствия пациентов и результатов процедуры [1, 2]. Перспективным направлением для этого являются материалы для имплантатов, обладающие антимикробными свойствами. Сплавы титан-цирконий-ниобий обладают надежными механическими свойствами и модулем Юнга, близким к модулю упругости человеческой кости. Использование серебра, известного своим антибактериальным действием, может способствовать созданию ортопедических имплантатов, которые значительно снижают постимплантационные осложнения. В проводимом исследовании изучается влияние легирования различным количеством серебра (0–3 мас. %) на титановый сплав Ti-38Zr-11Nb.

Важность низкого модуля упругости связана с тем, что у применяемых сейчас в протезировании сплавов он значительно выше, чем у окружающих костей – это приводит к переносу нагрузки с костей на изделие и со временем приводит к ослаблению костной ткани и, соответственно, расшатыванию имплантата. Поскольку одним из параметров, который коррелирует с низким модулем Юнга титановых сплавов, является фазовый состав, он также исследовался в различных состояниях сплавов. Поскольку объём легирования серебром небольшой, заметить вносимые им изменения сложно. Но у некоторых состояний сплава он проявляется более ярко, например, после прокатывания и закаливания. Результаты рентгенофазового анализа сплавов в этом состоянии представлены на рисунке.



Рентгенограммы прокатанных сплавов Ti-38Zr-11Nb-(0-3) Ag после закалки при 600 ^{0} C.

Результаты РФА показывают, что после прокатки в сплавах присутствовала в основном мягкая β-фаза с ОЦК-решеткой с небольшими выделениями более твердого интерметаллида AgZr3 с тетрагональной решеткой, а после закалки при большом содержании серебра присутствовали пики интенсивности интерметаллида, свидетельствующие о его значительном содержании.

Работа выполнена в рамках выполнения гранта Российского научного фонда № 24-13-00186, https://rscf.ru/project/24-13-00186/.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Konushkin S.V., Sergiyenko K.V., Nasakina E.O., Leontyev V.G., Kuznetsova O.G., Titov D.D., Tsareva A.M., Dormidontov N.A., Kirsankin A.A., Sevostyanov M.A., Kannykin S.V., Kritskaya K.A., Berezhnov A.V., Laryushkin D.P., Kulikov A.V., Belosludtsev K.N., Antipov S.S., Volkov M.Y., Kozlov V.A., Rebezov M.B. et al. STUDY OF THE PHYSICOCHEMICAL AND BIOLOGICAL PROPERTIES OF THE NEW PROMISING TI–20NB–13TA–5ZR ALLOY FOR BIOMEDICAL APPLICATIONS // Materials Chemistry and Physics. 2020. Т. 255. С. 123–557.
2. Sevostyanov M.A., Baikin A.S., Sergienko K.V., Kirsankin A.A., Shatova L.A., Baymler I.V., Shkirin A.V., Gudkov S.V. BIODEGRADABLE STENT COATINGS ON THE BASIS OF PLGA POLYMERS OF DIFFERENT MOLECULAR MASS, SUSTAINING A STEADY RELEASE OF THE THROMBOLITYC ENZYME STREPTOKINASE // Reactive and Functional Polymers. 2020. Т. 150. С. 104550.

ИНТЕРПРЕТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПО ОЦЕНКЕ КАПИЛЛЯРНО-СВЯЗАННОЙ ВОДЫ ПО ЯДЕРНО-МАГНИТНОМУ КАРОТАЖУ В СИЛЬНОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ

INTERPRETATION MODEL FOR ASSESSING CAPILLARY-BOUND WATER BY NUCLEAR MAGNETIC LOGGING IN A STRONG MAGNETIC FIELD

Картежников Е.Е., Исайчева Е.Г.
Kartezhnikov E.E., Isaycheva. E.G.
Россия, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, egor.kartezhnikov@mail.ru

Западно-Сибирская НГП – крупнейшая в России нефтегазоносная провинция по добыче и запасам углеводородов. На современном этапе освоения месторождений провинции наблюдается снижение коэффициентов извлечения УВС. В связи с этим, необходимы технологии для поддержания уровня добычи за счет разработки сложнопостроенных коллекторов. Сложнопостроенные коллектора содержат трудноизвлекаемые запасы УВС, поэтому установление фациальных обстановок осадконакопления и исследования ФЕС пород-коллекторов требует особого подхода при выборе оптимального комплекса геофизических исследований.

Наиболее выгодным с экономической точки зрения является поддержание стабильной добычи из средних и крупных месторождений, которые находятся на завершающей стадии разработки, даже если обводненность добываемых углеводородов в них превышает 90%. В таких месторождениях, помимо наличия пород-коллекторов со сложным строением и увеличения обводненности, ухудшается структура порового пространства. Возникает необходимость предусматривать капиллярно-связанную воду.

Раньше считали, что все поровое пространство нефтегазонасыщенного природного резервуара заполнено только нефтью или газом. Однако позже при изучении образцов керна выяснилось, что вместе с нефтью и газом во всех залежах в различных количествах присутствует связанная (поровая) вода. В настоящее время полагают, что связанная вода сохранилась в породах со времени отложения осадков. Эта вода настолько тесно связана с частицами пород, что она не была вытеснена во время аккумуляции нефти и газа. Связанные воды на практике часто называют «погребенными», однако термин «связанные воды» представляется более предпочтительным, поскольку его употребление не требует знания генезиса вод. В нефтегазонасыщенном природном резервуаре основная часть связанной воды абсорбирована минеральными частицами или удерживается капиллярным давлением в тонких капиллярных отверстиях. Связанные воды присутствуют во всех природных резервуарах, и по мере увеличения водонасыщенности к подошве залежи они переходят в свободные воды. Именно свободные воды вытесняются нефтью и газом во время аккумуляции залежи.

Одна из важнейших задач подобных месторождений – эффективное вовлечение в разработку максимально возможного количества невыработанных ресурсов. Остаточные запасы имеют сложное строение: подвижные, неподвижные, капиллярно-защемленные или прочносвязанные и т. п. Для успешного отнесения остаточных запасов к тому или иному типу, необходимо использовать определенную методику их идентификации, в чем не обойтись без привлечения специальных методов геофизических исследований скважин.

В соответствии с ГОСТ «Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования. Общие требования», применение ядерно-магнитного каротажа в сильном магнитном поле (ЯМК) в сложнопостроенных разрезах является обязательным в структурных, поисковых, оценочных, разведочных и эксплуатационных (открытый ствол) скважинах для детального исследования и работ в интервалах предполагаемой продуктивности сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных), а также для

определения положения межфлюидальных контактов и пластовых давлений в интервалах предполагаемой продуктивности.

Руководитель кафедры экспериментальной физики Казанского государственного университета Евгений Константинович Завойский известен как первооткрыватель – электронного парамагнитного резонанса.

Открытие Е.К. Завойского «Явление электронного парамагнитного резонанса» было внесено в Государственный реестр научных открытий СССР 23 июня 1970 года как научное открытие № 85 с приоритетом от 12 июля 1944 года. Эта дата и считается официальной датой открытия метода электронного парамагнитного резонанса, как одного из важнейших событий в физике XX столетия.

Е.К. Завойский был не единственным, кто наблюдал ЯМР до его «официального» открытия. В частности, американский физик Исидор Раби (лауреат Нобелевской премии 1944 года за исследование магнитных свойств ядер в атомных и молекулярных пучках) в конце 30-х годов также наблюдал ЯМР, но счел это аппаратурным артефактом. В 1946 г. Феликс Блох и Эдуард Парселл независимо друг от друга провели успешные измерения в лабораторных условиях, за что получили Нобелевскую премию по физике за открытие эффекта ЯМР.

Так или иначе, но за нашей страной остается приоритет в экспериментальном обнаружении магнитного резонанса.

Многие ядра обладают магнитным моментом, или спином, образующимся за счет вращения положительно заряженных частиц-протонов. В присутствии постоянного магнитного поля ядра прецессируют вокруг вектора направления поля точно так же, как гироскоп прецессирует вокруг гравитационного поля Земли. При взаимодействии этих вращающихся магнитных моментов ядер с внешним радиочастотным полем при определенных резонансных условиях могут возникать слабые, но вполне измеряемые сигналы, обусловленные ядерным магнитным резонансом.

Явление ЯМР наблюдается на различных ядрах, имеющих нечетное количество протонов или нейтронов, например ядрах водорода (^{1}H), углерода (^{13}C) или натрия (^{23}Na). В большинстве ядер, находящихся в породах, ядерный магнитный сигнал, вызванный внешним полем, слишком слаб, чтобы его можно зарегистрировать с помощью существующих скважинных приборов.

Широко встречающиеся в природе (вода, углеводороды и другие органические соединения) ядра водорода, имеющие только один протон (изотоп протий ^{1}H), имеют сравнительно большой магнитный момент и создают достаточно сильный сигнал. В скважинных зондах используют резонанс ядер водорода (H), а точнее – протонов (p^{+}). Протон обладает спином (I= 1/2 и, следовательно, магнитным моментом) и положительным зарядом + 1. Спин создает вокруг себя собственное магнитное поле, поэтому поведение протона в магнитном поле напоминает маленький двухполюсный магнит. Выведенный из состояния равновесия спин прецессирует и стремится восстановить первоначальное состояние. Наличие спина и внешнего магнитного поля являются условиями возникновения ЯМР.

Совокупность ядер, которые имеют магнитный момент, образует систему, которая может быть исследована при помощи ЯМР. В этой системе поведение совокупности ядер существенно отличается от поведения отдельно взятого ядра из-за взаимодействия спинов ядер друг с другом и с окружающей средой. Это спиновое взаимодействие имеет значительное влияние на наблюдаемые явления в ЯМР.

В опытных исследованиях ЯМР измеряют два времени релаксации и их распределения. В действительности ядерные спины взаимодействуют между собой и с окружением, например кристаллической решеткой, что приводит к релаксации. В петрофизической лаборатории измеряют продольное время релаксации T_1 и распределение T_2, а с помощью каротажных зондов производят замеры поперечного времени релаксации T_2. Изменение T_1 является спин-решеточной релаксацией. Для различных

флюидов характерны различные времена релаксации T_1. Изменения поперечного времени T_2 (спин-спиновая релаксация) определяются внутренними взаимодействиями в спиновой системе.

Амплитуда ЯМР-сигнала определяется объемом и составом флюидов, содержащихся в породе, а скорость релаксации протонов водорода пропорциональна размеру поры, в которой она происходит. Эти два факта являются основным преимуществом ЯМР пористости. При условии ограничения быстрой диффузии, спад прецессии прямо пропорционален величине удельной поверхности поры (отношению площади поверхности «S» к объему «V»). По мере возрастания размера поры время, затрачиваемое молекулой водорода чтобы достичь стенки увеличивается, и пропорционально увеличивается время релаксации. Поверхностная составляющая времени продольной (T_1) и поперечной (T_2) релаксации описываются сходными уравнениями:

$$\frac{1}{T_1} = \rho_1 \frac{S}{V}$$

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V}$$

где ρ – параметр поверхностной релаксивности, к которому часто добавляют эмпирические константы.

Поверхностная релаксация происходит на границе контактов флюид-пора, определяется взаимодействиями со всей площадью поверхности и отдельно – с парамагнитными ионами на ней.

Распределение пор по размеру (спектральное распределение пористости), полученное по данным T_1 и/или T_2 сравнивают с пористостью, полученной стандартными методиками – ртутной порометрией, адсорбцией газа или анализом шлифов. Величина поверхностной релаксивности образца породы определяется как фактор (коэффициент) пропорциональности между распределениями времен ЯМР и пористостью, и является величиной, зависящей от вида лабораторных исследований.

Связь между временем поперечной релаксации и капиллярным давлением позволяет получить зависимости распределения насыщенности от глубины и прогнозировать количество свободной воды в интервале перфорации. Согласно Вашбурну (E.W. Washburn) давление связано с диаметром поры следующим уравнением:

$$D = \frac{4C\pi\sigma\cos\theta}{P_K}$$

Используя константные значения контактных углов и величин межфазового натяжения, а также константу Вашбурна C=0.145038, можно заменить отношение S/V на диаметр поры, и получить:

$$T_{1/2} = \rho_{1/2} D$$

При выполнении принципа быстрой диффузии, релаксация пропорционально связана с объемом (пористостью) породы, но никак не отражает степень соединенности пор (проницаемость). С другой стороны, капилляриметрия позволяет оценить именно связанность пор, протяженность и извилистость поровых каналов. Корреляция между этими двумя параметрами говорит о связи размера пор и диаметра поровых каналов и как правило основывается на «трубочной» модели капиллярной системы.

В некоторых породах, например в коре выветривания и в карбонатах, поры «эффективной» размерности могут быть полностью, или частично изолированы, методы граничных значений при этом работать не будут, и оценка проницаемости становится весьма проблематичной. Определение предпочтительной методики, связывающей распределение $T_{1/2}$ с поровым пространством и профилями капиллярного давления требует специальных исследований керна и остается неоднозначно решаемой задачей [1].

Возможными причинами несоответствия распределениий $T_{1/2}$ и порометрии могут быть: неоднородность на макроуровне (т. е. между образцами), и микроуровне (микрослоистость); эффект «схлопывания» поровых каналов при низких давлениях; эффект перехода жидкой фазы в газообразную; неоднозначная корреляция с не соединенными эхо-сигналами; снижение отношения сигнал/шум и числа измерений на ранних временах $T_{1/2}$.

Для планирования и подготовки работ необходимо четко определить поставленные задачи. Ограничение задач ЯМР определением пористости и проницаемости позволяет использовать стандартные активации, что ускоряет процесс записи. Однако расширение области интересов, в частности, типизация углеводородов, требует более сложных активаций и, как следствие, замедляет скорость записи. Знание пластовых условий необходимо для выбора оптимальной активации и параметров записи, что повышает качество результатов. Для решения широкого спектра задач в области ЯМР и анализа поведения поровых флюидов в пластовых условиях (в том числе при различных давлениях и температурах) были разработаны три основных вида активаций – стандартная активация T_2, активация двойного времени T_W и активация двойного времени T_E, основанные на современных представлениях о физике ЯМР.

Стандартная активация T_2 используется для определения пористости, проницаемости и подвижных флюидов в пластах. Первые поколения приборов ЯМР работали на одной частоте и поэтому позволяли только стандартные активации T_2. В настоящее время стандартная активация T_2 используется в многочастотных приборах и в ситуациях, где контраст T_1 и D незначительный. Ее преимущества заключаются в возможности повышения скорости записи при сохранении качества получаемых данных или получения данных лучшего качества при обычной скорости записи [2].

Первоначально активации с двойным временем T_E использовались только для газоносных коллекторов, разрезов с легкой нефтью и качественной типизации пластовых флюидов. Но в последнее время они нашли применение в количественном анализе благодаря применению методик расширенной интерпретации. Однако, эти активации требуют медленных скоростей записи и высокого соотношения сигнал/шум.

Для записи необходимо выбрать одну из предварительно заданных активаций, которая наилучшим образом подходит для решения поставленных задач. Если ни одна из заранее созданных активаций не подходит, то требуется разработать специальную активацию на основе планирования и ограничений рабочих параметров.

Исследования выполнялись прибором ядерно-магнитного каротажа ЯМТК, разработанным в компании ООО «Нефтегазгеофизика». Прибор ядерно-магнитного томографического каротажа ЯМТК предназначен для определения структуры порового пространства, фильтрационно – емкостных свойств, состава и свойств флюидов на основе измерения и обработки кривой релаксации (T_2) флюидов, заполняющих поровое пространство.

При измерении варьировались параметры импульсной последовательности. Совместно проведены измерения в двух режимах: стандартная активация T_2: T_W = 3000 мс, T_E = 1.2 мс, N = 400; режим глин: T_W = 20 мс, T_E = 0.8 мс, N = 12, число последовательностей – 10.

Определение связанной воды по ЯМР обычно требует применения в том или ином виде метода граничных значений. При этом предполагается, что углеводороды, вытесняя пластовую воду, занимают сначала наиболее крупные поры, а по мере увеличения заполненной емкости переходят во все более мелкие поры. Граничное значение должно соответствовать разделению в распределении пор по размерам, которое отделяет флюиды, способные к миграции, от практически неподвижных флюидов. В большинстве случаев связанной водой считают сумму капиллярно- и глинисто-связанной воды:

$$SWIRR = SWCLAY + SWCAP$$

Для разделения глинистой и капиллярной влаги возможно использование еще одного граничного значения времени T_2. Такая модель «тройной воды» определяет объемы воды, связанной с глинистыми минералами, с силами капиллярного натяжения и объемом свободных флюидов.

На фактическом примере одного из месторождений ЗСНГП доказана эффективность применения ядерно-магнитного резонанса в сильном магнитном поле для определения содержания капиллярно-связанной воды.

Район работ располагается в северной части Западно-Сибирской НГП. Исследуемая площадь административно относится к Ямало-Ненецкому автономному округу. Площадь месторождения располагается в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Непосредственно на месторождении ведется добыча углеводородного сырья из отложений сеномана, валанжина и ачимовки. Продуктивные ачимовские отложения изучаемого месторождения относятся к сложнопостроенным коллекторам разреза. Коэффициент песчанистости достигает 60%.

Фильтрационно-емкостные свойства ачимовских коллекторов пониженные. Коллектора относятся к трещинному и смешанному порово-трещинному типам. Залежи в пластах Ач3-4 и Ач5 – основные по площадям распространения, мощностям коллекторов и запасам. Замкнутое строение резервуаров предопределяет наличие в них зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и присутствие внутренних вод при отсутствии подошвенных в повышенной части пластов Ач3-4. Наличие внутренних вод – следствие их вытеснения при заполнении порового пространства пород углеводородами.

Выполнена интерпретация данных ЯМК по определению различных компонент пористости с учетом литологии коллектора и типизации глин. Проведен сравнительный анализ методик оценки параметров ФЕС – ЯМК по методике, которая используется в рамках оперативной интерпретации производственной компанией и предлагаемая альтернативная методика.

На фрагменте планшета (рис. 1) спектры приведены в двух формах представления, облегчающих визуальный анализ: стандартной («волновая картина») и в виде цветовой диаграммы («амплитудная картина»). Дифференциальный спектр отражает распределение пористости по размерам пор, эта информация позволяет судить об особенностях структуры порового пространства (диапазон изменения размеров пор, преобладающих группах пор, сортировке пор, модальных размеров и др.).

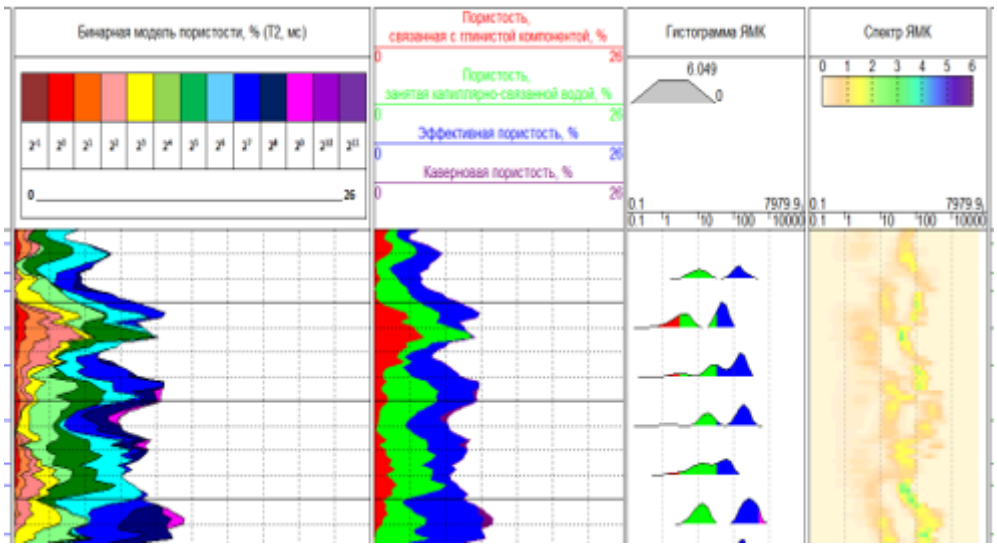


Рис. 1 – Фрагмент планшета с интерпретацией

Интегральный спектр также представлен в двух вариантах, в виде объемной модели распределения пористости по «бинам» в заданных временных интервалах с принятыми границами 4, 8, 16…1024 мс и

бинарной модели. Красные тона характеризуют поры, занятые глинистой компонентой, желто-зеленые тона – пористость, занятую капиллярно-связанной водой, сине-голубые тона – эффективную пористость. Чем больше насыщен синий цвет, тем крупнее поры и наоборот, чем больше насыщен красный цвет, тем мельче поры.

ЯМК позволяет не только оценить общую пористость пород, но и позволяет дифференцировать емкостное пространство на отдельные компоненты. Таким образом, можно оценить содержание связанных вод с учетом типизации глин, литологического состава.

Использование современных технологий в области геофизических исследований скважин и разработки – залог успешного поддержания добычи и наращивания запасов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Джафаров И.С. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. И.С. Джафаров, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов / – М.: Химия, 2002. – 439 с.
2. Сынгаевский П.Е. Метод ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. ч. 2. / П.Е. Сынгаевский. – 753 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОБЖИГА НА МИКРОСТРУКТУРУ И СВОЙСТВА КЕРАМИКИ НИТРИДА КРЕМНИЯ

EFFECT OF FIRING TEMPERATURE ON THE MICROSTRUCTURE AND PROPERTIES OF SILICON NITRIDE CERAMICS

Ким К.А.[1], Лысенков А.С.[1], Мельников М.Д.[1,2], Фролова М.Г.[1], Каргин Ю.Ф.[1]
Kim K.A.[1], Lysenkov A.S.[1], Melnikov M.D.[1,2], Frolova M.G.[1], Kargin Yu.F.[1]
[1] Россия, Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН, const552@gmail.com
[2] Россия, Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева

Благодаря уникальному сочетанию механической прочности, термической стабильности и химической инертности керамика на основе нитрида кремния (Si_3N_4) является одним из основных материалов для высокотехнологичных применений – от двигательных систем до биомедицины. С точки зрения механических и высокотемпературных характеристик керамика Si_3N_4 зарекомендовала себя как перспективный материал для широкого спектра применений [1, 2]. К основным методам получения керамики нитрида кремния относятся: реакционное спекание [3, 4] и жидкофазное спекание с использованием оксидных [5–7] и бескислородных спекающих добавок [8–11]. Несмотря на эффективность данных подходов для получения керамики с высокой плотностью их общим недостатком остается формирование вторичных фаз, возникающих вследствие введения спекающих добавок. Наличие вторичных фаз негативно сказывается на совокупности эксплуатационных свойств керамики, включая термическую стабильность и механические свойства. В нашей предыдущей работе, посвященной изучению влияния содержания алюминатов кальция на свойства керамики нитрида кремния [12], показано, что увеличение содержания добавки с 5 до 40 мас. % приводит к снижению плотности на 5%, микротвердость по Виккерсу снижается на 24%, трещиностойкость снижается на более чем 30%.

В этой связи актуальной задачей остается разработка методов синтеза керамики нитрида кремния с минимально возможным содержанием спекающих добавок, что позволит минимизировать влияние вторичных фаз на свойства основного материала. Цель данной работы заключается в получении керамики Si_3N_4 методом горячего прессования по жидкофазному механизму с использованием эвтектической спекающей добавки соединений алюминатов кальция – 1,5 мас. %. В данной работе изучали влияние температуры горячего прессования на микроструктуру и механические свойства керамики Si_3N_4.

Исходными материалами выступали порошки α-Si_3N_4 с размерами частиц до 300 нм (UBE Industries SN-E10, Япония, содержание кислорода – 1,29 масс. %, содержание β-Si_3N_4 – менее 5 масс. %) и спекающая добавка алюминатов кальция в эвтектическом соотношении оксидов 49 масс. % – CaO и 51 масс. % – Al_2O_3, отвечающим наиболее легкоплавкой эвтектике 1371° С, согласно фазовой диаграмме [13]. Исходные порошки в необходимой пропорции смешивали в планетарной мельнице в течение 2 часов. Обжиг проводили методом горячего прессования в интервале температур 1600–1750° С в атмосфере азота и выдержкой 2 часа.

На рисунке 1 представлены СЭМ-фотографии микроструктуры образцов до и после травления в расплаве NaOH и распределение размеров зерен керамики, рассчитанное методом оценки плотности ядра (Kernel density estimation, KDE). Во всех образах наблюдается плотная микроструктура, состоящая равноосных и удлиненных (стержнеобразных) зерен, характерных для α- и β-Si_3N_4. По мере повышения температуры обжига отмечается увеличение размеров зерен и изменение их формы: наблюдается переход от равноосных зерен к стержнеобразным. Несмотря на завершение полное превращение α-Si_3N_4 в β-фазу при 1650 °С, повышение температуры продолжает влиять на степень кристалличности и микроструктуру, вызывая рост размеров зерен и, следовательно, изменению его механических. Таким образом, соотношение

сторон зерен в образце с температурой обжига 1650 °C достигает ~6, при этом длина зерен составляет до ~1,6 мкм. При температуре обжига 1750 °C соотношение размеров ~6,8, когда длина зерен достигает ~2,9 мкм (рис. 1L).

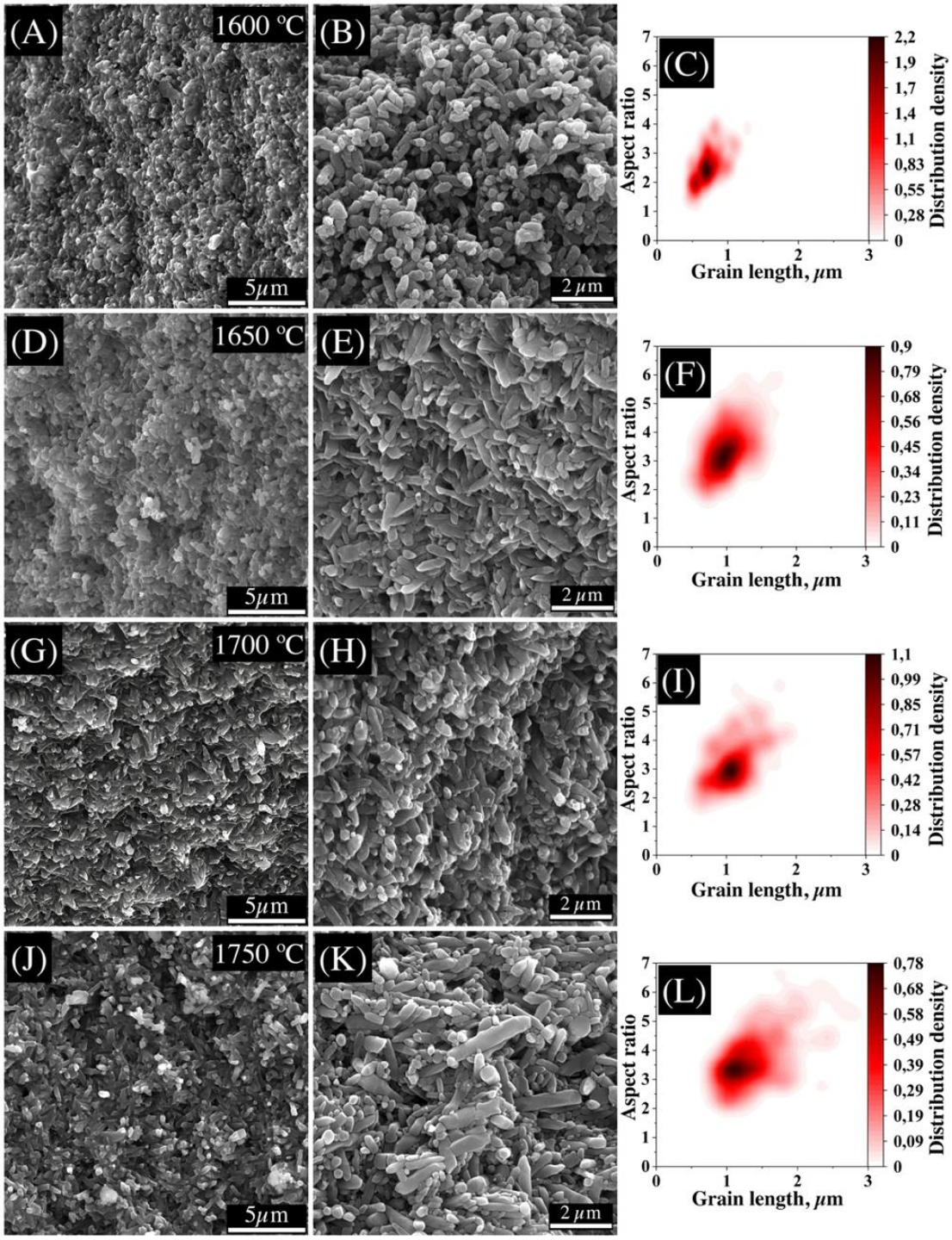


Рис. 1 – СЭМ-изображения микроструктуры, поверхности после травления в расплаве NaOH и распределение зерен в образцах керамики в зависимости от температуры обжига: (A-C) –1600° C; (D-F) – 1650° C; (G-I) – 1700° C; (J-L) – 1750° C

Эффект отклонения трещин, исходящих из вершин отпечатка индентора Виккерса на полированной поверхности и влияние температуры обжига на механические свойства керамики представлены на рисунке 2.

Анализ СЭМ-изображений отпечатков показал, что увеличение размеров стержнеобразных зерен β-Si_3N_4 приводит к усилению эффекта отклонения трещин, что, в свою очередь, способствует повышению механических свойств (рис. 2 A–D).

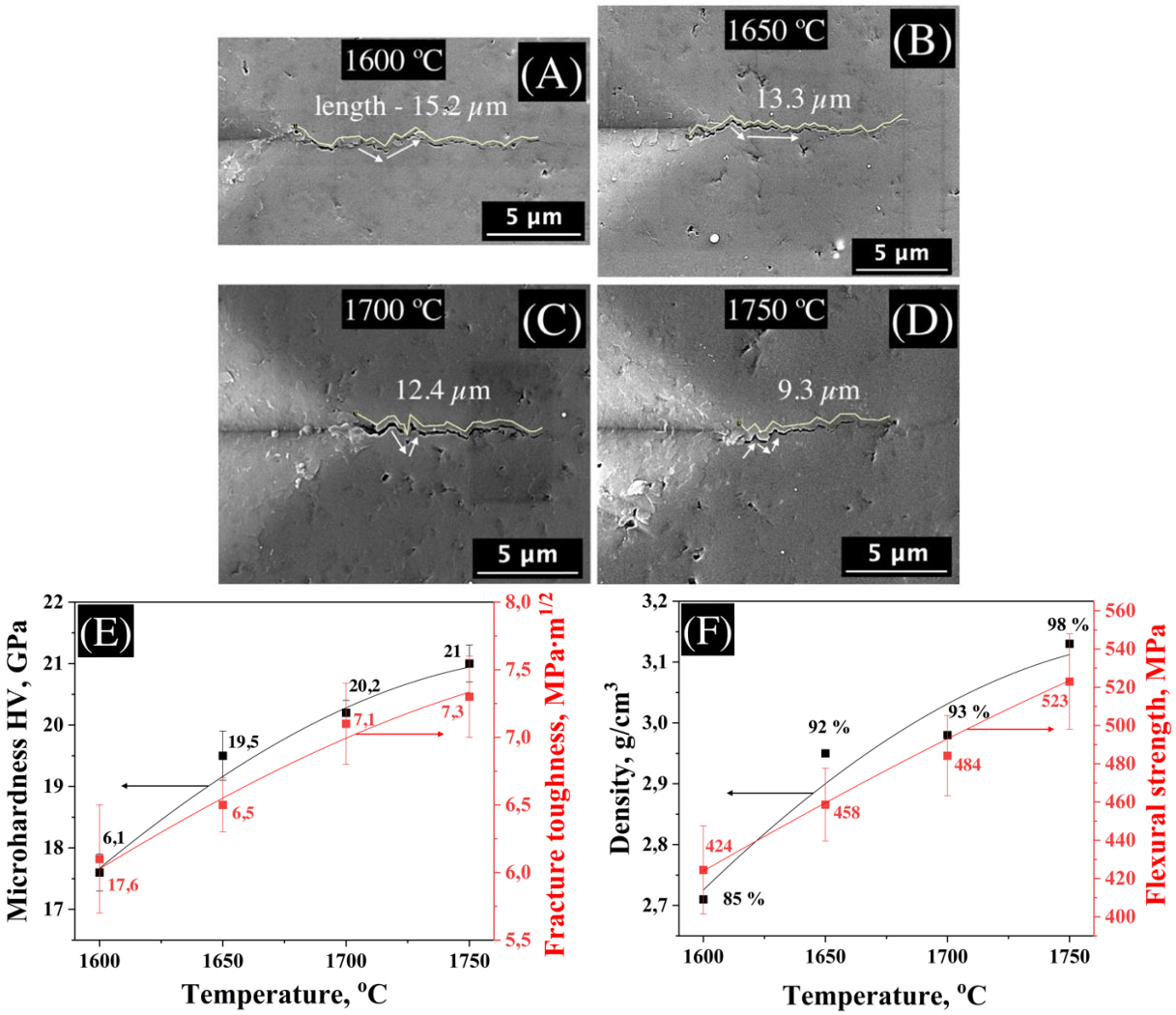


Рис. 2 – СЭМ изображения отпечатков индентора на полированных образцах керамики: (A) – 1600° C; (B) – 1650° C; (C) – 1700° C; (D) – 1750° C. И влияние температуры обжига на образование трещин и их длину в керамике. Влияние температура обжига на: (E) – микротвердость HV и трещиностойкость K1c; (F) – плотность и прочность при изгибе

Так, значения микротвердости по Виккерсу увеличиваются с 17,6 ± 0,3 до 21 ± 0,3 ГПа, а трещиностойкость K_{1c} возрастает с 6,1 ± 0,4 до 7,3 ± 0,3 МПа·м1/2 (рис. 2E). Плотность керамики повышается с 2,71 г/см^3 (85%) до 3,13 г/см^3 (98%), а прочность при изгибе демонстрирует рост с 424,5 ± 23 до 523 ± 25 МПа (рис. 2F).

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Riley F.L. Silicon nitride and related materials // Journal of the American Ceramic Society. – 2000. – Т. 83. – № 2. – С. 245–265.
2. Hampshire S. Silicon nitride ceramics–review of structure, processing and properties // Journal of achievements in materials and manufacturing engineering. – 2007. – Т. 24. – № 1. – С. 43–50.

3. Park Y J., Park M.J., Kim J.M., Lee J.W., Ko J.W., Kim H.D. Sintered reaction-bonded silicon nitrides with high thermal conductivity: the effect of the starting Si powder and Si3N4 diluents // Journal of the European Ceramic Society. – 2014. – Т. 34. – № 5. – С. 1105–1113.
4. Zhou Y., Hyuga H., Kusano D., Yoshizawa Y.I., Ohji T., Hirao, K. Development of high-thermal-conductivity silicon nitride ceramics // Journal of Asian Ceramic Societies. – 2015. – Т. 3. – № 3. – С. 221–229.
5. Deeley G.G., Herbert J.M., Moore N.C. Dense silicon nitride. – 1961.
6. Gu H., Chen H., Guo L. Effect of nano-Al2O3 and Y2O3 on the properties and microstructure of Si3N4 // Materials Science and Engineering: A. 2008. V. 491. No. 1–2. P. 177–181.
7. Ewais E.M. M. et al. Investigation of the effect of ZrO2 and ZrO2/Al2O3 additions on the hot-pressing and properties of equimolecular mixtures of α- and β-Si3N4 // Ceramics International. 2010. V. 36. No 4. P. 1327–1338.
4. Wang W., Yao D., Liang H., Xia Y., Zuo K., Yin J., Zeng Y.P. Improved thermal conductivity of β-Si3N4 ceramics by lowering SiO2/Y2O3 ratio using YH2 as sintering additive // Journal of the American Ceramic Society. – 2020. – Т. 103. – № 10. – С. 5567–5572.
5. Wang W., Yao D., Chen H., Xia Y., Zuo K., Yin J., Zeng Y. P. ZrSi2–MgO as novel additives for high thermal conductivity of β-Si3N4 ceramics // Journal of the American Ceramic Society. – 2020. – Т. 103. – № 3. – С. 2090-2100.
6. Liang H., Wang W., Zuo K., Xia Y., Yao D., Yin J., Zeng Y. Effect of LaB6 addition on mechanical properties and thermal conductivity of silicon nitride ceramics // Ceramics International. – 2020. – Т. 46. – № 11. – С. 17776–17783.
7. Li Y., Kim H. N., Wu H., Kim M. J., Ko J. W., Park Y. J., Kim H. D. Enhanced thermal conductivity in Si3N4 ceramic with the addition of Y2Si4N6C // Journal of the American Ceramic Society. – 2018. – Т. 101. – № 9. – С. 4128–4136.
8. Kim K.A., Lysenkov A.S., Frolova M.G., Kargin Y. Effect of calcium aluminates content on the formation of Ca-α-SiAlON ceramics obtained by hot-pressing // Ceramics International. – 2024. – Т. 50. – № 22. – С. 47886 47891.
9. Jerebtsov D.A., Mikhailov G.G. Phase diagram of CaO–Al2O3 system // Ceram. Int. 2001. V. 27. № 1. P. 25–28.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАРЖИНАЛЬНОСТИ СКВАЖИН ППД, С ПОМОЩЬЮ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

DETERMINING THE MARGINALITY OF RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE WELLS USING MACHINE LEARNING ALGORITHMS

Кирилловых А.В.
Kirillovykh A.V.
Россия, ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Anastasiya.Kirillovykh@lukoil.com

Основная доля добычи нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» приходится на территорию Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Месторождения предприятия стали площадкой для применения новых технологий бурения и повышения нефтеотдачи пластов. Активно ведется разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами, бурение горизонтальных и многозабойных скважин с различными схемами закачивания и с применением современных технико-технологических решений отечественного производства.

По добывающим скважинам у нас есть инструмент для расчета экономической эффективности, по которому мы можем определить целесообразность дальнейшей эксплуатации скважины, а также заранее оценить окупаемость планируемого ремонта, в том числе ГТМ.

Нагнетательные скважины с точки зрения экономики, являются убыточными, так как по ним в настоящий момент мы имеем возможность посчитать их затраты на закачку.

На текущий момент нет методики для определения экономической эффективности нагнетательных скважин. Поэтому, мы не можем принимать взвешенные решения их эксплуатации и ремонту по аналогии с добывающим фондом.

Цель работы: «Использование алгоритмов машинного обучения для поиска зависимости между добывающими и нагнетательными скважинами, с целью построения модели экономической эффективности скважин ППД».

Задачи исследования:

1. Подобрать метод для поиска зависимости добывающей и «ценной» нагнетательной скважины
2. Построить модель для ранжирования скважин по их маржинальности
3. Выполнить расчет экономической эффективности ППД в рублях

1. Метод расчета экономической эффективности нагнетательных скважин.

Формула для расчета экономической эффективности одной скважины ППД.

$$Y = \sum_{i=0}^{n}(Q_i * z_i) * H - R$$

где Q_i – дебит реагирующей скважины, тонн в сут.
z_i- степень влияния скважины ППД на добывающую скважину, доли
H – стоимость нефти за вычетом НДПИ на добывающую скважину, руб. за тонну
R – затраты на эксплуатацию нагнетательной скважины

На данный момент, у нас есть все необходимые показатели кроме степени влияния скважины ППД на добывающую скважину

Степень влияния можно определить несколькими методами:

- Метод геолого-промыслового анализа
- Метод гидродинамического моделирования
- Метод машинного обучения

2. Методы поиска зависимости добывающих и нагнетательных скважин.

a. Геолого-промысловый анализ.

Основной целью геолого-промыслового анализа разработки нефтяного месторождения, является оценка эффективности системы разработки, которая производится путем изучения технологических показателей разработки.

Геолого-промысловый метод можно представить в виде карт разработки, либо исследований, например, трассерных.

Рассмотрим геолого-промысловый анализ на примере Х месторождения, залежи У, на рисунке 1, представлен сектор карты разработки в районе нагнетательной скважины 3р.

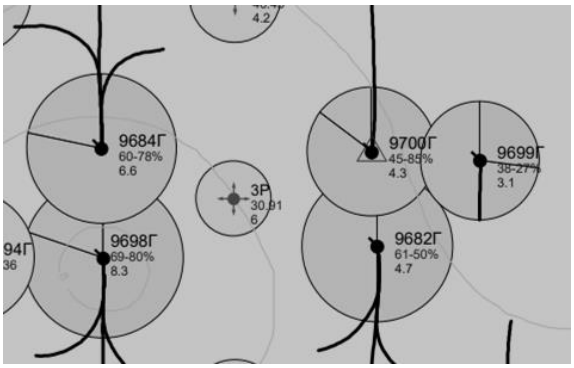


Рис. 1 – Карта разработки нефтяных и газовых месторождений, Х месторождение, залежь У

Можно предположить, что скважина 3р, оказывает влияние на 5 близко расположенных скважины 9684 г., 9700 г., 9698 г., 9682 г., 9699 г. Для качественного определения степени влияния, необходимо использовать дополнительные сведения, например, трассерные исследования (Рисунок 2).

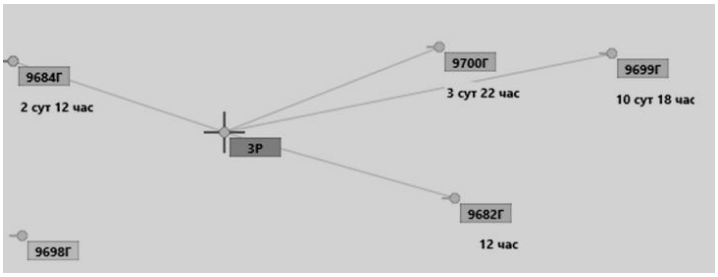


Рис. 2 – Трассерные исследования скважины 3р

По данному рисунку видно, что наибольшее влияние скважина 3р оказывает на 9682 г., в тоже время отсутствует влияние на скважину 9698 г.

К недостаткам данного метода для решения поставленной задачи является- низкая достоверность, так как в большей степени технологические показатели разработки зависят от геолого-физической характеристики нефтяной залежи, а также необходимость дополнительных исследований для нахождения данной зависимости, на которые уходят дополнительные средства и время.

b. Метод гидродинамического моделирования.

Гидродинамическая модель – совокупность цифрового трехмерного массива геолого-физических параметров, характеризующая моделируемое месторождение и управляющие воздействия на него в процессе разработки.

Достоинства гидродинамического моделирования в том, что можно визуально и с помощью расчетов оценить степень влияния скважины, линию токов, а также спрогнозировать вариант, который произойдет при изменении параметров, например, закачки (Рисунок 3).

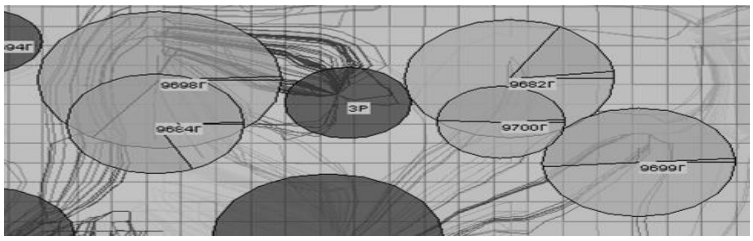


Рис. 3 – Построение линий токов на гидродинамической модели Х месторождения, залежь У

В данном методе я получила хорошую сходимость, но на ежемесячной основе его нельзя использовать так как основными недостатками данного метода является длительный процесс обработки результатов, а также трудозатраты на актуализацию этой модели.

с. Метод машинного обучения.

Машинное обучение применяется во множестве областей, и его возможности постоянно расширяются.

На нашем предприятии нейронные сети используются в программном модуле УРЗМ, а также с помощью машинного обучения прогнозируются инциденты на нагнетательном фонде.

Первоначально были использованы простые регрессионные алгоритмы машинного обучения, таких как алгоритмы линейной регрессии, дерево решений, градиентный бустинг, ансамблевые алгоритмы.

Они показали высокую скорость работы и низкую сходимость. Таким образом для использования данных методов необходимо предварительно вычислять временной лаг влияния, а для этого необходимо, либо предварительно проводить геолого-промысловый анализ, либо дополнительные исследования, либо попытаться использовать методы оптимизации.

Отличительным признаком нейросетевых алгоритмов от других моделей машинного обучения это возможность использования слоя с кратковременной долгосрочной памятью (LSTM).

Проведя расчет на нейронной сети, была получена сходимость выше, чем на простых моделях.

Следующим этапом стало использование методов глобальной оптимизации таких как генетический алгоритм и метод двойного отжига для поимка временных лагов с последующим использованием на простых регрессионных моделях.

После проведения расчетов была получена таблица по ранжированию скважин по маржинальности Покачевкого месторождения.

Основную долю составляют средне маржинальные скважины, они составляют 218 скважин (График 1).

Низко маржинальные скважины составляют 20,2% от всего фонда нагнетательных скважин Х месторождения. Из-за низко маржинальных скважин мы теряем около 17 тонн.

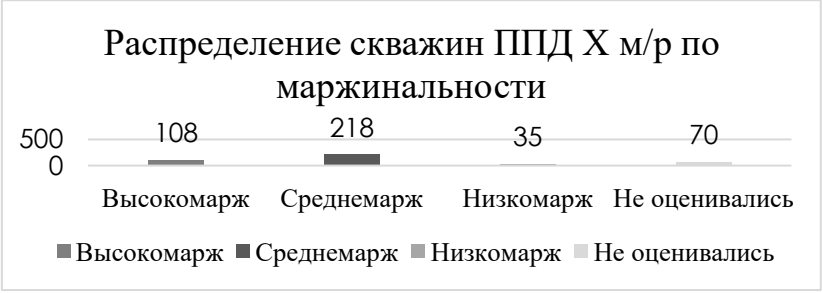


График 1. Распределение скважин Х месторождения по маржинальности по количеству

На примере 3р мы также получили графики сходимости скважины 9698г (График 2).

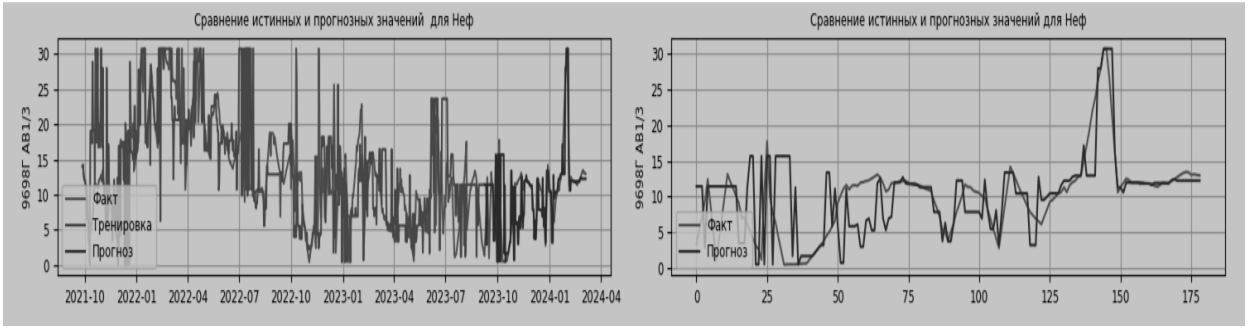


График 2. Сравнение истинных и прогнозных значений для нефти, скважина 9698 г, залежь У

По результатам мы видим, что большее влияние она оказывает на скв. 9700, и на 9682 г., как и в методе геолого-промыслового анализа, а именно трассерных исследований. (График 3)

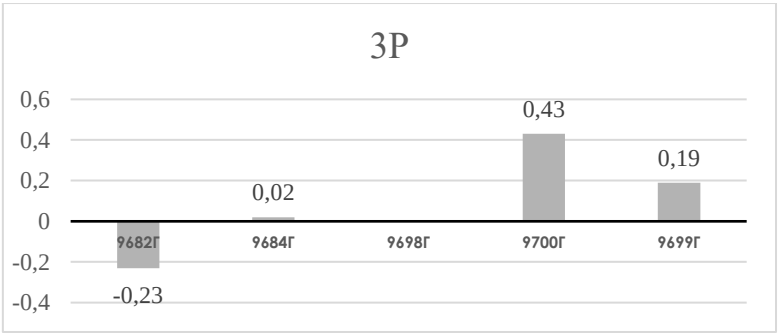


График 3. Влияние скважины 3р на добывающие скважины 9692 г., 9684 г., 9698 г., 9700

Для прогнозной способности необходимо дополнять модель дополнительными параметрами-гидропроводностью и пластовым давлением.

В отличие от УРЗМ была учтена интерференция по добывающим скважинам, а также выполнена автоматизация всех процессов и выполнение расчетов скважин время работы которых минимум от одного года.

3. Экономика.

Расчет экономической части выполнен по Покачесвкому месторождению посредством перераспределения бригад с низко маржинальных скважин ППД на высоко и средне маржинальные и добывающий фонд.

Расчет приведен в таблице 2.

Таким образом общий экономический эффект по Х месторождению от внедрения составит NPV=0,23 млн. долл., рассчитанный на 30 лет.

4. Заключение

На предприятии ТПП «Покачевнефтегаз» на данный момент 2074 добывающих скважины и 1117 нагнетательных

Компания постоянно развивается, использование новых технологий активно внедряется.

Таблица 2. Расчет дополнительного прироста от перевода бригад с низко маржинальных скважин

	ДОБЫВАЮЩИЕ			НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ			ВСЕГО		
	КРС	ПРС	ВСЕГО	КРС	ПРС	ВСЕГО	КРС	ПРС	ВСЕГО
Количество ремонтов, шт.	2	17	19	4	13	17	6	30	36
Прирост, тн.	4,9	47,5	52,4			0	4,9	47,5	52,4
Прирост, тн./скв.	2,5	2,8	2,8			0	0,8	1,6	1,5
Количество низко маржинальных ремонтов ППД, шт.			0		1	1	0	1	1
Количество эффективных ремонтов, %	2	17	19	4	12	16	6	29	35
Доля эффективных ремонтов, %	33%	59%	54%	67%	41%	46%			
Перераспределение низко маржинальных ремонтов на добывающий и нагнетательный фонд									
Количество ремонтов, шт.	0,0	0,6	0,5	0,0	0,4	0,5	0	1	1
Количество ремонтов с учетом перераспределения, шт.	2,0	17,6	19,5	4,0	12,4	16,5	6,0	30,0	36,0
Прирост после перераспределения, тн./сут.	4,9	49,1	54,0				4,9	49,1	54,0
Дополнительная добыча, тн./сут.	0,0	1,6	1,6				0,0	1,6	1,6
Дополнительная добыча, тн./год	0	599	599				0	599	599

Практический результат работы:

1. Для расчета экономической эффективности скважин ППД, была предложена формула, благодаря которой можно определить маржинальность скважины
2. Были проанализированы несколько методов, которые помогут определить степень влияния нагнетательной скважины на добывающую
3. Метод машинного обучения, является наиболее эффективным. Данный метод обладает точностью, скоростью и не требует дополнительных затрат

Таким образом при построении моделей экономической эффективности для скважин ППД с помощью метода машинного обучения, получены следующие выводы:

1. В основном на Х месторождении, скважины ППД средне маржинальные, их количество составляет 218 скважин
2. Низко маржинальные скважины составляют 20.2% от всего фонда нагнетательных скважин Х месторождения.
3. Потери из-за низко маржинальных скважин составляют 17 тонн.
4. Экономический эффект от внедрения проекта составит NPV = 0,23 млн. долл., рассчитанный на 30лет.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Вьюгин В.В. Математические основы машинного обучения и прогнозирования. Москва, издательство МЦНМО, 2018. 384 с.
2. Ветров Д.П., Кропотов Д.А. Алгоритмы выбора моделей и построения коллективных решений в задачах классификации, основанные на принципе устойчивости. Москва, URSS, 2006. 90 с.
3. И.В. Коршунова, О.П. Игнатьевой Основы машинного обучения., изд.: Уральского университета Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ Екатеринбург, 2020. 112 с.
4. https://azure.microsoft.com/ru-ru/resources/cloud-computing-dictionary/what-is-machine-learning-platform/#techniques.
5. https://mining-cryptocurrency.ru/mashinnoe-obuchenie-metody-tipy/.
6. https://www.demandsage.com/machine-learning-statistics/.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ЗАТРАТНА ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК

OPTIMIZATION OF INVESTMENT COSTS FOR THE CONSTRUCTION OF BUSH SITES

Кравцов Д.Е.
Kravtsov D.E.
Российская Федерация, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
ТПП «Ямалнефтегаз», dmitry.kravtsov@lukoil.com

Освоение площадок обустройства нефтегазовых месторождений на территориях Крайнего Севера и арктического побережья России со сложными климатическими, геологическими и геокриологическими условиями предъявляет высокие требования к разработке новых и модернизации существующих технологий строительства и безопасной эксплуатации инженерных сооружений в условиях многолетнемерзлых пород (ММП).

К основным особенностям инженерно-геокриологических условий относятся:

– высокая льдистость грунтов верхних горизонтов ММП, при простаивании дающих большие осадки;

– присутствие в ММП в зоне влияния инженерных сооружений мономинеральных залежей подземных льдов;

– наличие засоленных грунтов, оказывающих агрессивное воздействие на бетоны фундаментов, металлические и железобетонные конструкции;

– широкое развитие с поверхности слабых водонасыщенных и грунтов сезонно-талого слоя;

– активноепроявление опасных криогенных процессов, вызывающих деформации инженерных сооружений; необратимые изменения природных экосистем.

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов в процессе эксплуатации добывающих скважин под действием высоких температур движущегося по скважине газа происходит постепенное повышение температур грунтов. Чтобы не наступило растепления на газовых и газоконденсатных месторождениях расстояние меду кустовыми скважинами составляет 40 м. Увеличение расстояние между устьями ведет к значительному росту капитальных затрат, в первую очередь на отсыпку грунтов. Толщина отсыпки традиционно составляет 1–3 м. Песок, используемый для отсыпки с учетом того, что основная доля осваиваемых месторождений разрабатывается в удаленных и труднодоступных регионах, становится, что называется, золотым. Сближение же устьев скважин значительно уменьшает расходы на отсыпку кустовых площадок из-за существенного уменьшения размеров самой площадки.

Чтобы добиться сближения устьев скважин, уменьшив тем самым затраты на обустройство, необходимо с высокой точностью рассчитывать радиус растепления – об этом и пойдет речь в данной работе

Цель работы: повысить ценность эксплуатируемых активов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» счет снижения инвестиционных затрат на обустройство кустовых площадок, сохраняя высокую надежность и экологическую устойчивость инфраструктуры.

Объект исследования: проектные добывающие (газовые и нефтяные) и нагнетательные скважины месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз», характеризующиеся автономным режимом работы и сложными климатическими условиями.

Методы: для достижения поставленной цели использовались современные методы анализа, включая подходы численного моделирования температурных полей при эксплуатации скважин, многовариантные расчета процесса растепления, а также инженерный анализ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: является согласованная с проектным институтом методика расчета радиуса растепления с учетом величины коэффициента теплопроводности затрубного газа (в Вт/(м*^{0}С)), которая существенно оказывает влияние на

расстояние между скважинами, что в свою очередь влияет на инвестиционные затраты Компании. Также приведена экономия Компании в млн. рублей при сближении на 1 метр как по нефтяным скважинам, так и по газовым скважинам.

Степень внедрения: работа внедрена при проектировании нефтяных кустовых площадок 1Н, 2Н, 3Н, 4Н, 5Н и 6Н месторождения «П» (приняты расстояния по добывающим нефтяным скважинам – 10 метров с учетом коэффициента теплопроводности затрубного газа (без учета затрубного газа – расстояния было порядка 16 метров). (расчеты были произведены в конце 2023 года – начале 2024 года, на текущий момент «проходит» экспертиза проекта).

На текущий момент с учетом научно-исследовательской работы выполняются расчеты растепления с учетом затрубного газа куста 1Н месторождения «В» – нефтяного актива ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз».

Область применения: все проектные скважины (как добывающие, так и нагнетательные) Компании.

Рекомендации по внедрению или итоги внедрения результатов: внедрение данного подхода (методики) на весь проектируемый фонд Компании с целью снижения инвестиционных затрат на обустройство кустовых площадок.

Экономическая эффективность: при сокращении расстояния на 1 метр между скважинами (как по нефтяным, так и по газовым скважинам) с учетом свойств затрубного газа снижение инвестиционных затрат в среднем составляет 4,4 млн. рублей (включено – отсыпка, металлоемкость конструкций кустовой площадки, «движка» бурового станка).

Значимость работы: существенное сокращение инвестиционных затрат на обустройство кустовых площадок, и как следствие повышение технико-экономических показателей (NPV, IRR, PI и др.) текущих и вновь вводимых активов Компании.

В ходе выполнения работы были рассмотрены аспекты, влияющие на возможность принятия решения о применении новой методики расчета радиуса растепления с учетом теплопроводности затрубного газа.

На первом этапе было рассмотрено актив месторождения «П».

На втором этапе были изучены нормативные документы, регламентирующие расположение устьев скважин.

На третьем этапе была рассмотрена новая методика по расчету радиуса растепления многолетнемерзлых пород с учетом теплопроводности затрубного газа за 25-летний период непрерывной эксплуатации скважин.

И на заключительном этапе был произведен расчет экономической эффективности предлагаемого мероприятия.

Так, экономическая составляющая, а именно снижение инвестиционных затрат составило, по 6-ти проектируемым кустовым площадкам месторождения «П» составило порядка 2,618 млрд. рублей.

Все достигается за счет того, что в расчетах проектного института не учитывался слой затрубного газа, коэффициент теплопроводности которого составляет порядка 0,015 Вт/(м*^{0}С), что в 10 раз меньше коэффициента теплопроводности нефти/газоконденсата/жидкости (коэффициент теплопроводности которых составляет порядка 0,15 Вт/(м*^{0} С)), за счет чего и было снижено расстояние между устьями скважин (по нефтяным скважинам – с 16 метров до 10 метров, по газовым скважинам – с 40 метров до 20 метров, по нагнетательным скважинам – с 22 метров до 16 метров), что в свою очередь существенно снижает инвестиционные затраты на миллиарды рублей.

Расчеты были выполнены с помощью методики Э.Д. Ершова, которая позволяет выполнить расчет для одиночной скважины, но не позволяет выполнить расчет в целом по кусту. Для дальнейших расчетов был выполнен анализ как зарубежного, так и отечественного программного обеспечения. В результате чего были выбраны 2 российских программных продуктов – «3D Frost Universal» (3D-моделирование, стоимость

лицензии в год – 1,2 млн. рублей/год), а также Борей (2D-моделирование, стоимость лицензии в год – 0,5 млн. рублей/год).

В работе также было приведено сравнение методики (корректного расчета с учетом затрубного газа, согласованного с проектным институтом, при использовании специализированного программного обеспечения) с применением термочехлов, термоцементов, а также сезонно-охлаждающих устройств (СОУ)

Подводя итог работы, было обосновано, что за счет предлагаемой методики, в которой учитываются свойства затрубного газа, значительно уменьшаются затраты на обустройство кустовых площадок за счет сокращения расстояния между устьями скважин.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Гриценко А.И. Руководство по расчету темпов протаивания и обратного промерзания пород при выборе конструкции скважин в криолитозоне / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, Б.В. Дегтярев, Н.Р. Колушев. М.: ВНИИГАЗ, 1981. 83 с.
2. Грязнов Г.С. Конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород. М.: Недра, 1978. 267 с.
3. Ершов Э.Д., Хрусталев Л.Н., Дубиков Г.И., Пармузин С.Ю. Инженерная геокриология: справочное пособие, М: Недра, 1991. 211 с.
4. Медведский Р.И. Численное моделирование повторяющихся тепловых воздействий на толщу мерзлых пород / Р.И. Медведский, Ю.А. Сигунов // Изв. СО АН СССР. Сер. технич. наук. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. № 21. С. 72–79.
5. СП 231.1311500.2015. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. Утвержден приказом Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России) от 17 июня 2015 г. № 302. Введен в действие 01.07.2015 г.
6. СТО Газпром 2-3.2-036-2005 Методические указания по учету геокриологических условий при выборе конструкций эксплуатационных скважин. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2005. 62 с.
7. СТО Газпром РД 2.1-142-2005 Методика расчета допустимых значений параметров конструкций скважин, температурного режима их эксплуатации, технических решений по обеспечению устойчивости и целостности устья и обсадных колонн. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2004. 26 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ И ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КАРБИДОКРЕМНИЕВЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

PERSPECTIVES OF IMPROVING MECHANICAL AND TRIBOLOGICAL PROPERTIES OF SILICON CARBIDE CERAMIC MATERIALS

Лысенков А.С.[1], Фролова М.Г.[1], Ким К.А.[1], Мельников М.Д.[1,2], Каргин Ю.Ф.[1]
Lysenkov A.S.[1], Frolova M.G.[1], Kim K.A.[1], Melnikov M.D.[1,2], Kargin Yu.F.[1]
[1] Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова Российской академии наук, toxa55@bk.ru
2 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева»

Керамика очень широко применяется в нефтехимической и химической отраслях [1, 2]. В нефтедобывающей отрасли особое внимание уделяется изделиям из керамики, используемым в центробежных или возвратно-поступательных насосах, где вращающиеся рабочие колеса (импеллеры) или поршни движутся в неподвижном корпусе, т.е. имеет место трение контактных поверхностей. Для снижения трения желательно, чтобы эти поверхности были либо покрыты какой-либо смазкой (например, пленкой жидкости), либо, в случае сухого трения, чтобы трение и износ были минимальными [3, 4]. При перекачке исключительно абразивных или агрессивных материалов, или горячих жидкостей (T>200° C) часто используются керамические компоненты, способные выдержать экстремальные условия. Одна из самых сложных задач по перекачке стоит перед погружными насосами для бурения скважин и добычи нефти. Например, некоторые насосы работают на глубинах свыше 3700 метров при температуре до 280°C. Возможна перекачка сырой нефти до 30000 баррелей в сутки, либо абразивного бурового шлама. В таких насосах керамика является незаменимой при создании деталей износа. Основным материалом для создания таких компонентов является карбид кремния (SiC). В основном используют материалы из карбида кремния, полученные спеканием без давления (спеченные) и реакционноспеченные материалы [5–8]. В спеченном материале отсутствует свободный Si, потому он отличается большей химической инертностью, особенно в щелочных средах. Реакционноспеченный материал обычно дешевле и имеет улучшенный коэффициент трения в ряде сред. Достоинства SiC как материала для уплотнений насосов – его высокая износостойкость, химическая инертность, выдающаяся теплопроводность и стойкость к термическому удару. Плотность SiC ниже, чем у оксида алюминия, и намного ниже, чем у карбида вольфрама. Он также стоит дешевле, чем WC.

В ряде работ [9–18] описывается превосходство спеченного материала на основе SiC, содержащего поры и/или частицы графита в диапазоне размеров 30–40 микрон в условиях сухого трения. При малых скоростях трения в водной среде материал с пористой структурой без графитовых включений показал себя лучше, чем материал с графитом. Такой результат эксперимента можно объяснить плохой смачиваемостью графита водой. При высоких скоростях и давлениях разница между этими видами материалов была существенно меньше. Такое сочетание свойств крайне благоприятно для подшипников в герметичных насосах. У спеченного материала SiC, имеющего в структуре 30 об. % крупных гексагональных частиц (размер 100 микрон) и 70 об. % мелких зерен (диаметр 10 микрон) присутствуют ценные трибологические свойства. Разность износа (полировки) двух типов зерен обеспечивает постоянное присутствие тонкого слоя жидкости в углублениях на поверхности, что позволяет снижать коэффициент трения в течение определенного времени в условиях сухого трения. В ряде публикаций говорится, что армирование карбидокремниевого материала волокнами углерода и карбида кремния приводит не только повышению механических [9–12], но и трибологических свойств [13–18].

Представленная работа посвящена изучению влияния армирующего компонента в виде дискретных волокон углерода или карбида кремния на трибологические свойства крабидокремниевой керамики.

В качестве исконных компонентов использовали порошок карбида кремния (средний размер зерна 1 мкм), углеродное волокно (рубленное, длина волокна 3 мм (R&G GmbH)). Методом парофазного силицирования углеродных волокон [19] получены волокна карбида кремния. Образцы композиционной керамики на основе карбида кремния с разным содержанием силицированных карбидокремниевых и углеродных волокон (1–15 мас. %) были получены методом горячего прессования.

В работе показаны перспективы увеличения механических и трибологических свойств керамических карбидокремниевых материалов путем их армирования углеродными и карбидокремниевыми волокнами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Prajapati A.K. et al. Application of Functional Ceramics in Oil and Gas Industries: Properties and Current Status // Functional Materials for the Oil and Gas Industry. – CRC Press, 2023. – С. 39–50.
2. Chaudhary S. et al. Application of Functional Ceramics in Oil and Gas Industries: Manufacturing, Properties, and Current Status // Functional Materials for the Oil and Gas Industry. – CRC Press, 2023. – С. 139–149.
3. Burenin V.V. Ceramic centrifugal pumps for the chemical and petroleum industries // Chemical and petroleum engineering. – 2002. – Т. 38. – № 7. – С. 472–475.
4. Xiao J. J. et al. Material overview for electrical submersible pumps: Part I—Metallic and ceramic materials // SPE Production & Operations. – 2020. – Т. 35. – № 01. – С. 001–008.
5. Perevislov S.N., Tomkovich M.V., Lysenkov A.S. Silicon carbide liquid-phase sintering with various activating agents // Refractories and Industrial Ceramics. – 2019. – Т. 59. – С. 522–527.
6. Frolova M.G. et al. Molding features of silicon carbide products by the method of hot slip casting // Inorganic Materials: Applied Research. – 2018. – Т. 9. – С. 675–678.
7. Yoon D.H., Reimanis I.E. A review on the joining of SiC for high-temperature applications // Journal of the Korean Ceramic Society. – 2020. – Т. 57. – № 3. – С. 246–270.
8. Sharma S.K., Kumar B., Kim Y.W. Tribological behavior of silicon carbide ceramics-a review // Journal of the Korean Ceramic Society. – 2016. – Т. 53. – № 6. – С. 581–596.
9. Lai L. et al. Reinforcement mechanisms and current research status of silicon carbide whisker-reinforced composites: A comprehensive review // Reviews on Advanced Materials Science. – 2024. – Т. 63. – № 1. – С. 20240047.
10. Park M. et al. Cf/SiC ceramic matrix composites with extraordinary thermomechanical properties up to 2000° C // Nanomaterials. – 2023. – Т. 14. – № 1. – С. 72.
11. Frolova M.G. et al. SiC-fiber reinforced silicon carbide-based ceramic composite // Inorganic Materials. – 2020. – Т. 56. – С. 987-992.
12. Perevislov S.N. et al. Effect of SiC fiber content in silicon carbide material on its mechanical properties // Glass Physics and Chemistry. – 2022. – Т. 48. – № 1. – С. 54-60.
13. Yin X.W. et al. Fibre-reinforced multifunctional SiC matrix composite materials // International Materials Reviews. – 2017. – Т. 62. – № 3. – С. 117-172.
14. Shimoda K., Kakisawa H. Preparation of enhanced erosive wear resistance SiC-fiber-reinforced SiC ceramic matrix composites integrated with a knit fabric via high-temperature crystallization of amorphous Si–C–O–Al fibers // Ceramics International. – 2025. – Т. 51. – № 5. – С. 6206–6219.
15. Krenkel W. Carbon fibre reinforced silicon carbide composites (C/SiC, C/C–SiC) // Handbook of ceramic composites. – Boston, MA: Springer US, 2005. – С. 117–148.
16. Flauder S. et al. Frictional performance of C/C–SiC materials at high loads: The role of composition and third-body // Open Ceramics. – 2023. – Т. 14. – С. 100–364.

17. Rashid A.B. et al. Breaking boundaries with ceramic matrix composites: a comprehensive overview of materials, manufacturing techniques, transformative applications, recent advancements, and future prospects // Advances in Materials Science and Engineering. – 2024. – Т. 2024. – № 1. – С. 2112358.
18. Zhou H. et al. Friction and wear properties of 3D carbon/silicon carbide composites prepared by liquid silicon infiltration // Tribology Letters. – 2010. – Т. 37. – С. 337–341.
19. Frolova M.G. et al. Influence of the Gas Atmosphere on the Formation of SiC Fibers upon the Siliconization of Carbon Felt // Russian Journal of Inorganic Chemistry. – 2021. – Т. 66. – № 8. – С. 1191–1195.

МЕТОДЫ DATA MINING КАК СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ДАННЫХ

DATA MINING METHODS AS A DECISION SUPPORT SYSTEM UNDER CONDITIONS OF DATA LIMITATION

Маркин В.А.
Markin V.A.
Российская Федерация, ПАО «Сургутнефтегаз»

Сегодня, все большую популярность в качестве инструмента для анализа объемной информации приобретают методы Data Mining (добычи данных), которые основываются как на классических принципах разведочного анализа данных, так и на современных, включая нейронные сети [10]. Благодаря высокой практической значимости методы Data Mining позволяют компактно описать данные, понять их структуру, провести классификацию, увидеть закономерности в хаосе случайных явлений [1].

В качестве исходных данных для анализа приняты некоторые характеристики наклонно-направленных скважин. Выборка насчитывает более 1000 скважин и учитывает данные проведения более 3000 операций гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП). Характеристики условно поделены на 3 группы.

Группа 1. Технологические характеристики: количество операций ГРП (Nгрп, шт); общий объем жидкости ГРП в стволе (Vобщ. жгрп, $м^3$/сут); объем жидкости ГРП средний на стадию (Vср. жгрп, $м^3$/сут); давление гидроразрыва среднее на стадию (Рср. гидр, кгс/$см^2$); масса пропанта общая в стволе (Мобщ. проп, т); масса пропанта средняя на стадию (Мср. проп, т); забойное давление (Рзаб, кгс/$см^2$).

Группа 2. Добычные характеристики: средний дебит нефти (Qср. н, т/сут); накопленная добыча нефти (Нефть. нак, т).

Группа 3. Геологические характеристики: общая толщина пласта в нефтенасыщенной части (Нобщ. ннс, м); нефтенасыщенная толщина пласта (Нннс, м); коэффициенты расчлененности (Кр, доли. ед), песчанистости (Кпес, доли. ед), проницаемости (Кпр, мД), пористости (Кп, %), нефтегазонасыщенности (Кнг, %); пластовое давление (Рпл, кгс/$см^2$); глубина залегания кровли пласта (Zкров, м); абсолютная отметка кровли пласта (Zабс. кров, м).

Определившись с исходными данными, к детальному статистическому анализу принимаются характеристики, относящиеся к группе 2: Нефть. нак, т (накопленная добыча нефти) и Qср. н, т/сут (средний дебит нефти). Вышеуказанные переменные в полной мере отражают потенциал новой наклонно-направленной скважины или бокового ствола.

Для решения этой задачи автором предлагается алгоритм проведения анализа данных, содержащий в себе 3 крупных блока: построение модели множественной регрессии в целях разведочного анализа данных; применение методов добычи данных для решения задачи регрессии (на основе результатов разведочного анализа данных); применение методов добычи данных для решения задачи классификации.

Множественный регрессионный анализ является одним из методов многомерного разведочного анализа данных [10]. Построение модели множественной регрессии позволяет решить следующие задачи: выявить мультиколлинеарные факторы (связь близка к линейной) и изучить их относительную важность; произвести оценку скорректированного коэффициента детерминации R^2 (индикатор степени подгонки модели к данным) [7–9]; проанализировать остатки регрессионного анализа и произвести оценку модели в целом.

При построении модели для накопленной добычи нефти (зависимая переменная) получен скорректированный коэффициент детерминации $R^2 = 0{,}407$, при этом, в моделировании участвуют как технологические, так и геологические характеристики (независимые переменные). Так как исследование

является техническим, характеристики незначимые на 1%-ом уровне (P-value > 0,01) подвергались удалению из модели [3].

Одним из условий корректного применения регрессионного анализа является соответствие распределения остатков (разностей между опытными и предсказанными значениями) нормальному закону [4]. Это может быть проверено с помощью гистограммы остатков. С известной натяжкой (гистограмма имеет более острый «пик», чем стандартная нормальная кривая) можно считать, что распределение остатков соответствует нормальному закону и модель приемлема (рисунок 1) [7–9].

Линейная модель для накопленной добычи нефти имеет вид:

$$\text{Нефть.нак, т} = 76349{,}63 + 396{,}57\ \text{Мср.проп} + 17{,}99\ \text{Vобщ.жгрп} + 414{,}91\ \text{Нобщ.ннс} - 34{,}50\text{Рзаб} + 22{,}94\text{Рпл} - 32{,}24\ \text{Рср.гидр} - 33{,}00\ \text{Zабс.кров} + 35144{,}22\ \text{Кпес} - 784{,}16\ \text{Кр}.$$

При построении модели для среднего дебита нефти получен скорректированный коэффициент детерминации $R^2 = 0{,}408$, при этом, в моделировании участвуют технологические и геологические характеристики, и одна характеристика из группы добычных – накопленная добыча нефти, являющаяся зависимой переменной в первой модели.

По анализу остатков модель приемлема (рисунок 1).

Линейная модель для среднего дебита нефти имеет вид:

$$\text{Qср.н} = 5{,}10 + 0{,}000173\ \text{Нефть.нак} - 0{,}0049\ \text{Vобщ.жгрп} - 0{,}0247\ \text{Vср.жгрп} + 0{,}2215\ \text{Кр} + 0{,}028\ \text{Кнг}.$$

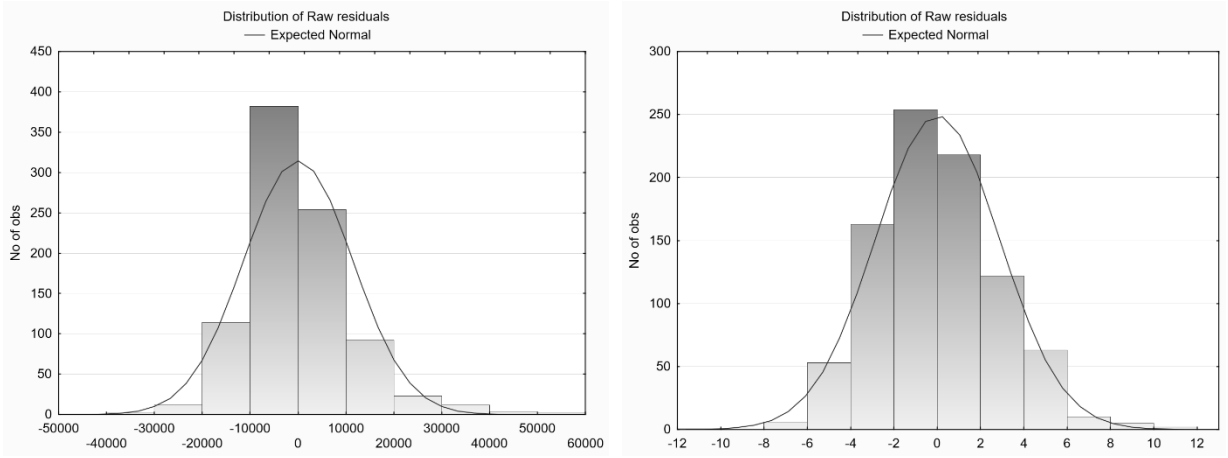


Рис. 1 – Гистограммы остатков для накопленной добычи нефти (слева) и среднего дебита нефти (справа)

Используя результаты разведочного анализа данных, на данном этапе строятся модели, способные решать задачу регрессии, т.е. оценивать значения числовой (принимающей непрерывный диапазон значений) выходной переменной по значениям входных переменных [1]. Построены несколько моделей с использованием следующих алгоритмов: деревья классификации (C&RT); растущие деревья (Boosted trees); случайный лес (Random forest); нейронная сеть (Neural network).

Построение и проверка моделей происходят с использованием трех выборок: обучающей и тестовой (входные данные делятся на 80% для обучения модели и 20% для проверки модели соответственно), а также валидационной выборки, данные из которой подаются на вход отдельно и не участвуют в исследовании [6].

Для накопленной добычи нефти наименьшую вероятность ошибки прогноза на тестовой выборке демонстрирует модель, построенная с применением нейронной сети.

Анализ применения моделей на валидационной выборке показал, что наиболее точным методом прогнозирования является нейронная сеть со средним отклонением по модулю накопленной добычи нефти менее 7 тыс. т. В данном случае это многослойный персептрон (МЛП-9-3-1), на вход подавалось 9 параметров

(векторов), число скрытых нейронов 3. Функция активации для выходных нейронов гиперболическая. В многослойном персептроне каждый элемент сети строит взвешенную сумму своих входов с поправкой в виде слагаемого, а затем пропускает вычисленное значение через передаточную функцию. Таким образом, по общим правилам получается выходное значение персептрона [5].

Помимо прогнозной способности, полученные модели способны ранжировать параметры по степени влияния на прогнозную величину. Совместив данные линейной модели, полученной на первом этапе исследования, и вклад параметров по совокупной оценке четырех моделей, выведена матрица оценки влияния параметров для накопленной добычи нефти. Наибольший вклад в сторону увеличения накопленной добычи нефти из технологических характеристик оказывает увеличение общего объема жидкости ГРП по стволу (Vобщ. жгрп, м^3) (1 ранг) и средней массы пропанта на стадию (Мср. проп, т) (2 ранг), из геологических – увеличение коэффициента песчанистости пласта (Кпес, доли. ед) и общей толщины пласта в нефтенасыщенной части (Нобщ. ннс, м) (4 ранг). Отрицательно на накопленную добычу нефти из технологических параметров влияет увеличение среднего давления гидроразрыва на стадию (Рср. гидр, кгс/см^2) (5 ранг), из геологических – увеличение абсолютной отметки кровли пласта (Zабс. кров, м) (6 ранг).

Для среднего дебита нефти наименьшую вероятность ошибки прогноза на тестовой выборке демонстрирует модель, построенная с применением нейронной сети.

Анализируя применение моделей на валидационной выборке, наиболее точным методом прогнозирования является применение нейронной сети со средним отклонением по модулю среднего дебита нефти 2,42 т/сут.

Модель нейронной сети – многослойный персептрон (МЛП-5-6-1), на вход подавалось 5 векторов, число скрытых нейронов 6. Функция активации для выходных нейронов гиперболическая.

Совместив данные линейной модели, полученной на первом этапе исследования, и вклад параметров по совокупной оценке четырех моделей, выведена матрица оценки влияния параметров для среднего дебита нефти. Наибольший вклад в сторону увеличения среднего дебита нефти из геологических характеристик оказывает увеличение коэффициента нефтегазонасыщенности пласта (Кнг, %) (2 ранг) и коэффициента расчлененности пласта (Кр) (4 ранг). Отрицательно на средний дебит нефти влияет увеличение как среднего на стадию объема жидкости ГРП (Vср. жгрп, м3) (3 ранг), так и общего объема жидкости ГРП в стволе (Vобщ. жгрп, м3) (5 ранг).

Для качественной классификации возможно использование только категориальных переменных. Это означает, что данные переменные могут быть измерены только в терминах принадлежности к некоторым существенно различным классам. Близкими к ним являются категоризованные переменные, т.е. переменные, искусственно превращенные в категориальные [2]. Так, непрерывная переменная «Qср. н, т/сут» превращена в порядковую переменную «Эффективность» с градациями: «низкая» (Qср. н < 9 т/сут), «заметная» (Qср. н 9–13 т/сут) и «высокая» (Qср. н > 13 т/сут).

Так как на данном этапе решается задача классификации, в устранении проблемы мультиколлинеарности факторов нет необходимости и на вход подаются все без исключения технологические и геологические характеристики [7–9].

Наименьшую вероятность ошибки прогноза на тестовой выборке демонстрирует классификатор, построенный с применением нейронной сети (вероятность ошибки 46,3%).

Анализируя применение классификаторов на валидационной выборке, наиболее точным методом прогнозирования является применение нейронной сети с вероятностью ошибки 37,3%.

Как правило, оценивать качество классификатора принято по лифтовым картам (Lift chart) [5]. В данном случае, классификатор позволяет из общей массы входных данных, например, из 10% выборки, выявить до 1,5 раз точнее «заметную» эффективность с использованием нейронной сети, в отличие от случайных умозаключений или простой оценки по среднему, которым соответствует базовая линяя (синим)

(рисунок 2а) [8]. Также, лифтовая карта показывает, что классификаторы, построенные методами растущие деревья (Boosted trees) и случайный лес (Random forest), не справляются с задачей на тестовой выборке. Кроме того, наиболее точный из представленных классификаторов – нейронная сеть, имеет сравнительно высокую вероятность ошибки как на тестовой, так и на валидационной выборках (46% и 37% соответственно).

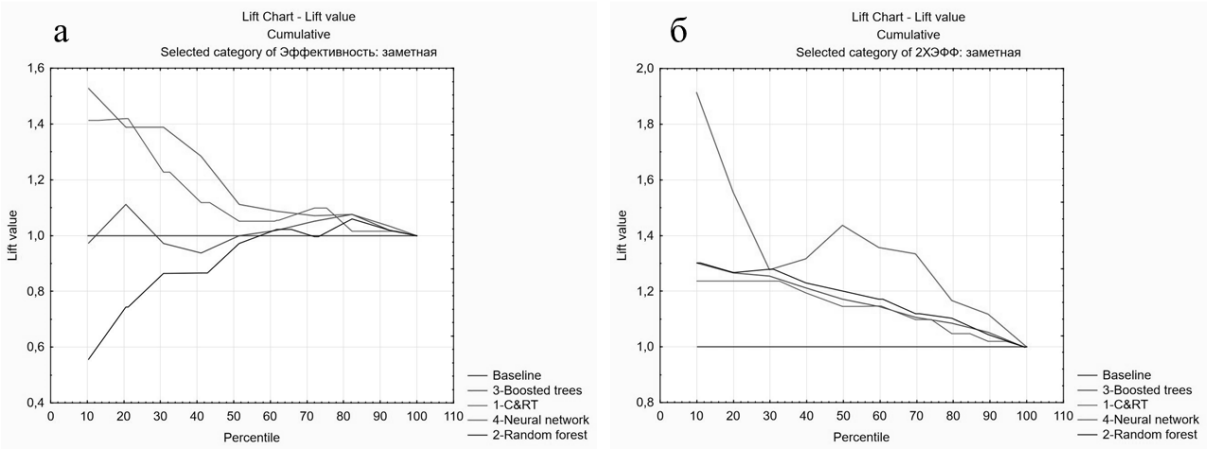


Рис. 2 – Лифтовые карты для переменной с градацией «заметная» (тестовая выборка): 3 позиции (а), 2 позиции (б), где: 1 – деревья классификации, 2 – случайный лес, 3 – растущие деревья, 4 – нейронная сеть, синим – базовая линия

Таким образом, чтобы упростить задачу для классификатора и снизить вероятность ошибки прогноза, скорректируем градации для переменной «Эффективность» и уменьшим их количество до двух позиций: «низкая» (Qср. н <9 т/сут) и «заметная» (Qср. н >9 т/сут).

Так, анализируя лифтовые карты, все представленные классификаторы справились с задачей (рисунок 2б) [8]. В данном случае, классификатор позволяет из общей массы входных данных, например, из 10% выборки, выявить практически до 2 раз точнее «заметную» эффективность с использованием нейронной сети, при этом, вероятность ошибки на тестовой выборке снизилась более чем на 24% и составила 22% для классификатора, построенного с применением метода растущих деревьев.

Анализируя применение классификаторов на валидационной выборке, наиболее точным методом прогнозирования является применение нейронной сети, при этом вероятность ошибки снизилась на 11% и составила 26%.

С целью оценки точности прогнозирования рассчитаны добычные характеристики ряда реализованных доразведочных скважин в районе кустов бурения 2025 и 2026 годов. Фактические параметры работы скважин показали высокую сходимость с прогнозом. Модель подтвердила низкий добычной потенциал и необходимость корректировки очередности размещения планируемых кустов скважин. По результатам геолого-статистического моделирования предложено размещение куста скважин в районе, который ранее считался малоперспективным. Потенциальный прирост дебита нефти, в таком случае, составит более 76 тыс. т.

Если поставленные задачи в рамках разрабатываемого месторождения уже решаются, то вопрос размещения скважин в условиях колоссальной неопределенности и отсутствия пробуренного фонда стоит наиболее остро. Геологическое моделирование является неотъемлемой частью проектирования разработки месторождений и позволяет получить данные с 2D и 3D геологических моделей, что открывает широкие возможности для прогнозирования с применением методов Data Mining. Когда цена ошибки может стоить сотен миллионов рублей, технологии анализа данных являются незаменимым инструментом для специалиста,

позволяющим оценивать добычной потенциал и эффективность размещения фонда скважин уже на этапе моделирования.

Итак, с применением методов добычи данных решены задачи регрессии и классификации, при этом использовались четыре модели, основанные на различных алгоритмах (C&RT, Boosted trees, Random forest, Neural network).

Прогнозные переменные, представленные добычными характеристиками, смоделированы в условиях жестких ограничений, с участием исключительно технологических и геологических параметров, при этом регрессионные модели объясняли не более 40% вариации зависимой переменной.

Наиболее точными в условиях ограничения данных являются нейросетевые модели, в частности многослойный персептрон, демонстрирующий адекватную прогнозную сходимость и минимальную вероятность ошибки.

Работая с категоризованными переменными в условиях классификатора, рекомендуется ограничить градацию на уровне двух позиций.

На стыке разведочного анализа и методов добычи данных выведены матрицы влияния параметров, демонстрирующие статистически-обоснованный вклад важнейших геолого-технологических характеристик, влияние которых на добычные характеристики скважин справедливо для всего наклонно-направленного фонда рассматриваемого объекта.

Одним из основных источников данных для анализа могут служить результаты 2D и 3D геологического моделирования, что открывает широкие возможности при проектировании разработки и оценке потенциала добывающих скважин уже на этапе моделирования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Боровиков В.П. STATISTICA. Искусство анализа данных на компьютере: для профессионалов. 2-е изд. – СПБ.: Питер, 2003. – 688 с.: ил.
2. Боровиков В.П. Популярное введение в программу Statistica. М.: КомпьютерПресс, 1998. 267с.
3. Буреева Н.Н. Многомерный статистический анализ с использованием ППП «STATISTICA». Нижний Новгород, 2007, 112 с.
4. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. Кн. 1, 2. М.: Мир, 1981. 252 с.
5. Нейронные сети. STATISTICA Neural Networks: Методология и технологии современного анализа данных / Под редакцией В.П. Боровикова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Горячая линия – Телеком, 2008. – 392 с., ил.
6. Халафян А.А. STATISTICA 6. Статистический анализ данных. 3-е изд. Учебник – М.: ООО «Бином-Пресс», 2007 г. 512 с.: ил.
7. STATISTICA. Официальное руководство. Том 1 – 2007.
8. STATISTICA. Официальное руководство. Том 2 – 2007.
9. STATISTICA. Официальное руководство. Том 3 – 2007.
10. StatSoft.Ink. (2001). Электронный учебник по статистике. M. StatSoft.
11. WEB: https://www.statsoft.ru/home/textbook/default.htm. (дата обращения: 14.09.2023).

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ VBA

EXPERIENCE USING VBA

Масленников Д.А.
Maslennikov D.A.
Тюменский индустриальный университет, филиал в городе Нижневартовске, Россия, danil_masl@mail.ru

На предприятиях при работе с документацией часто приходится сталкиваться с задачами, требующими больших трудозатрат. Справляться с рутинными задачами помогает автоматизация данных процессов. В пакете офисных программ для этого используется встроенный редактор создания макросов VBA (Visual Basic for Applications) [1], позволяющий облегчить решение ежедневных офисных задач.

Таким образом, целью статьи является показать возможности VBA (частично) для решения рутинных офисных задач специалиста нефтегазовой отрасли.

Работникам в нефтегазовой отрасли нужно большое количество времени для заполнения различной отчетной документации. Чтобы не разбираться и не тратить время на оформление бумаг, предлагается использовать VBA для автоматизации различных задач.

С помощью этого языка можно разрабатывать вычислительные программы либо же шаблоны для быстрого создания и оформления документов в MS Office (Word, Excel и т. д.).

Шаблон – это файл, который включает в себя инструменты для создания элементов завершённого прототипа документа.

Например, при помощи VBA можно разработать шаблоны оформления текстовых элементов документа, таких как шапка документа, подписи, оформление таблиц единых стилем и др.

Для решения подобных задач требуется создать новый или открыть существующий текстовый документ Word, либо документ Excel. Затем в настройках ленты добавить вкладку «Разработчик», если ее нет, и выбрать элемент «*запись макроса*». В открывшемся окне предлагается возможность выбрать способ запуска создаваемого макроса: по кнопке или по горячим клавишам (Рис. 1).

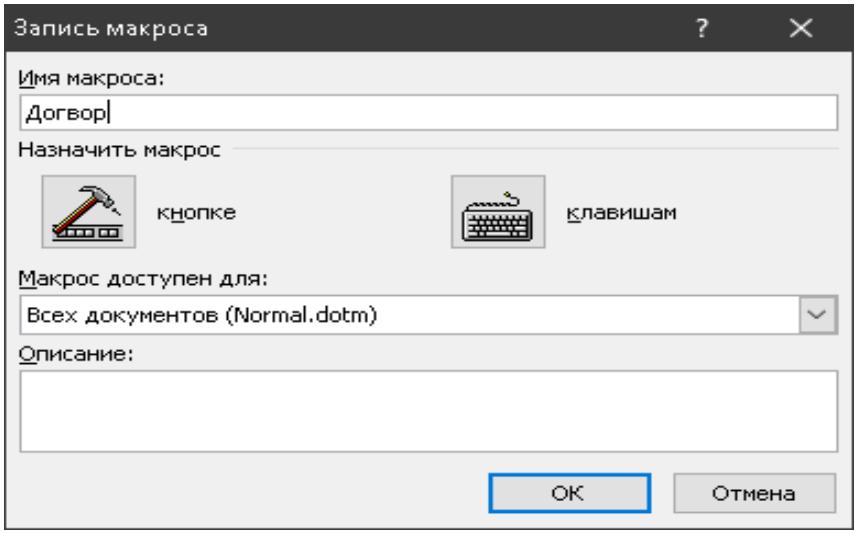


Рис. 1 – Окно записи макроса

Согласитесь, удобно, одним нажатием запрограммированных комбинаций клавиш или кнопки оформить отчетную документацию в соответствии с корпоративными требованиями предприятия.

Даже нам, студентам – будущим специалистам нефтегазовой отрасли, на этапе обучения в вузе полезно использовать эту технологию, например, при оформлении отчета по лабораторной работе по физике: нажать запрограммированную кнопку на панели инструментов и создать титульный лист.

Другим вариантом применения технологии VBA в деятельности специалиста, работающего с документацией, является создание особых шаблонов и специальной формы для их заполнения средствами самой программы там, где применение дорогостоящего специализированного программного обеспечения для работы с электронным документооборотом не всегда оправдано, а ручное оформление документов рутинно и приводит к человеческим ошибкам. Для реализации этой задачи необходимо разработать форму для ввода данных и бланк документа с полями, в которые будет осуществляться перенос введённых в форму данных. [1]

Применения данной технологии мы предлагаем рассмотреть на примере насущной задачи организаторов данной конференции – заполнение заявок участия в конференции. Так как при обработке заявок было выявлено множество интерпретаций предлагаемой формы заявки со стороны участников конференции, что естественно приводило к путанице. Таким образом, нами была разработана форма для заполнения (Рис.2). На форме присутствуют поля для ввода необходимых данных, а также кнопка – для заполнения введённой информации в документ (Рис. 3) [1]

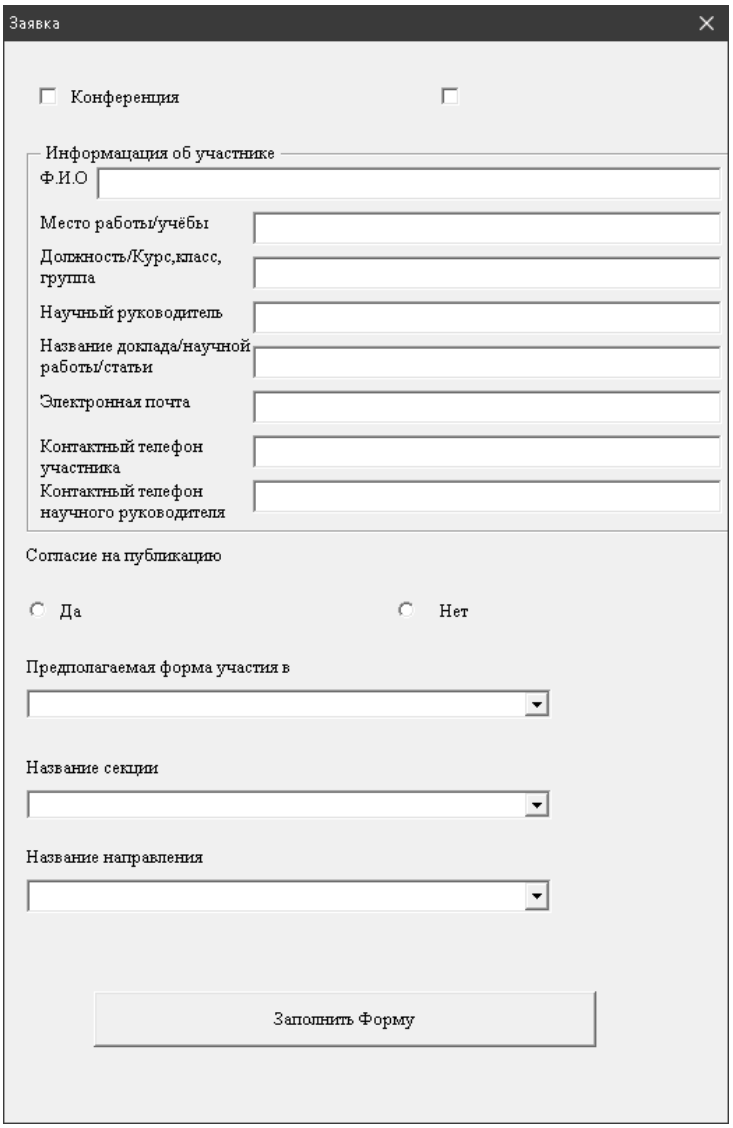


Рис. 2 – Форма приложения

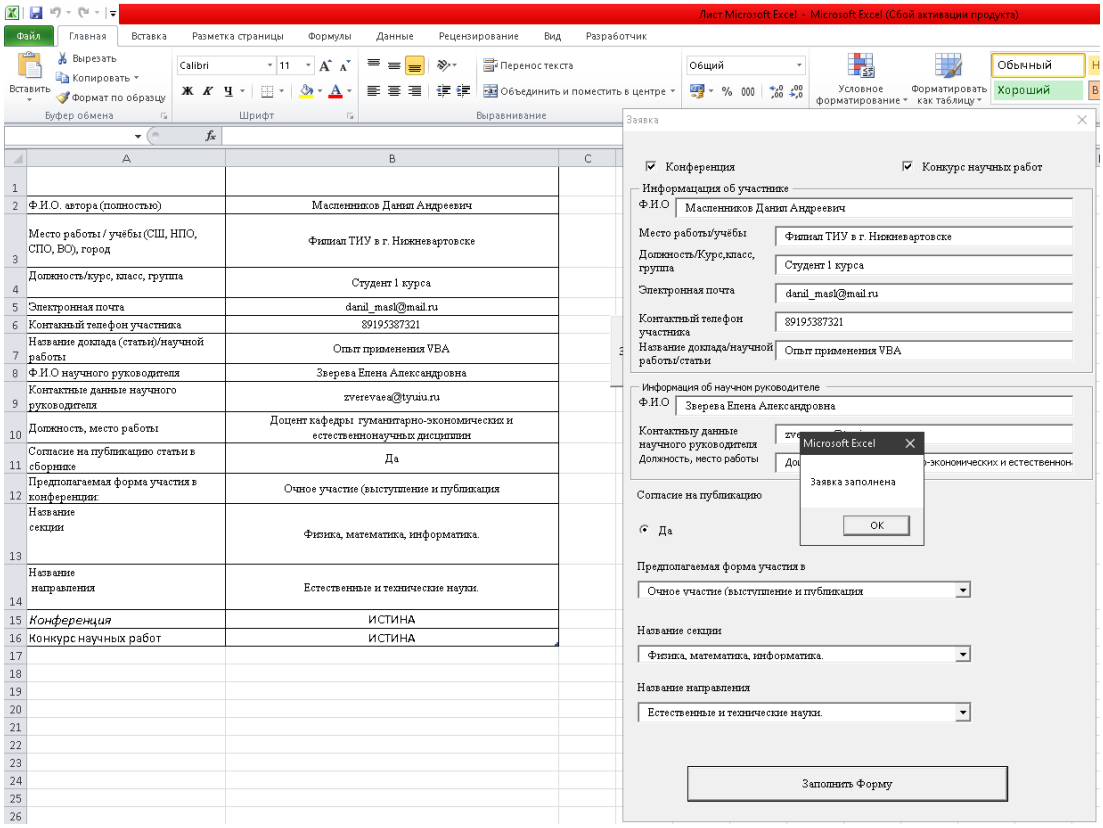


Рис. 3 – Внешний вид документа с закладками

На первом этапе работы с формой осуществляется проверка вводимых данных. Прямо во время ввода в полях для числовых данных происходит очистка при вводе некорректной информации и высвечивается уведомление о вводе неправильной информации. При нажатии кнопки «*Заполнить форму*» осуществляется дополнительная проверка всех textbox объектов. При помощи формы с необходимым количество полей для ввода textbox можно легко создавать различные шаблоны для заполнения документов любой сложности. В частности, с их помощью и был создан бланк заявки на конференцию. [1]

Разработка шаблона формирования заявки на конференцию в настоящее время не является законченной. Еще планируется добавить элемент прикрепления файла с материалами к конференции, посылаемые вместе с заявкой (тезисы, статья, научная работа/проект). А также отправка сформировавшейся заявки организаторам конференции нажатием кнопки при условии доступа к сети Интернет.

Таким образом, рассмотрев некоторые возможности VBA можно с уверенностью утверждать, что навыки создания макросов позволят специалистам, в том числе и нефтегазовой отрасли, облегчить решение повседневных рутинных офисных задач.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Серышев А.С. Использование VBA для автоматизации заполнения бланков документов // Крамаренко Т.А. – Текст: электронный // информационное общество: современное состояние и перспективы развития – 2020. – № 1. – URL: https://www.kubsau.ru/upload/iblock/e15/e15fa0cf419589315bbed0edf6d843a2.pdf (дата обращения: 29.03.2023).

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СПЛАВА TI-38Zr-11Nb

RESEARCH OF THE MECHANICAL PROPERTIES OF THE ALLOY TI-38Zr-11Nb

Морозова Я.А., Сударчикова М.А., Сергиенко К.В., Севостьянов М.А.
Morozova Ya.A., Sudarchikova M.A., Sergienko K.V., Sevostyanov M.A.
Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова
A.A. Baikov Institute of Metallurgy and Materials Science, Russian Academy of Sciences
e-mail: yasya12987@gmail.com

В настоящее время возрастные заболевания вышли на первый план и носят характер хронических заболеваний, а также требуют постоянного лечения в течение длительного времени. Основными патологиями, которые увеличивают свою распространенность являются заболевания опорно-двигательного аппарата, желудочно-кишечного тракта и сердечно-сосудистой системы. При выборе тактики хирургического лечения повреждений опорно-двигательного аппарата следует учитывать не только сиюминутный результат, но и последующую реабилитацию пациентов. Актуальной проблемой для имплантологии является создание материала, который бы обладал достаточной прочностью и низким модулем упругости, а также отвечал высокой биосовместимости и коррозионной стойкости. Модуль упругости применяемых титановых сплавов составляет более 110 ГПа, что значительно превышает значение у человеческих костей, модуль упругости которых не превышает 30 ГПа. Поэтому разработка титановых сплавов с низким модулем упругости для использования в медицине стала актуальной задачей для данной работы [1–5].

Объектом исследования выступают сплав Ti-Zr-Nb с содержанием циркония 38 атомарных процента, ниобия 9 атомарных процентов, титан – остальное. В качестве шихтовых материалов применялись: титан иодидный, цирконий иодидный, ниобий Нб1.

Первичную деформацию слитков толщиной ~18 мм проводили теплой прокаткой при предварительном нагреве до температуры 700° С на двухвалковом стане ДУО-300 в несколько этапов до конечной толщины заготовок 1 мм. В качестве термической обработки была выбрана закалка в воду при температуре 600°С с предварительной выдержкой в течение 5 мин для фиксации β`-фазы. Механические испытания проводились на приборе INSTRON 3382. Исследовались механические свойства на растяжение на образцах в виде плоских гантель толщиной 1 мм. Результаты механических испытаний представлены в таблице 1.

Таблица 1. Механические испытания сплава Ti-38Zr-11Nb

Состояние	δ, %	σ0.2, МПа	σв, МПа
После прокатки и закалки	12.2± 1.4	371± 35	529± 14
После процесса прокатки, закалки и отжига	9.3 ± 0.7	614 ± 20	628 ± 14

Механические испытания выявили значительное повышение прочности на растяжение, но при этом происходит снижение удлинения на 32%. Эти изменения были связаны с микроструктурными преобразованиями, включая формирование субзерна, перегруппировку дислокаций.

По результатам данного исследования можно сделать вывод, что данный сплав может стать перспективным материалом для изготовления имплантатов тазобедренного сустава.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-13-00186.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мякотных В.С., Остапчук Е.С., Постовалова В.Л. Основные заболевания и синдромы, выявленные у пациентов пожилого и старческого возраста, госпитализированных в стационары разного профиля // Успехи геронтологии. – 2018. – Т. 31. – № 2. – С. 250–259.
2. Lin L. et al. Enhanced osteointegration of medical titanium implant with surface modifications in micro/nanoscale structures // Journal of Orthopaedic Translation. – 2014. –Т. 2. – № 1. – С. 35–42.
3. Chang Yong Hu, Taek-Rim Yoon. Recent updates for biomaterials used in total hip arthroplasty // Biomater Res, 2018, Vol. 22:33, DOI: 10.1186/s40824-018-0144-8.
4. Gudkov S.V. et al. Manufacturing and study of mechanical properties, structure and compatibility with biological objects of plates and wire from new Ti-25Nb-13Ta-5Zr alloy // Metals. – 2020. – Т. 10. – № 12. – С. 1584.
5. Sergienko K.V. et al. Investigation of static properties of medical alloys Ti-(20-30) Nb-(10-13) Ta-5Zr // IOP conference series: materials science and engineering. – IOP Publishing, 2018. – Т. 347. – № 1. – С. 012049.

РАЗРАБОТКА И ИЗУЧЕНИЕ МЕТАЛЛОКЕРАМИЧЕСКИХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ TiC-NiCr ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ И ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕСИИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

DEVELOPMENT AND STUDY OF CERAMIC COATINGS BASED ON TiC-NiCr TO INCREASE WEAR RESISTANCE AND PROTECTION AGAINST CORROSIVE AGGRESSION OF TUBING

Назарько И.А.[1,2], Бажин П.М.[2]
Nazarko I.A., Bazhin P.M.
[1] Россия, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы,
e–mail: nazarkovanya@yandex.ru
[2] Россия, Институт структурной макрокинетики и проблем материаловедения им. А.Г. Мержанова РАН,
e–mail: bazhin@ism.ac.ru

Современное состояние нефтегазовой промышленности характеризуется большим фондом добывающих и нагнетательных скважин, в которых используются миллионы километров различных труб: бурильные, обсадные, насосно-компрессорные (НКТ), трубопроводы и так далее. При этом основное количество НКТ составляют стальные трубы различных групп прочности, изготовленные по ГОСТ 633-80 [1].

На данный момент большинство крупных месторождений нефти и газа находятся в поздних стадиях разработки, что сопровождается увеличением сложности эксплуатации, связанных с постепенно нарастающими рисками отказов оборудования. Большинство таких рисков приходиться на износ внутрискважинного оборудования, где условия работы осложняется взаимодействием с различными агрессивными коррозионными компонентами флюидов, повышенным износом за счет механических примесей, высоких температур и давления. При воздействии вышеуказанных факторов, достигнув предельного уровня повреждений, появившегося в процессе эксплуатации, стальные элементы подвергаются критическому износу и, следовательно, их отказам. В России ежегодные потери металла по причине коррозионного износа достигают 12% общей массы металлофонда страны, что примерно эквивалентно аналогичной доле от всего объема ежегодно выплавляемой стали. Около 10 млн. т. из 70 млн. т. ежегодного объема производства уходят на коррозионные потери [2].

Недальновидные простои в сфере развития новых нефтегазовых технологий или же любое техническое ноу-хао способны оказать значительное влияние на экономику любой страны. Поэтому актуальность данной темы кратно возрастает как в Российской Федерации, так и во всем мире. В связи с вышеуказанным в качестве предмета исследования в данной работе рассмотрена одна из важных проблем современной нефтегазовой отрасли – разработка новых решений для повышения износостойкости и противостояния коррозионному влиянию металлического оборудования.

При выборе способа защиты нефтегазопромыслового оборудования от негативного абразивного воздействия нужно учитывать множество различных моментов, индивидуальных для каждого определенного случая. В настоящей работе рассматривается принципиально новый подход к разработке защитных покрытий. Исследуется возможность использования и эффективность электроискрового легирования (ЭИЛ) для нанесения металлокерамических наноструктурных защитных покрытий. Этот процесс основан на явлении электрической эрозии и полярного переноса материала анода (электрод) на катод (деталь) при протекании импульсных разрядов. Во время контакта анода и катода происходит кратковременный электрический импульс, который расплавляет легирующую основу электрода с последующим его переносом на нужную поверхность [3]. В качестве материалов, наносимых на используемые поверхности были выбраны композиционные металлокерамические материалы на основе Ti-Cr-C-Ni-Al-Y в разных вариациях. Каждый компонент из которых обладает особенными защитными свойствами и несет определённую функцию в

образовании качественного защитного покрытия. Используемые электроды для нанесения покрытий были получены энергоэффективным методом получения композиционных керамических и металлокерамических материалов, который основан на сочетании процесса самораспространяющегося высокотемпературного синтеза и последующего сжатия продуктов горения – СВС-сжатия [4]. Метод позволяет за десятки секунд получать новые материалы и готовые изделия из исходных порошковых материалов [5]. С помощью данного метода были получены образцы СВС-электродов с различными составами, представленными на (Рис. 1): 1-TiC-NiCr; 2- TiC-NiCr-Al; 3- TiC-NiCr-AlY.

TiC-NiCr		TiC-NiCr-Al		TiC-NiCr-AlY	
Элемент	мас. % состава	Элемент	мас. % состава	Элемент	мас. % состава
Ti	*56*	Ti	*56*	Ti	*56*
C	*14*	C	*14*	C	*14*
Ni	*24*	Ni	*19*	Ni	*18*
Cr	*6*	Cr	*7*	Cr	*7*
		Al	*4*	Al	*4*
				Y	*1*

Рис. 1 – Композиционный состав полученных электродов методом СВС-сжатия

В работе были проведены исследования кинетических зависимостей эрозии анода и привеса катода при различных режимах ЭИЛ, на основе которых были оптимизированы режимы нанесения защитных покрытий. В качестве подложки взяли углеродистую сталь обыкновенного качества марки «Ст3». Нанесение композиционных покрытий методом ЭИЛ с использованием полученных СВС-электродов проводили при разных технологических режимах, различающихся энергией электрического разряда. Для проведения дальнейших исследований экспериментальным путем были выбраны оптимальные режимы из расчета выбора минимальной энергии, необходимой для начала процесса ЭИЛ, и максимальной, при превышении которой на поверхности наблюдались критические прижоги.

В работе были проведены исследования для изучения различных свойств полученных покрытий, повышающих механические характеристики и износостойкость деталей, на которых они наносятся. На основе РФА установлено, что покрытие состоит из упрочняющей фазы TiC, расположенной в твердом растворе Fe7Ni3 и Ni-Cr-Fe-C, что говорит о взаимной диффузии элементов покрытия и подложки. Изучены трибологические характеристики полученных защитных покрытий при сухом трении и в среде нефти. Установлено, что защитные покрытия повышают износостойкость поверхности стальной подложки, снижают время приработки и коэффициент трения. Следующим шагом работы станет изучение коррозионной стойкости разрабатываемых покрытий в условиях приближенных к реальной эксплуатации труб.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Иванова А.В. Испытания насосно-компрессорных труб из алюминиевого сплава 1953т1 с износостойкими резьбовыми покрытиями. Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета им. академика С.П. Королёва. 2013; (2 (40), С. 98–102.
2. Юдин П.Е. Функциональные покрытия погружного нефтепромыслового оборудования для защиты от коррозии, асфальтосмолопарафиновых и солевых отложений: Обзор. Известия вузов. Порошковая металлургия и функциональные покрытия. 2025; 19(1): 58–74.

3. М.С. Антипов, П.М. Бажин, А.С. Константинов, А.П. Чижиков, А.О. Жидович, А.М. Столин. Структура, механические и трибологические свойства композиционных покрытий на основе Ti-Cr-C-Ni-Fe / Физическая мезомеханика. 2023. – Т. 26. – № 4. – С. 117–128.
4. Bazhin P., Konstantinov A., Chizhikov A., Prokopets A., Bolotskaia A. Structure, physical and mechanical properties of TiB-40 wt.%Ti composite materials obtained by unrestricted SHS compression / Materials Today Communications. 2020. Т. 25. С. 101484.
5. А.М. Столин, П.М. Бажин, А.С. Константинов, М.И. Алымов. Получение крупногабаритных компактных плит из керамических порошковых материалов методом свободного СВС-сжатия / Доклады академии наук. Химическая технология. 2018. Т. 480. № 6. с. 681–683.

ПРОИЗВОДСТВО ОКТАНОПОВЫШАЮЩИХ ПРИСАДОК К БЕНЗИНУ ВО ВЬЕТНАМЕ

PRODUCTION OF OCTANE BOOSTING ADDITIVES FOR GASOLINE IN VIETNAM

Нгуен Ф.Н.Х., Капустин В.М.
Nguyen P.N.H., Kapustin V.M.
Россия, Российский государственный университет нефти и имени И. М. Губкина,
e-mail: nguyenphuocnhathuy@gmail.com

Оксигенаты – высокооктановые добавки является кислородсодержащими соединениями. Нас интересуют те кислородсодержащие соединения, которые могут использоваться в качестве добавок к бензину.

В зависимости от физико-химических свойств, условий и среды использования мы добавим подходящие присадки для повышения октанового числа, не влияя на эксплуатационные характеристики.

Сегодня во всех развитых странах оксигенаты рассматриваются как основная альтернатива металлорганическим и аминовым добавкам к бензинам. Разделяются оксигенаты на алифатические спирты (метанол, этанол, изопропанол, н-бутанол, изобутанол,...) и эфиры (МТБЭ – метил-трет-бутиловый эфир, ЭТБЭ – этил-трет-бутиловый эфир, метил-трет-аминовый эфир, диизопропиловый эфир,...).

При введении оксигенаты повышает детонационную стойкость, так как увеличение концентрации кислорода в топливе, замедляется распад пероксидных радикалов, происходит более быстрый отвод тепла из камеры сгорания, и в результате падает максимальная температура горения.

ЭТБЭ – этил-трет-бутиловый эфир, в качестве добавки, улучшающей свойства бензина, особенно повышающей октановое число, ЭТБЭ не только снижает содержание CO_2 и летучих органических соединений, выбрасываемых в окружающую среду, но и устраняет недостатки МТБЭ, такие как способность загрязнять подземные воды, а также недостатки этанола, включая сильную гигроскопичность, фазовое разделение при контакте с водой и высокое парциальное давление при смешивании с бензином.

Во Вьетнаме цех риформинга на нефтеперерабатывающем заводе Дунг Кват является богатым источником изобутана с молярной концентрацией около 15–20%, 268000–413000 тонн в год, что достаточно для удовлетворения условий производства ЭТБЭ с производительностью 80000–150000 тонн в год. Принципиальная схем производства ЭТБЭ представлена на рисунке.

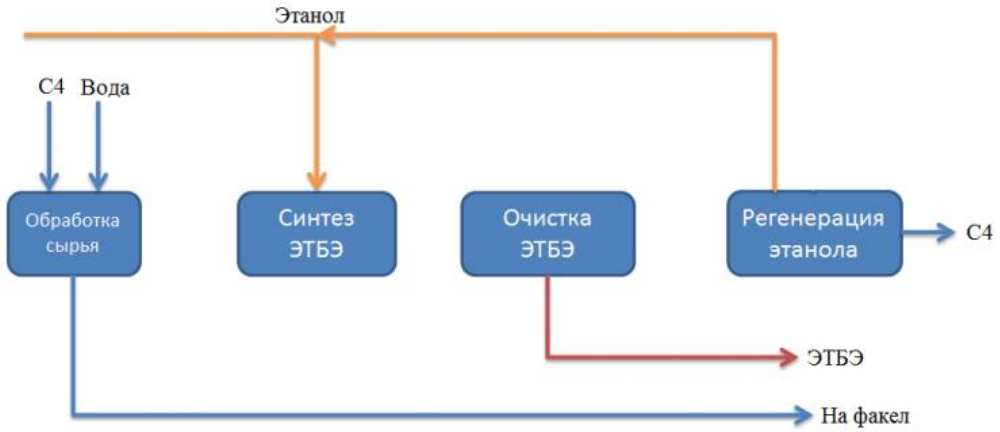


Рис. – Схема производства ЭТБЭ

Фракция C_4 с нефтеперерабатывающего завода Зунг Куат содержащая изобутан непосредственно проводится к секции производства ЭТБЭ, где смешанный газовый поток C_4 очищается водой для уменьшения

количества нитрила в сырье и объединяется с дополнительным потоком этанола, а циркулирующий этанол подается в оборудование для синтеза ЭТБЭ. Продукт покидает реактор и направляется в дистилляционную колонну для сбора кубового продукта ЭТБЭ. Верхний продукт продолжает перегоняться, отделяет этанол и циркулирует обратно в реактор, C_4 и отходящий газ. C_4 используется для смешивания сжиженного нефтяного газа, бензина или в качестве топлива для нефтеперерабатывающих заводов, в качестве топлива используются отходящие газы. Сточные воды, образующиеся в процессе очистки, направляются на очистные сооружения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Tsai J.H., Ko, Y.L., Huang, C.M. and Chiang, H.L. (2019). Effects of Blending Ethanol with Gasoline on the Performance of Motorcycle Catalysts and Airborne Pollutant Emissions. *Aerosol Air Qual. Res.* 19: 2781–2792.
2. Pirouzfar V., Hakami M., Su C.H., Hassanpour M. (2024). Improving the performance of gasoline fuels by adding methanol and methyl tertiary-butyl ether along with metal oxides titanium oxide and magnesium oxide. *Elsevier*.
3. Капустин В.М., М.Г Родин – М.: Химия, 2013. – 496 с.

СОКРАЩЕНИЕ ВНУТРИСМЕННЫХ ПОТЕРЬ НА МЕХАНИЗИРОВАННОМ ФОНДЕ ЗА СЧЁТ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ НКТ

REDUCTION OF INTRA-SHIFT LOSSES AT THE MECHANIZED FUND BY USING ARTIFICIAL INTELLIGENCE TO ANALYZE AND PREDICT THE WORK ON CLEANING TUBING

Пичугин Д.А.[1], Чураев А.М.[2]
Pichugin D. A.[1], Churaev A.M.[2]
Россия, [1,2]Оператор по добыче нефти и газа
Россия,[1,2] ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»
e-mail: lucky39boy@yandex.ru
Научный руководитель: главный специалист отдела по работе с механизированным фондом, Масалов Максим Олегович, ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Особенностями месторождений Восточной Сибири являются: высокий газовый фактор и низкая температура нефтегазожидкостной смеси. Эти факторы создают благоприятные условия для образования газогидратов в скважинах и выкидных линиях. Наиболее распространёнными технологиями борьбы с гидратообразованием является механическая очистка НКТ с помощью скребков, а также промывки тяжёлыми солевыми растворами на основе хлористого кальция. Во время построения маршрутов движения специальной техники у диспетчеров нефтепромысла возникают сложности с определением приоритета и кратчайшего пути для технологического оборудования. Что приводит к внутрисменному простою оборудования и потери добычи. По статистике, из-за проблем, возникающих во время построения графиков обработок скважин за 2023 и 2024 год 335 скважин перешло во внутрисменный простой.

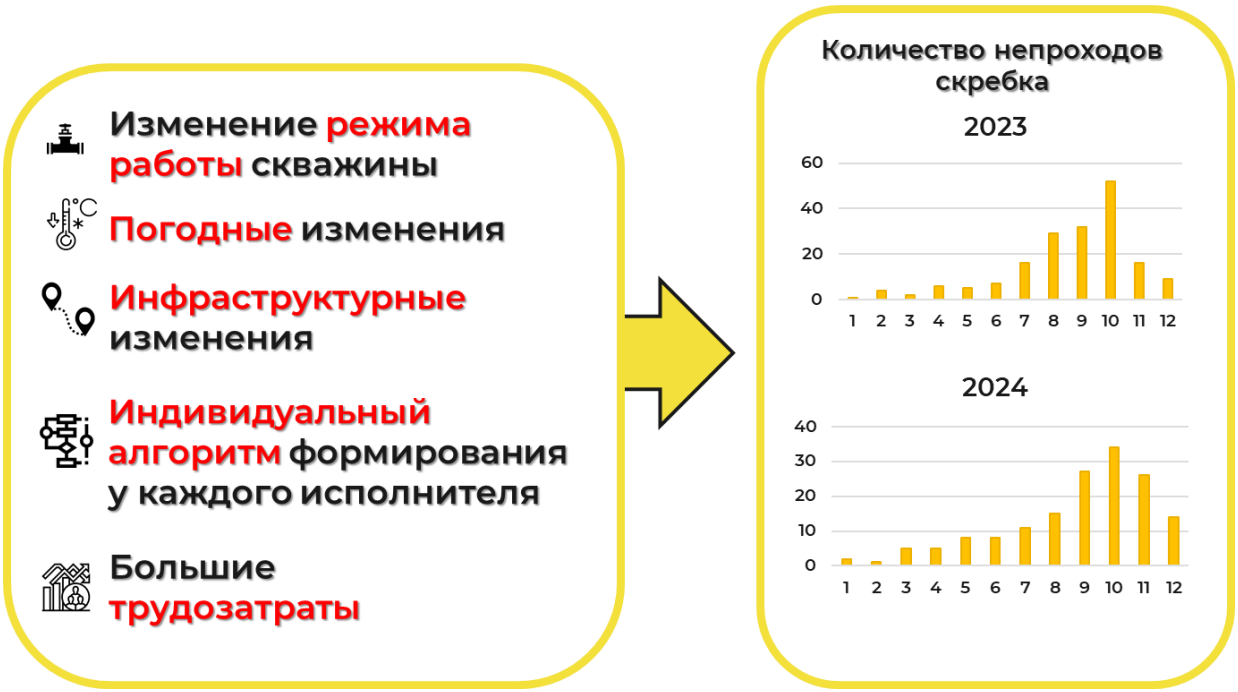


Рис. 1 – Количество непрохода скребка на Куюмбинском месторождении за 2023 и 2024 г.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Матрица расстояний – ruwiki [Электронный ресурс] – Красноярск, 2024. – Режим доступа: https://ru.ruwiki.ru/wiki/Матрицарасстояний.
2. Деревья решений: общие принципы – loginom [Электронный ресурс] – Красноярск, 2024. – Режим доступа: https://loginom.ru/blog/decision-tree-p1.
3. Что такое дерево решений и как его создать – Lucidchart [Электронный ресурс] – Красноярск, 2024. – Режим дос: https://www.lucidchart.com/pages/ru/дерево-решений.
4. Алгоритм Дейкстры – skillbox [Электронный ресурс] – Красноярск, 2024. – Режим доступа: https://skillbox.ru/media/code/algoritm-deykstry-chto-eto-takoe-kak-rabotaet-i-gde-ispolzuetsya/.

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МАШИННОГО ЗРЕНИЯ В ПРОЦЕССЫ ПОВЕРКИ, КАЛИБРОВКИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

IMPLEMENTATION OF MACHINE VISION TECHNOLOGY IN THE PROCESSES OF CHECKING AND CALIBRATING MEASURING INSTRUMENTS

Романов А.П.
Romanov A.P.
Россия ПАО «Сургутнефтегаз»
Базовая лаборатория метрологии ЦБПО ПРНСиНО ПАО «Сургутнефтегаз»

1. Проблема автоматизации процессов поверки (калибровки) средств измерений.

Анализируя средства измерений было выявлено, что процессы поверки (калибровки) были автоматизированы у средств измерений, оснащенных возможностью передачи измеренных значений на персональный компьютер, т.е. имеющих интерфейсы связи или передающих измеренные значения в виде электрических сигналов.

Функционально простейшая автоматизированная поверка (калибровка) средств измерений (рисунок 1) выполняется следующим образом:

1. Программное обеспечение посредствам интерфейсов связи задает требуемое значение физической величины на эталоне.
2. После измерений физической величины от эталона поверяемое (калибруемое) средство измерений формирует выходной электрический сигнал с результатами измерений, который передается на персональный компьютер.
3. Персональный компьютер обрабатывает полученный результат измерений и заносит его в протокол поверки, посылает новую команду для установки значения физической величины на эталон.

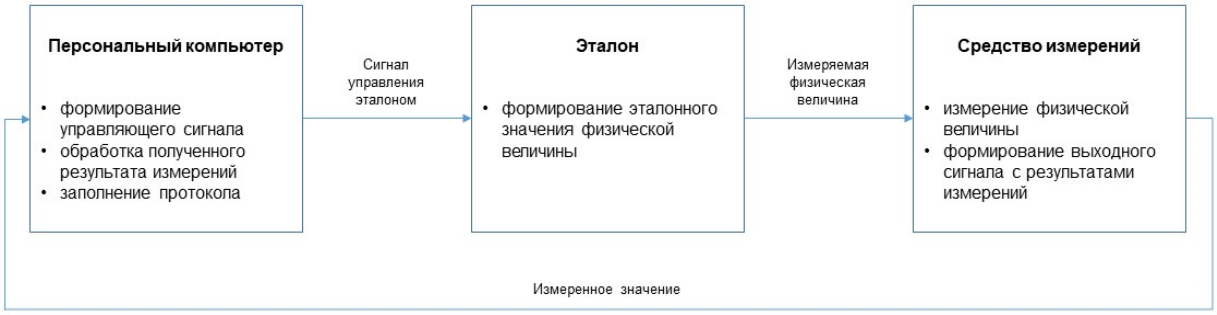


Рис. 1 – Простейшая функциональная схема автоматизации процесса поверки (калибровки) средств измерений

Суть выходного электрического сигнала с результатами измерений в автоматизированном процессе поверки (калибровки) заключается в обеспечении обратной связи.

Средства измерений результаты измерений которых считываются исключительно визуально, не могут обеспечить обратную связь, а соответственно не имеют автоматизированных процессов поверки (калибровки).

2. Поиск современного решения автоматизации технологических процессов.

Используя открытые источники, был произведен поиск альтернативной технологии считывания информации для аналогичных случаев с целью обеспечения возможности автоматизации процесса поверки (калибровки).

Найденное решение носит название «Машинное зрение».

Машинное зрение – это технологии получения изображений, их обработка и использования, полученных данных для решения разного рода прикладных задач без участия человека. Одним из важных элементов устройств машинного зрения являются фоточувствительные приборы, преобразующие энергию оптического излучения в электрический сигнал.

Работу машинного зрения можно разделить на три этапа: захват изображения, обработка и какая-либо операция.

Для захвата изображения используются фоточувствительные датчики, цифровые камеры, ультрафиолетовые и инфракрасные камеры. Все эти устройства захватывают изображение и преобразуют его в цифровую информацию.

Затем цифровые данные, поступающие от видеооборудования, анализируются с помощью алгоритмов обработки изображений. Этот процесс также можно разделить на этапы. Предварительная обработка состоит из удаления шума и повышения контрастности изображения. После этого происходит анализ изображения: определяются его границы, выявляются элементы, признаки (размер, цвет, форма и др.).

После сбора и анализа информации на основе машинного зрения система по алгоритмам предпринимает какое-либо действие.

Абсолютная точность, неутомимость, максимальная концентрация, способность работать с множество объектов и мгновенный анализ – все это делает машинное зрение незаменимым на производстве.

3. Внедрение технологии в процесс поверки (калибровки) средств измерений.

С целью автоматизации процесса поверки (калибровки) были выделены три основные задачи:

1. Процесс должен выполняться с полным соблюдением требований методики.
2. Автоматизация процесса не должна влиять на результаты измерений.
3. Участие специалиста при выполнении процесса – минимально.

Для обеспечения возможности передачи результата измерений с индикатора средства измерений выбрана веб-камера DEXP M100R1 (матрица 2 Мп, разрешение 1920x1080 п). Видеокамера, подключенная к персональному компьютеру, преобразует полученное оптическое изображение в поток цифровой информации образуя необходимую связь между компьютером и средством измерений.

Функциональная схема автоматизированного процесса поверки (калибровки) представлена на рисунке 2.

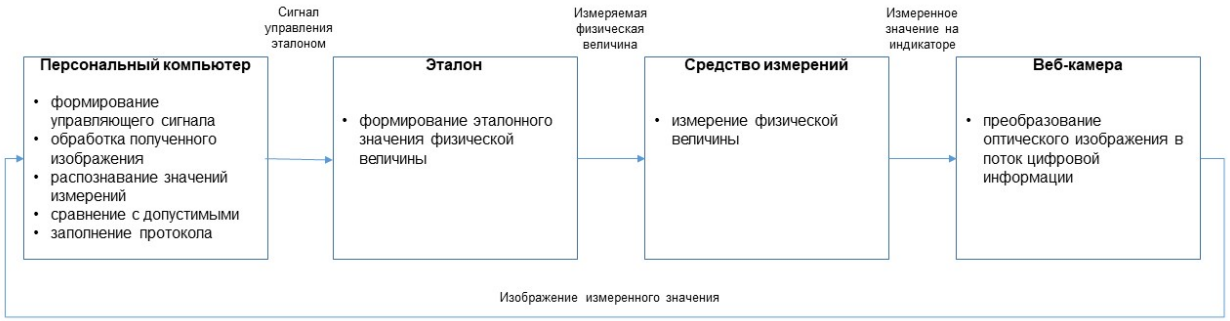


Рис. 2 – Функциональная схема автоматизации процесса поверки (калибровки) средств измерений, не имеющих выходных электрических сигналов (интерфейсов связи)

Автоматизированные поверочные (калибровочные) установки оснащены специализированным программным обеспечением, которое уникально и разработано специально для них, нам потребовалась разработка собственного программного обеспечения.

Программное обеспечение написано на высокоуровневом языке программирования Python.

Собственная разработка программного обеспечения дает гибкость при необходимости внесения изменений, позволяет в кратчайшие сроки адаптировать его согласно возникшим требованиям.

Существуют различные варианты работы машинного зрения, перед разработкой программного обеспечения был выбран наиболее подходящий для средств измерений, который исключает ошибку в распознавании измеренных значений.

Для его реализации потребовалась подготовить базу с изображениями всех возможных вариантов свечения символов дисплея клещей токоизмерительных М266 и присвоить им значения соответствующих результатов измерений. Таким образом с помощью разработанного программного обеспечения полученное с веб-камеры изображение сравнивается с подготовленной базой изображений, после нахождения полного совпадения в протокол заносится значение, присвоенное найденному изображению.

Для этого специалист выполняющий процесс поверки (калибровки) после установки величины вручную дает команду программному обеспечению на обработку результата измерений.

Несмотря на ряд сложностей, вызванных в том числе применением импортного эталонного оборудования (имеющего функциональную возможность внешнего управления), ведется работа по его согласованию с разработанным программным обеспечением, положительный результат которой приведет к полной автоматизации процесса в части определения метрологических характеристик.

Так же разработанное программное обеспечение самостоятельно сравнивает полученные результаты измерений с допустимыми значениями и в случае превышения выдает сообщение об ошибке. Специалисту, выполняющему процесс поверки (калибровки) остается сделать заключение.

4. Технологическая эффективность.

Используя сегодня технологию машинного зрения в процессе поверки (калибровки) клещей токоизмерительных М266 достигаются следующие цели:

1. Исключается риск влияния субъективного фактора на результат измерений.
2. Сокращается трудоемкость выполнения работ.
3. Снижается нагрузка на специалиста в результате чего сохраняется его эффективность (производительность) в течение всего рабочего дня.

Заключение.

Внедрение технологии машинного зрения в процессы поверки, калибровки средств измерений позволит достичь следующих целей:

1. Исключить риск возникновения ошибки, связанной с выполнением специалистом однотипной работы по занесению результатов измерений в протокол.
2. Снизить трудоемкость выполнения работ, так как машинное зрение распознает, анализирует и вносит результаты измерений быстрей специалиста.
3. Обеспечить максимальную производительность специалиста в течение всего рабочего дня в результате снижения монотонной нагрузки.

Интеграция машинного зрения в существующую деятельность по обеспечению единства измерений ПАО «Сургутнефтегаз» позволит сделать ее еще более технологичной.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

TIGHT OIL PRODUCTION FORECASTING USING MACHINE LEARNING METHODS

Саушкин И.В.
Saushkin I.V.
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, s245052@stud.spmi.ru

Использование современных методов прогнозирования добычи играет ключевую роль в планировании разработки месторождений, оптимизации технологических решений и оценке инвестиционной привлекательности проектов. Одним из наиболее перспективных подходов к прогнозированию является применение методов машинного обучения, позволяющих выявлять скрытые закономерности в больших объемах данных и повышать точность расчетов. В отличие от традиционных моделей, машинное обучение учитывает широкий спектр факторов – от геологических характеристик коллектора до технологических параметров заканчивания скважин и режимов эксплуатации. Настоящее исследование посвящено анализу эффективности методов машинного обучения в прогнозировании добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. Полученные результаты демонстрируют потенциал данных методов в прогнозировании дебита нефти, а также их применимость для оценки динамики добычи на уровне отдельных месторождений.

Исследование проводилось на примере крупного нефтегазоносного бассейна. Данные включали информацию по более чем 10000 скважинам с детализированными геологическими и технологическими характеристиками. Анализ данных включал несколько этапов:

1. Предварительная обработка данных: удаление выбросов, нормализация переменных, построение временных рядов по дебитам.
2. Классификация скважин: использование методов кластеризации для выделения групп скважин с похожими характеристиками.
3. Разработка моделей прогнозирования:

- Статистические методы: построение регрессионных зависимостей, в том числе модели Арпса.
- Машинное обучение: применение градиентного бустинга, случайного леса и глубоких нейросетей для анализа нелинейных зависимостей.
- Гибридный метод прогнозирования: комбинация статистических методов и методы машинного обучения для улучшения долгосрочных предсказаний. Данный метод использует результаты краткосрочных прогнозов методы машинного обучения в качестве входных данных для статистических моделей, обеспечивая более точные долгосрочные предсказания.

На рисунке проиллюстрировано сравнение точности различных методов прогнозирования добычи нефти. На начальном этапе прогнозы обоих методов демонстрируют достаточно хорошее соответствие реальным данным, однако со временем наблюдается расхождение. Статистические методы обеспечивают более сглаженный прогноз, но не учитывают резкие изменения, тогда как модели машинного обучения более точно отражают краткосрочные флуктуации, но могут демонстрировать повышенную чувствительность к шумам в данных. Среди наиболее значимых факторов, влияющих на прогноз при использовании методов машинного обучения, можно выделить геологические (мощность пласта, проницаемость), параметры заканчивания скважин (длина горизонтального ствола, количество стадий гидроразрыва пласта, объем проппанта) и свойства закачиваемой жидкости (тип жидкости для гидроразрыва, масса проппанта).

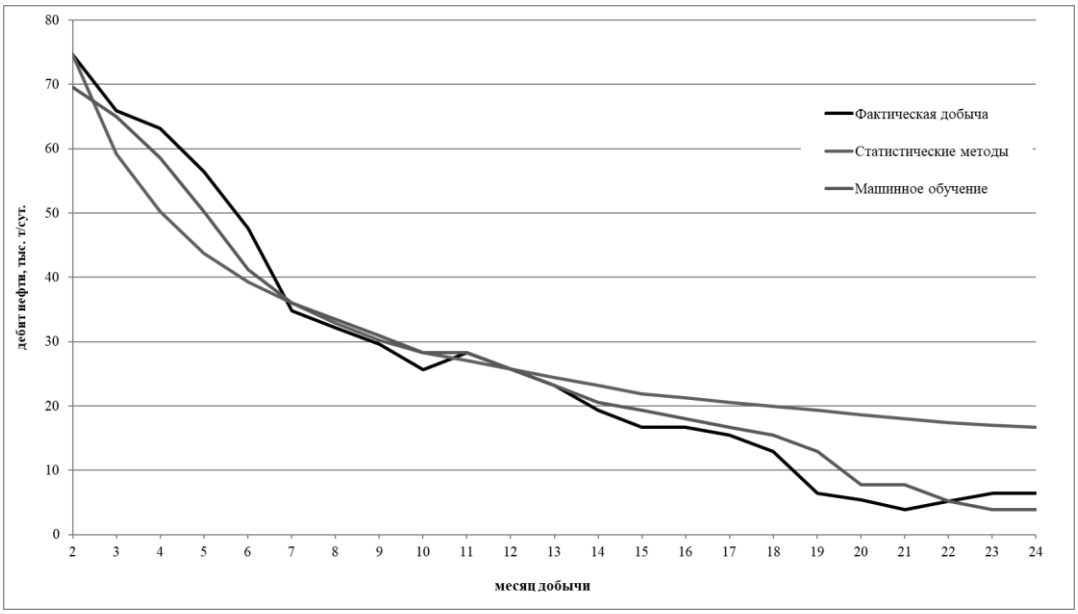


Рис. – Сравнение фактической добычи со статистическими методами прогнозирования и машинным обучением на одной из скважин выборки

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. D. Ilk, DeGolyer, MacNaughton, Jenkins C.D., DeGolyer, MacNaughton, Blasingame T.A. Texas A&M University. Production analysis in unconventional reservoirs – Diagnostics, Challenges, and Methodologies. Society of petroleum engineers. SPE144376. 2011.
2. Velasco R., Panja P., Milind D. New Production Performance and Prediction Tool for Unconventional Reservoirs. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2016. doi: 10.15530/urtec-2016-2461718.
3. Seber G.A.F., Lee A.J. Linejnyj regressionnyj analiz [Linear regression analysis]. Auckland: John Wiley & Sons, 2012. Vol. 329.
4. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. Transactions of the AIME. 1945, vol. 160, no. 1, pp. 228–247. doi: 10.2118/945228-G.
5. Shalev-Shwartz Sh., Ben-David Sh. Understanding Machine Learning Algorithms: From Theory to Algorithms. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
6. Liao L., Zeng Y., Liang Y. et al. Data Mining: A Novel Strategy for Production Forecast in Tight Hydrocarbon Resource in Canada by Random Forest Analysis. International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia, 13–15 January. IPTC-20344-MS. https://doi.org/10.2523/IPTC-20344-MS.
7. Temizel C., Canbaz C.H., Saracoglu O. et al. Production Forecasting in Shale Reservoirs through Conventional DCA and Machine/Deep Learning Methods. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, 20–22 July. URTEC-2020-2878-MS. http://dx.doi.org/10.15530/urtec/2020/2878.
8. Ilk D., Jenkins C.D., Blasingame T.A. Production Analysis in Unconventional Reservoirs – Diagnostics, Challenges, and Methodologies. North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, 14–16 June, The Woodlands, Texas, USA. 2011.
9. Velasco R., Panja P., Milind D. New Production Performance and Prediction Tool for Unconventional Reservoirs. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2016. doi: 10.15530/urtec-2016-2461718.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СПЛАВОВ Ti-(36-40)Zr-9Nb (at. %)

INVESTIGATION OF MECHANICAL PROPERTIES OF Ti-(36-40)Zr-9Nb alloys (at. %)

Сергиенко К.В., Конушкин С.В., Морозова Я.А.
Sergienko K.V., Konushkin S.V., Morozova Ya.A.
Российская Федерация, Институт металлургии и материаловедения имени А.А. Байкова РАН (ИМЕТ РАН), ksergienko@imet.ac.ru

Благодаря своему уникальному комплексу свойств, α+β и β титановые сплавы в последние годы стали важным объектом исследований для разработки эндопротезов суставов следующего поколения. снижение модуля Юнга улучшает механическую биосовместимость между имплантатом и костью, в которой он установлен. Это позволяет избежать чрезмерного локального напряжения в костях и суставах, обеспечивая более естественное распределение нагрузки на окружающие костные ткани. Такое распределение нагрузки помогает защитить кости от износа и преждевременного разрушения. Однако, если модуль Юнга имплантата значительно превышает модуль Юнга кости, возникает эффект экранирования нагрузки [1–4], при котором часть кости не получает достаточного механического напряжения. Это приводит к смещению процесса костного ремоделирования в сторону резорбции костной ткани из-за недостатка стимулирующего воздействия. В результате фиксация имплантата в кости ослабевает, что может потребовать повторной операции по замене имплантата. Цель данной работы заключается в создании материала, который сочетает в себе необходимые механические свойства и сниженный модуль Юнга, а также состоит из биологически безопасных химических элементов. Известно, что наименьший модуль Юнга характерен для титановых сплавов с нестабильной β-фазой. Получить такую фазу можно путем термической обработки из (α + β) – состояния, при этом важно предотвратить образование хрупкой и твердой ω-фазы, которая может ухудшить свойства материала. Объектом исследования выступают сплавы TiZrNb с содержанием циркония 36, 38 и 40 атомарных процента, ниобия 9 атомарных процентов, титан – остальное. Образцы материала представлены в следующих вариантах: пластины толщиной 1 мм после проктки, пластины толщиной 1 мм после проктки и закалки в воду комнатной температуры с температуры 550° С и с температуры 600° С. Результаты представлены в таблицах 1–3.

Таблица 1. Механические свойства пластин Ti-9Nb-36Zr

Ti-9Nb-36Zr	Относительное удлинение, %	Условный предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа
После прокатки	11,8±1,9	484±69	637±21
550° С	17,2±1,5	296±2	707±26
600° С	19,3±2,0	289±20	628±20

Таблица 2. Механические свойства пластин Ti-9Nb-38Zr

Ti-9Nb-38Zr	Относительное удлинение, %	Условный предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа
После прокатки	14,4±2,1	494±35	656±6
550° С	22,8±4,4	351±18	712±13
600° С	23,0±1,8	324±17	613±15

Таблица 3. Механические свойства пластин Ti-9Nb-40Zr

Ti-9Nb-40Zr	Относительное удлинение, %	Условный предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа
После прокатки	8,9±1,0	532±23	604±15
550°C	22,0±3,9	360±14	683±2
600°C	23,4±9,5	364±25	594±29

Значения модуля Юнга в состоянии после прокатки и закалки при 600° С методом растяжения с использованием экстензомера представлены в таблице 4.

Таблица 4. Значения модуля Юнга пластин

Состав	Модуль Юнга
Ti-9Nb-36Zr	55 ± 2
Ti-9Nb-38Zr	59 ± 3
Ti-9Nb-40Zr	51 ± 2

Наилучшими механическими свойствами обладает сплав Ti-9Nb-38Zr, который демонстрирует наибольшую пластичность и наименьшую остаточную деформацию при нагрузках до 6%.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Pagani S., Liverani E., Gianluca Giavaresi |, de Luca A., Belvedere C., Fortunato A., Leardini A., Fini M., Tomesani | Luca & Caravaggi P. (2021). Mechanical and in vitro biological properties of uniform and graded Cobalt-chrome lattice structures in orthopedic implants. Wiley Online Library, 109(12), 2091–2103. https://doi.org/10.1002/jbm.b.34857.
2. Semlitsch M. (2018). Mechanical Properties of Selected Implant Metals Used for Artificial Hip Joints. *Metal and Ceramic Biomaterials*, 1–22. https://doi.org/10.1201/9781351074438-1/MECHANICAL-PROPERTIES-SELECTED-IMPLANT-METALS-USED-ARTIFICIAL-HIP-JOINTS-SEMLITSCH.
3. Semlitsch M. (2018). Mechanical Properties of Selected Implant Metals Used for Artificial Hip Joints. *Metal and Ceramic Biomaterials*, 1–22. https://doi.org/10.1201/9781351074438-1/MECHANICAL-PROPERTIES-SELECTED-IMPLANT-METALS-USED-ARTIFICIAL-HIP-JOINTS-SEMLITSCH.
4. Aherwar A., Singh A. & A.P. – T. in B. & 2016, undefined. (2018). Cobalt Based Alloy: A Better Choice Biomaterial for Hip Implants. *Researchgate.Net*. https://www.researchgate.net/profile/Amit-Aherwar/publication/320452685_Cobalt_based_alloy_A_better_choice_biomaterial_for_hip_implants/links/5b30ce270f7e9b0df5c754e5/Cobalt-based-alloy-A-better-choice-biomaterial-for-hip-implants.pdf.

ФОРМИРОВАНИЕ ПОКРЫТИЙ НА ТИТАНОВОМ СПЛАВЕ С ПОМОЩЬЮ МИКРОДУГОВОГО ОКСИДИРОВАНИЯ

FORMATION OF COATINGS ON TITANIUM ALLOY USING MICRO-ARC OXIDATION

Сударчикова М.А., Морозова Я.А., Каплан М.А., Севостьянов М.А.
Sudarchikova M.A., Morozova Ya.A., Kaplan M.A., Sevostyanov M.A.
Российская Федерация, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова Российской академии наук, mariahsudar@yandex.ru

Титановые сплавы являются одними из наиболее применяемых и перспективных материалов в качестве материалов для имплантатов в ортопедии из-за их биосовместимости и уникальных механических свойств [1]. Но несмотря на огромный потенциал титана и его сплавов, существуют ограничения поверхностной биоактивности. Для улучшения характеристик имплантатов применяют поверхностную обработку, которая может повысить биосовместимость, износостойкость и коррозионную материала. Существуют разные виды обработки поверхности титановых сплавов: механические, физические, химические и электрохимические. Среди различных видов модификации поверхности привлекает особое внимание метод микродугового оксидирования поверхности (МДО) [2–4]. Его преимущества варьируются от простоты эксплуатации и экономической эффективности до экологической совместимости, и масштабируемости.

В данном работе микродуговое оксидирование проводилось в среде электролита Na_3PO_4. Были получены оксидные покрытия на образцах сплава ВТ6 с помощью МДО при различных режимах (рисунок). В результате проведённого исследования поверхности образцов было выявлено, что при увеличении приложенного напряжения увеличивается средний размер пор.

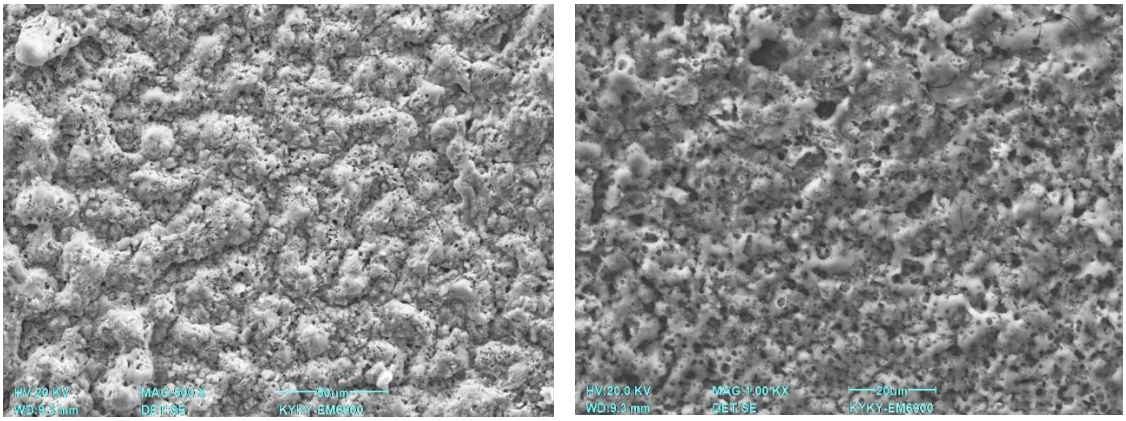


Рис. – СЭМ-изображения МДО-покрытий на сплаве ВТ6

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Konushkin S.V. et al. Study of the physicochemical and biological properties of the new promising Ti–20Nb–13Ta–5Zr alloy for biomedical applications // Materials Chemistry and Physics. – 2020. – Т. 255. – С. 123557.
2. Jagadeeshanayaka N. et al. Bioactive surface modifications through thermally sprayed hydroxyapatite composite coatings: a review of selective reinforcements // Biomaterials Science. – 2022. – Т. 10. – № 10. – С. 2484–2523.
3. Lin L. et al. Enhanced osteointegration of medical titanium implant with surface modifications in micro/nanoscale structures // Journal of Orthopaedic Translation. – 2014. – Т. 2. – № 1. – С. 35–42.
4. Kurup A., Dhatrak P., Khasnis N. Surface modification techniques of titanium and titanium alloys for biomedical dental applications: A review // Materials Today: Proceedings. – 2021. – Т. 39. – С. 84–90.

ПОЛУЧЕНИЕ ПЛАСТИЧНОЙ СМАЗКИ ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

OBTAINING PLASTIC GREASE FROM THE WASTE PRODUCTS OF THE COMPRESSOR STATION

Сутурин Д.И., Диденок А.Ф.
Suturin D.I., Didenok A.F.
Россия, ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», e-mail: suturin2001@mail.ru

На территории Якутии расположено Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение – одно из крупнейших месторождений нефти и газа в регионе. Расположено на территории Мирнинского и Ленинского районов (улусов) республики Саха (Якутия), в 130 км к юго – западу от г. Мирный и в 140 км к северо – западу от г. Ленска и было открыто в 1970 году. Опытно – промышленную разработку месторождение введено в 1984 году. Промышленная разработка началась с октября 2013 года.

На территории месторождения сосредоточено большое количество наземной техники и технологических агрегатов, которым необходимо производить замену смазывающих материалов – моторных и индустриальных масел. После этого остается колоссальное количество отработанного масла, которое необходимо утилизировать или перерабатывать без вреда для экологии. Само по себе отработанное масло является отходом III класса опасности и если его еще и утилизировать методом сжигания в промышленных масштабах, то это способно нанести непоправимый вред окружающей среде [1–3].

Нами была рассмотрена возможность применения отработанного масла как сырье для приготовления пластичных смазок – материала, используемого для смазки различных узлов агрегатов для обеспечения его эксплуатационных способностей. Такой подход к переработке отработанных масел позволит получать новый продукт – пластичные смазки, которые будут использоваться непосредственно на промысле для собственных нужд, а также поможет снизить нагрузку на экологию месторождения.

Целью нашего исследования является приготовление пластичной смазки на основе отработанного масла, а также определение одного из основных показателей качества смазки – температуры каплепадения.

В качестве сырья для приготовления смазки использовали отработанное индустриальное масло ВНИИНП 50-1-4ф, используемое в газотурбинных двигателях установки компрессорной станции высокого давления. В таблице 1 представлены физико-химические свойства масла.

Таблица 1. Свойства масла

Показатель	Значение	Стандарт
Вязкость кинематическая, мм^2/с: при 100^o С при минус 40^o С	 3,22 1621	ГОСТ 33-2000
Температура застывания, ^{o}С	–60	ГОСТ 20287-91
Температура вспышки в открытом тигле, ^{o}С	229	ГОСТ 4333-87
Плотность при 20^o С, г/см^3	0,924	ГОСТ 3900-85
Зольность, %	0,022	ГОСТ 1461-75

Готовим пластичную смазку, смешивая наше отработанное масло с солями высших карбоновых кислот на установке, представленной на рис. 1. Синтез смазки проводим в течение двух часов [4].

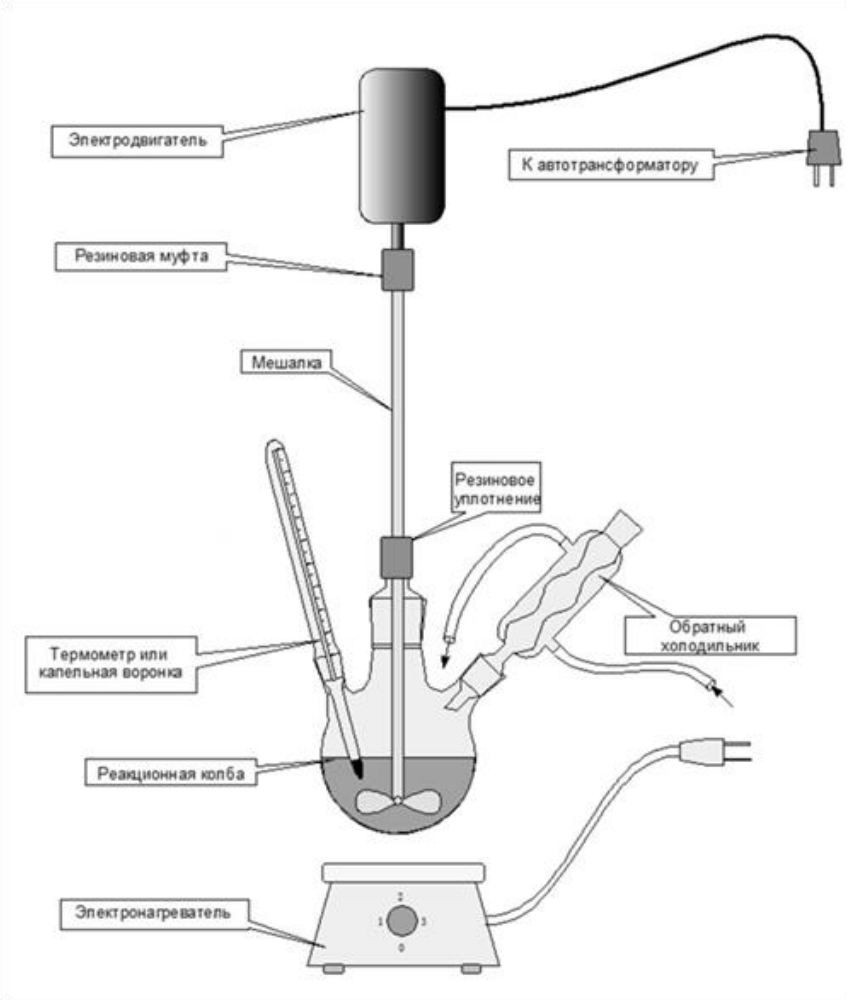


Рис. 1 – Установка для приготовления пластичной смазки

По истечении двух часов, удостоверившись, что соли высших карбоновых кислот полностью растворились в масле, выключаем установку. Полученную смазку вынимаем из колбы и даем ей время охладиться и загустеть.

Далее измеряем показатель нашей приготовленной смазки – температуру каплепадения. Температура каплепадения – это показатель, который указывает на граничную температуру, при которой состав расплавляется и выделяется первая капля смазки. Для нормальной работы обслуживаемых узлов, этот показатель должен превышать рабочую температуру на 10–15 градусов.

Для повышения температуры каплепадения используют различные твердые добавки: графит, сажа, дисульфид молибдена и другие добавки в виде порошков. С целью увеличения температуры каплепадения нами была введена алюминиевая добавка в различных концентрациях. Результаты каплепадения представлены в таблице 2.

Таблица 2. Показатели температуры каплепадения

Показатель	Базовая смазка	1% алюминия	2% алюминия	3% алюминия
Температура каплепадения, °С	120,5	142	144	148

По результатам полученных данных строим график зависимости температуры каплепадения в зависимости от концентрации добавки (рис. 2).



Рис. 2 – График зависимости температуры каплепадения от концентрации присадки

Установлено, что при добавлении алюминиевой пудры в виде добавки происходит прирост температуры каплепадения, что повышает показатели работоспособности данной смазки.

Основываясь на полученных результатах, данная смазка обладает хорошими показателями температуры каплепадения и может быть использована в качестве смазочных материалов в таких узлах агрегатах, как: механизмы запорной арматуры трубопроводов, червячные передачи, тихоходные подшипники и др. Использование данной смазки на территории месторождения позволит снизить экономические затраты на покупку других смазывающих материалов, а также вовлечь нефтяные отходы – отработанные масла – в производственный процесс для минимизации основного процесса утилизации масла – сжигания – что позволит значительно снизить загрязнение окружающей среды на территории месторождения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Сутурин Д.И., Белозерова О.В. Оценка перспектив исследования углеводородного сырья среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. В сборнике: Перспективы развития технологии переработки углеводородных и минеральных ресурсов. Материалы XII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2022. – 171 с.
2. Тарасов В.В. Анализ влияния токсичных свойств отработанных смазочных масел на экологию при утилизации сжиганием в котлах и инсенераторах. Сборник научных трудов по материалам международной научно-практической конференции.Т. 1. № 1. 2010. – 84 с.
3. Курмаев Р.Н., Глушанкова И.С., Вайсман Я.И. Выбор и обоснование метода утилизации отработанных масел на крупных промышленных предприятиях. Транспорт. Транспортные сооружения. Экология. № 1. 2016. – С. 38–51.
4. Турусин А.А., Шовкомуд А.А., Белозерова О.В. Получение пластичной смазки на основе отработанного моторного масла дизельного двигателя. Переработка природного и техногенного сырья: Сборник научных трудов студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученый Института высоких технологий (электронное издание). – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет. 2021. С. 53–55.

ПРИРОДОПОДОБНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ ЗАДАЧ

NATURE-LIKE TECHNOLOGIES FOR SOLVING MODERN ENGINEERING PROBLEMS

Татусь Н.А.
Tatus N.A.
Россия, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, nikalet@mail.ru

Современные инженеры при проектировании конструкций все чаще обращаются к Природе – самому старому и опытному конструктору, проектировщику, оптимизатору и рационализатору на Земле. Это сотрудничество имеет название, точнее несколько: биомиметика или биомимикрия (происходят от древнегреческого: βίος (bios) – жизнь; μίμησις (mīmēsis) – имитация; μμεῖσθαι (mīmeisthai) – подражать; μῖμος (мимос) – актер) – это термины, применяемые за рубежом, есть и отечественный аналог – бионика (от древнегреческого βίον – «живущее»). Все эти названия по сути одной и той же науки, которая имеет, на первый взгляд, прикладную направленность: перенимание (заимствование) принципов организации, свойств, функций и структур живой природы для применения в конструкциях и технических системах. Для результатов такого процесса придуман специальный термин, очень хорошо отражающий суть – bio-inspired – навеянный, вдохновленный Природой. Раньше подражание сводилось к копированию внешнего вида, в настоящий момент интересно скопировать характеристики биологической конструкции, например: высокую прочность и трещиностойкость, как у зубов, высокую прочность, эластичность и способность запасать большую упругую энергию, как у мышц, возможность подстраиваться под внешние нагрузки как у деревьев, да и у всех живых организмов в целом. Под биомеханикой подразумевается моделирование биологических конструкций с целью понимания алгоритмов их работы для последующего применения этих алгоритмов при проектировании рукотворных конструкции.

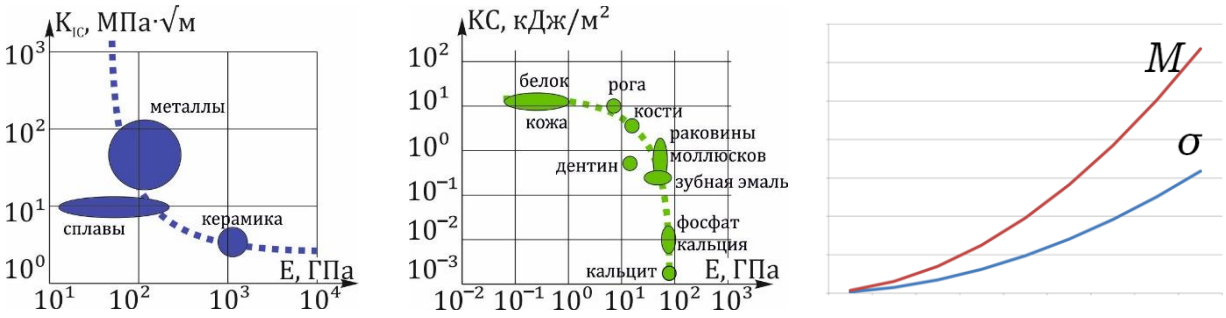


Рис. 1 – a) Зависимость коэффициента интенсивности напряжений и модуля упругости конструкционных материалов, b) вязкости разрушения и модуля упругости биологических материалов, c) изменение массы и прочности при увеличении размеров конструкции.

На рис. 1 a), b) показано соотношение вязкостных и жесткостных характеристик для конструкционных и биологических материалов, видно, куда надо стремиться современным инженерам – в биологических материалах увеличение вязкости не ведет к снижению прочности.

Весовая эффективность биологических конструкций поражает: достаточно вспомнить муравья, который поднимает вес больше в 40-60 чем его собственный. Как жаль, что прямое копирование не возможно (рис. 1. b): масса растет пропорционально объему тела, а прочность – площади поперечного сечения. Но в снижении веса есть чем похвастаться и современным инженерам: композитные сотовые панели давно

потеснили аналоги из других материалов (рис. 2). С помощью легких наполнителей удается реализовать повышенные прочностные и жесткостные характеристики при малом весе.

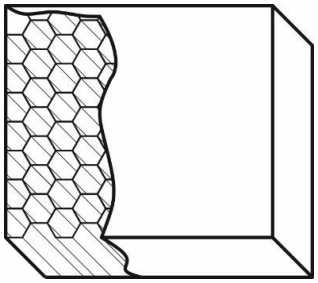


Рис. 2 – Устройство сотовой панели

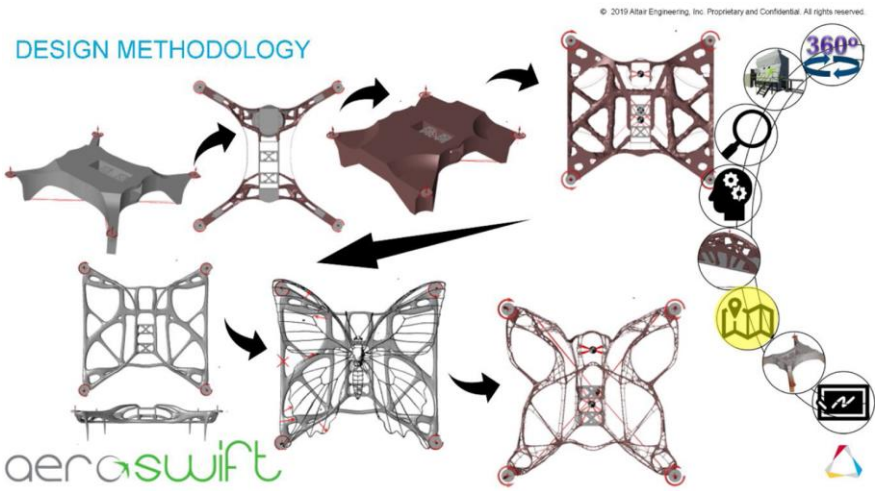


Рис. 3 – Пример топологической оптимизации квадрокоптера

На рис. 3 показан процесс топологической оптимизации от исходного варианта (вверху слева) до облегченного оптимизированного дизайна (внизу справа). Для уточнения окончательного дизайна был использован силуэт бабочки.

Несмотря, на то, что топологическая оптимизация уже с успехом применяется при расчетах конструкций, серийные детали пока еще редки, скорее даже эксклюзивны. Первый и пока единственный изготовленный из сплава Ti6Al4V топологически оптимизированный элемент – тормозной суппорт автомобиля Bugatti Chiron (рис. 4.). Масса суппорта 2.9 килограмма, аналогичного алюминиевого – 4.9 килограмма.



Рис. 4 – Тормозной суппорт Bugatti Chiron

Как показано на рис. 1. а при возрастании прочности значительно снижается трещиностойкость рукотворных материалов, но в Природных конструкциях такого эффекта не наблюдается. Природа может создавать одновременно и прочные и трещиностойкие конструкции, например: кости, панцири, зубы.

Одна из самых прочных костей в человеческом скелете – берцовая, она может выдерживать нагрузку до 1650 кг, то есть вес 27 человек средней комплекции. Структура кости пористая, заполненная костным веществом, минеральные соли придают ей твердость, а за упругость отвечают органические. Есть версия, что Эйфелева башня – символ Парижа – увеличенная в масштабе человеческая берцовая кость. Более того, отношение прочности кости к весу близко к оптимальному (инженеры с большой осторожностью относятся к этому термину, но Природа может себе позволить не осторожничать).

Анализ эффективности защиты панцирей, раковин, крокодиловой шкуры и рыбьей чешуи помогает спроектировать современные средства защиты эффективные для различных видов нагрузки.

Для моделирования слоистых материалов типа панцирей и чешуи очень пригодились функции Г.Ф. Вороного (рис. 5), которые ученые всего мира используют для анализа слоистых биологических материалов и не только.

Принцип моделирования состоит в следующем: слои материала состоят из жестких и прочных ячеек, которые соединены друг с другом мягкими связями. Таким способом моделируют конструкции, которые должны эффективно противостоять ударным, даже взрывным нагрузкам. Оказывается (рис. 5.b), что материал с такой структурой очень хорошо рассеивает энергию и перспективен к применению в системах бронирования.

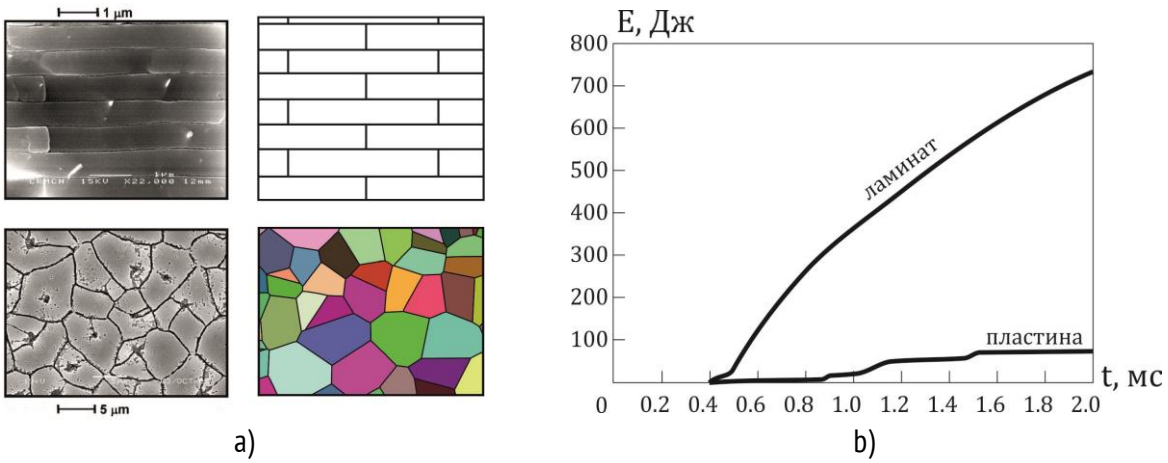


Рис. 5 – a) Структура раковины и её модель, b) энергия E, рассеиваемая при взрывной нагрузке композитом структура которого навеяна раковиной, по сравнению с эквивалентной по объему монолитной пластиной

Все природные конструкции обладают свойством подстраивания под эксплуатационные нагрузки. Природа очень хитроумный инженер, поэтому структура дерева создана так, чтобы лучше сопротивляться изгибу: наружные слои на стволе предварительно растянуты (рис. 6a). Из-за этого снижается наибольшая величина сжимающего (наиболее опасного) напряжения примерно вдвое и, следовательно, удваивается эффективное сопротивление ствола изгибу.

Стремление природы создавать предварительно напряженную растяжением структуру ствола, используется инженерами-строителями при создании предварительно напряженного железобетона. Прочность бетона при растяжении гораздо ниже прочности при сжатии, так что при изгибе бетонной балки опасность разрушения возникает на растянутой стороне. Для сжатия самого бетона он армируется растянутыми стержнями с большей, чем у бетона прочностью на растяжение (рис. 6 b), например стальными или углепластиковыми. Поэтому прогиб бетонной балки должен быть достаточно велик, чтобы сжимающие

напряжения её поверхности сменились растягивающими. Таким образом, для начала растрескивания бетона потребуется приложить значительные усилия, чтобы достичь предела прочности бетона на растяжение.

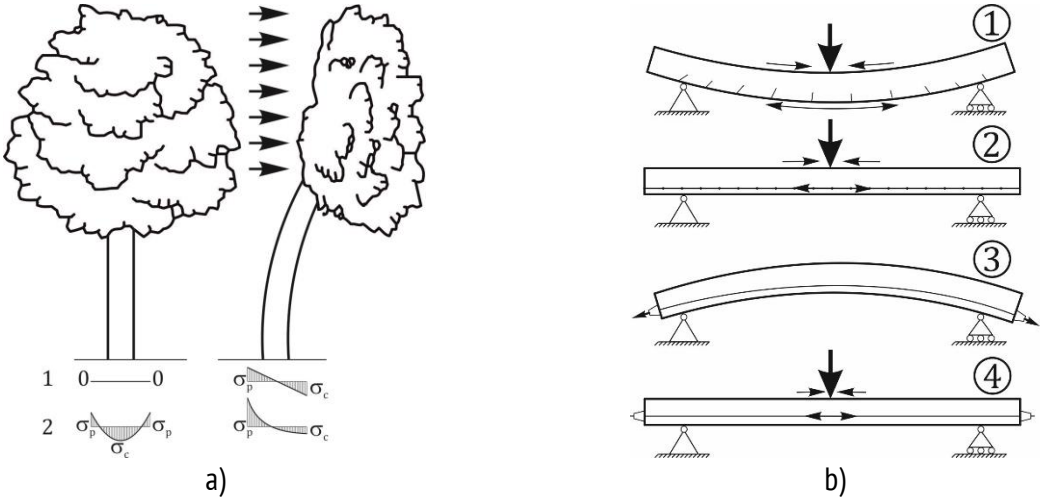


Рис. 6 – a) Поведение дерева при изгибе от ветровой нагрузки, в котором нет предварительных напряжений (1), (2) – ствол дерева предварительно напряжен растяжением, b) поведение бетонной (1), железобетонной (2), предварительно напряженной (3, 4) балки под нагрузкой

Одна из основных особенностей работы с волокнистыми композитами – простота получения профилированных изделий с криволинейной укладкой волокон. Один из краеугольных камней применения композитов – места крепления. Изучение зон прорастания сучков в древесных конструкциях говорит о нечувствительности основного ствола к наличию отверстий. Эксперименты на растяжение подтверждают, что образцы с выбитыми сучками не теряют прочности вовсе, если создать отверстие в композитной пластине, не разрушая волокон, то результаты будут весьма похожи (рис. 7).

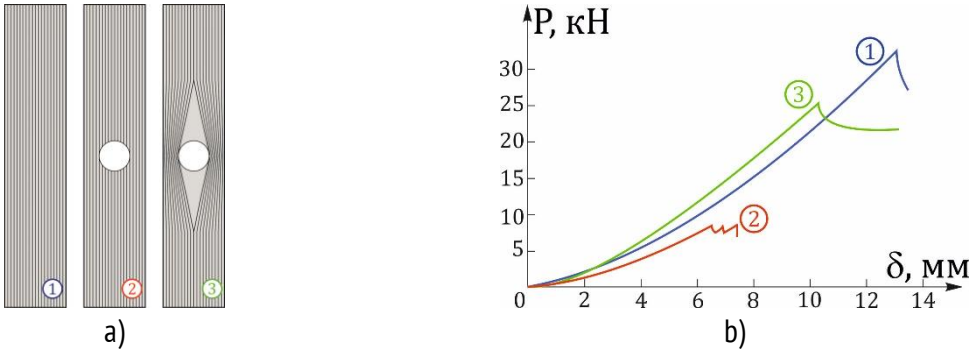


Рис. 7 – a) Образцы для испытаний: 1 – без отверстия, 2 – с высверленным отверстием, 3 – отверстие получено без разрушения волокон, b) соответствующие типам образцов максимальные усилия

Инженер – человек разносторонне образованный, эта фраза отражает требования к современному инженеру как нельзя лучше, поскольку настоящие методы создания материалов и конструкций требуют знаний из областей наук, не имеющих ничего общего с техническими. Но именно изучение биологических, природных конструкций и перенимание опыта и методик проектирования главнейшего инженера на земле – Природы, ведет к выходу из тупиков «изотропного» проектирования. Поэтому девизом современных инженеров вполне может быть девиз Леонардо да Винчи: «В наставники себе избрал Природу, мудрейшую из всех учителей».

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Tatus N.A. Biomechanical principles of designing materials and structures. Author & Article Information. AIP Conf. Proc. 3205, 020001 (2025).
2. Гордон Дж. Конструкции, или почему не ломаются вещи. Москва, Мир, 1980, 392 с.
3. Yail Y., Woo-Tai J., Jae-Yoon K., Jong P. Testing Methods and Design Specifications for CFRP-Prestressed Concrete Members: A Review of Current Practices and Case Studies. Case Studies in Construction Materials, 2021, vol. 16, art. e00842.
4. Polilov A.N., Tatus N.A., Kamantsev I.S., Kuznetsov A., Akhmedshin E.H., Tian X., «Reducing the effect of holes on the bearing capacity of fiber-reinforced materials» in Proceedings of the 13th International Conference on Mechanics, Resource and Diagnostics of Materials and Structures, AIP Conference Proceedings 2176. 030010 (2019).

РАЗРАБОТКА УЧЕБНОГО КУРСА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ПТЗЦ «ОРМАТ» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕМЕНТОВ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ

DEVELOPMENT OF A TRAINING COURSE ON THE OPERATION OF A CLOSED-CYCLE STEAM TURBINE GENERATOR «ORMAT» USING ELEMENTS OF AUGMENTED REALITY

Урсакий В.М.
Ursakii V.M.
ООО «Газпром трансгаз Сургут», yrsakii1243@mail.ru

Современные технологии виртуальной реальности (VR) открывают новые возможности для корпоративного обучения, обеспечивая глубокое погружение в учебные сценарии. Данная работа посвящена разработке VR-системы для обучения техническому обслуживанию панели подачи газа установки ПТЗЦ «ОРМАТ» с использованием программных инструментов Unity и Blender.

Преимущества обучения через VR: VR создает безопасную среду для отработки навыков, имитируя реальные рабочие условия. Обучаемые взаимодействуют с 3D-моделями оборудования, что снижает риск ошибок в реальной эксплуатации. Интерактивность и визуализация процессов повышают мотивацию и качество усвоения материала. Система позволяет обучать сотрудников в любом месте, включая удаленные регионы. Встроенные инструменты отслеживания действий обучаемых помогают корректировать программу обучения.

Практическая реализация проекта: Разработка 3D-моделей выполнена в Blender с детализацией элементов панели подачи газа и инструментов, включая текстурирование и анимацию для реалистичности. Модели интегрированы в Unity, где созданы интерактивные сценарии технического обслуживания и диагностики неисправностей. Тестирование системы проведено на VR-шлеме с участием сотрудников, оценены удобство интерфейса, точность моделирования и эффективность обучения.

Результаты и перспективы: Участники демонстрируют уверенность в выполнении задач после VR-тренинга. Интерактивные симуляции сокращают время на подготовку, заменяя длительные теоретические курсы. Планируется внедрение дополнительных модулей, таких как отработка аварийных ситуаций, и интеграция с технологиями AR/MR.

Заключение.

Внедрение VR-системы в корпоративное обучение повышает эффективность подготовки персонала, сокращает затраты на ошибки и создает гибкую образовательную среду. Дальнейшее развитие проекта направлено на адаптацию системы для других технических направлений.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Громов А.И. Управление бизнес-процессами: современные методы. монография / А.И. Громов, А. Фляйшман, В. Шмидт. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 367 с.
2. Долганова О.И. Моделирование бизнес-процессов: Учебник и практикум для академического бакалавриата / О.И. Долганова, Е.В. Виноградова, А.М. Лобанова. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 289 с.
3. Маклаков А.Г. Моделирование бизнес-процессов с ALLFusion Process Modeler (BPwin 4.1). / А.Г. Маклаков. – М.: Диалог-МИФИ, 2008. – 240 с.
4. Репин В.В. Бизнес-процессы. Моделирование, внедрение, управление / В.В. Репин. – М.: Манн, Иванов и Фербер, 2013. – 512 с.
5. Тельнов Ю.Ф. Инжиниринг предприятия и управление бизнес-процессами. Методология и технология: Учебное пособие / Ю.Ф. Тельнов, И.Г. Фёдоров. – М.: Юнити, 2015.

6. Костров Б. Архитектура микропроцессорных систем / Б. Костров. – М.: Диалог-МИФИ, 2007. – 304 с.
7. Максимов Н.В. Архитектура ЭВМ и вычислит. систем: Учебник / Н.В. Максимов, Т.Л. Партыка, И.И. Попов. – М.: Форум, 2018. – 416 с.
8. Назаров, С.В. Архитектура и проектирование программных систем: Монография. / С.В. Назаров. – М.: Инфра-М, 2013. – 351 с.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ МУП

RATIONALE FOR APPLICATION OF ENVIRONMENTAL TECHNOLOGIES FOR INTENSIFICATION OF CBM PRODUCTION

Фетисов В.Г.
Fetisov V.G.
Россия, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, e-mail: fetisov_v@pers.spmi.ru

На современном техническом и технологическом уровне существует острая необходимость экономически рационально выполнять операции по извлечение метана посредством подземной дегазации, что сопровождается добычей угля [1], в том числе извлечение метана через скважины, пробуренные с поверхности в зонах ведения горных работ и на участках в режиме предварительной дегазации [2].

При этом следует уделить особое внимание извлечению метана на полях закрытых шахт в постэксплуатационной дегазации сдвинутых угольно-породных массивов по причине особого влияния экологических аспектов.

Угольные пласты образуют сложные газовые коллекторы, характеризующиеся двойной пористостью [3], они содержат как первичную, так и вторичную пористость, при этом угольная матрица содержит подавляющую часть пластового объема метана, в то время как система вторичной пористости (естественной трещины) обеспечивает канал для переноса массы в добывающие скважины [4].

Следует учитывать, что при закачке CO_2 в угольных пласт, происходит естественное хранение CO_2 и в свою очередь при смешивании с метаном в угольной матрице преобладает адсорбция [5]. Соответственно, угольная матрица относительно непроницаема из-за небольшого размера пор в пласте и каждая молекула газа при своем массопереносе находится в состоянии диффузии, которая обусловлена градиентом концентрации [6]. Также следует учитывать, что в газовом потоке через систему естественных трещин преобладает поток газа по закону Дарси, который связывает скорость потока с градиентом проницаемости и давления.

Технологический принцип закачки CO_2 для интенсификации газогенерации метана в действующую скважину основан на следующих этапах (Рис. 1): 1. Закачки CO_2 в подземный угольный пласт. 2. CO_2 замещает абсорбированный метан на поверхности угля. 3. Происходит добыча высвобожденного метана. 4. Хранение абсорбированного CO_2 в угольном пласте.

Повышение добычи метана угольных пластов при помощи CO_2 находится в центре внимания как эффективного подхода к извлечению остаточных запасов метана из пласта. При этом технико-экономическая оценка и прогнозирование с помощью моделирования пласта являются важными этапами в процессе повышения производства добычи метана угольных пластов с закачкой в него CO_2 и прочих газов.

Также технология применения CO_2 при добыче МУП решает сразу несколько эколого-экономических задач:

1. Увеличение газогенерации остаточных запасов метана в пласте.
2. Линейка сбыта CO_2 и других компонентов загрязняющую окружающую среду на технологические нужды газовой промышленности.
3. Развитие рынка технологий улавливания CO_2 и дымовых газов, согласно российской программе по улавливанию, хранению и использованию углерода (CCUS).

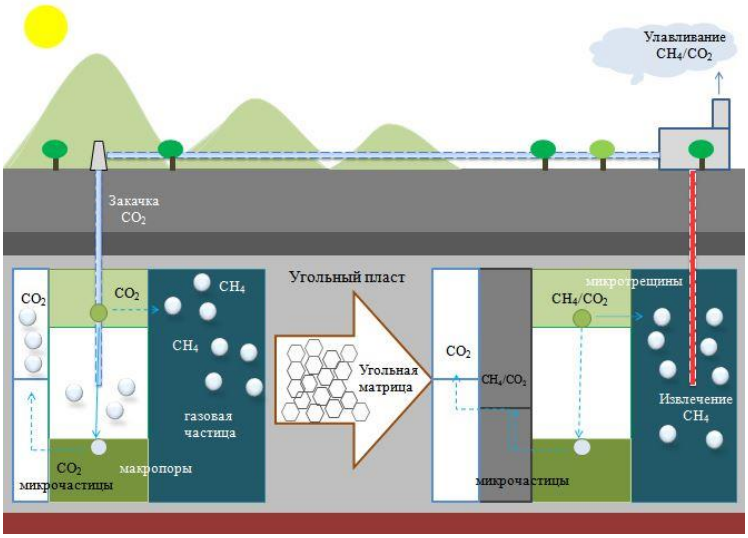


Рис. 1 – Технологический принцип добычи угольного метана при помощи технологии закачки CO_2

Одним существенным недостатком и отличительным фактором существующих математических моделей МУП является то, что большинство моделей основаны на единой пористой структуре и законе Фика. Эти модели непригодны для моделирования встречной диффузии и поведения течения многокомпонентного газа. Хотя в некоторых работах [7,8] для моделирования процесса диффузии многокомпонентных газов была предложена модель бидисперсной диффузии, и расчет по-прежнему основан на расширенной модели Ленгмюра, что также может влиять на точность моделирования процесса диффузии смешанных газов. Более того, реализация модели бидисперсной диффузии Максвелла-Стефана в сочетании с разработанными моделями адсорбции и моделями усадки и набухания угольной матрицы в моделировании нагнетания CO_2 в угольный пласт по-прежнему затруднена из-за сложных расчетов, связанных с извлечением метана.

Равновесную адсорбцию можно предсказать на основе уравнения равновесия и правил смешивания в виде:

$$A\pi = \frac{nRT}{1-(\beta n)^m} - \frac{\alpha n^2}{1+U\beta n+W(\beta n)^2}, \quad (1)$$

где, n – удельное адсорбируемое количество; α, β – параметры модели; $U, W, m = 1, 2$.

Определение параметра n и b в модели Ленгмюра и парметров α, $в$, $ln\ k$ в двумерной модели уравнения состояния Пенга – Робинсона необходимо для прогнозирования адсорбции многокомпонентного газа. Этот процесс может быть достигнут путем согласования результатов расчета с экспериментальными данными по адсорбции чистого газа для построения зависимостей оценки согласования всех трех математических моделей. Для решения этой задачи были использованы экспериментальные данные работ [9, 10], для следующих газов: CH_4, CO_2 и NO_2.

Вышеупомянутые параметры модели были определены путем минимизации ошибок, которые имели форму среднеквадратического значения при расчете адсорбции. Для определения и уточнения характеристик и рационализации способов построения и изучения сходимости математической модели, автором был проведен численный эксперимент, с помощью программного обеспечения Version of GEM P2v3.8-setup-x64.exe. Сопоставлены результаты трех математических моделей, и построены графики (Рис. 2) и (Рис. 3) на которых представлены зависимости результатов оценки использованных при подборе данных по адсорбции CH_4, CO_2 и NO_2 на сухом и влажном активированном угле. Результаты на графике (Рис. 2) показывают, что все модели отлично соответствуют экспериментальным неопределенностям полученным в ходе эксперимента в работах [9, 10]. Параметры, используемые для аппроксимации данных по адсорбции чистого газа на обоих типах угля, показаны в (Таблице 1).

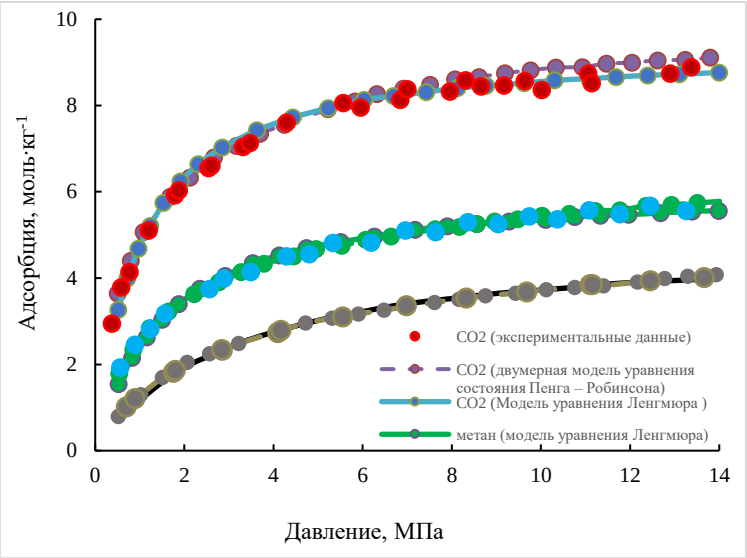


Рис. 2 – Сравнение экспериментальных данных влажного активированного угля по адсорбции чистого газа и прогнозируемых результатов моделей Ленгмюра и двумерной модели уравнения состояния Пенга – Робинсона

Таблица 1. Параметры данных по адсорбции чистого газа для построения зависимостей (Рис. 2)

Виды газа и угля		Параметры Ленгмюра			Параметры Двумерная модель уравнения состояния Пенга – Робинсона			
		n_L (моль/кг)	b (1/МПа)	среднеквадратичное значение	α /(моль/кг) $^{-1}$	B /(моль/кг) $^{-1}$	ln k /ln(моль/кг/МПа)	среднеквадратичное значение
CH_4	Мокрый уголь	1.137	0,266	0,015	−1697	0,340	−0,844	0,006
	Сухой активированный уголь	6.158	0,669	0,115	−252	0,094	1,941	0,073
CO_2	Мокрый уголь	1,544	0,642	0,035	−1999 г.	0,097	0,532	0,027
	Сухой активированный уголь	9.364	1.060	0,165	−270	0,053	3.007	0,170
NO_2	Мокрый уголь	0,942	0,897	0,009	−2058	0,186	−2,309	0,007
	Сухой активированный уголь	4.860	0,328	0,049	−137	0,123	0,731	0,01

Как показано в (Таблице 1), среднеквадратичное значение во всех случаях меньше 0,2, а во многих из них даже ниже 0,01, что эффективно подтверждает точность определяемых параметров. Сравнение среднеквадратичных значений двух моделей показывает, что двумерная модель уравнения состояния Пенга – Робинсона явно превосходит модель Ленгмюра для прогнозирования поведения адсорбции трех исследованных чистых газов. Результаты также отражают несколько менее точное соответствие CO_2 по

сравнению с CH_4 и NO_2, поскольку обе модели не способны представить многослойную адсорбцию, которая происходит при более высоких давлениях для CO_2.

На основе параметров, адсорбция систем CH_4 + CO_2 на влажном сухом активированном угле была рассчитана с использованием расширенных моделей Ленгмюра, интегрированной аналитической системы и двумерной модели уравнения состояния Пенга – Робинсона. Молярные доли CO_2, использованные для бинарной адсорбции, составляли 20%, 40%, 60% и 80%, что обеспечивает широкий диапазон составов, которые идеально подходят для численной модели.

Результаты, представленные на (Рис. 3), показывают, что эти модели демонстрируют различное качество соответствия для разных типов угля, а двумерная модель уравнения состояния Пенга – Робинсона демонстрирует лучшие характеристики, чем две другие модели, при прогнозировании адсорбции бинарных газовых смесей. Соответствие полученных данных выражалось в виде среднего процентного отклонения для модели Ленгмюра – 10,96%; модели интегрированной аналитической системы – 17,49%; двумерной модели уравнения состояния Пенга – Робинсона – 4,85%.

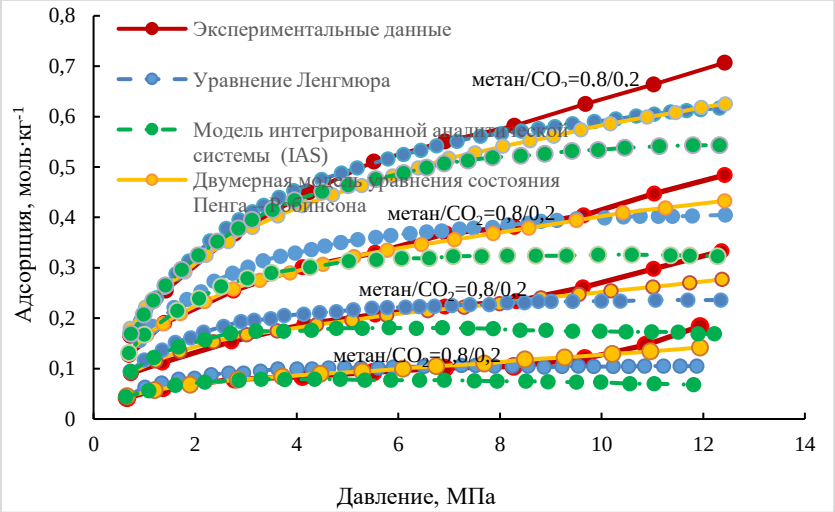


Рис. 3 – Сравнение данных адсорбции на сухом активированном угле CO_2 + CH_4 и прогнозируемых результатов моделей Ленгмюра и двумерной модели уравнения состояния Пенга – Робинсона

В результате проведенного анализа, сопоставления данных и получения зависимостей, можно сделать следующие выводы:

1. В расширенной модели Ленгмюра не учитываются эффекты относительной адсорбции составов газовой фазы и давления.

2. Модель интегрированной аналитической системы основана на предположении, что адсорбированная смесь ведет себя как идеальный адсорбированный раствор, что приводит к более низкой точности прогноза, чем у двумерной модели уравнения состояния Пенга – Робинсона при высоком давлении.

Сравнение прогнозов трех моделей с экспериментальными данными показывает, что модель двумерного уравнения состояния Пенга – Робинсона более точна для прогнозирования адсорбции многокомпонентного газа, чем расширенные модели Ленгмюра и интегрированной аналитической системы. Поэтому для дальнейшего исследования была выбрана именно модель двумерного уравнения состояния Пенга – Робинсона, которая точно описывает диффузию многокомпонентного газа в углях, что повышает эффективность модели при моделировании повышения добычи метана угольных пластов с помощью нагнетания CO_2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мешков А.А., Казанин О.И., Сидоренко А.А. Повышение эффективности технологии и организации монтажно-демонтажных работ при интенсивной разработке пологих угольных пластов на шахтах Кузбасса // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 342-350. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.3.
2. Тайлаков О.В., Застрелов Д.Н., Макеев М.П., Логинова А.В. К оценке эмиссии метана при добыче угля открытым способом//Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности. 2023. № 2. С. 35–40.
3. Стрельченко В.В. Метан угольных пластов / В.В. Стрельченко, Ю.П. Степин. – М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа, 2018. – 320 с.
4. Хайдина М.П. Нетрадиционные углеводородные ресурсы. Метаноугольные месторождения: учеб. пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. С.– 101.
5. Тайлаков О.В., Застрелов Д.Н., Уткаев Е.А., Макеев М.П. Применение двуокиси углерода для интенсификации газоотдачи разрабатываемого угольного пласта // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. 2020. № 4. С. 461–468.
6. Хан С.А., Дмитриевский А.Н., Аксютин О.Е., Люгай Д.В., Хвостова В.Ю. Утилизация и хранение углекислого газа: мировой опыт. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 168 с.
7. Jessen K., Lin W., Kovscek A.R. Multicomponent Sorption Modeling in ECBM Displacement Calculations. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, U.S.A., November 2007. https://doi.org/10.2118/110258-MS.
8. Zhang Y.; Gong B.; Li J.; Li H. Discrete Fracture Modeling of 3D Heterogeneous Enhanced Coalbed Methane Recovery with Prismatic Meshing. Energies 2015, 8, 6153-6176. https://doi.org/10.3390/en8066153.
9. J.E. Fitzgerald, Z. Pan, M. Sudibandriyo, R.L. Robinson, Jr., K.A.M. Gasem, S. Reeves, Adsorption of methane, nitrogen, carbon dioxide and their mixtures on wet Tiffany coal, Fuel, Volume 84, Issue 18, 2005, Pages 2351-2363, ISSN 0016-2361, https://doi.org/10.1016/j.fuel.2005.05.002.
10. Wei X.R., Wang G.X., Massarotto P., Golding S.D., Rudolph V. Numerical simulation of multicomponent gas diffusion and flow in coals for CO2 enhanced coalbed methane recovery, Chemical Engineering Science, Volume 62, Issue 16, 2007, Pages 4193-4203, ISSN 0009-2509, https://doi.org/10.1016/j.ces.2007.04.032.

КЕРАМИЧЕСКИЙ КОМПОЗИТ НА ОСНОВЕ КАРБИДА КРЕМНИЯ СО СЛОИСТОЙ СТРУКТУРОЙ

SILICON CARBIDE CERAMIC COMPOSITE WITH LAYERED STRUCTURE

Фролова М.Г.[1], Лысенков А.С.[1], Ким К.А.[1], Мельников М.Д.[1,2], Каргин Ю.Ф.[1]
Frolova M.G.[1], Lysenkov A.S., [1]Kim K.A.[1], Melnikov M.D.[1,2], Kargin Yu.F.[1]
[1] Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова Российской академии наук, frolovamarianna@bk.ru
[2] Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева»

Керамические материалы на основе карбида кремния зарекомендовали себя как надежные и прочные материалы, применяемые в различных областях промышленности, где основными требованиями, предъявляемыми к материалам, являются температурная стабильность, высокий уровень физико-химических и механических характеристик. Кроме того, керамика на основе карбида кремния обладает рядом других свойств, такими как высокая прочность при изгибе и твердость по Виккерсу, теплопроводность, низкие плотность и коэффициент линейного термического расширения, а также устойчивость к воздействию расплавов солей и кислот. Благодаря комплексу физико-химических свойств, карбидокремниевая керамика находит широкое применение в химической, нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях в качестве элементов различных установок, деталей центробежных и погружных насосов [1–4]. Однако, монолитная керамика на основе карбида кремния, как и другие виды керамики, обладает склонностью к хрупкому разрушению и низкой стойкостью к ударным нагрузкам. Решение данной проблемы возможно с помощью добавления в состав материла армирующих компонентов в виде волокон, тканей или нитевидных кристаллов. Присутствие в керамике армирующего компонента позволяет перейти к новому виду материалов – керамические композиционные материалы (ККМ) [5–9].

В представленной работе описан способ получения керамического композиционного материала на основе карбида кремния, армированного карбидокремниевой тканью.

В качестве исходных компонентов для создания композита с послойной укладкой армирующего компонента были использованы порошок карбида кремния, полученный методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС), и карбидокремниевая ткань, полученная силицированием углеродной ткани парами монооксида кремния. СВС-частицы порошка SiC имеют округлую форму и размер частиц 100–400 нм. Сферическая форма частиц способствует лучшему уплотнению керамической заготовки. В качестве спекающей добавки была использована наиболее часто используемая добавка – иттрий алюминиевый гранат (YAG) [9–13] в количестве 10 мас. %. Ткань из карбида кремния была получена путем силицирования углеродной ткани парами монооксида кремния согласно методике [14]. В результате проделанной работы получен композит на основе карбида кремния, послойно армированный тканью карбида кремния, полученной методом силицирования углеродной ткани, с высоким уровнем физико-химических и механических свойств.

Установлено, что свойства композитов с послойной укладкой армирующего компонента в виде SiC-ткани были в 1,5 раза выше свойств монолитной (неармированной) керамики из карбида кремния: прочность композита на изгиб достигала 530 МПа, вязкость разрушения составляло 4,47 МПа $м^{1/2}$. Распространение трещины замедляется за счет перехода трещины со слоя матрицы на слой ткани и/или наоборот. Формирование слоистой структуры композита SiC/SiC способствует повышению трещиностойкости, благодаря тому что растрескивание, возникающее под действием нагрузок, сдерживается границей раздела слоев.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. DiCarlo J.A. Advances in SiC/SiC composites for aero-propulsion // Ceramic matrix composites: materials, modeling and technology. – 2014. – С. 217–235.
2. Shimoda K., Kakisawa H. Novel production route for SiC/SiC ceramic-matrix composites using sandwich prepreg sheets. Journal of the European Ceramic Society. – 2023. – № 3. – С. 805–813.
3. Matovic B. Silicon Carbide and Other Carbides: From Stars to the. Advanced Ceramics. In: Handbook of Advanced Ceramics: Materials, Applications, Processing, and Properties. Academic Press: Elsevier Inc. – 2013. 225 С.
4. Halbig M.C. Diffusion bonding of SiC ceramics with interlayers of metallic titanium foils and PVD titanium coatings. International Journal of Applied Ceramic Technology, – 2023. – № 2. – С. 972–986.
5. Patel A. Bending fatigue behavior in an advanced SiC/SiC ceramic matrix composite component at elevated temperature in air. Composites Part C. – 2021. – № 5. – С. 100127.
6. Naslain R. Design, preparation and properties of non-oxide CMCs for application in engines and nuclear reactors: an overview. Composites science and technology, – 2004. – №2. – С. 155–170.
7. Boyle R.J., Ankur H.P, Vinod K.N. Design considerations for ceramic matrix composite high pressure turbine blades. American Society of Mechanical Engineers, – 2019.
8. Araki T. High temperature properties of SiC fiber reinforced SiC matrix composites for turbine rotor application. Ceramic Engineering and Science, – 2002. № 23. – С. 581–588.
9. Andrianov N.T. Khimicheskaya keramika: ucheb. posobiye dlya vuzov [Chemical technology of ceramics: textbook. allowance for universities]. Moscow, OOO Rif «Stroymaterialy», – 2012. 496 с.
10. Falk L.K.L. Microstructural development during liquid phase sintering of silicon carbide ceramics. Journal of the European Ceramic Society, – 1997. – № 8. – С. 983–994.
11. Sciti D., Bellosi A. Effects of additives on densification, microstructure and properties of liquid-phase sintered silicon carbide. Journal of materials science, – 2000. – № 35, – С. 3849–3855.
12. Perevislov S.N., Tomkovich M.V., Lysenkov A.S. Silicon carbide liquid-phase sintering with various activating agents. Refractories and Industrial Ceramics, – 2019, – № 5, pp. 522–527.
13. Perevislov S.N. Mechanism of liquid-phase sintering of silicon carbide and nitride with oxide activating additives. Glass and ceramics, – 2013, – № 7–8, – С. 265–268.
14. Istomina E.I., e.a. Sposob polucheniya tekstil'nykh karbidokremniyevykh materialov [Method for producing textile silicon carbide materials]. Patent RF, – 2019, – № 2694340.

ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТРУЙНОГО НАСОСА

INTENSIFICATION OF THE FLOW USING A JET PUMP

Шедь С.Н.
Shed S.N.
Россия, Тюменский индустриальный университет, ssn.07@mail.ru

Испытание и освоение скважины-это комплекс работ по очистке призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП) и получению притока пластового флюида. Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин. После перфорации продуктивная толща пласта находится под репрессией столба жидкости или раствора.

Важным принципом качественной работы и увеличением срока эксплуатации скважины введенной в эксплуатацию скважины после бурения является качественная очистка забоя скважины, зоны перфорации, призабойной зоны пласта от фильтрата и частиц бурового раствора, а также отработанных химреагентов и продуктов реакций после проведения физико-химических воздействий на пласт.

Освоение и испытание скважины струйным насосом основан на создании глубоких управляемых циклических депрессий на пласт, что позволяет производить очистку прискважинной зоны пласта (ПЗП) и создавать вызов жидкости в скважину.

В процессе работы струйного насоса можно создавать:

– гидродинамическое воздействие с применением струйных устройств;

– дренирование и расформирование застойных зон в пласте;

– очистку ПЗП добывающих и нагнетательных скважин от различных кольматантов (привнесенных в пласт твердых минеральных частиц) и повышение их фильтрационных характеристик

– подключение в процесс дренирования низкопроницаемых пропластков и воздействие многоразовыми депрессиями-репрессиями на пласт;

– активизировать процесс разрушения зон кольматации и вынос частиц из скважины, раскрытие микротрещин и/или образование новых флюидопроводящих каналов;

– проведение химических (реагентных) обработок и очистка пласта от продуктов, реакции за одну спускоподъемную операцию;

– получение оценки фильтрационных параметров пласта (призабойной и удаленной зоны) до и после различных методов интенсификации

– оставлять подземную компоновку последующим вводом под добычу или нагнетание на фонде скважин нефтяных или ППД – без подходное и многократное проведение работ по ОПЗ без привлечения бригад ТКРС.

Данное применение струйных устройств позволяет провести ускоренное освоение объектов без использования сваба или дорогостоящих азотно-компрессорных установок с целью быстрой очистки и восстановления фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора, и освоение с помощью скважинных насосов.

Применение струйных насосов возможно при выполнении следующих технических условий к скважине: диаметр струйного насоса должен быть меньше, чем диаметр обсадной трубы для беспрепятственного спуска к забою; обязательным условием для любой операции и технологического оборудования для освоения скважины является обеспечения герметичности эксплуатационной колонны.

Струйный насос опускается в скважину в компоновке с насосно-компрессорными трубами (НКТ) на расчетную глубину. Под ним устанавливается пакер, предназначенный для устранения воздействия столба рабочей жидкости на продуктивный горизонт при работе. После промывки скважины с помощью насосных

агрегатов, последовательно с подъёмом насосно-компрессорных труб вверх, проводиться поинтервальная обработка и очистка ПЗП при прокачивании рабочей жидкости под расчетным давлением через НКТ и устройство в зоне продуктивного горизонта и создается заданное снижение гидростатического давления (депрессия). После прекращения подачи рабочей жидкости гидростатическое давление на пласт восстанавливается и в дальнейшем цикл многократно повторяется до появления притока. В результате циклического воздействия на пласт гидростатического давления в режиме депрессия-восстановление происходит очистка призабойной зоны пласта и постепенное заполнение скважины флюидом.

Успешное проведение очистки призабойной зоны пласта в скважинах с применения струйных насосов, обеспечивает повышение продуктивности, а также сокращение сроков испытания скважин. Кроме того, их использование при необходимости позволяет производить комплекс геофизических и гидродинамических исследований в скважине, а также обеспечивает возможность проведения кислотных обработок.

Наиболее эффективные обработки проводить на наклонно- направленных и горизонтальных скважинах после ГРП – для выноса незакрепленного проппанта из пласта.

Достоинства струйного насоса:

1. Простота конструкции узлов струйного насоса
2. Возможность создания управляемой депрессии на пласт.
3. Большие объемы перекачиваемой жидкости.
4. Контроля депрессии в скважине в процессе реального времени.
5. Создание управляемого глушения скважины без загрязнения ПЗП.
6. Вероятность проведения технологической операции освоения скважин даже при низком давлении в пласте.

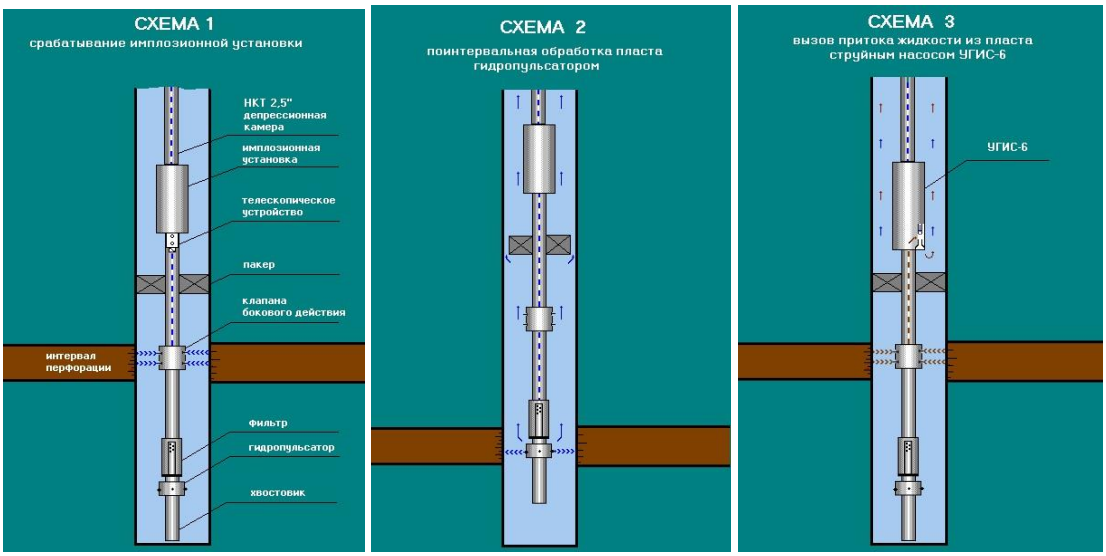


Рис. 1 – Схемы компоновок струйного насоса

Вывод.

Эффективность ОПЗ при использовании струйного насоса значительно повышается благодаря наличию специальной вставки, позволяющей производить закачку на давлениях, значительно превышающих давление опрессовки эксплуатационной колонны, а иногда и достигающих давления гидроразрыва пласта, с последующим отбором продуктов реакции и одновременным проведением исследований. В процессе ОПЗ своевременно удаляются кольматанты и продукты реакции при отработке скважины струйным насосом.

В технологии используются глубинные манометры, которыми в процессе работ (перед и после воздействия без лишних спуско-подъемных операций) можно производить запись кривых восстановления

давления (КВД) с закрытием скважины на забое и кривых восстановления уровня (КВУ), отбор поверхностных и глубинных проб и, не прибегая к услугам геофизиков, определять коэффициенты продуктивности пласта, оценить эффективность воздействия и давать рекомендации по выбору спуска глубинно – насосного оборудования (ГНО) после ОПЗ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. / И.Т. Мищенко. – Москва: Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. С. 448 – Текст: непосредственный.
2. Эффективное вскрытие продуктивного пласта при бурении нефтяных и газовых скважин / В.В. Шайдаков, А.П. Мельников, К.В. Чернова [и др.]. – Текст: непосредственный. – Баку: SOCAR, Proceedings, 2018. – № 4. – С. 26–34.
3. Савельева Н.Н. Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – 131 с. – ISBN 978-5-9961-2744-3. – Текст: непосредственный.
4. Савельева Н.Н. Нефтегазовое оборудование. Оборудование скважин / Н.Н. Савельева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – 102 с. – ISBN 978-5-9961-2223-3. – Текст: непосредственный.
5. Saveleva N.N. Complex well development technology using a vibration pump / N.N. Saveleva, S.N. Shed // E3S Web of Conferences. – 2024. – Vol. 583. – P. 01012. – DOI 10.1051/e3sconf/202458301012. – Text: direct.

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПЛАСТА $ЮС_2$ В ПРЕДЕЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ Х, КАК СПОСОБ ЭФФЕКТИВНОГО ЗАЛОЖЕНИЯ КУСТОВ БУРЕНИЯ

CONCEPTUAL LITHOLOGICAL AND FACIES MODEL OF THE UC_2 RESERVOIR WITHIN THE X FIELDS AS A WAY TO EFFICIENTLY LAY DRILLING BUSHES

Шестакова И.В.
Shestakova I.V.
Россия, НГДУ «Федоровскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

В настоящее время специалисты нефтяной отрасли сталкиваются с проблемой неоднородности геологического строения тюменских отложений при бурении скважин, которые влекут за собой как технологические, так и экономические потери.

По графикам эффективной мощности (кривая Нэфф, м) и коэффициенту нефтенасыщенности пласта (кривая Кн, д.ед.) наблюдаем спад эффективности пласта с течением времени. Это связано с выработкой основных извлекаемых запасов и ухудшением коллекторских свойств пласта (рис. 1).

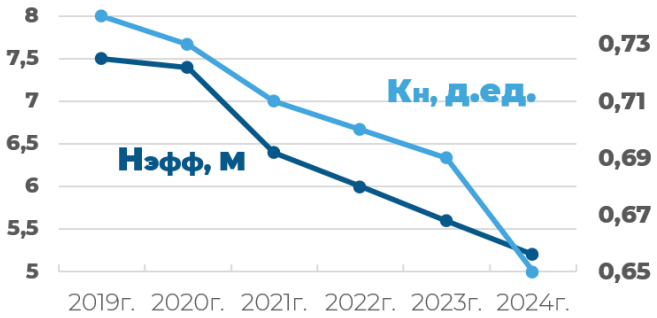


Рис. 1 – Графики эффективной мощности и коэффициента нефтенасыщенности

Доля невовлеченных извлекаемых запасов на сегодняшний день составляет около 40% от начальных извлекаемых. Остаточные запасы имеют сложное геологическое строение, а также плохую изученность.

Территория Западно-Сибирской плиты имеет общий уклон на север. Это связано с формированием его эпигерцинского разноблокового фундамента, который в период триаса подвергся опусканию и формированию единого седиментационного бассейна, что стало причиной формирования на севере – низменностей, а на юге – возвышенностей (рис. 2).

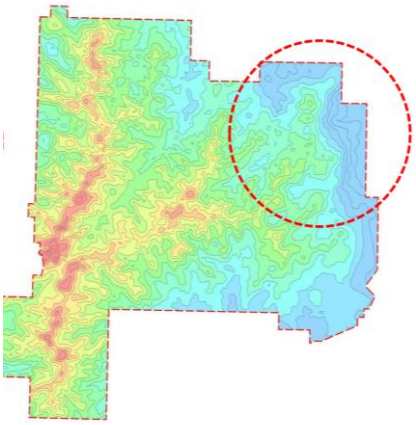


Рис. 2 – Расположение объекта исследования на структурной карте месторождения Х

Низкоамплитудные поднятия были перекрыты мелководным морем с накоплением терригенного материала. В результате структурных изменений в юрский период происходили значительные колебания моря и ранее скопившийся терригенный материал сортировался, а более мелкая фракция быстрее выносилась на большие глубины. По причине небольших углов наклона крыльев структур песчаный материал, как более тяжелая фракция, быстрее аккумулировался и перекрывался более тонким – глинистыми частицами, создавая благоприятные условия для формирования залежей нефти

Источником транспортировки терригенного материала служили потоки меандрирующей реки, которая брала свое начало с северо-запада и юго-запада за пределами лицензионного участка. Источником сноса материала с запада служили Уральские горы, активная зона которых обрамляет Западно-Сибирскую плиту. Сток осуществлялся на северо-восток и юго-восток.

Участок с относительно низкими абсолютными отметками в пределах Федоровского месторождения заинтересовал специалистов. Этой малоизученной площадью стал север Восточно-Моховой.

Для изучения Восточно-Моховой площади в 2019 году была заложена разведочная скважина № 1Р. В результате испытаний были найдены признаки русловой фации:

– существенное преобладание мелкозернистого песчаника с различной примесью алевритового материала, характеризующиеся изменением степени отстортированности обломков;

– градационная слоистость (чередование слоев обломочного материала, при этом наблюдается уменьшение размера зерен снизу в пределах слоя) образуется при периодической деятельности водных потоков, уменьшающие свою энергию;

– косая слоистость образуется при однонаправленном движении водного потока (наклон слойков в одну сторону составляет, примерно, 30˚; между слойками заметны разделяющие их горизонтальные слойки);

– включения сидерита, образующийся при разложении гумусового органического вещества при взаимодействии углекислого газа и ионов железа (указывает на пресноводность потока);

– включения угля в песчаниках широко распространены (свидетельствует о гумидном климате, анаэробной среде).

После проведения гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) получен относительно высокий дебит – 24,3 м^3/сут и по результатам ГИС пласт характеризуется хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (Кп = 0,16 д.ед., Кпр = 5 мД, Ннн = 7 м, Кнн = 77,5%).

На основании вышеизложенного был заложен куст 1, который неоднократно показывал всю неоднородность тюменских отложений. Но пробуренные в последствии скважины не дали аналогичный положительный результат, как скважина № 1Р. Были выявлены проблемы: малая мощность коллекторов, низкий дебит, высокая обводненность продукции. Поэтому данный куст представляет собой интерес с геологической точки зрения.

Для поиска высокоэффективных песчаных тел были изучены данные ГИС с привязкой по керну и фильтрационно-емкостные параметры. По окончании интерпретации скважин был сделан вывод, что на территории встречаются такие фациальные обстановки, как прибрежно-морские и переходные (дельтовые).

В целом, для тюменских отложений характерны очень неоднородный фациальный состав и сложная геометрия песчаных тел, что затрудняло корреляцию прослоев по площади.

В нижней части пласта ЮС, углистые прослои связаны с континентальными отложениями поймы (озерно-болотного происхождения). В верхней части песчано-алевролитовый материал формировался в условиях высокой активности вод, поэтому редко, но наблюдаем мощные тела, достигающие больше 10 м, такие тела характеризуют отложения потоков реки.

В скважинах № 6 (Ннн = 12 м, Кп = 0,18 д.ед., Кпр = 7,4 мД, Кр = 0,4 д.ед.) и №8 (Ннн = 13,6 м, Кп = 0,17 д.ед., Кпр = 4 мД) пробурены в 2023 году на участках, вскрывающие мощные эффективные

песчано-алевролитовые тела, выдержанные по разрезу, образующиеся путем динамики каналов рек: эффективная мощность достигает около 13 м (рис. 3).

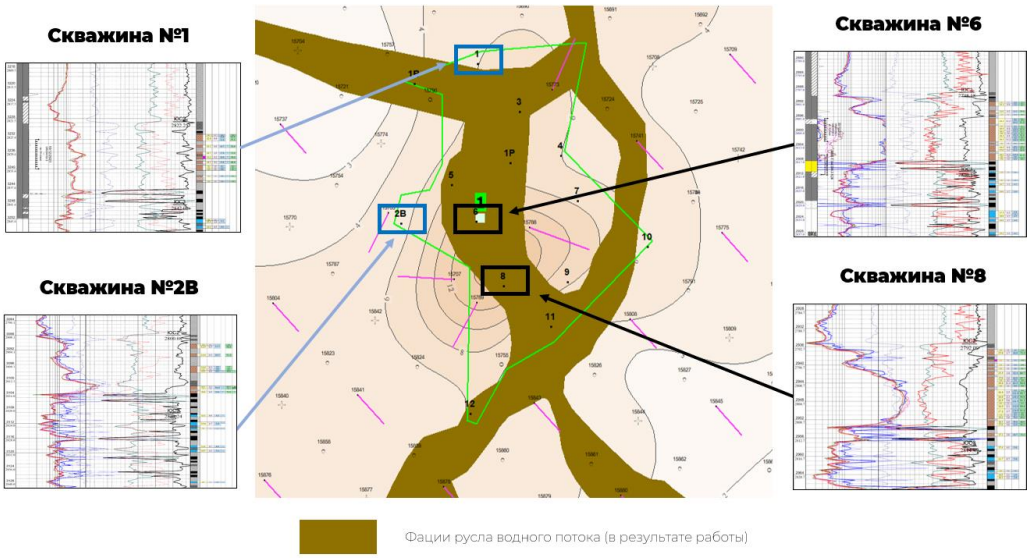


Рис. 3 – Литолого-фациальная модель куста 1

Анализируя скважины №10 (Ннн = 5,6 м, Кп = 0,14 д.ед., Кпр = 1,1 мД), №4 (Ннн = 6 м, Кп = 0,14 д.ед., Кпр = 0,9 мД), №2В (Ннн = 5,3 м, Кп = 0,14 д.ед., Кпр = 1,7 мД), наблюдаем высокую расчлененность по разрезу, что говорит нам о динамически быстрой смене и цикличности среды формирования. Представляет собой данная область пойменную субфацию (пески пойменных разливов).

В результате вышеизложенного материала, была построена литолого-фациальная модель, отображающая простирание речных каналов, которые формировали мощные высокоэффективные породы-коллектора на центральной площади Западной Сибири (рис. 4).

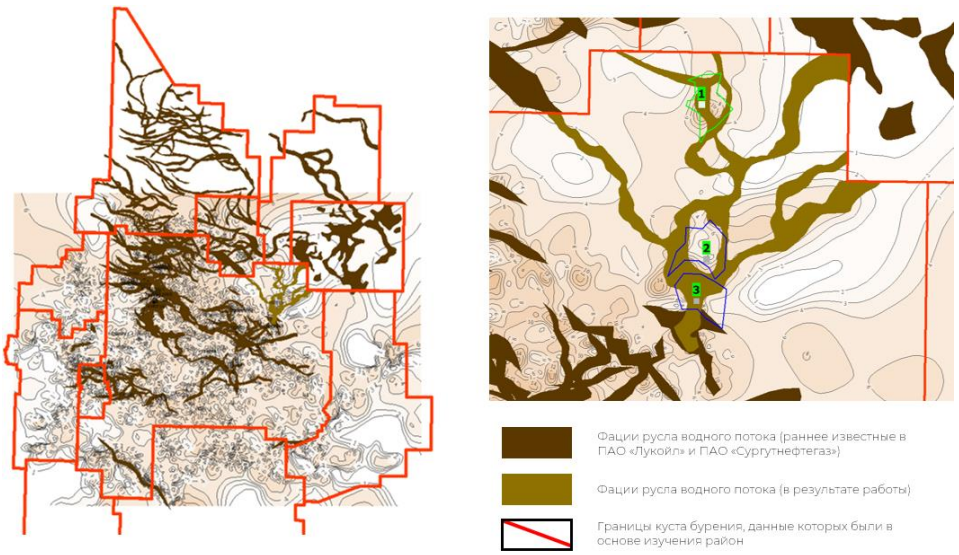


Рис. 4 – Литолого-фациальная модель пласта ЮС на месторождении Х и ближайших месторождений

Построение модели позволило сформировать более детальную картину фациальной изменчивости района исследования. На начальном этапе формирования тюменских отложений на изученной территории существовал континентальный режим осадконакопления с развитием русловых, пойменных и озерных

обстановок. Характер распространения позволил доказать направления основных речных «артерий» – северо-восточное и юго-восточное. В кратковременные периоды приостановки поднятия уровня моря в устья рек, впадающих в застойные локальные водоемы, формировались небольшие плоские дельты.

На территории объекта исследования встречаются такие кусты бурения, как 2 и 3, отображающие всю анизотропию тюменских отложений. Краевые части куста 2 и центральная область – 3 характеризуются высокоэффективными мощными песчаными телами и низким коэффициентом расчлененности (Кп = 0,18 д.ед., Кпр = 0,006 мкм^2, Кр = 5 д.ед.), что противоположно краевым частям куста 3 и центральной области – 2 (Кп = 0,12 д.ед., Кпр = 0,003 мкм^2, Кр = 10 д.ед.). Четко видна тенденция распространения водного потока.

Практическая значимость моей работы заключается в дальнейшем использовании данной модели для заложения кустов бурения.

Предлагаю заложение скважины № 16 с целью доразведки, расположение которой представлено на рисунке 5. Это даст возможность доказать направление простирания русловых отложений, что приведет к дальнейшему эффективному планированию размещения кустов бурения. На основе забуривания доразведочной скважины, предлагается заложение куста 4.

Таким образом, полученные результаты позволили детализировать представление об особенностях седиментологического строения тюменских отложений на трансгрессивном этапе развития батского эпиконтинентального бассейна в центральной части Западной Сибири. Формирование концептуальной литолого-фациальной модели отражает закономерное распределение алевритопесчаных тел – потенциальных коллекторов. В дальнейшем комплексный анализ позволит оптимизировать размещение скважин на месторождении Х.

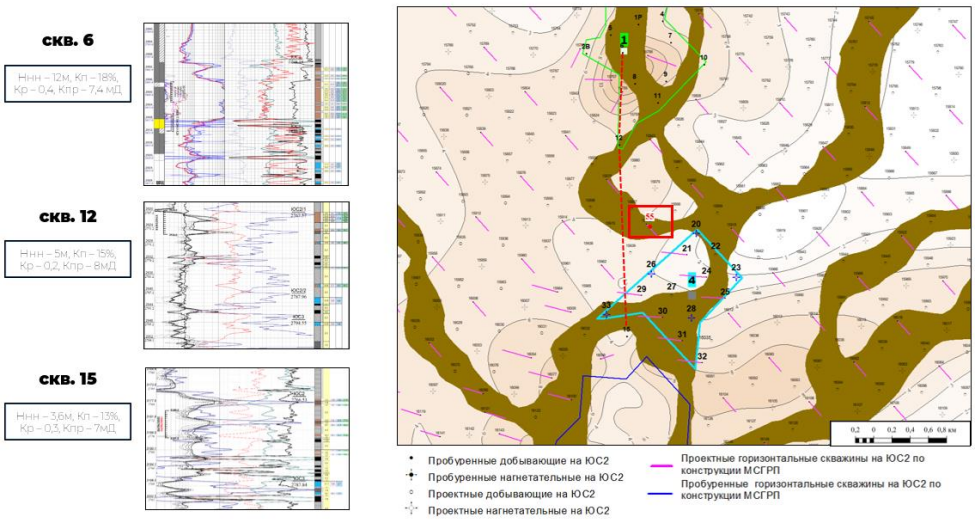


Рис. 5 – Литолого-фациальная модель планируемого на бурение куста 4

Полученные данные от бурения доразведочной скважины № 5 в будущем будут применяться для отражения более точной картины распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта ЮС. Помимо этого, учет макро- и микронеоднородности пород, залегающих на территории лицензионного участка, позволит более эффективно подходить к выработке запасов нефти месторождения и заложения кустов бурения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Фондовые материалы ТО «СургутНИПИнефть» Федоровского месторождения – Сургут: ПАО «Сургутнефтегаз», 1996. – 59 с.
2. Бакланов Л.А., Гераскевич В.В., Апенышев Д.С. Прогнозирование зон перспективности пласта ЮС, Федоровского месторождения на примере Северо-Западного участка. Изд-во: «Геология и геохимия нефти и газа», с. 10–12.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – Москва: «Недра», 1975. – 256 с.
4. Шаманский В.В. Танинская Н.В., Низяева И.С. и др. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири, 2024г. – 37 с.
5. Попов А.Ю., Выкуленко Л.Г., Казанков В.А., Ян П.А. Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части Широтного Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта $ЮС_2$, 2014 г., с. 777–786.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Изд-во: Недра, 1984. – 260 с.
7. Фондовые материалы НГДУ «Федоровскнефть» Федоровского месторождения. – Сургут: ПАО «Сургутнефтегаз», 2022. – с. 1–15.
8. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. Изд-во: «Геология и геофизика», 2013., т. 54(8), с. 972–1012.
9. Корж М.В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. Изд-во: М. Науки, 1978 – 133 с.
10. Чудинова Д.Ю. Обоснование выделения различных категорий остаточных запасов нефти и технологий их выработки (на примере группы пластов БС сортымской свиты). Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, 2018. – 134 с.

СЕКЦИЯ 3.
«ЭКОЛОГИЯ. ЗЕЛЕНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

РАЗРАБОТКА РЕАГЕНТА ДЛЯ ОБЕЗЗАРАЖИВАНИЯ И ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОБЪЕКТОВ, СОДЕРЖАЩИХ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ И ПАРАЗИТАРНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

DEVELOPMENT OF A REAGENT FOR DISINFECTION AND NEUTRALIZATION OF FACILITIES CONTAINING MICROBIOLOGICAL AND PARASITIC CONTAMINANTS

Аладин Д.Ю., Сон Б.К., Севостьянов С.М., Демин Д.В.
Aladin D.Y., Son B.K., Sevostyanov S.M., Demin D.V.
ФИЦ «Пущинский научный центр биологических исследований РАН» – обособленное подразделение Институт фундаментальных проблем биологии РАН, aladin-danila@rambler.ru

Интенсивная антропогенная деятельность требуют решений по восстановлению почвенного покрова. Острота данной проблемы усиливается дефицитом доступных, качественных и экологически безопасных органоминеральных субстратов, пригодных для восстановления почвенного покрова. Одним из источников органического вещества и макро- микроэлементов могут быть осадки хозяйственно-бытовых сточных вод (ОСВ). ОСВ состоят из минеральной части, в основном песок и глинистые частицы, от 20 до 40%, и органической части, основными элементами которой являются углерод, фосфор, азот, сера и водород [1]. В то же время ОСВ часто могут представлять опасность для человека и животных, так как в значительных количествах содержат разнообразные болезнетворные микроорганизмы. Все это определяет высокую эпидемиологическую опасность ОСВ, обусловливает обязательность их обезвреживания и предполагает необходимость изучения.

В качестве объекта был использован иловый осадок г. Казань.

Были испытаны несколько вариантов препаратов с отличающимися механизмами действия на микрофлору.

Препарат «Ивонекс», в основе препарата: гидроокись аммония, аминоуксусная кислота, медный купорос, в комплексе данные вещества нарушают биохимические процессы и вызывают гибель микроорганизмов и паразитов, бактерий, вирусов, грибов, яиц гельминтов.

Препарат «Илосан», в основе препарата натриевые соли поликарбоновых кислот, который проходят через внешние оболочки бактерий, вирусов, грибов, яиц гельминтов и вызывает их гибель, нарушая биохимические процессы вызывают гибель микроорганизмов и паразитов [2]. Соли поликарбоновых кислот обладают хелатирующими свойствами к тяжелым металлам и обладают свойствами к комплексообразованию, в связи с чем анионы связывают их в устойчивые нетоксичные комплексы.

Гипохлорит натрия (NaOCl) – благодаря гипохлорит-аниону (ClO^-) сильную антибактериальную активность. Это средство обладает бактерицидным действием при достаточно низких концентрациях, поскольку разложение гипохлорита сопровождается образованием ряда активных частиц (радикалов) и, в частности, синглетного кислорода, обладающего высоким биоцидным действием. Образующиеся при распаде ГПХН частицы (радикалы) способствуют в уничтожении микроорганизмов (способных к окислению), разрушая окружающую их биопленку, что приводит к «гибели» микроорганизмов.

Наивысшая бактерицидная активность гипохлорита натрия проявляется в нейтральной среде, когда концентрации HClO и гипохлорит-анионов ClO^- в процессе гидролиза и диссоциации ГПХН приблизительно равны.

Перекись водорода представляет собой химическое соединение с формулой H_2O_2. Перекись водорода является активной формой кислорода и простейшим пероксидом, соединением, имеющим одинарную связь кислород–кислород. Используется в качестве окислителя, отбеливающего агента и антисептика, обычно в виде разбавленного раствора (3–6% по весу) в воде для бытового использования и в более высоких

концентрациях для промышленного использования. Разлагается с образованием кислорода и воды и в целом признана безопасным противомикробным средством.

Медный купорос – сульфат меди (II) – хорошо растворим в воде. Из водных растворов кристаллизуется в виде голубого пентагидрата $CuSO_4 \cdot 5H_2O$ (медный купоро́с). Токсичность медного купороса для теплокровных животных относительно невысока, в то же время он высокотоксичен для рыб. Обладает дезинфицирующими, антисептическими свойствами. Применяется в медицине, в растениеводстве как антисептик, фунгицид или медно-серное удобрение.

Негашеная известь рекомендована ГОСТ Р 59748-2021 [3]. Общие требования и ранее изданными нормативными документами как надежное средство для обеззараживания осадков сточных вод. При соединении с водой осадка сточных вод (20-25% к массе) происходит гашение извести с большим выделением тепла, в результате чего патогенная микрофлора гибнет.

Образцы прошли инкубирование при температуре 30°С продолжительностью процесса 24 часа с регулярным перемешиванием.

Оценку проводили в Аналитическом центре ЗАО «РОСА», имеющий аккредитацию по работе с осадками сточных води проведен анализ на наличие *Escherichia coli* (далее *E.coli*) и индекс БГКП.

Escherichia coli – вид грамотрицательных палочковидных бактерий, относится к бактериям группы кишечной палочки. Индекс БГКП – бактерии группы кишечной палочк, также называются колиформными бактериями, выделяемыми по культуральным признакам и используемый в качестве маркера фекального загрязнения.

По действию на *E.coli* максимальный эффект получен при применении негашеной извести, практически чистый субстрат. В варианте с применением препарата Ивонекс содержится *E.coli* на 50% меньше контроля и на 45% в варианте с перекисью водорода.

В то же время, показатель БГКП показывает отличающийся результат. Все варианты испытуемых препаратов привели к его уменьшению. Максимальный эффект также получен при применении негашеной извести, практически чистый субстрат. Ивонекс и перекись водорода показали близкие значения – 25 и 27,5% от контроля, на 50% меньше в вариантах с применением препаратов Илосан. Отсутствие выраженного действия медного купороса и гипохлорита, по-видимому, связано с механизмами их действия, их обеззараживающий эффект лучше выражен в воде.

Негашеная известь показала высокую эффективность, но её расход 25% по объему требует больших затрат на закупку, транспортировку и дополнительное смесительное оборудование, позволяющему тщательно перемешивать смесь, при этом выдерживать значительное повышение температуры, которое сопровождает реакцию. Действие препаратов Ивонекс, Илосан, и перекись водорода на показатель БГКП выраженный, и для усиления эффекта требуется подбор доз препаратов для конкретного объекта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Севостьянов С.М., Демин Д.В., Нефедова С.Е., Глинушкина Т.П. Экспресс-оценка готовности компостов на основе осадков сточных вод для рекультивации нарушенных земель. «Нефтяная столица»: Сборник материалов Седьмого международного молодежного научно-практического форума. М: Центр научно-технических решений (АНО ЦНТР), 2024 г. С. 291-293. ISBN 978-5-6044699-6-5.
2. https://ilosan.ru/.
3. ГОСТ Р 59748-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Технические принципы обработки осадков сточных вод. Общие требования». М.: ФГБУ «РСТ», 2021.
4. Тарр М.А., ред. (2003). Методы химического разложения отходов и загрязняющих веществ для экологического и промышленного применения. Нью-Йорк: М. Деккер. стр. 165. ISBN 978-0-203-91255-3.

ВЛИЯНИЕ ВНЕСЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ УДОБРЕНИЙ НА ТАКСОНОМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И СТРУКТУРУ МИКОБИОТЫ ПРИ ВЫРАЩИВАНИИ ТОМАТОВ

INFLUENCE OF ORGANIC FERTILIZER APPLICATION ON THE TAXONOMIC COMPOSITION AND STRUCTURE OF MYCOBIOTA IN TOMATO GROWING

Андреевская В.М[1], Лисовой А.М[1,2], Добриков Г.А[2], Мельникова В.А[1], Жемчужина Н.С[1], Севостьянов М.А[1]
Andreevskaya V.M, Lisovoy A.M, Dobrikov G.A, Melnikova V.A, Sevostyanov M.A.
[1] Российская Федерация, ФГБНУ ВНИИ Фитопатологии, nikaandreevskai@yandex.ru
[2] Российская Федерация, ФГБОУ ВО РГАУ-МСХА им. К.А. Тимирязева, esh.lisovoi@yandex.ru

Для оптимального роста и развития растений важно своевременное внесение удобрений. В наши дни преобладающими удобрениями являются минеральные, однако они могут негативно влиять на почву [1]. В настоящее время большой проблемой является обеднение почв из-за нерационального использования [2]. В связи с этим целесообразно использовать удобрения органического происхождения, способные восстанавливать и обогащать бедные почвы.

Томат *Solanum lycopersicum* культура, отзывчивая на внесение удобрений, в том числе органических [3]. Площади выращивания под томатом возрастают с каждым годом [4], в связи, с чем актуально изучение новых решений для культивирования этой овощной культуры.

Целью исследования являлось изучение влияния органического удобрение на сообщество микромицетов в почве при возделывании томата.

Материалы и методы.

Исследование проводилось в ФГБНУ ВНИИФ в Отделе безопасности и продуктивности агроэкосистем в Инновационной лаборатории микробиологии, полевой опыт проходил в Московской области, Одинцовском районе в п. Летний Отдых, расположенный в зоне дерново-подзолистых почв.

Органическое удобрение вносилось в почву под томат весной в норме от 30–70т/га. Удобрение было получено в результате переработки органических отходов. Для исследования был выбран томат сорта Санька: Растение детерминантное. Лист среднего размера, зеленый. Соцветие промежуточного типа. Первое соцветие закладывается над 7 листом, последующие – через 1–2 листа. Плодоножка с сочленением. Плод округлый, слаборебристый. Окраска незрелого плода зеленая, зрелого – красная. Число гнезд 3–4. Масса плода 71–90 г [5].

В конце вегетации в прикорневой зоне были отобраны образцы почвы на глубине 10 см из вариантов с внесением и без внесения удобрений, затем с помощью метода конверта была получена средняя проба. Почвенные агрегаты с помощью метода почвенных комочков были заложены на питательную среду Чапека [6], затем чашки Петри культивировали 7 суток, с дальнейшим пересевом колонии в чистую культуру и идентификации по морфологическим особенностям гриба с помощью микроскопа Альтами и определителя [7].

Результаты.

Выделенная микобиота почвы из прикорневой зоны была представлена грибными и грибоподобными организмами, среди них *Zygomycota* 15,4%, *Oomycota* 7,7% и доминирующая группа *Ascomycota* 76,9%. Разнообразие грибов по эколого-трофическим группам было представлено сапротрофами, симбионтами и факультативными паразитами. Варьирование групп внутри вариантов с внесением удобрений было не существенным, по сравнению между собой, однако количественное отношение существенно отличалось от контроля (рисунок 1).

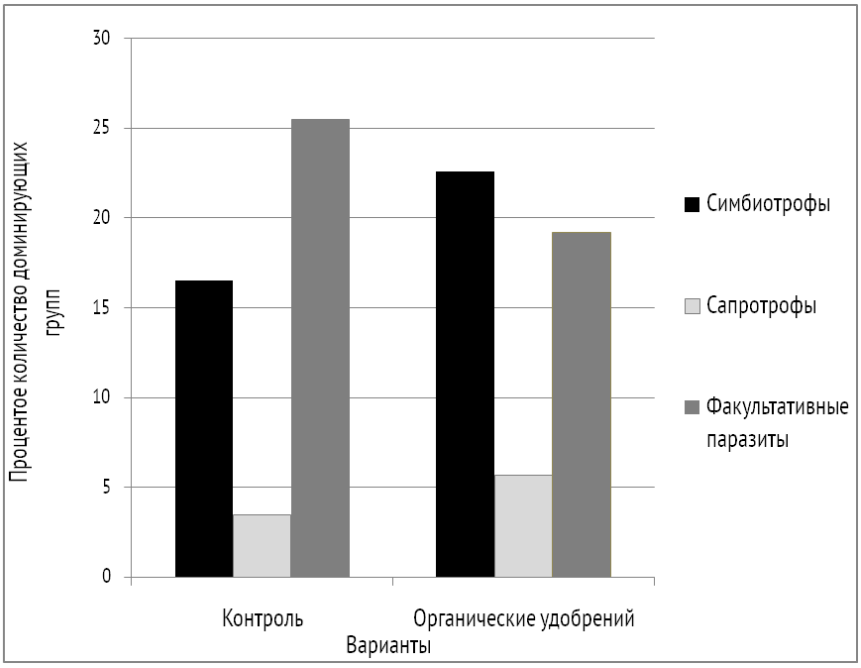


Рис. 1 – Количественная оценка эколого-трофических групп с внесением и без внесения удобрений

В контроле доминировали факультативные паразиты, такие как *Fusarium* sp. 25,5%, вызывающий корневые гнили у растений. В вариантах с внесением органического удобрения доминировали симбиотрофы, такие как *Trichoderma* sp. 10% и *Clonostachys rosea* 12,6%, которые являются потенциальными биоагентами против фитопатогенов.

На основе анализа почвы можно выделить 13 групп доминирующих организмов: *Penicillium* sp, *Trichoderma* sp, *Clonostachys rosea*, *Fusarium solani*, *Pythium* sp, *Talaromyces* sp, *Fusarium* sp, *Mucor* sp, *Mucor circinelloides*, *Acremonium* sp, *Papulaspora* sp, *Fusarium* сек. *Discolor* и *Rhizopus* sp.

Выводы.

Можно заключить, что внесение органического удобрения благоприятно влияет на состав почвенных микромицетов, наблюдается увеличение симбиотрофов, по сравнению с контролем. В общем, доминирующий состав микобиоты представлен разнообразными грибами из 3 отделов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Негативные последствия при внесении минеральных удобрений под полевые культуры и пути их устранения / В.Н. Яичкин, А.Н. Косых, И.И. Сотникова, А.Г. Бекмухамедова // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. – 2010. – № 2(26). – С. 53–54.
2. Хитров Н.Б., Иванов А.Л., Завалин А.А., Кузнецов М.С. Проблемы деградации, охраны и пути восстановления продуктивности земель сельскохозяйственного назначения // Вестник ОрелГАУ. 2007. № 6. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-degradatsii-ohrany-i-puti-vosstanovleniya-produktivnosti-zemel-selskohozyaystvennogo-naznacheniya (дата обращения: 10.03.2025).
3. Пердебаева И.Б., Алламуратов М.О., Бекбанов А.Ж. ВЛИЯНИЕ ОРГАНИЧЕСКИХ И МИНЕРАЛЬНЫХ УДОБРЕНИЙ НА СВОЙСТВА ПОЧВЫ И ПРОДУКТИВНОСТЬ РАСТЕНИЙ ТОМАТА // Форум молодых ученых. 2023. № 5(81). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-organicheskih-i-mineralnyh-udobreniy-na-svoystva-pochvy-i-produktivnost-rasteniy-tomata (дата обращения: 10.03.2025).
4. Тепличное производство: Анализ основных культур и рост отечественного томатного рынка // Агро XXL URL: https://www.agroxxi.ru/zhurnal-agromir-xxi/stati-rastenievodstvo/teplichnoe-proizvodstvo-analiz-osnovnyh-kultur-i-rost-otechestvennogo-tomatnogo-rynka.html (дата обращения: 01.03.2025).

5. Государственный реестр сортов и гибридов сельскохозяйственных растений, допущенных к использованию: официальное издание. – М.: ФГБНУ «Росинформагротех», 2024. – 620 с.
6. Разнообразие микроскопических грибов в ризосфере картофеля при бессменном возделывании / В.М. Андреевская, А.М. Лисовой, Е.В. Бондарева, А.Д. Калашников // Ломоносов-2024: Материалы Международного молодежного научного форума, Москва, 12–26 апреля 2024 года. – Москва, 2024. – С. 1. 2.
7. Watanabe T. Pictorial Atlas of Soil and Seed Fungi Morphologies of Cultured Fungi and Key to Species. Second Edition. 2002.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ: КАЧЕСТВО ДИСТИЛЛИРОВАННОЙ ВОДЫ, ПРИМЕНЯЕМОЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ХИМИЧЕСКИХ АНАЛИЗОВ (РАЗРАБОТКА, АТТЕСТАЦИЯ И ВНЕДРЕНИЕ МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ИОННОГО СОСТАВА)

ENVIRONMENTAL MONITORING: QUALITY OF DISTILLED WATER USED IN CHEMICAL ANALYSES (DEVELOPMENT, CERTIFICATION AND IMPLEMENTATION OF IONIC COMPOSITION MEASUREMENT TECHNIQUE)

Аношенко А.Л.
Anoshenko. A.L.
Российская Федерация, «Инженерно-экономический внедренческий центр» ПАО «Сургутнефтегаз»

На протяжении всей своей деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» применяет комплексный подход к решению природоохранных задач и сохраняет лидирующие позиции в области охраны окружающей среды среди нефтегазовых компаний в России. Ежегодно акционерное общество проводит экологический мониторинг, который подтверждает минимальное негативное воздействие на компоненты природной среды.

Наблюдательная сеть функционирует на всех лицензионных участках компании. Мониторинг техногенных объектов включает в себя площадки скважин, полигоны отходов, шламонакопители и переходы трубопроводов через водные объекты. Мониторинг направлен на выявление их воздействия на окружающую среду и служит информационной основой системы управления антропогенным воздействием, а также для принятия соответствующих управленческих решений.

Исследования проб поверхностных и грунтовых вод, донных отложений, почв и снега, отобранных в ходе экологического мониторинга, выполняются в 11 аккредитованных лабораториях Общества. В их числе – центральная базовая лаборатория экоаналитических и технологических исследований Инженерно-экономического внедренческого центра, осуществляющая контроль показателей по 136 методикам измерений.

Результаты исследований компонентов природной среды ежеквартально загружаются в личный кабинет природопользователя на сайте Росприроднадзора Югры с использованием системы информационного обмена «Электронный протокол КХА». В 2024 году в личный кабинет была внесена информация более чем по 3,5 тыс. проб. Учитывая, что в каждой пробе определяется от 7 до 19 показателей, специалистами вручную было внесено более 50 тыс. значений содержания загрязняющих веществ в пробах компонентов природной среды.

При осуществлении мониторинга окружающей среды важной и неотъемлемой частью деятельности лабораторий является качество и достоверность результатов лабораторных измерений. При проведении большинства исследований применяется дистиллированная вода, качество которой напрямую влияет на достоверность результатов. Дистиллированная вода является основой для приготовления растворов, проведения химических анализов, построения градуировочных характеристик на приборах и контроля их стабильности. Поэтому качество дистиллированной воды должно строго соответствовать требованиям стандарта.

До 1 июля 2021 в России действовал ГОСТ 6709-97 «Межгосударственный стандарт. Вода дистиллированная. Технические условия» (далее – ГОСТ 6709). Этот стандарт распространялся на дистиллированную воду, получаемую только с помощью дистилляторов. Однако многие лаборатории отдали предпочтение установками для очистки воды, так как они потребляют меньше воды и электроэнергии, а качество очистки заметно лучше.

Поскольку ГОСТ 6709 связывал получение дистиллированной воды исключительно с применением дистилляторов, возникла необходимость в пересмотре стандарта. В связи с этим с 1 июля

2021 года вступил в действие новый ГОСТ Р 58144-2018 «Вода дистиллированная. Технические условия» (далее – ГОСТ 58144), который заменил ГОСТ 6709.

В нашей лаборатории возник вопрос о правильном внедрении документа для применения корректных методов контроля качества дистиллированной воды.

ГОСТ 58144 выделяется важными нововведениями в подходах к определению показателей дистиллированной воды. Ранее методы анализа ограничивались визуальной колориметрией, а теперь перечень методов включает ионную хроматографию, капиллярный электрофорез, фотометрию и спектрометрию.

Однако для значительного числа лабораторий в России внедрение нового ГОСТа 58144 стало проблемой. Это связано с тем, что его реализация требует обязательного проведения верификации всех нормативных документов, на которые имеются ссылки в новом стандарте. Таким образом, лаборатории пересмотрели и обновили свои внутренние процедуры и документацию.

Сравнительный анализ ГОСТ 6709 и ГОСТ 58144 показал, что теперь не регламентируется определение массовой доли сухого остатка. Увеличился норматив по содержанию ионов аммония в 10 раз и содержанию хлорид-ионов в 25 раз. Для веществ, восстанавливающих $KMnO_4$ нормативом стала розовая окраска. Также изменился диапазон водородного показателя и ужесточился норматив удельной электропроводности.

Изменения коснулись и периодичности контроля. Согласно ГОСТ 6709 все показатели допускалось определять периодически, а периодичность устанавливать самостоятельно. Исключением был водородный показатель и УЭП, которые контролировались ежедневно.

В соответствии с новым ГОСТ 58144 pH, УЭП и вещества, восстанавливающие $KMnO_4$ должны контролироваться не реже одного раза в месяц, а все остальные 10 показателей не реже одного раза в год. Но есть один важный момент, что в случае превышения нормативов, либо после технического обслуживания или ремонта дистилляторов необходимо обязательно провести контроль по всем 13 показателям.

Последнее кардинальное изменение касается методик, по которым контролируются показатели дистиллированной воды. В ГОСТ 6709 все методы сводились к колориметрическому анализу, т.е. визуальному сравнению двух растворов. А в ГОСТ 58144 для каждого показателя устанавливается перечень методик на выбор.

Проанализировав отличительные особенности двух стандартов мы сделали вывод, что наша лаборатория может определять своими силами 9 из 13 показателей. Исключением являлись ионы аммония, хлорид-ионы, нитрат-ионы и сульфат-ионы.

В результате оценки было определено, что экономически наиболее целесообразно разработать методику измерений массовых концентраций ионов аммония, хлорид-ионов, нитрат-ионов, сульфат-ионов в пробах дистиллированных вод методом ионной хроматографии.

Результатом проделанной работы явились показатели качества методики измерений, рассчитанные на основе полученных результатов эксперимента проб дистиллированной воды, отобранных с трех дистилляторов в ЦБЛ ЭАиТИ ИЭВЦ.

Также в соответствии с РМГ 76-2014 и Руководством по качеству ЦБЛ ЭАиТИ ИЭВЦ для новой методики измерений была разработана процедура внутрилабораторного контроля качества результатов измерений.

Методика измерений подготовлена в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009 и разработаны процедуры оперативного контроля стабильности результатов измерений на основе контроля внутрилабораторной прецизионности.

Метрологическая экспертиза и аттестация методики (в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга от 15.12.2015 № 4091) была проведена в июле 2023 года филиалом УНИИМ – ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». Выдано свидетельство об аттестации методики измерений. Методика внесена в

Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений под номером МКХА-ИХДВ-01-2023.

Таким образом, новая разработанная методика позволяет ЦБЛ ЭАиТИ ИЭВЦ контролировать дистиллированную воду собственными силами, не прибегая к услугам сторонней лаборатории. Следует отметить, что методика разработана взамен трех методов, регламентированных в ГОСТ 58144, которые требуют дополнительных материальных затрат и обладают значительно большей трудоемкостью.

Внедрение в ЦБЛ ЭАиТИ методики измерений исключает риски получения несоответствия со стороны Росаккредитации при прохождении процедуры подтверждения компетентности в части несвоевременного контроля качества дистиллированной воды, регламентированного ГОСТ 58144.

Наряду с представленной методикой, специалистами ЦБЛ ЭАиТИ за последние 10 лет были разработаны 23 методики измерений, которые на сегодняшний день аттестованы и внедрены в деятельность лаборатории.

Обеспечение качественного и своевременного проведения экологического контроля позволяет акционерному обществу оставаться лидером природоохранной деятельности в России.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 58144-2018. «Национальный стандарт Российской Федерации. Вода дистиллированная. Технические условия» (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 29.05.2018 N 280-ст).
2. ГОСТ 6709-72 «Вода дистиллированная. Технические условия».
3. ГОСТ 33045-2014 «Методы определения азотсодержащих веществ» (издание 2019 г.).
4. ПНД Ф 14.2:4.176-2000 «Методика определения содержания анионов (хлорид-, сульфат-, нитрат-, бромид- и йодид-ионов) в природных и питьевых водах методом ионной хроматографии» (издание 2014 г.)
5. ГОСТ 18190-72 «Методы определения содержания остаточного активного хлора».
6. ФР 22545 «Методика измерений содержания натрия, аммония, калия, кальция и магния в пробах питьевых, природных, талых вод, почв, донных отложений, отходов производства (бурового шлама) методом ионной хроматографии».
7. ФР 23441 «Методика (метод) измерений массовой концентрации фторид-ионов, хлорид-ионов, нитрит-ионов, нитрат-ионов, фосфат-ионов, сульфат-ионов в пробах питьевых, природных, талых вод, почв, донных отложений, отходов производства (бурового шлама) методом ионной хроматографии».
8. ГОСТ Р 8.563-2009 «Методики (методы) измерений».
9. Межгосударственный стандарт ГОСТ ISO/IEC 17025 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».
10. Приказом Минэкономразвития России от 26.10.2020 №707 «Об утверждении критериев аккредитации и перечня документов, подтверждающих соответствие заявителя, аккредитованного лица критериям аккредитации».
11. Приказ Минпромторга РФ от 15.12.2015 № 4091 «Об утверждении порядка аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения».

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕГИОНА

DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY TO IMPROVE THE ECOLOGICAL STATE OF THE REGION

Бахарева А.В.
Bakhareva A.V.
Россия, ООО «Лиматех», limatech86@yandex.ru

В последнее десятилетние отмечаются значительные климатические изменения. Системы непрерывного мониторинга публикуются в сезонных и годовых бюллетенях мониторинга климата России и Земного шара.

Анализ мониторинга показал, что в январе 2025 года на суше Земного шара преобладали положительные аномалии. В целом по Земному шару, он оказался самым теплым январем в ряду наблюдений с 1901 г.: аномалия температуры +1,23° С перекрыла прежний рекорд 2020 г. на 0,18° С.

Осредненные по территории России, ЕЧР и АЧР аномалии температуры в январе 2025 года (относительно 1991-2020 гг.): +3,67° С, +5,24°С и +3,08° С – вторые величины в ранжированных по убыванию рядах с 1901 г. Максимальные величины январских аномалий в среднем по этим территориям отмечались в 2007 г. (+4,94°С, +5,28°С, +4,82°С). В Центральном ФО отмечена рекордная аномалия +6,36. Кроме того, осредненные по СЗФО, ЦФО, ПФО, ЮФО, СКФО январские аномалии температуры вошли в пять самых крупных.

Таблица 1. Регионально осредненные аномалии температуры в январе 2025 года, выраженные в отклонениях от нормы 1991-2020 (vT, oC) и как эмпирические вероятности (P, %).

Регионы	Январь	
	vT_{2025}	$P(t \leq T_{2025})$
Земной шар (суша)	**1,232**	**100**
Российская Федерация (РФ	3,67	91,1
Европейская часть РФ (ЕЧР	5,24	91,1
Азиатская часть РФ (АЧР)	3,08	99,1
Федеральные округа РФ		
Северо-Западный	4,43	96,6
Центральный	**6,36**	**100**
Приволжский	6,14	97,8
Южный	5,03	98,9
Северо-Кавказский	3,51	98,9
Уральский	4,80	91,0
Сибирский	5,55	95,5
Дальневосточный	1,46	93,3

Эмпирические вероятности $P(t£T_{2025})$ для ЗШ, РФ, ЕЧР, АЧР рассчитаны как доля значений, не превышающих наблюденное значение Т2025 за период 1901–2025 гг., а для федеральных округов РФ – за период 1936–2025 гг.

В целом по России количество выпавших осадков составило 115% нормы (ранг 7). Значительный избыток осадков на территории России (95%-е экстремумы на станциях) наблюдался в широкой полосе, протянувшейся по северной половине ЕЧР и центральным районам АЧР, от западных границ РФ до Чукотки и Хабаровского края на востоке. Осредненные по территории СЗФО и УФО месячные суммы осадков (163% и 155% нормы, соответственно) – максимальные величины в соответствующих рядах. Дефицит осадков (менее 80% нормы) наблюдался на юге ЕЧР (в ЮФО – 50%, СКФО – 61%), на Таймыре и в Магаданской области.

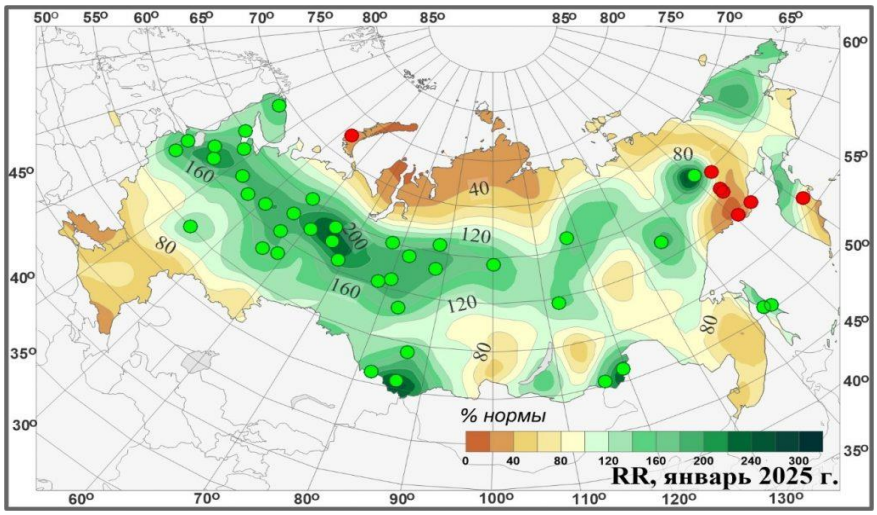


Рис. 1 – Аномалии январских сумм осадков (в процентах от нормы за 1991–2020 гг.) на территории России. Кружками красного цвета показаны станционные экстремумы ниже 5-го процентиля, зеленого – выше 95-го процентиля

Отмечается заметное снижение количества осадков в горных массивах, исключением является уральский регион. Низкие уровни осадков приведут недостаточному уровню паводковых вод, с недостаточным очищением русла рек от результатов антропогенного воздействия. Что при ведет к повышению ПДК речного стока, уже имеющего показатели «грязные» и «очень грязные».

Основными загрязнителями поверхностных вод, в соответствии с природными ландшафтно-геохимическими условиями, являются: железо (превышение установленных нормативов в более 98% проб), марганец (более 83% проб), медь (более 70% проб) и цинк (более 38,5% проб). В 2018 году зафиксировано 397 превышения ПДК нефтепродуктов (4,8% от общего количество проб). Больше всего таких случаев отмечается на давно разрабатываемых месторождениях с повышенными показателями аварийности на трубопроводных системах. Большинство результатов измерений по другим исследованным веществам составляет десятые или сотые доли ПДК.

Таблица 2. Регионально осредненные осадки в январе 2025 года, выраженные в процентах от нормы 1991–2020 (RR, % от нормы) и как эмпирические вероятности (P, %)

Регионы	***Январь***	
	RR_{2025}	$P(r \leq R_{2025})$
Российская Федерация	115	93,3
Европейская часть РФ	118	92,1
Азиатская часть РФ	113	84,3
Федеральные округа РФ		
Северо-Западный	**163**	**100**
Центральный	95	52,8
Приволжский	119	84,3
Южный	50	10,1
Северо-Кавказский	61	9,0
Уральский	**155**	**100**
Сибирский	124	91,0
Дальневосточный	90	34,8

Комплексный мониторинг речного стока в 2018 году выявил характерные загрязняющие вещества, таковыми являются соединения железа, марганца, меди, нефтепродукты, трудноокисляемые органические вещества (по ХПК), азот аммонийный, соединения цинка. В 2018 году в створах ниже г. Нижневартовск и

с. Сытомино уровень загрязненности воды реки Обь не изменился, вода осталась в пределах 4 класса разряда «а», характеризовалась как «грязная». В створах выше г. Нижневартовск, ниже г. Сургут, с. Полноват, выше г. Нефтеюганск качество воды незначительно ухудшилось в пределах 4 класса и перешло из разряда «а» в разряд «б», вода характеризовалась как «грязная». Качество воды также незначительно ухудшилось в пределах 4 класса, с переходом из разряда «а» в разряд «г» в створе выше пгт. Октябрьское и из разряда «б» в разряд «в» в створе ниже пгт Октябрьское, вода характеризовалась как «очень грязная». В створах выше г. Сургут, д. Белогорье, ниже г. Нефтеюганск качество воды ухудшилось и перешло из 3 класса разряда «б» в 4 класс разряда «б» и разряда «а» (ниже г. Нефтеюганск), вода «грязная».

Величины УКИЗВ составили 3,69–5,29. Из 14–15 участвующих в оценке качества ингредиентов 8–11 являлись загрязняющими. На участке р. Обь от г. Нижневартовск до с. Полноват зарегистрировано: в створах г. Нижневартовск 3 случая ВЗ (35,5-46,0 ПДК) и 1 случай ЭВЗ (52,0 ПДК) соединениями марганца, 2 случая пониженного содержания растворенного в воде кислорода (2,7 и 3,0 мг/л); в створах г. Сургут зарегистрировано 2 случая ВЗ (30,8 и 33,8 ПДК) и 2 случая ЭВЗ (55,0 и 57,0 ПДК) соединениями марганца, 1 случай ВЗ соединениями цинка (14,1 ПДК) и пониженное содержание растворенного в воде кислорода (2,2 мг/л); в створе д. Белогорье зарегистрирован 1 случай ЭВЗ соединениями марганца (104 ПДК) и 1 случай острого дефицита растворенного в воде кислорода (1,8 мг/л); в створах пгт Октябрьское зарегистрировано: 1 случай ЭВЗ соединениями меди (92,5 ПДК), 3 случая ВЗ соединениями марганца (41,5-44,8 ПДК), 4 случая острого дефицита растворенного в воде кислорода (0,9-1,57 мг/л) и 2 случая пониженного содержания растворенного в воде кислорода (2,38 и 2,51 мг/л); в черте с. Полноват – 1 случай острого дефицита растворенного в воде кислорода (1,2 мг/л); в створах г. Нефтеюганск зарегистрировано: 3 случая ВЗ (35,2–38,0 ПДК) и 2 случая ЭВЗ (59,5 и 66,0 ПДК) соединениями марганца, 1 случай ВЗ соединениями цинка (16,3 ПДК), в период ледостава 1 случай пониженного содержания растворенного в воде кислорода (2,2 мг/л) и 1 случай острого дефицита растворенного в воде кислорода (1,6 мг/л); в воде пр. Сытоминка р. Обь в черте с. Сытомино в 2018 году зарегистрировано по 1 случаю ВЗ соединениями марганца (32,0 ПДК) и цинка (10,5 ПДК).Река Северная Сосьва – ареал обитания Тугуна (Сосьвинская сельдь).

В 2018 году загрязненность воды реки в створах п. Сосьва и ниже пгт Березово была стабильна. Вода относилась к 4 классу разряда «а» и «б» соответственно и характеризовалась как «грязная». В створе в черте пгт Березово качество воды несколько ухудшилось, вода перешла из разряда «а» в разряд «в» в пределах 4 класса, «очень грязная». Значения УКИЗВ составили 4,12–4,79. При оценке качества учитывалось 15 ингредиентов, 7–9 из которых являлись загрязняющими. Характерными загрязняющими веществами во всех створах являлись трудноокисляемые органические вещества (по ХПК), соединения железа, меди, цинка, марганца, повторяемость превышения ПДК этих веществ составила 86–100%. Кроме того, наблюдалась характерная загрязненность легкоокисляемыми органическими веществами (по БПК5) (п. Сосьва) и пестицидом пп-ДДТ (пгт Березово). Устойчивая загрязненность наблюдалась нефтепродуктами (п. Сосьва) и азотом нитритным (выше пгт Березово); неустойчивая загрязненность наблюдалась азотом аммонийным и нефтепродуктами (пгт Березово), азотом нитритным (ниже пгт Березово). Критическими показателями загрязненности воды во всех створах были соединения железа, цинка, марганца; в створах пгт. Березово дополнительно – содержание растворенного в воде кислорода; выше пгт Березово дополнительно – соединения меди.

Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ были равны: ХПК 2,1–2,3 ПДК, БПК5 0,6–1,6 ПДК, азота аммонийного 0,2–0,5 ПДК, азота нитритного 0,3–1,0 ПДК, соединений железа 13,6–16,3 ПДК, меди 6,0–10,0 ПДК, цинка 5,9–6,6 ПДК, марганца 15,5–19,6 ПДК, нефтепродуктов 0,9–2,0 ПДК, пестицида пп-ДДТ 1,0 ПДК. Максимальные концентрации загрязняющих веществ составили: ХПК 3,7 ПДК, БПК5 3,3 ПДК, азота аммонийного 1,7 ПДК, азота нитритного 4,4 ПДК, соединений железа 24,2 ПДК, меди 25,6 ПДК, цинка 9,8 ПДК, марганца 74,5 ПДК, нефтепродуктов 5,0 ПДК, пестицида пп-ДДТ

1,7 ПДК. В отчетном 2018 году в период ледостава в створах пгт Березово зарегистрировано 6 случаев пониженного содержания растворенного в воде кислорода (2,2–2,8 мг/л), 2 случая ВЗ (36,5 и 46,0 ПДК) и 2 случая ЭВЗ (68,5 и 74,5 ПДК) соединениями марганца, в створе п. Сосьва – 1 случай ВЗ соединениями марганца (45,6 ПДК).

Для решения проблемы с низким содержанием растворенного кислорода был выполнен НИОКР аэратора, позволяющий увеличить скорость насыщения воды кислородом и проведены натурные испытания. С помощью данной разработки будет решена задача скоростного насыщения воды кислородом.

Решение актуально не только в регионе, но и имеет высокий потенциал в других регионах РФ, в странах СНГ и БРИКС. Технологическое решение было высоко оценено специалистами Фонда Сколково, ИНТЦ «ЮНИТИ-ПАРК», международными экспертами конкурса «Зеленая Евразия», BRICS Solutions Awards 2024.



Рис. 2 – Фотофиксация аэратора при проведении натурных испытаний

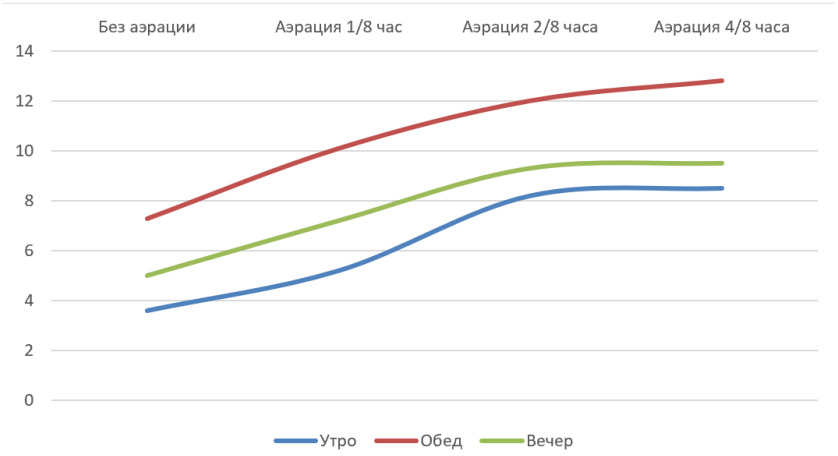


Рис. 3 – График влияния продолжительности аэрации на уровень растворенного кислорода

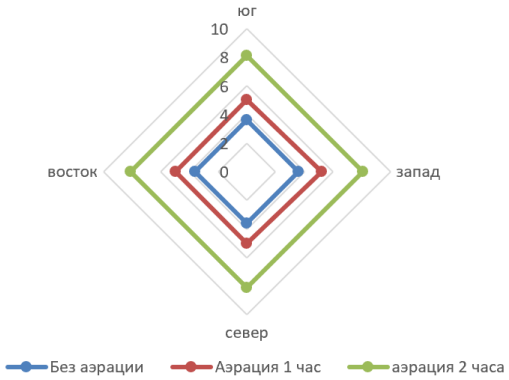


Рис. 4 – График влияния продолжительности аэрации на уровень растворенного кислорода от удаленности от устройства

Выводы.

Основным источником загрязнения почв, земель и водных ресурсов автономного округа являются разливы загрязняющих веществ при авариях на трубопроводном транспорте нефтепромыслового комплекса. В 2018 г. зарегистрировано 2 633 аварийных разлива, связанных с добычей углеводородного сырья, из них 1 527 аварий произошло на нефтепроводах и 1 106 аварий – на водоводах. Основной причиной аварий остается внутренняя и внешняя коррозия труб – 98%. По сведениям нефтегазодобывающих предприятий на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 01.01.2019 г. Числятся нерекультивированными 3 310 га загрязненных земель, из них 2552 га нефтезагрязненных, 755га загрязненных подтоварными водами и 2,86 га загрязненных газовым конденсатом. Площадь рекультивированных земель за отчетный год составила 671 га. В связи с существенными климатическими изменениями рекомендуем сконцентрировать усилия на приведение водных и почвенных угодий для вовлечения в хозяйственный оборот на основе природоподобных технологий, не приводящих к значительному влиянию на биоценоз водной и почвенной среды. Для интенсификации восстановления рекомендуем разработать региональную программу по деминерализации и аэрации водных объектов с обустройством береговых акваторий для рекреационного использования в направлении экологического туризма. Научный задел, полученный в рамках проведенного НИОКР, используется при проведении научных исследований по отработке природоподобных технологий для восстановления почв, земель и водных ресурсов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Доклад об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе Югре в 2018 году / Тематическая редакция доклада проведена сотрудниками ООО «МаксГеоГрупп»: Н.Н. Москвиной, к.г.н., Л.Ф. Жегалина, к.т.н. // Служба по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – Ханты-Мансийск, 2019. – 195 с.
2. Ершов И.Н. Массообмен при снарядном течении в миниканалах монолитных реакторов / И.Н. Ершов, И.Н. Кузнецов. – Новосибирск, 2007. – 2–4 с.
3. Корнеев С.Д. Гидрогазодинамика. Курс лекций / С.Д. Корнеев // Курс лекций для специальности 140104 «Промышленная теплоэнергетика» – Москва, 2011. – 209–214 с.
4. Толстой М.Ю. Исследования растворимости кислорода / М.Ю. Толстой, Т.И. Шишелова, Р.А. Шестов // Известия Вузов. Прикладная химия и биотехнология. – Иркутск, 2015. – № 1. – С. 90.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВНИЕ ГУМИНОВЫХ И КРЕМНИЕВЫХ ПРЕПАРАТОВ ДЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ПОЧВ, ЗАГРЯЗНЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДАМИ НЕФТИ

COMBINED USE OF HUMIC AND SILICON PRODUCTS FOR RESTORATION OF OIL-CONTAMINATED LAND

Бочарникова Е.А., Матыченков В.В.
Bocharnikova E.A., Matichenkov V.V.
Россия, Институт фундаментальных проблем биологии РАН, e-mail: mswk@rambler.ru

Загрязнение почв углеводородами происходит в результате различных видов антропогенного воздействия в процессе добычи, транспортировки и переработки нефти (Fiorenza et al., 2020). Наиболее масштабное загрязнение наблюдается при транспортировке нефти и нефтепродуктов. Очевидно, что полностью предотвратить загрязнение углеводородами невозможно, поэтому необходимо совершенствовать технологии очистки и восстановления загрязненных территорий. В настоящее время существует два основных подхода к восстановлению загрязненных нефтью и нефтепродуктами экосистем, который используют после механического удаления органических загрязнителей:

а) агрохимический – внесение удобрений и механическая обработка загрязненной почвы и б) микробиологический – внесение специальных микробных препаратов (Lee et al., 2020).

Применение специальных углеводородокисляющих видов микроорганизмов для восстановления загрязненных почв сегодня является наиболее популярным (Hoang et al., 2021). Данные технологии основаны на процессах биологического преобразования, разрушения или трансформации органических загрязнителей грибками, бактериями или другими микроорганизмами (Ite & Ibok, 2019). Однако необходимо учитывать, что одним из основных негативных воздействий нефти и нефтепродуктов на свойства почв является усиление гидрофобности, приводящее, в частности, к снижению микробной активности (Spahr et al., 2020). Таким образом, для восстановления загрязненных нефтью и нефтепродуктами земель важно улучшить физические свойства почвы и активировать биологические и химические процессы разложения углеводородов. Современные технологии должны быть:

- полностью экологически безопасными;
- эффективными и сравнительно недорогими;
- способными к адаптации в разных климатических условиям.

Вещества с высоким содержанием биохимически активных форм кремния (Si) широко используют при рекультивации почв, загрязненных тяжелыми металлами, при этом монокремниевая кислота – продукт растворения твердых кремнийсодержащих веществ – способна нейтрализовать подвижность загрязняющих веществ и снизить их токсичность (Zhang et al., 2023). Современные исследования свидетельствуют о высокой эффективности Si-содержащих соединений при восстановлении системы почва-растение, загрязненной нефтепродуктами (Kai et al., 2018; Wei et al., 2020). Препараты на основе кремния повышают адсорбционную и влагоудерживающую способности почв; улучшают доступность для растений P, K, Fe, Zn и других питательных элементов; снижают токсичность органических и неорганических загрязнителей; улучшают почвенную структуру (Matichenkov et al., 2019). Имеются данные о положительном влиянии кремнийсодержащих веществ на микробиологическую активность почвы (Medjor et al., 2018). Гуминовые вещества также демонстрирует высокую эффективность при рекультивации почв, загрязненных углеводородами (Liu et al., 2019). Гуминовые препараты обеспечивают улучшение физических, химических и биологических свойств почвы (Phooi et al., 2022; Ahmadkalaei et al., 2021). Целью нашей работы было изучение влияния совместного применения кремнийсодержащих соединений и гуминовых препаратов на процессы восстановления загрязненной углеводородами почвы.

Материалы и методы.

В тепличных экспериментах были использованы два вещества с высоким содержанием кремния – силикат кальция (Alfa Aesar, Россия) и аморфный диоксид кремния (Aerosil A-300, пирогенный кремнезем, INGRI, Россия), а также гуминовый препарат («Рус Эко», Чебоксары, Россия).

Силикат кальция и диоксид кремния являются химически чистыми материалами. Гуминовый препарат представлял собой продукт, получаемый из сапропеля. В качестве загрязнителя была использована смесь дизельного топлива и отработанного моторного масла. Оба нефтепродукта смешивали в соотношении 1:1. Тепличный эксперимент и полевые испытания проводили на серой лесной почве, отобранной на юге Московской области. Почва имела следующие свойства: pH 7,2; содержание общего углерода 24,7 г/кг, общее содержание азота 3,08 г/кг; общее содержание фосфора 0,91 г/кг и общее содержание калия 22,3 г/ кг.

В эксперименте были следующие варианты:

1) контроль, 2) силикат кальция, 10 т/га; 3) аморфный диоксид кремния, 10 т/га; 4) гумат, 10 т/га; 5) загрязнение углеводородами, 6) загрязнение углеводородами + силикат кальция, 10 т/га; 7) загрязнение углеводородами + гумат, 10 т/га;, 8) загрязнение углеводородами + силикат кальция и гумат, 9) загрязнение углеводородами + аморфный диоксид кремния, 10 т/га; 10) загрязнение углеводородами + аморфный диоксид кремния и гумат.

Перед внесением тестируемых материалов в почву добавляли углеводороды в концентрации 3 массовых %. В эксперименте выращивали пшеницу (по 20 семян на горшок). Влажность почвы поддерживали на уровне 30–40% в течение 1 месяца. Каждую неделю отбирали образцы почвы, в которых затем анализировали содержание углеводородов методом холодной экстракции гексаном.

Результаты и обсуждение.

Динамика содержания углеводородов в почве представлена в таблице 1.

Таблица 1. Влияние кремнийсодержащих минералов и гумата на содержание углеводородов в серой лесной почве

Вариант	Углеводороды, %			
	1я неделя	2я неделя	3я неделя	4я неделя
Контроль	0,2	0,2	0,2	0,1
Силикат кальция	0,2	0,2	0,2	0,2
Аморфный диоксид кремния	0,2	0,2	0,2	0,2
Гуматы	0,2	0,2	0,2	0,2
Углеводородное загрязнение (УЗ)	3,2	3,0	2,7	2,8
УЗ+ силикат кальция	3,1	2,7	2,4	1,2
УЗ+гуматы	2,9	2,8	1,9	1,7
УЗ+силикат кальция+гуматы	2,8	2,7	1,7	0,5
УЗ+ аморфный диоксид кремния	2,9	2,5	1,2	0,4
УЗ+ диоксид кремния+ гуматы	2,8	2,5	1,2	0,2
$НСР_{05}$	0,3	0,3	0,2	0,2

Внесение кремний-содержащих материалов или гуминовых веществ обеспечило существенное уменьшение содержания углеводородов в загрязненной почве. Среди вариантов с внесением только одного вещества наилучшие результаты получены для диоксида кремния (снижение содержания углеводородов с 2,9% до 0,4%). Внесение только гумата также имело значительное влияние на содержание углеводородов в почве. Однако наиболее эффективным оказалось применение смесей кремнийсодержащих и гуминового препаратов.

Силикат кальция и аморфный диоксид кремния оказывают двойственное воздействие на систему почва-растения-микроорганизмы. Во-первых, силикат кальция и аморфный диоксид кремния имеют большую площадь поверхности, что обеспечивает дополнительную адсорбцию углеводородов в почве и снижение токсического воздействия на микрофлору. Было показано, что многие минералы с высоким содержанием кремния способны сорбировать углеводороды нефти, снижая их токсичность (Salanitro et al., 1997). Во-вторых, растворимые формы кремния, включая монокремниевую кислоту, способствуют улучшению физических свойств почвы путем преобразования гидрофобных свойств почвенных частиц в гидрофильные (Qi et al., 2021). Данный процесс обусловлен способностью монокремниевой кислоты модифицировать поверхность минералов (Nguyen et al., 2017). Силикат кальция и аморфный диоксид кремния являются источником кремниевой кислоты в почвенном растворе. Увеличение концентрации монокремниевой кислоты в почвенном растворе при внесении кремнийсодержащих минералов может уменьшить негативное влияние углеводородов за счет снижения гидрофобных свойств загрязненной почвы. В-третьих, известно, что монокремниевая кислота является химически активным соединением и это единственная форма кремния, которую могут поглощать растения и микроорганизмы (Kumawat et al., 2019). Оптимизация кремниевого питания способствует усилению устойчивости растений и микроорганизмов к действию различных стресс-факторов (Brahma et al., 2020; Frew et al., 2018). В настоящее время монокремниевая кислота признана эффективными биостимулятором (Azad et al., 2021). С другой стороны, гуминовые кислоты также являются эффективными биостимуляторами (Rouphael, Colla, 2020).

Полученные данные показали, что применение кремнийсодержащих веществ совместно с гуминовыми препаратами способствует ускоренному разложению углеводородов и снижению их фитотоксичности. Кремнийсодержащие вещества и гуматы помогают восстановить экосистему без искусственного вмешательства в микробное сообщество. Необходимо отметить, что оба типа материалов недорогие и могут быть заменены местными аналогами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Ahmadkalaei S.P.J. The role of humic acid in Fenton reaction for the removal of aliphatic fraction of total petroleum hydrocarbons (diesel range) in soil / S.P.J. Ahmadkalaei, S. Gan, H.K. Ng, S.A. Talib // Environmental Science and Ecotechnology. – 2021. – N 7. – C. 100–109.
2. Azad M.O.K. Silicon biostimulant enhances the growth characteristics and fortifies the bioactive compounds in common and Tartary buckwheat plant / M.O.K. Azad, B.S. Park, M. Adnan, M. Germ, I. Kreft, S.H Woo, C.H. Park // J. Crop Science and Biotechnology. – 2021. – N 24. – C. 51–59.
3. Brahma R. Silicon nutrition for alleviation of abiotic stress in plants: A review / R. Brahma, P. Ahmed, M. Choudhury // J. Pharmacognosy and Phytochemistry. – 2020. – N 9(4). – C. 1374–1381.
4. Fiorenza S., Oubre C.L., Ward C.H. Phytoremediation of hydrocarbon-contaminated soils / S. Fiorenza, C.L. Oubre, C.H. Ward – CRC Press. 2020. – 192 c.
5. Frew A. The role of silicon in plant biology: a paradigm shift in research approach / A. Frew, L.A. Weston, O.L. Reynolds, G.M. Gurr // Annals of Botany. – 2018. – N 121(7). – C. 1265–1273.
6. Hoang S.A. Rhizoremediation as a green technology for the remediation of petroleum hydrocarbon-contaminated soils / S.A. Hoang, D. Lamb, B. Seshadri, B. Sarkar, G. Choppala, M.B. Kirkham, N.S. Bolan // J. Hazardous Materials – 2021. – N 401. – C. 123282.
7. Ite A.E. Role of plants and microbes in bioremediation of petroleum hydrocarbons contaminated soils / A.E. Ite, U.J. Ibok // International J. Environmental Bioremediation and Biodegradation. – 2019. – N 7(1). – C. 1–19.

8. Kai T. Effects of basal fertilizer and perlite amendment on growth of zinnia and its remediation capacity in oil-contaminated soils / T. Kai, H. Ikeura, S. Ozawa, M. Tamaki // International J. Phytoremediation. – 2018. – N 20(12). – C. 1236–1242.
9. Kumawat N. Silicon (Si)-and Zinc (Zn)-solubilizing microorganisms: role in sustainable agriculture / N. Kumawat, R. Kumar, U.R. Khandkar, R.K. Yadav, K. Saurabh, J.S. Mishra, ... H. Hans // Biofertilizers for Sustainable Agriculture and Environment. – 2019. – C. 109–135.
10. Lee S.H. Changes in soil health with remediation of petroleum hydrocarbon contaminated soils using two different remediation technologies / S.H. Lee, J.H. Lee, W.C. Jung, M. Park, M.S. Kim, S.J. Lee, H. Park // Sustainability. – 2020. – N 12(23). – C. 10078.
11. Liu X. Biodegradation of aged polycyclic aromatic hydrocarbons in agricultural soil by Paracoccus sp. LXC combined with humic acid and spent mushroom substrate / X. Liu, W. Ge, X. Zhang, C. Chai, J. Wu, D. Xiang, X. Chen // J. Hazardous Materials. – 2019. – N. 379. – C. 120820.
12. Matichenkov V. Reduction in nutrient leaching from sandy soils by Si-rich materials: Laboratory, greenhouse and filed studies / V. Matichenkov, E. Bocharnikova, J. Campbell // Soil and Tillage Research. – 2020. – T. 196. – C. 104450.
13. Medjor W.O. Remediation of hydrocarbons contaminated groundwater by silica encapsulation technique / W.O. Medjor, V.O. Akpoveta, M.E. Adebowale // Water-Energy Nexus. – 2018. – N 1(2). – C. 134–141.
14. Nguyen M.N. Effect of silicic acid on the aggregation properties of goethite / M.N. Nguyen, F. Picardal, S. Dultz, L. Nguyen-Thanh, T.T.N. Dam, K.M. Nguyen // European J. Soil Science. – 2017. – N 68(5). – C. 650–657.
15. Phooi C.L. Do it yourself: Humic acid / C.L. Phooi, E.A. Azman, R. Ismail // Pertanika J. Trop. Agric. Sci. – 2022. – N 45(3). –C. 547–564.
16. Qi Y. Mechanisms of silica scale formation on organic macromolecule-coated surfaces / Y. Qi, T. Tong, X. Liu // ACS ES&T Water. – 2021. – N 1(8). – C. 1826–1836.
17. Rouphael Y. Biostimulants in agriculture / Y. Rouphael, G. Colla // Frontiers in Plant Science. – 2020. – N 11. – C. 40.
18. Salanitro J.P. Crude oil hydrocarbon bioremediation and soil ecotoxicity assessment / J.P. Salanitro, P.B. Dorn, M.H. Huesemann, K.O. Moore, I.A. Rhodes, L.M. Rice Jackson, ... H.L. Wisniewski // Environmental Science & Technology. – 1997. – N 31(6). –C. 1769–1776.
19. Spahr S. Hydrophilic trace organic contaminants in urban stormwater: occurrence, toxicological relevance, and the need to enhance green stormwater infrastructure / S. Spahr, M. Teixidó, D.l. Sedlak, R.G. Luthy // Environmental Science: Water Research & Technology. – 2020. – N 6(1). – C. 15–44.
20. Truskewycz A. Petroleum hydrocarbon contamination in terrestrial ecosystems—fate and microbial responses / A. Truskewycz, T.D. Gundry, L.S. Khudur, A. Kolobaric, M. Taha, A. Aburto-Medina, ... E. Shahsavari // Molecules. – 2019. – N 24(18). – C. 3400.
21. Wei X. Effect of fertilization practice on biological properties of crude oil-polluted soil / X. Wei, E.A. Bocharnikova, V.V. Matichenkov, D.V. Demin // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – N 921(1). – C. 012028.
22. Zhang P. Silicon-mediated alleviation of cadmium toxicity in soil–plant system: historical review / P. Zhang, X. Wei, Y. Zhang, Q. Zhan, E. Bocharnikova, V. Matichenkov // Environmental Science and Pollution Research. – 2023. – T. 30. – N 17. – C. 48617–48627.

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕГРАДАЦИИ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СЕВЕРНОГО РЕГИОНА

STUDYING THE TRANSFORMATION OF OIL POLLUTION COMPOSITION IN THE CLIMATE OF NORTHEN REGION

Бутырин Р.И.,[1,2] Кульков М.Г.[2], Салахидинова Г.Т.,[1,2] Алиев А.Э.[2], Корнеев Д.С.[1], Швецова Л.С.[1,2], Бабенко А.А.[1,2]
Butyrin R.I.[1,2], Kulkov M.G.[1,2], Salakhidinova G.T.[1,2], Aliev A.E.[2], Korneev D.S.[1], Shvetsova L.S.[1,2], Babenko A.A.[1,2]
[1] *Россия, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Югорский государственный университет»*
[2] *Россия, Автономное учреждение «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», butyrinroman@mail.ru*

В регионах и на территориях, где активно развиваются нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность, вопросы охраны окружающей среды и рекультивации земельных ресурсов, подвергшихся загрязнению в результате нефтедобычи и транспортировки углеводородного сырья, приобретают особую значимость. Эти территории характеризуются специфическими особенностями, которые могут существенно различаться по целому ряду факторов: скорости и потенциала естественного восстановления экосистем, климатическим условиям, типам почв и грунтов, физико-химическим характеристикам добываемой нефти, а также структуре и функциональной активности микробиологических сообществ, участвующих в биотрансформации углеводородов. Для достижения высокой эффективности мероприятий по рекультивации земель в каждом ландшафтно-геохимическом районе необходимо учитывать комплекс природных механизмов самоочищения, факторов, способствующих ускорению данного процесса, а также количественные и качественные критерии, отражающие различные этапы изменения состава нефтяного загрязнения, а также восстановительные возможности экосистем. Данные параметры имеют первостепенное значение для точной оценки масштаба экологического ущерба и разработки адекватных мер по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Интеграция этих данных позволит обеспечить научно обоснованное управление процессами восстановления экосистем и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду.

Процессы биодеградации нефти зависят от множества факторов, включая температуру, давление, состав нефти, молекулярную структуру веществ, а также доступность растворённого кислорода и питательных веществ [1–3].

Биодеградация может протекать как аэробным, так и анаэробным путём, что определяется особенностями окружающей среды и типом микроорганизмов-деструкторов; согласно данным литературы, более 360 родов бактерий и грибов способны участвовать в разложении углеводородов [4]. При благоприятных условиях этот процесс играет ключевую роль в удалении различных форм нефтяных загрязнений, таких как растворённые углеводороды, капельные эмульсии, поверхностные пленки и нефть, закупоренная в поровых пространствах [5]. Однако существуют условия, при которых скорость биодеградации значительно снижается, например, при низких температурах или дефиците кислорода [6, 7]. Исследования показывают, что динамика процесса может описываться как первым порядком распада, так и более сложными законами скорости, что зависит от концентрации вещества, состава, физико-химических параметров нефти и площади поверхности контакта нефть/вода [8]. К тому же каждая климатическая зона характеризуется уникальным микробоценозом, который обладает различной активностью в отношении трансформации углеводородов [9]. В связи с огромными территориальными масштабами России разработка универсальных подходов к защите и восстановлению земель, нарушенных в результате нефтедобычи и транспортировки, представляется нереалистичной. Эффективность рекультивационных мероприятий зависит

от учета местных природных механизмов самоочищения, факторов, способствующих ускорению этих процессов, а также количественных и качественных параметров изменений нефти, почв и растительности, включая скорость их восстановления. Эти факторы являются ключевыми для точной оценки экологического ущерба и успешной ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов. Однако остается актуальной проблема недостатка междисциплинарных исследований с многолетними наблюдениями, направленных на изучение биодеградации нефтяного загрязнения с холодным климатом. Изучение процессов деградации нефти в климатических условиях региона ХМАО-Югра имеет важное теоретическое и практическое значение. Доля региона в добыче нефти ежегодно ориентировочно составляет – 50% общероссийской добыче нефти. Это делает регион одним из ведущих нефтедобывающих регионов Российской Федерации. Безусловно, эти данные подтверждают, что нефтегазовый сектор региона имеет стратегическое значение для страны и играет ключевую роль в социально-экономическом развитии региона, однако стоит отметить, что ресурсная специфика территории, а также развитие промышленного сектора определяют и основные экологические проблемы региона, в основе которых лежит развитие нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности.

Для получения детальных сведений о трансформации нефтяного загрязнения почвы в естественных условиях северного региона в 2022 г. был начат натурный эксперимент с модельными разливами, целью настоящего исследования является наблюдение, характеристика и выявление закономерностей процессов трансформации состава компонентов нефтяного загрязнения в ходе его естественной деградации в условиях Северного региона на групповом, фракционном и молекулярном уровнях с привлечением современного лабораторного оборудования для повышения эффективности разработки мероприятий по ликвидации нефтяных разливов с учётом региональной климатической специфики. С начала проведения натурного эксперимента получены результаты за 2022–2024 гг. период наблюдения. В эксперименте использовали типичные для ХМАО-Югры по химическому составу и свойствам торфяной грунт и нефть (в качестве загрязнителя). Начальный уровень смоделированного нефтяного загрязнения для всех экспериментов составил 10,5–13,1% мас. на сухой грунт.

Эксперимент проводился в два этапа, в полученных результатах учитывались климатические условия периода года (холодный и теплый), когда произведен модельный нефтеразлив, длительность экспозиции нефтяного загрязнения и внесение разных добавок, стимулирующих деструкцию нефти (NPK-удобрения; биопрепарат-нефтедеструктор).

По результатам многолетнего наблюдения доля экстрагируемых хлороформом веществ не изменялась или изменялась слабо, также не фиксируется валовое снижение нефтепродуктов (по результатам SARA-анализа; гравиметрический метод). По результатам анализа группового состава мальтеновой части экстрактов нефтезагрязненного грунта за период наблюдений явного тренда по перераспределению группового состава мальтеновой фракции не выявлено. Результаты изучения преобразования состава низкокипящей фракции нефти по классам н-, изо-, циклоалкановых и моноароматических УВ после ее попадания в торфяной грунт показали: более интенсивную трансформацию состава н-алканов, особенно с внесением в почву стимулирующих добавок. Удаление моноароматических УВ. Без применения добавок существенное влияние на интенсивность и степень удаления основных классов низкокипящих УВ оказывает сезон года, когда происходит нефтеразлив.

По результатам изучения средне- и высококипящей фракции наиболее выраженные изменения в процессе трансформации нефтяного загрязнения наблюдались в парафино-нафтеновой фракции – отмечались потеря или разрушение лабильных нормальных алканов, приводившие к селективному накоплению более устойчивых изопреноидных алканов (наиболее явно в экспериментах с NPK-удобрениями и биопрепаратом+NPK-удобрения). В ароматической фракции наиболее явно прослеживается перераспределение в составе алкилмоноаренов – с течением времени среди изомеров существенно снижается доля н-алкилбензолов до практически полного их исчезновения наряду с относительным повышением

доли алкилтолуолов; во всех экспериментах прослеживается значительное снижение доли УВ С11-С16 (почти в 3 раза снизилась доля нафталинов и дибензотиофенов и на 30% доля фенантренов). [10–18]

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. McFarlin K.M., et al. «Temperature and hydrostatic pressure effects on microbial oil biodegradation in seawater» // Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography. 2014.
2. Techtmann S.M., et al. «Adaptation of a deep-sea bacterial community to high-pressure environments as revealed through genomic and metagenomic analyses» // Environmental Microbiology. 2017.
3. Lofthus A., et al. «Biodegradation of dispersed oil at low temperatures in Arctic waters» // Marine Pollution Bulletin. 2018.
4. Prince R.C., Walters K.A. «Oil spill bioremediation: laboratory studies on the role of nitrogen fertilization» // Applied and Environmental Microbiology. 2007.
5. Brakstad O.G., et al. «Biodegradation of dispersed oil droplets in sea ice and cold-water pelagic systems» // Cold Regions Science and Technology. 2018.
6. Irvine J.D., et al. «Biodegradation of crude oil under conditions simulating a subsea blowout» // Marine Pollution Bulletin. 2006.
7. Boufadel M.C., et al. «Modeling the fate of oil spills in coastal environments» // Journal of Hydrology. 2010].
8. Thrift-Viveros N., et al. «Biodegradation kinetics of oil hydrocarbons in marine environments» // Chemosphere. 2015].
9. Вансович О.С. Оценка уровня нефтяного загрязнения почв при экологическом нормировании: дис. – Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова (МГУ), 2009.
10. ASTM D7169 – 20e1 Стандартный метод определения распределения по температурам кипения проб с остатками типа сырой нефти и остатков атмосферной и вакуумной перегонки с помощью высокотемпературной газовой хроматографии.
11. ASTM D6730 – 21 Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 100-Metre Capillary (with Precolumn) High-Resolution Gas Chromatography.
12. ПНД Ф 16.1.38-02 – Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах в почвы методом капиллярной газо-жидкостной хроматографии. Министерство природных ресурсов Российской Федерации, М.: – 2002. – 18 с.
13. Mills, Marc A. Intrinsic bioremediation of a petroleum-impacted wetland. Marine Pollution Bulletin 46, 2003, 887–889 pp.
14. Peters, Kenneth E. The Biomarker Guide. In 2 vols. Vol. 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History / Keneth E. Peters, Clifford C. Walters, J. Michael Moldowan. — Cambridge University press, 2005. — 713 p.
15. The Norwegian Industry Guide to Organic Geochemical Analyses / H.M. Weiss, A. Wilhelms, N. Mills, J. Scotchmer, P.B. Hall, K. Lind, T. Brekke. — NIGOGA – [online]. Edition 4.0. — Norsk Hydro, Statoil, Geolab Nor, SINTEF Petroleum Research and the Norwegian Petroleum Directorate, 2000. — 102 pp.
16. Идентификация источников разлива нефтепродуктов в почве и донных отложениях методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии / Е.С. Бродский [и др.] // Масс-спектрометрия. – 2010. – № 7 (2). – С. 139–146.
17. Определение содержания нефтяных углеводородов в поверхностных водах и донных отложениях методом хромато-масс-спектрометрии / Т.Л. Жирнова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 2. – С. 116–117с.
18. Определение массовой концентрации органических соединений в воде методом хромато-масс-спектрометрии [Электронный ресурс]: МУК 4.1.663–97 // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200035808.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ УЯЗВИМОСТИ ЛАНДШАФТОВ К АНТРОПОГЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ В РАЙОНЕ НЕФТЕХРАНИЛИЩА В МОНГОЛИИ

GEOECOLOGICAL ANALYSIS OF LANDSCAPE VULNERABILITY TO ANTHROPOGENIC IMPACTS IN THE AREA OF AN OIL STORAGE FACILITY IN MONGOLIA

Далайбаяр А.
Dalaibayar A.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия, mina.mitsue@gmail.com

Современные экономические обстановки приводят к усилению антропогенных воздействий на природные экосистемы. Особенно остро эта проблема проявляется в районах, где сосредоточены объекты нефтяной инфраструктуры, такие как нефтехранилища. Эти объекты являются важными звеньями в системе энергетической безопасности, однако их функционирование может негативно сказаться на окружающей среде, приводя к загрязнению почвы, воды и атмосферы, изменению ландшафта и утрате биоразнообразия.

По данным различных исследований, эффективность управления экологическими рисками в этих регионах напрямую зависит от понимания степени уязвимости ландшафтов к различным видам антропогенного воздействия. Геоэкологический анализ позволяет выявить не только текущее состояние экосистемы, но и предсказать возможные изменения под влиянием человеческой деятельности.

Нефтехранилище принадлежит ООО «ПетроХан» занимает площадь 29 976 квадратных метров по адресу: улица Сонсголон 18135, 20-й подразделелние, район Сонгинохайрхан, город Улан-Батор.

Площадь проекта занимает 11072 км^2;

Целью данной работы является проведение всестороннего геоэкологического анализа уязвимости ландшафтов, находящихся в зоне непосредственного воздействия нефтехранилища

Задачи.

1. Охарактеризовать природные условия и особенности компонентов природной среды региона.
2. Оценка уязвимости местности района нефтехранилища
3. Применение программа дистанционного зондирования для оценки местности нефтехранилище.

Актуальность темы работы обусловлена нарастающим влиянием нефтяной промышленности на экологическую ситуацию в районе нефтехранилищ. Увеличение объема производимой и транспортируемой нефти, а также случаи аварий и разливов делают такую работу необходимой не только для сохранения экосистем, но и для предотвращения возможных экономических потерь. В условиях изменяющегося климата и роста требований к устойчивому развитию особенно важно уделить внимание охране окружающей среды и снижению рисков, связанных с нефтяной деятельностью.

Новизна данной работы заключается в интеграции современного подхода к геоэкологическому анализу с использованием передовых технологий, включая дистанционное зондирование, геоинформационные системы и методы экологического моделирования. Такой подход позволит не только значительно повысить точность оценки уязвимости ландшафтов, но и разработать практические рекомендации для обеспечения экологической безопасности в районе нефтехранилищ, что является важным вкладом в развитие геоэкологии и устойчивого управления природными ресурсами.

Используемые методы при исследовании:

– Геоинформационные системы (ГИС) – для пространственного анализа данных.
– Моделирование – для прогнозирования последствий антропогенных воздействий.
– Полевые исследования – для сбора данных о состоянии экосистем.

Результаты.

Проведенный геоэкологический анализ показал, что район нефтехранилища подвержен значительному антропогенному воздействию, что выражается в деградации почвенного покрова, изменении гидрологического режима и снижении биоразнообразия. На основе полученных данных были предложены рекомендации по снижению экологических рисков и восстановлению природных компонентов. Использование методов дистанционного зондирования и ГИС-технологий доказало свою эффективность для мониторинга состояния окружающей среды в условиях антропогенной нагрузки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Монгол Улсын Засгийн Газрын Тогтоол
2. Байгаль орчинд нөлөөлөх байдлын үнэлгээний тухай 2 дугаар зүйл.Байгаль орчинд нөлөөлөх байдлын үнэлгээний тухай хууль тогтоомж.
3. Байгаль орчинд нөлөөлөх байдлын үнэлгээний тухай 3 дугаар зүйл.Хуулийн нэр томьёоны тодорхойлолт

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КОМПОЗИЦИЙ НОВЫХ И ТРАДИЦИОННЫХ АГРОХИМИКАТОВ ДЛЯ ЗЛАКОВ

ECOLOGICAL ASPECTS OF TRADITIONAL AND NEW COMPOSITIONS OF AGROCHEMICALS FOR CEREAL CROPS

Зайцева Ю.М.[1], Маркова Е.Б.[1], Чередниченко А.Г.[1], Степанова Е.В.[2, 3], Несват А.П.[1, 2, 4]
Zaytseva Yu.M.[1], Markova E.B.[1], Cherednichenko A.G.[1], Stepanova E.V.[2, 3], Nesvat A.P.[1, 2, 4]
[1] Российский университет дружбы народов им. П. Лумумбы, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6
[2] Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр «Институт общей физики им. А.М. Прохорова Российской академии наук» (ИОФ РАН), 119991 ГСП-1, г. Москва, ул. Вавилова, д. 38
[3] Институт органической химии имени Н.Д. Зелинского РАН, 119991, Москва, Ленинский просп., д. 47
[4] Оренбургский государственный аграрный университет, 460014, г. Оренбург, ул. Челюскинцев, д. 18
[1] P. Lumumba Russian Peoples' Friendship University, 117198, Moscow, Russia
[2] Prokhorov General Physics Institute of the Russian Academy of Sciences, 119991 Moscow, Russia
[3] Federal N.D. Zelinsky Institute of Organic Chemistry, Russian Academy of Sciences, 119991, Moscow, Russia
[4] FSBI HE «Orenburg State Agrarian University», 460014, Orenburg, Russia

Возможности восстановления почвенного покрова нарушенных земель в условиях Арктики, северных территорий России (Мурманская область, Северный Урал, ХМАО, Магаданская область, Республика Саха (Якутия) и ряд других крупных краевых территорий России) возможно в короткий период теплых температур.

Эффективность подобных мероприятий зависит от скорости разложения загрязняющих веществ и экономических затрат, после применения физических, механических и биохимических методов удаления и ликвидации нефтяных субстратов. Наиболее перспективным способом очистки почвы от нефтепродуктов различного характера, состава и состояния является рекультивация земель, в основе которой способность растительно-микробиологического самоочищения грунтов. Признается в Мире ускорение процесса биодеградации углеводородов нефти происходит за счет увеличения доступа воздуха внесением минеральных и органических удобрений, посева специально подобранных смесей злаковых и бобовых культур в сочетании с необходимыми агротехническими приемами обработки почв [1, 2].

Растительные культуры, которые применяются для этого весьма могут быть разнообразны. Однако, чаще всего используют злаковые травы [3], они более адаптивны, пластичны, выдерживают неблагоприятные условиях почвы-климата и внешних факторов [4]. При этом критически часто происходят выпадение растений на отдельных участках особенно при загрязнениях (восстановлении здоровья почвы иногда восстановления плодородия почвы) позволяя расширять классификацию территорий, имеющих тенденции к таким загрязнениям [5]. Следует отметить, что решение вопросов супрессивности [6] таких почв часто ставится вперед вопросов элементарного восстановления возможности газообмена.

Существует несколько факторов стабилизации хлорофилосносных организмов (включая злаковые, бобовые и крестоцветные культуры) в процессе роста и развития, наиболее действенными признаются разные виды воздействия в том числе подготовка семян [9, 10]. Однако не всегда представляются возможности технологического оснащения для повышения эффективности восстановления почвами утраченных показателей газообмена, обменных процессов, дыхания, роста и развития микроорганизмов, растений и их сообществ. Трудности по подготовки семян в местах рекультивации также являются существенным недостатком, потому исследователям важно рассмотреть биологически активные вещества на способные эффективно помогать растениям в начальных периодах роста и развития [4, 7, 11], выдерживать стресс факторы (включая токсичные загрязнения, физико-агротехническое блокирование газо- и водообмена).

Методика проведения исследований.

Исследования эффективности действия композиций биологически активных веществ на рост и развитие злаковых культур проводили по методам [4], в условиях лабораторий Кафедры физической и коллоидной химии РУДН в 2024–2025 гг. Семенной фонд применялся с ФАНЦ им Юго-Востока размноженный на полях Учебно-опытного почвенно-экологического центра МГУ имени М.В. Ломоносова. Вещества, применяемые в исследованиях, были приобретены в классических садовых магазинах, получены синтезом в ИОХ РАН и Кафедры физической и коллоидной химии РУДН, а также получены путем формуляции и концентрационного комбинирования основных компонентов для рабочих растворов в условиях лаборатории Кафедры физической и коллоидной химии РУДН.

Комплексные воздействия стресс факторов проводилось классическими приемами ограничения стратегических факторов роста и развития растений (воды, температуры и др.). Оценивались первоначальные показатели роста и развития растений, их скорость и полнота развития и роста [7, 8]. Общестатистические анализы выполнялись в классических программах ЭКСЕЛЬ по методикам Доспехова Б.А. (1985).

Результаты исследований.

Выбранные методологические подходы исследования композиций биологически активных веществ на рост и развитие растений позволили провести анализ полученных результатов (таблицы 1, 2), в части повышения длин корней проросших семян и надземной части растения.

Таблица 1. Влияние исследуемых композиций на длину корневой системы растений злаков (2023–2025 гг.)

Вариант опыта	Норма расхода на 1 тонну семян (л, кг)	Длина корней, см	Отклонение от контроля, см	Отклонение от контроля, %
Ячмень				
Контроль	-	16,7		
ТМТД-Плюс	2 л	18,5	1,8	10,8
ТМТД	4 л	16,5	-0,2	-1,2
Тебу	0,5 л	17,0	0,3	1,8
Фитоспорин-М	0,6 кг	17,1	0,4	2,4
ТМТД Плюс +Фитоспорин М	1,0 л + 0,2 кг	18,1	1,4	8,4
ТМТД Плюс + Тебу	1,0 л+ 0,2 л	17,7	1	6,0
Овес				
Контроль	-	16,3	-	-
ТМТД-Плюс	2 л	17,9	1,6	9,8
ТМТД	4 л	16,1	-0,2	-1,2
Тебу	0,5 л	16,5	0,2	4,9
Фитоспорин-М	0,6 кг	17,1	0,8	4,9
ТМТД Плюс +Фитоспорин М	1,0 л + 0,2 кг	17,1	0,8	4,9
ТМТД Плюс + Тебу	1,0 л+ 0,2 л	17,5	1,2	7,4

Следует отметить, что данные композиции выступают отчасти модельными объектами, так как ячмень будет очень дорогим объектом для использования в целях рекультивации (он выступает своего рода эталоном к растению). Овес более распространенная и благодарная культура, имеющая преимущества перед другими травами. Однако, в предполагаемых видах работ планируется применять смеси овса с травами, большей частью из-за технологических аспектов.

Таблица 2. Влияние исследуемых композиций на длину надземной части растений злаков (2023–2025 гг.)

Вариант опыта	Норма расхода на 1 тонну семян (л, кг)	Длина надземной части, см	Отклонение от контроля, см	Отклонение от контроля, %
Ячмень				
Контроль	-	7,5	-	-
ТМТД-Плюс	2 л	8,1	0,6	8,0
ТМТД	4 л	7,6	0,1	1,3
Тебу 60	0,5 л	7,5	0	0,0
Фитоспорин-М	0,6 кг	7,3	-0,2	-2,7
ТМТД Плюс +Фитоспорин М	1,0 л + 0,2 кг	7,8	0,3	4,0
ТМТД Плюс + Тебу 60	1,0 л + 0,2 л	7,7	0,2	2,7
Овес				
Контроль	-	8,3	-	-
ТМТД-Плюс	2 л	10,1	1,8	21,7
ТМТД	4 л	7,9	-0,4	-4,8
Тебу 60	0,5 л	8,1	-0,2	-2,4
Фитоспорин-М	0,6 кг	8,5	0,2	2,4
ТМТД Плюс +Фитоспорин М	1,0 л + 0,2 кг	9,3	1	12,0
ТМТД Плюс + Тебу 60	1,0 л+ 0,2 л	9,5	1,2	14,5

Общие показатели, определённые при участии аспирантов и студентов, выступают надежным базисом показывая разнородную реакцию культур (как усиление ростовых процессов, так и снижение) на применяемые препараты и их композиции.

Анализ и обсуждение.

Экологический скрининг основных (эталонных) культур и препаратов позволил создать прообраз модели для набора функциональных показателей качества при приготовлении к конкретным условиях рекультивации. Важно отметить, что применение даже стандартных наборов препаратов дало увеличение например длинны корней на 9,8–10,8% у тестируемых культур. Важнее выглядят показатели длины надземной части растений достигающие у ячменя 8,0%, а у овса 21,7%. Яркими могут быть воздействия новых композиций, вновь синтезированных веществ для рекультивационных и других целей [12, 13] стандартного ведения земледелия.

Выводы.

Применение композиций для обработки семян следует вести с выверением действия на конкретные культуры. Важно учитывать реакцию надземной и подземной частей растений, исследования показывают как отрицательное действие в пределах до 10% так и положительное до 20% в зависимости от выбранных норм и вариантов смесей разных групп препаратов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Назаров А.В. Влияние нефтяного загрязнения почвы на растения // Вестник Пермского государственного университета. Биология. Вып. 5(10). 2007. С.134–141.
2. Оборин А.А. Самоочищение и рекультивация нефтезагрязненных почв Предуралья и Западной Сибири / А.А. Оборин, И.Г. Калачникова, Т.А. Масливец // Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. М., 1988. С. 140–158.

3. Бузмаков С.А. Восстановление земель при различных уровнях загрязнения нефтью // Записки Горного института. 2013. № URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vosstanovlenie-zemel-pri-razlichnyh-urovnyah-zagryazneniya-neftyu (дата обращения: 15.02.2025).
4. Глинушкин А.П., Белошапкина О.О. Влияние синтетических и биологических препаратов на всхожесть семян и выживаемость пшеницы. Достижения науки и техники АПК. 2013. № 1. С. 11–13.
5. Глазовская М.А. Комплексное районирование территории СССР по типам возможных изменений природной среды при нефтедобыче / М.А. Глазовская, Ю.И. Пиковский, Т.И. Коронцевич // Ландшафтно-геохимическое районирование и охрана окружающей среды. М., 1983. Вып. 120. С. 84–108.
6. Соколов М.С., Спиридонов Ю.Я., Глинушкин А.П., Торопова Е.Ю. Органическое удобрение – эффективный фактор оздоровления почвы и индуктор её супрессивности // Достижения науки и техники АПК. 2018. Т. 32. № 1. С. 4–12.
7. Глинушкин А.П. Эффективность методики определения качества семян при производстве яровой мягкой пшеницы // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2010. № 1(25). С. 44–46.
8. Глинушкин А.П., Душкин С.А., Хайрулинова А.А. Фитосанитарное состояние растений – индикатор экологического качества. Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2010. № 3(27). С. 52–54.
9. Флуоресценция хлорофилла диатомовых морских микроводорослей после воздействия фенолов Яковлева О.В., Орлова В.С., Братковская Л.Б., Глинушкин А.П., Маторин Д.Н. Естественные и технические науки. 2023. № 6(181). С. 67–69.
10. Tatarintsev N.P., Zakharchenko N.S., Shmarev A.N., Kreslavsky V.D., Demin D.V., Semenova G.A., Glinushkin A.P. Effects of diphenylurea on energy-storage reactions of photosynthesis in rapeseed ontogenesis. Russian Agricultural Sciences. 2022. Т. 48. № S1. С. 569–573.
11. Жученко А.А.М. Влияние растений на улучшение среды обитания человека. Субтропическое и декоративное садоводство. 2017. № 63. С. 215–218.
12. Соколов М.С., Спиридонов Ю.Я., Торопова Е.Ю., Глинушкин А.П., Семенов А.М. Экологические и фитосанитарные функции почвенного органического вещества (проблемно-аналитический обзор) // Агрохимия. 2018. № 5. С. 79–96.
13. Жученко-мл А.А., Косолапов В.М., Трофимов И.А., Черкасов А.В. Средоулучшающие технологии А.Т. Болотова. Кормопроизводство. 2013. № 9. С. 9–12.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕРБИЦИДОВ В СИСТЕМЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ПОДСОЛНЕЧНИКА

EFFICIENCY OF HERBICIDE USE IN THE SYSTEM OF INTEGRATED SUNFLOWER PROTECTION

Зуева Ю.В.[1], Трефильев П.П.[1], Демин Д.В.[1], Глинушкин А.П.[2]
Zueva Yu.V.[1], Trefiliev P.P.[1], Demin D.V.[1], Glinushkin A.P.[2]
[1] Российская Федерация, Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт фитопатологии», zueva2310@mail.ru
[2] Российская Федерация, Институт органической химии имени Н.Д. Зелинского

Возделыванием подсолнечника в России занимаются не первое десятилетие, за это время постепенно сложилась определенная технология выращивания подсолнечника, которая позволяет получать высокие урожаи в более ранние сроки при одновременном снижении финансовых и трудовых затрат [1].

Интенсификация культуры подсолнечника имеет целью дальнейшее значительное увеличение производства масла высокого качества. В связи с этим перед селекцией этой культуры ставится задача выведения в короткие сроки новых сортов и гибридов интенсивного типа, обеспечивающих в конкретных климатических зонах высокую, устойчивую урожайность, большое содержание масла в семянках с оптимальным соотношением жирных кислот, повышенное содержание витамина Е, устойчивость к болезням, вредителям и неблагоприятным климатическим условиям, пригодность к механизированному возделыванию [3, 4].

В России среди масличных культур особое место занимает подсолнечник, на долю которого приходится свыше 80% производства растительного масла. В то же время урожайность этой культуры в Нечерноземной зоне сравнительно невысокая. Основными причинами этого являются нарушения технологии возделывания и, в первую очередь, недостаточная обеспеченность растений питательными веществами. Использование регуляторов роста в жидком виде при обработке растений в период вегетации к стрессовым ситуациям достаточно эффективно [3].

Учитывая это возникла необходимость определить эффективность применения регуляторов роста и гербицидов для получения высокого и урожая семян и сбора масла с посевов.Применение комплекса приемов биологизации (бинарные посевы подсолнечника с бобовыми травами по фону совместного использования на удобрение соломы ячменя и пожнивной сидерации) по данным Несмеяновой М.А. обеспечивает снижение засоренности посевов и величины сырой биомассы сорных растений, что сопровождается увеличением урожайности подсолнечника при отсутствии химических нагрузок на почву.

Однако эти приемы можно использовать не во всех случаях. В настоящее время отсутствует эффективная химическая защита посевов подсолнечника против двудольных сорняков в период вегетации культуры, за исключением систем, предусматривающих применение гербицидов Евро-Лайтинг, Зонатор или Экспресс. Недостатком этих систем является ограничение по составу возделываемых гибридов подсолнечника и высокие затраты. По результатам проведения полевых опытов, направленных на совершенствование химического метода защиты посевов подсолнечника от сорняков, Фетюхиным И.В. и др. определены наиболее эффективные гербициды для применения по вегетации культуры против двудольных сорняков. Показатели продуктивности наряду с фотометрическими показателями посевов подсолнечника свидетельствуют, что применение гербицидов Гоал 2Е и Зонатор позволяет повысить эффективность борьбы с сорняками по всходам культуры. Преимуществом гербицида Гоал 2Е является возможность его использования на любых сортах и гибридах подсолнечника. Повреждение первых двух настоящих листьев подсолнечника при обработке вегетирующих растений этим препаратом не сказывается на дальнейшем

развитии растений и продуктивности культуры. Это позволяет повысить технологическую и экономическую эффективность борьбы с однодольными и двудольными сорняками в посевах подсолнечника.

Данные ряда исследователей показывают, что правильно подобранный почвенный гербицид, также, как и система почвенный + послевсходовый гербицид, показывает высокую эффективность даже в экстремальных для защищаемой культуры погодных условиях, что обеспечивает получение высоких урожаев и экологически чистой продукции подсолнечника.

Целью наших исследований являлось выявление наиболее эффективных гербицидов в посевах подсолнечника в условия Московской области.

Эксперимент проводился в 2023 году в Одинцовском районе Московской области на дерново-подзолистой тяжелосуглинистой почве в соответствии с общепринятыми методиками.

Предшественник – яровая пшеница. Площадь делянки 31,5 м^2, ширина междурядий – 70 см, повторность – 4-кратная, размещение вариантов опыта рендомизированное. Норма высева составила 50 тыс. всхожих семян на гектар. Посев проводили в третьей декаде мая, при прогревании почвы на глубине 8…10 см до 10…12°С, уборку – при наступлении хозяйственной спелости – побурении корзинок и влажности семян 18%.

Опыт двухфакторный, включал 15 вариантов (Таб. 1).

Таблица 1. Схема опыта

Вариант	Фактор А – гибрид подсолнечника	Фактор Б – применение гербицида
1	Светлана	-
2		Торнадо
3		Пилараунд
4		Гезагард
5		Импульс
6	Светозар	-
7		Торнадо
8		Пилараунд
9		Гезагард
10		Импульс
11	Светоч	-
12		Торнадо
13		Пилараунд
14		Гезагард
15		Импульс

Выбранные для опыта гидриды подсолнечника допущены Госсорткомиссией РФ к использованию по центрально-черноземному, западно-сибирскому и восточно-сибирскому регионам РФ.

В связи с высокой засоренностью опытного участка многолетними видами – *Agropyron repens* и *Convolvulus arvensis*, в качестве гербицидов в опыте были выбраны препараты сплошного действия – Торнадо и Пилараунд – с разным содержанием действующего вещества – 360 г/л изопропиламинной соли, но разных производителей. Опрыскивание всходов сорняков проводилось осенью в послеуборочный период. Против однолетних двудольных и злаковых сорных растений использовали почвенные препараты Гезагард (Прометрин, 500 г/л) и Импульс (Флумиоксазин, 480 г/кг) до всходов культуры через 3 дня после посева. Все препараты применялись в рекомендуемых производителем дозах.

В посевах всех гибридов наблюдалось развитие многолетних и однолетних видов сорных растений преимущественно в контрольных вариантах – до 25 шт./м^2 растений пырея ползучего, 117 шт./м^2 растений мари белой, 18 шт./м^2 растений. При применении препарата Торнадо на опытной делянке наличия многолетних сорных растений не отмечено. Использование Пилараунда позволило сократить количество растений пырея ползучего и вьюнка полевого до единичных экземпляров. В вариантах с применением почвенных препаратов лучшие результаты показал Импульс – полное отсутствие однолетних сорных растений на делянке. При обработке почвы Гезагардом сохранялась засоренность посевов амарантом запрокинутым до 13 шт./м^2.

Сравнение исследуемых гибридов подсолнечника показало, что все три гибрида имеют лучшие показатели по элементам продуктивности и урожайности при применении гербицидов в посевах, чем на контрольном варианте. Лучшими продуктивными и качественными показателями характеризуются гибриды Светлана и Светозар – на фоне обработки участка Торнадо отмечены диаметры корзинки 15,5 и 13,2 см соответственно. В этих же вариантах отмечена наибольшая масса семян с одной корзинки – 33,7 и 24,5 г. Параметры формирования урожайности у растений гибрида Светоч в зависимости от применяемых препаратов изменялись в пределах ошибки опыта.

Параметры формирования структуры урожая подтверждаются данными полученной урожайности (Таб. 1, Таб. 2, Таб. 3).

Таблица 1. Урожайность гибрида подсолнечника «Светлана»

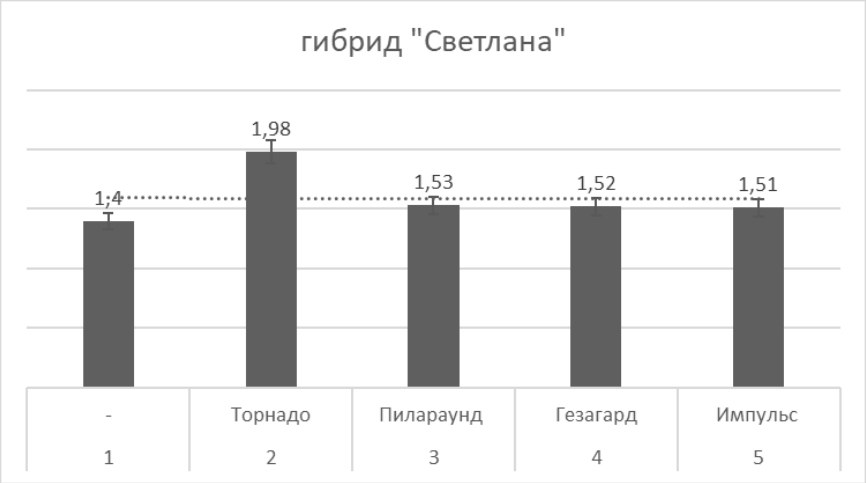
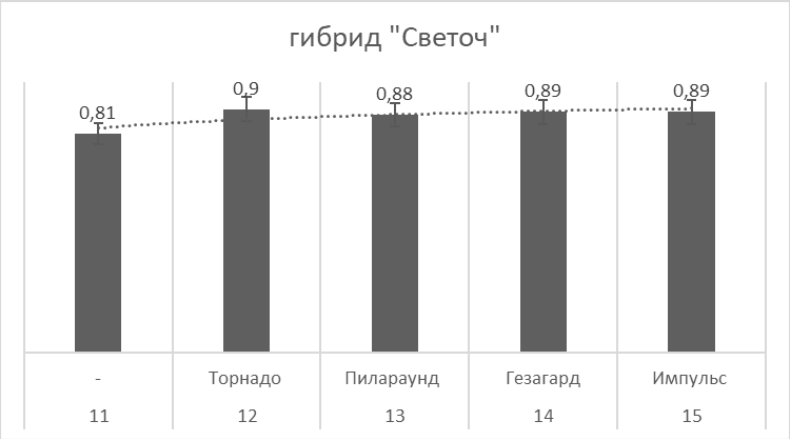


Таблица 2. Урожайность гибрида подсолнечника «Светозар»



Таблица 3. Урожайность гибрида подсолнечника «Светоч»



Наибольшая урожайность была отмечена во втором варианте на фоне обработки участка препаратом Торнадо – 1,98 т/га, что на 0,58 т/га больше по сравнению с контролем. Гибрид Светозар формировал урожайность на фоне гербицидов в пределах ошибки опыта – 1,39–1,41 т/га. Гибрид Светоч дает результат при обработки любым из представленных препаратах, по сравнению с контролем, больше на 0,07 т/га …. 0,09 т/га.

Исследованиями определено влияние гербицидов в посевах подсолнечника на видовой и количественный состав сорных видов. Полученные данные показывают, что урожайность снижается за счет роста засоренности. На контроле урожайность при возделывании всех трех изучаемых гибридов ниже, чем в вариантах с применением гербицидов на 0,13–0,58 т/га.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Несмеянова М.А. Снижение засоренности посевов подсолнечника без применения гербицидов / М.А. Несмеянова, А.В. Дедов // Пути реализации Федеральной научно-технической программы развития сельского хозяйства на 2017–2025 годы. Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Курганской области. -2018. – С. 937–939.
2. Фетюхин И.В. Влияние применения гербицидов на фитометрические показатели посевов подсолнечника / И.В. Фетюхин, И.Е. Черненко // Ресурсосбережение и адаптивность в технологиях возделывания сельскохозяйственных культур и переработки продукции растениеводства. Материалы международной научно-практической конференции. – 2020. –С. 109–114.
3. Фетюхин И.В. Продуктивность подсолнечника в зависимости от применяемых мер борьбы с сорняками / И.В. Фетюхин, И.Е. Черненко, А.К. Кулягин, С.А. Диденко, Н.Н. Кисс // Современные аспекты управления плодородием агроландшафтов и обеспечения экологической устойчивости производства сельскохозяйственной продукции. Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 180-летию ФГБОУ ВО «Донского государственного аграрного университета». -пос. Персиановский, 2020. -С. 240–244.
4. Фетюхин И.В. Совершенствование химического метода борьбы с сорняками на подсолнечнике / И.В. Фетюхин, И.Е. Черненко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2020. – № 157. – С. 206–217.
5. Зуева Ю.В. Влияние уровня интенсификации на фитосанитарное состояние посевов / Ю.В. Зуева, Н.В. Гриц // Инновационные направления аграрной науки на современном этапе: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвящённой 110-летию основания Ульяновского НИИСХ и присвоению институту имени академика Н.С. Немцева, Ульяновск, 28–30 июня 2021 года. – Ульяновск: Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Ульяновский научно-исследовательский институт сельского хозяйства», 2021. – С. 262–265.

СООТНОШЕНИЕ ВИДОВОГО СОСТАВА ТРАВЯНИСТОЙ И КУСТАРНИКОВО-ДРЕВЕСНОЙ РАСТИТЕЛЬНОСТИ: ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ И ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ОКРУГА (НА ПРИМЕРЕ КОМАНДОРСКИЕ ОСТРОВА – ПОДМОСКОВЬЕ)

SPECIES COMPOSITION RELATION OF HERBACEOUS VERSUS SHRUBBY AND WOODY VEGETATION: FAR EASTERN AND CENTRAL REGIONS (ON THE EXAMPLE OF COMMANDER ISLANDS – MOSCOW AREA)

Иваночкин И.А.[1, 2], Захаров Д.А.[1], Степанова Е.В.[1, 2], Глинушкин А.П.[2, 3, 4], Загоруйко М.В.[4,5]
Ivanochkin I.A.[1, 2], Zakharov D.A.[1], Stepanova E.V.[1, 2], Glinushkin A.P.[1, 2, 3], Zagoruiko M.V.[4,5]
[1] Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр «Институт общей физики им. А.М. Прохорова Российской академии наук» (ИОФ РАН), 119991 ГСП-1, г. Москва, ул. Вавилова, д. 38
[2] Институт органической химии имени Н.Д. Зелинского РАН, 119991, Москва, Ленинский просп., д. 47
[3] Государственный университет просвещения, 105005, Москва, ул. Радио, д. 10А, стр. 2
[4] Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6
[5] Учебно-опытный почвенно-экологический центр МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва

Актуальные агроэкологические исследования во многом определяю умение настроиться в системе воспроизводства продовольственных товаров на объективно меняющейся мир природы. В силу фундаментальных изысканий и анализа [1, 2, 3] можно рассматривать соотношение видового состава травянистой и кустарниково-древесной растительности (Дальневосточного и Центрального Федеральных округов) как элементы исследования и накопления аналитического материала. Предметным циклом полагаясь на выдающихся ученых и научные группы формирующие новые концепции [4, 5] нами выбраны территории и проведено личное обследование (на примере Командорские острова – Подмосковье, в период 2016–2024 гг.).

Предметные исследования, экспедиционные проходы и анализ позволил для территории Командоских островов собрать информацию о травянистой и кустарниково-древесной растительности формирующую наибольший прирост вегетативной массы и органического вещества [6] в наземном, приземном и почвенных горизонтах. Так проанализированная часть позволила выстроить базу данных и изложить ее в виде программы ЭВМ, которая формирует широкий формат возможностей обнаруженных в ходе экспедиций и открывает новые горизонты знаний. В частности, сферой применения ЭВМ программы [7] выступает формирование цифровой платформы представления данных по в сфере растениеводства. Функции программы: формирование информационной среды распределенных данных по растительному покрову Командорских островов, с выводом сведений посредством GUI (пользовательского интерфейса). Тип ЭВМ: IBM PC-совмест. ПК; ОС: Windows 8/8,1/10. Важным аспектом цифровизации является более полная математически обработанная возможность (фактически пошаговой вариативной возможной реализации биологических ресурсов, включая емкость метаморфозно-адаптационного потенциала [7] и хозяйственно-ценных признаков).

Российская Федерация, имеющая несколько территориально разрозненных, флористически и климатически отличающихся как экологические ниши (условиями, окружением, наличием условно патогенных и патогенных организмов) позволяет при условии соблюдения природоохранного законодательства Российской Федерации (Федеральный закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях»), государственные природные заповедники, в том числе биосферные заповедники, национальные и природные парки, государственные природные заказники, памятники природы, дендрологические парки и ботанические сады (ст. 2 Федерального закона от 14.03.1995 N 33-ФЗ (ред. от

11.06.2021) «Об особо охраняемых природных территориях») представляет собой уникальные условия формирования уникальных растительных, почвенных ресурсов [8].

Яркой по сути и возможностям является особо охраняемая природная территория Командорских островов – ФГБУ «Государственный природный биосферный заповедник „Командорский“ имени С.В. Маракова». Национальный Парк – 21 апреля 2022 года постановлением Правительства РФ № 720 государственный природный биосферный заповедник «Командорский» (Камчатский край) преобразован в национальный парк «Командорские острова»). Повышение статуса обоснованно и перспективно обозначило возможности территорий, Постановление N 720 размещено на «Официальном интернет-портале правовой информации» (http://pravo.gov.ru) 25 апреля 2022 г. и опубликовано в Собрании законодательства Российской Федерации 2 мая 2022 г. Нами в ходе экспедиционных работ, анализа материалов, обсуждения установлены образцы травянистых и кустарнико-древесных объектов (таблицы 1, 2, 3) подходящих для модельного изучения надземной и корневой деятельности в почвенно-субстратных, почвенно-подпочвенных условиях.

Талица 1. Установленный видовой растений Командорских островов (гербарий О. Медный, 2018–2019 гг.)

Название растения на русском языке	Название растения на латинском языке	Место и время сбора	Количество повторений, шт.
1	2	3	4
Осока коротконожковая	Carex micropoda	О. Медный, в районе бухты Гладковская, 04.07.2019	6 экземпляров гербария
Бодяк камчатский	Cirsium kamtschaticum	О. Медный, в районе гавани Корабельная, 14.07.2019	4 экземпляра гербария
Волоснец песчаный	Leymus arenarius	О. Медный, в районе Бухты Сенькина 12.08.2019	8 экземпляров гербария

Таблица 2. Установленный видовой растений Командорских островов (гербарий О. Беринга, 2018–2019 гг.)

Название растения на русском языке	Название растения на латинском языке	Место и время сбора	Количество повторений, шт.
1	2	3	4
Осока длиннощетинистая	Carex macrochaeta	О. Беринга, в районе бухты Буян, 18.08.2018	6 экземпляров гербария
Волоснец песчаный	Leymus arenarius	О. Беринга, в районе бухты Буян, 18.08.2018	6 экземпляров гербария
Рододендрон золотистый	Rhododendron aureum	О. Беринга, собраны по дороге из бухты Буян в с. Никольское 21.08.2018	12 экземпляров гербария

Таблица 3. Установленный видовой растений Московской области (гербарий окрестностей п. Летний отдых и п. Чашниково, 2020–2024 гг.)

Название растения на русском языке	Название растения на латинском языке	Место и время сбора	Количество повторений, шт.
1	2	3	4
Осока длиннощетинистая	Carex macrochaeta	гербарий окрестности п. Летний отдых, 2020–2022 гг.	36 (12 экземпляров гербария ежегодно)

Название растения на русском языке	Название растения на латинском языке	Место и время сбора	Количество повторений, шт.
Волоснец песчаный	Leymus arenarius	гербарий урбанизированной территории п. Летний отдых, 2020–2022 гг.	12 (4 экземпляры гербария ежегодно)
Бодяк Розовый	Cirsium arvense L.	гербарий урбанизированной территории п. Летний отдых, 2020–2023 гг.	48 (12 экземпляров гербария ежегодно)
Ель обыкновенная	Rhododendron aureum	гербарий урбанизированной территории п. Учебно-опытный почвенно-экологический центр МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, 2022–2024 гг.	12 (4 экземпляры гербария ежегодно)

Аналитическая и дискуссионная работа дает новые подходы к экспедиционным материалам потенциально применим для восстановления урбанизированных или утраченных из земледелия территорий (Рисунки 1, 2, 3, 4). Возможно, не сразу выраженно выступает фактологический потенциал, однако следует отметить, как методические разработки, программы ЭВМ очень важно набирать материал для фундаментального обоснования и возможности интерполяции в практику и прогнозирования адаптационных качеств растительных объектов [10, 11, 12]. Системно образующая информация формируется многолетними трудами ученых [13], востребованной остается сотни лет, сохраняя актуальность и стабилизирующие данные по адаптационным изменениям видов.


а

ПРИМЕНИЕ НОВОГО ИНСЕКТИЦИДА ПРОТИВ БЕЛОКРЫЛКИ В ЗАЩИЩЁННОМ ГРУНТЕ

APPLICATION OF A NEW INSECTICIDE AGAINST WHITEFLY IN PROTECTED GROUND

Измайлова Е.С.[1], Андреевская В.М.[1], Лисовой А.М.[1,2], Васильев Е.С.[1,2], Севостьянов М.А.[1]
Izmailova E.S.[1], Andreevskaya V.M.[1], Lisovaya A.M.[1,2], Vasiliev E.S.[1,2], Sevostyanov M.A.[1]
[1] Российская Федерация, ФГБНУ ВНИИ Фитопатологии, nikaandreevskai@yandex.ru
[2] Российская Федерация, ФГБОУ ВО РГАУ-МСХА им. К.А. Тимирязева, esh.lisovoi@yandex.ru

Томат является одной из самых распространенных овощных культур и ценным продуктом питания, благодаря биологической ценности и вкусовым качествам. При возделывании томата в теплице ему наносят вред разные насекомые: белокрылка (*Trialeurodes vaporariorum*), тля (*Acyrthosiphon pisum*), трипс (*Thysanoptera* sp), огородная совка (*Lacanobia oleracea*). Одним из самых распространённых, является белокрылка тепличная (*T. vaporariorum*) [1, 2]. Она представляет собой бело-желтое равнокрылое насекомое, размером 2 мм. У данного насекомого вредоносными являются все подвижные стадии, но основной вред наносят личинки и нимфы, они прикрепляются к растению, высасывая клеточный сок из листьев. За один культурооборот у белокрылки развивается несколько поколений. Повреждая лист, насекомые снижают ассимиляцию листа, тем самым ослабляя растение. Белокрылка является переносчиком фитопатогенов, на поврежденных листьях часто распространена болезнь «сажистые» грибы, вызываемые родами *Meliolaceae*, *Capnodiaceae, Antennulariellaceae*, *Asterinaceae*, *Trichomeriaceae*, *Euantennariaceae, Metacapnodium* [1–4].

Применение инсектицидов, до сих пор остается одним из основных методов защиты против белокрылки. Однако со временем, насекомые приобретают устойчивость к существующим инсектицидам, снижая их эффективность. Данная проблема побуждает исследователей искать новые методы защиты томата в защищенном грунте от белокрылки. Одним из таких решений, является разработка новых инсектицидов [1–3].

Целью данного исследования, является изучение влияния новых форм инсектицидов на развитие белокрылки для дальнейшего использования в схеме комплекса защитных мероприятий в теплицах.

Материалы и методы.

Исследования проводились в теплицах на базе Всероссийского научно-исследовательского института фитопатологии (ФГБНУ ВНИИФ), а также в отделе безопасности и продуктивности агроэкосистем с первой декады февраля по первую декаду марта 2025 года. В эксперименте использовался томат сорта Субарктик в фазе активного роста, поврежденный белокрылкой. В исследовании было 4 варианта с четырехкратной повторностью. В теплице поддерживался постоянный микроклимат. Томаты выращивали при температуре 25° С и относительной влажности воздуха 70%. В исследовании был использован инновационный инсектицид Препарат АЛ1 против белокрылки разработанный ФГБНУ ВНИИФ. В качестве прилипателя был использован Биолипостим.

В ходе исследования были проведены обработки с Препаратом АЛ1 и прилипателем, с Препаратом АЛ1 без прилипателя, Актарой, ВДГ. За контроль был принят вариант без обработок. Доза разработанного инсектицида составляла 0,1125 мл/7,5м^2, норма расхода остальных препаратов была регламенту [5].

Обработки препаратами проводились 2 раза с помощью электрического опрыскивателя. Учёт имаго проводился на всей поверхности растений с помощью визуального метода [4].

Результаты.

На начальном этапе эксперимента численность белокрылки *T.vaporariorum* существенно не различалась между вариантами $НСР_{0,05}$=11,7, затем после проведения обработки через 7 дней наблюдалось снижение численности белокрылки *T.vaporariorum* в вариантах с Препаратом АЛ1 и прилипателем на 16,4% и Препаратом АЛ1 на 6,5% -по сравнению с контролем. Через две недели после обработки был проведен учёт и наблюдалось снижение численности белокрылки *T.vaporariorum* в вариантах с Препаратом АЛ1 и прилипателем на 12,7% и Препаратом АЛ1 на 42,3% по сравнению с контролем. После проведения второй

обработки был проведен учёт через неделю и наблюдалось снижение численности белокрылки *T.vaporariorum* в вариантах Препаратом АЛ1 и прилипателем на 88,5% и Препаратом АЛ1 на 46,1% по сравнению с контролем. Через две недели после обработки был проведен учёт наблюдалось снижение численности белокрылки *T.vaporariorum* в вариантах с Препаратом АЛ1 и прилипателем на 25% и Препаратом АЛ1 на 55,7% по сравнению с контролем.

Количество насекомых постоянно росло, однако наибольшее число наблюдалось в вариантах Контроль и Актарой, ВДГ, а в вариантах с Препаратом АЛ1, численность была существенно меньше (рисунок 1).

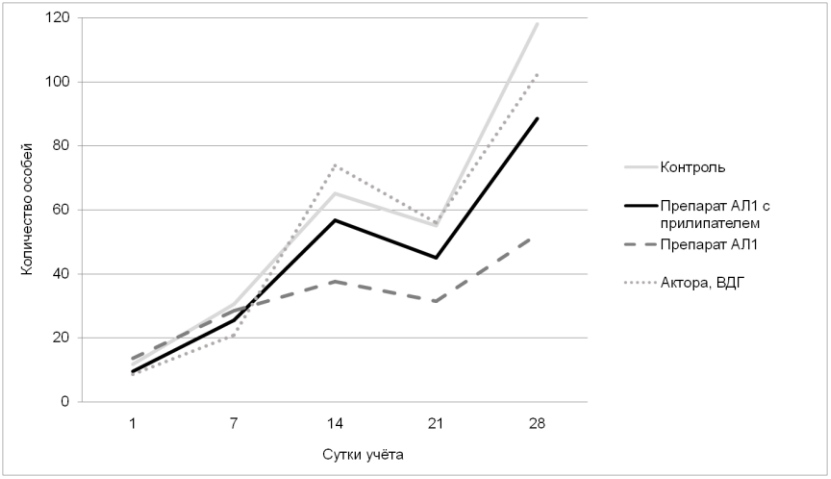


Рис. 1 – Изменение численности имаго белокрылки T.Vaporariorum во время обработок

В ходе нашего эксперимента в контроле с обработкой препаратом Актора, ВДГ ежедневно наблюдалось увеличение численности белокрылки *T. vaporariorum.* При обработке препаратом АЛ1 отмечалось снижение численности до 88% по сравнению с контролем и до 49% по сравнению с обработками Актора, ВДГ.

ВЫВОДЫ.

В результате проведенного исследования, наблюдалось регулярное снижение численности имаго белокрылки *T.vaporariorum* при обработке препаратом АЛ1, что говорит о дальнейших перспективах изучения влияния препарата против вредителей сельскохозяйственных культур в открытом и защищенном грунте.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБНУ ВНИИФ № FGGU-2022-0010.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. БИОЛОГИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ТОМАТА И ОГУРЦА ОТ ТЕПЛИЧНОЙ БЕЛОКРЫЛКИ TRIALEURODES VAPORARIORUM WESTW. (HOMOPTERA: ALEYRODIDAE). Балакирева О.С., Долженко В.И., Иванова Г.П., Известия Санкт-Петербургского государственного аграрного университета. 2020. № 58. С. 56–62.
2. БИОРАЦИОНАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ РАСТЕНИЙ Долженко Т.В. Известия Санкт-Петербургского государственного аграрного университета. 2011. № 23. С. 104–109.
3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОВОЩНЫХ КУЛЬТУР В ТЕПЛИЦАХ ОТ КОМПЛЕКСА СОСУЩИХ ФИТОФАГОВ Балакирева О.С., Иванова Г.П., Долженко В.И.Известия Санкт-Петербургского государственного аграрного университета. 2020. № 59. С. 44–52.
4. МЕТОДЫ УЧЁТА И БИОЛОГИЧЕСКОЕ ПОДАВЛЕНИЕ ТЕПЛИЧНОЙ БЕЛОКРЫЛКИ В ЗАЩИЩЕННОМ ГРУНТЕ Яркулов Ф.Я. Дальневосточный аграрный вестник. 2011. № 1(17). С. 16–21.
5. Государственный каталог пестицидов и агрохимикатов, разрешенных к применению на территории Российской Федерации, 2019 год. – М.: Министерство сельского хозяйства Российской Федерации (Минсельхоз России).

ФИТОСАНИТАРНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ БИОСТИМУЛЯТОРА В ПЕРИОД ВЕГЕТАЦИИ ЯРОВОЙ ПШЕНИЦЫ

PHYTOSANITARY ASPECTS OF BIOSTIMULATOR APPLICATION DURING THE GROWING SEASON OF SPRING WHEAT

Картабаева Б.Б., Ульяненко Л.Н., Михалева С.Н., Будынков Н.И., Демин Д.В., Корнева Л.Г., Федотова В.А.
Kartabaeva B.B., Ulianenko L.N., Mikhaleva S.N., Budynkov N.I., Demin D.V., Korneva L.G., Fedotova V.A.
Российская Федерация, Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт фитопатологии», kartabaeva040893@mail.ru

Актуальность.

В долгосрочной (до 2035 г.) стратегии развития зернового комплекса Российской Федерации особое внимание уделяется созданию резервов и запасов зерна, повышению продуктивности растений, обеспечению необходимого высокого качества продукции [1].

К особенностям современного этапа совершенствования технологий возделывания зерновых можно отнести использование средств и методов, способствующих усилению адаптивных возможностей растений [2, 3]. Создание новых регуляторов роста направлено на интенсификацию физиолого-биохимических процессов и повышение стрессоустойчивости растений [4].

Большой экономический интерес может представлять использование биостимуляторов, полученных высокотехнологичными методами из отходов растительного сырья, в частности, при производстве картофеля. Ранее было выявлено усиление адаптогенных свойств проростков ячменя ярового после замачивания семян в растворе биостимулятора, полученного из некондиционных клубней картофеля [5].

Материалы и методы.

Полевой микроделяночный опыт был проведен на полевой базе ФГБНУ ВНИИ фитопатологии на пшенице яровой (*Triticum aestivum L.)* сорта Агата. Сорт создан в ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ», внесен в «Государственный реестр селекционных достижений, допущенных к использованию в Российской Федерации», рекомендован для возделывания в Центральном (3) регионе [6].

Схема опыта на пшенице яровой, семена которой были обработаны протравителем ТМТД, ВСК, включала 5 вариантов: три варианта – с использованием для обработки посевов в фазу кущения биостимулятора в концентрациях 10^{-4} мл/л, 10^{-5} мл/л и 10^{-6} мл/л из расчета 150 мл/га (варианты БС10^{-4}, БС10^{-5} и БС10^{-6}), а также обработка росторегулятором Эпин-Экстра, Р – 50 мл/га (вариант Эпин-Экстра); норма применения рабочего раствора 400 л/га. Контролем служили семена, обработанные фунгицидным протравителем ТМТД, ВСК (вариант К). Повторность опыта четырехкратная.

Распространенность и развитие листовых болезней пшеницы учитывали согласно Методическим указаниям по регистрационным испытаниям пестицидов в части биологической эффективности: для ячменя в фазы колошения, цветения, формирования зерновки и молочной спелости (ВВСН по Цадоксу, соответственно, 55, 65, 71 и 77 – даты учетов 16 и 26 июля, 7 и 14 августа 2024 г., соответственно); для пшеницы в фазы цветения, формирования зерновки, молочной и восковой спелости (ВВСН по Цадоксу, соответственно, 65, 71, 75 и 85 – даты учетов 26 июля, 7, 12 и 22 августа 2024 г., соответственно). Темпы распространения заболевания рассчитывали, как отношение величины её развития в конкретную дату учета к предыдущему значению.

В фазу начала цветения (ВВСН по Цадоксу 61) высота растений в разных вариантах опыта не отличалась ни между собой, ни от контроля Вместе с тем длина колоса во всех вариантах опыта, где проводили опрыскивание растений биостимулятором в концентрациях 10^{-4} мл/л и 10^{-6} мл/л на фоне применения для обработки семян протравителя ТМТД, ВСК отмечено достоверное отличие от контроля и

варианта Эпин-Экстра. В фазу полной спелости высота растений пшеницы яровой во всех вариантах опыта была близкой; длина колоса при использовании БС 10^{-5} и БС 10^{-6} была значимо выше, чем в варианте Эпин-Экстра ($p<0,05$), но не отличалась от контроля (ТМТД). Следует отметить, что число колосков в колосе у растений, семена которых были обработаны протравителем, а затем биостимулятором, хотя и было выше, чем в контроле, но существенные отличия отмечены только в варианте БС 10^{-6}.

Семена пшеницы сорта Агата в основном были колонизированы грибами из рода *Alternaria,* на долю которых в структуре внутренней и наружной инфекции приходилось 84%, а также *Bipolaris sorokiniana* – 4% В структуре наружной инфекции (в отличие от внутренней) встречались грибы из рода *Fusarium (F. moniliforme* – сильный патоген, продуцент фумонизиновых микотоксинов, и *F. poae* – сильный патоген, продуцент фумонизиновых микотоксинов*)* [7]*и Penicillium spp.* [8]. Энергия прорастания семян составила 56%, всхожесть – 76%.

Спектр листовых болезней пшеницы был типичным для данной почвенно-климатической зоны.

Бурая (листовая) ржавчина – возбудитель – *Puccinia recondita* (синоним *P. Triticina*) – поражает листья всходов и взрослых растений и проявляется в виде мелких ржаво-бурых беспорядочно расположенных пустул с уредоспорами.

В фазы цветения развитие болезни варьировалось в широком диапазоне от 0,7% (вариант БС 10^{-4}) до 2,2% в контроле (табл. 1). Поэтому и темпы нарастания болезни отличались скачкообразным характером и к фазе формирования зерновки развитие бурой ржавчины составило 60–88% в разных варианта опыта. К фазе молочной спелости нарастание развития болезни не превышало 16%.

Таблица 1. Влияние биостимулятора на развитие бурой ржавчины пшеницы яровой сорта Агата

Вариант (обработка БС по вегетации)	Развитие болезни (%) по датам учетов и фазам развития		
	26.07. цветение	07.08. формирование зерновки	12.08. молочная спелость
*БС 10^{-4}	0,7	71,5	83
*БС 10^{-5}	2,8	69,4	80
*БС 10^{-6}	2,1	62,5	72
*Эпин-Экстра	1,2	70,2	81
Контроль	2,2	88,4	98
НСР $_{0,05}$	0,3	10,9	12,4

Отмечено некоторое снижение развития болезни по сравнению с контролем в вариантах использования биостимуляторов без определенной закономерности в зависимости от свойств препаратов или их концентрации.

Стеблевая (линейная) ржавчина – возбудитель – двудомный гриб *Puccinia graminis Pers.* Обычно, симптомы развития заболевания обнаруживаются после цветения и болезнь развивается в течение всего периода вегетации. Основными признаками болезни являются поражение листьев всех ярусов, влагалищ листьев, стебля и его части под колосом (летом образуются ржавые кучки уредоспор).

В нашем опыте развитие болезни в фазу цветения было незначительным и не превышало 0,01%.

В период формирования зерновки нарастание показателя развития болезни было неравномерным Значительное развитие болезни отмечено в период молочной и восковой спелости зерна: в контроле развитие болезни составило 33 и 42%, соответственно по фазам развития. Наиболее низкие показатели развития болезни по сравнению с контролем (71–62,1% от К) отмечены в варианте БС 10^{-6}. Это подтверждает возможную стимуляцию защитных механизмов растений пшеницы в присутствии биостимулятора и может свидетельствовать о специфичности проявления ответных реакций растений. Ещё одним предположением

может быть неспецифическое влияние изучаемого биостимулятора на стресс, обусловленный действием фунгицидного протравителя. При этом только концентрация изучаемого биостимулятора из растительного сырья 10^{-6} мл/л, как показано в наших исследованиях [8] не вызывала цитотоксических эффектов у проростков семян ячменя.

Таблица 2. Влияние биостимулятора на развитие стеблевой ржавчины пшеницы яровой сорта Агата

Вариант (обработка БС по вегетации)	Развитие болезни (%) по датам учетов и фазам развития (2024 г.)			
	26.07. цветение	07.08. формирование зерновки	12.08. молочная спелость	22.08. восковая спелость
*БС 10^{-4}	0,08	0,5	24,5	27
*БС 10^{-5}	0,01	2,4	36	38
*БС 10^{-6}	0,01	0,5	20,5	28
*Эпин-Экстра	0,06	0,6	25	32
Контроль	0,10	0,7	33	42
НСР $_{0,05}$	0,01	0,7	4,2	5,0

Фузариоз колоса и зерна – возбудители *Fusarium culmorum, F. avenaceum,* виды секции *Sporotrichiella, F. oxysporum, F. gibbosum, F. nivale*. а также в южных районах – *F. graminearum и F. nivale*- распространен повсеместно и яровая пшеница подвержена действию патогенов в наибольшей степени. В период налива зерна или молочной спелости отдельные колоски, части колоса или целые незрелые колосья белеют, а здоровые остаются зелёными.

В фазу молочной спелости в вариантах с использованием биостимуляторов для обработки вегетирующих растений на фоне обработки семян фунгицидным протравителем ТМТД, ВСК развитие болезни было на 33–65% ниже, чем в контроле (табл. 3).

Таблица 3. Влияние биостимулятора на развитие фузариоза колоса пшеницы яровой сорта Агата

Вариант (обработка БС по вегетации)	Развитие болезни (%) по датам учетов и фазам развития (2024 г.)	
	12.08. молочная спелость	22.08. восковая спелость
*БС 10^{-4}	2,5	5,5
*БС 10^{-5}	4,3	6,8
*БС 10^{-6}	2,8	5,8
*Эпин-Экстра	4,8	8,6
Контроль	7,1	10,0
НСР $_{0,05}$	0,6	1,1

Таким образом, на фоне избирательных ответных реакций использование биостимулятора из отходов картофельного производства для обработки вегетирующих растений на фоне предпосевной обработки семян протравителем ТМТД, ВСК приводило к значимому снижению развития листовых болезней и колоса яровой пшеницы сорта Агата, фузариоза колоса и стеблевой ржавчины в фазы формирования и созревания зерна в варианте применения концентрации БС 10^{-6} мл/л.

Результаты проведенных исследований подтверждают, что впервые на растениях пшеницы яровой сорта Агата в полевом микроделяночном опыте выявлены избирательные ответные реакции при использовании биостимулятора для обработки растений по вегетации на фоне протравливания семян ТМТД, ВСК. Показано, что использование нового биостимулятора в концентрации 10^{-6} мл/л приводило к значимому

фузариоза колоса (в 2,5 раз) и стеблевой ржавчины (в 1,4 раза) в фазы формирования и созревания зерна. Отмечена вариабельность показателя частоты встречаемости микромицетов на корнях растений пшеницы яровой в фазу цветения. Из фузариевых грибов в узле кущения пшеницы наибольшее распространение имели среднепатогенные *Fusarium solani, Fusarium oxysporum Fusarium gibbosum*, тогда как в контроле выявлен опасный патоген *Fusarium moniliforme*.

Эти данные свидетельствуют о потенциальной способности биостимулятора воздействовать на таксономический и видовой состав фитопатогенной микобиоты в ризосфере, что может способствовать снижению риска развития опасных заболеваний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долгосрочная стратегия развития зернового комплекса Российской Федерации до 2035 года URL: http:// static.government.ru
2. Павлюшин В.А., Ганнибал Ф.Б. /За гарантированную защиту урожая и достижение экологической безопасности в агроэкосистемах // Защита и карантин растений. – 2019. – № 10. – С. 3–10.
3. Пиголев А.В., Дегтярев Е.А., Мирошниченко Д.Н., Савченко Т.В. / Перспективы применения жасмонатов, салицилатов и абсцизовой кислоты в сельском хозяйстве для повышения стрессоустойчивости растений (обзор) // Сельскохозяйственная биология. – 2023. – Т. 58, № 1. – С. 3–22. – DOI 10.15389/agrobiology. 2023.1.3rus.
4. Трефильев П.П., Азарова А.Б., Дербенева Д.С. [и др.] / Оценка нового биостимулятора роста растений из отходов крахмалосодержащего растительного сырья // Нефтяная столица: Сборник материалов Седьмого международного молодежного научно-практического форума, Ханты-Мансийск, 03–04 апреля 2024 года. – Ханты-Мансийск: Автономная некоммерческая организация содействия развитию инновационной деятельности «Центр научно-технических решений», 2024. – С. 325–328.
5. Амосова Н.В., Севостьянов М.А, Бабина К.В. [и др.] / Влияние биостимулятора из растительного сырья на морфофизиологические, цитогенетические и биохимические показатели проростков ячменя// Достижения науки и техники АПК. – 2024. – Т. 38, № 2. – С. 29–34. – DOI 10.53859/02352451_ 2024_38_2_29.
6. Государственный реестр селекционных достижений к использованию Т. 1 «Сорта растений (официальное издание) «Росинформатех», 2023. – 623 с.
7. Будынков Н.И., Михалева С.Н., Ульяненко Л.Н., А.П. Глинушкин / Грибные Возбудители плесени зерна озимой пшеницы в Ростовской области // Агрохимия. – 2024. – № 5. – С. 27–36. – DOI 10.31857/ S0002188124050048.
8. Михалева С.Н., Будынков Н.И., Ульяненко Л.Н. [и др.] / Влияние соединений с биологической активностью на рост и развитие растений ячменя // Достижения науки и техники АПК. – 2024. – Т. 38, № 10. – С. 91–96. – DOI 10.53859/02352451_2024_38_10_91.

ECORECYCLING 360: ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ В ДРЕВЕСНОЕ ТОПЛИВО И ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ПЛАСТИКИ

ECORECYCLING 360: RECYCLING WASTE INTO WOOD FUELS AND HIGH-PERFORMANCE PLASTICS

Киениего Манассе Саж
Kihenyegho Sage Manassé
Russia, St. Petersburg State University, Saint Petersburg, E-mail: manassesage@gmail.com
Киениегу Серж Мумбере
Kihenyeghu Serge Mumbere
Research Engineer in the renewable energy department of the National Institute of Professional Preparation, Kinshasa, DR Congo. E-mail: kihenyeghuserge@gmail.com

1. Introduction.

The global waste crisis, particularly in developing countries, represents both an environmental challenge and an economic opportunity. The Ecorecycling 360 initiative focuses on transforming waste into wood fuels and high-performance plastics by reproducing locally-used products such as plastic chairs. Using innovative recycling technologies, this approach promotes environmental sustainability and economic development. The study examines existing recycling techniques, their effectiveness in developing countries and the socio-economic benefits of transforming waste into fuels and plastics.

The rapid urbanization and industrialization in developing countries have led to an increase in waste generation. Traditional waste management techniques, such as landfilling and open burning, pose significant environmental hazards, including greenhouse gas emissions and soil contamination. Recycling presents a viable solution to this challenge, with the potential to reduce waste, lower emissions, and create economic opportunities.

Ecorecycling 360 is a holistic approach that integrates waste collection, processing, and transformation into valuable products such as wood fuels and high-performance plastics. This paper investigates the feasibility, technological approaches, and economic implications of implementing Ecorecycling 360 in developing countries.

2. Waste Composition and Potential for Recycling.

Developing countries generate large volumes of organic and plastic waste. Table 1 presents the typical composition of municipal solid waste (MSW) in selected developing nations.

Table 1: Typical Waste Composition in Developing Countries

Waste Type	Percentage (%)
Organic waste	50–60
Plastics	12–20
Paper/Cardboard	8–12
Metals	2–6
Glass	2–4
Others	5–10

3. Conversion Technologies.

3.1. Wood Fuels from Organic Waste.

– Briquetting and Pelletization: Organic waste, including agricultural residues and sawdust, can be compressed into briquettes or pellets, which serve as an alternative to conventional firewood and charcoal.

– Biomass Gasification: A more advanced method that converts biomass into syngas, which can be used for heat and electricity generation.

3.2. High-Performance Plastics from Recycled Waste.

– Mechanical Recycling: Plastic waste is collected, sorted, cleaned, and processed into pellets used for manufacturing high-performance plastics.

– Chemical Recycling: Through depolymerization, plastic waste is broken down into monomers, which can be repolymerized into high-value materials with superior mechanical properties.

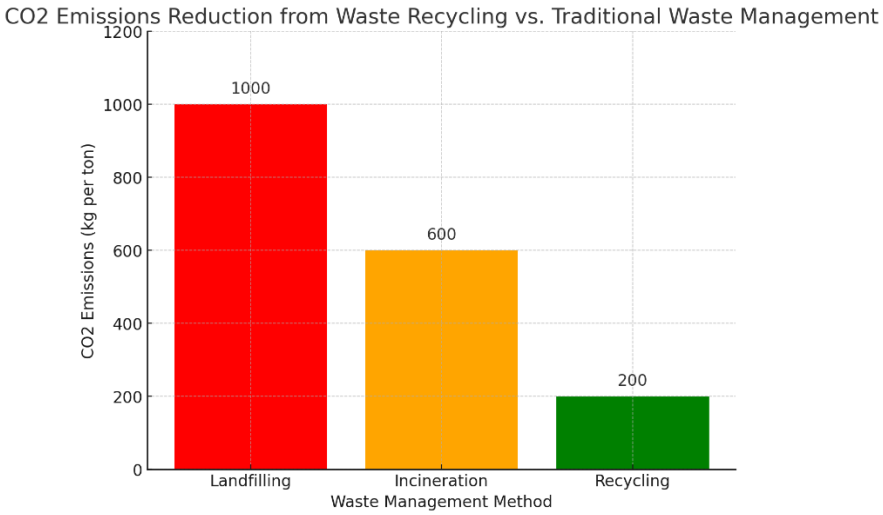
4. Economic and Environmental Benefits.

Implementing Ecorecycling 360 in developing countries can yield substantial benefits:

– Economic Growth: Creation of employment opportunities and new revenue streams.

– Reduced Environmental Impact: Lower greenhouse gas emissions compared to landfilling and incineration.

– Energy Security: Production of alternative fuels reduces reliance on imported energy sources.



Graph 1. CO_2 Emissions Reduction from Waste Recycling vs. Traditional Waste Management

5. CONCLUSION.

The Ecorecycling 360 model offers a transformative approach to waste management in developing countries. By converting organic and plastic waste into useful products such as wood fuels and high-performance plastics, it not only reduces environmental pollution but also fosters economic sustainability. Government policies, investment in recycling infrastructure, and community engagement are crucial for the success of such initiatives. Future research should focus on optimizing technological efficiencies and developing scalable business models for waste-to-resource conversion in different economic contexts.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ДОБАВКА ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

ECO-FRIENDLY ADDITIVE FOR WATER-BASED DRILLING FLUIDS

Коробкин А.В.[1], Петрова Ю.Ю.[1], Магадова Л.А.[2]
Korobkin A.V., Petrova Yu.Yu., Magadova L.A.
[1]Сургутский государственный университет, Сургут, korobkin_av@surgu.ru
[2]Российский государственный университет нефти и газа НИУ имени И.М. Губкина, Москва

Современные нефтегазодобывающие компании вынуждены осваивать новые месторождения, включая нетрадиционные коллекторы, характеризующиеся низкой пористостью, ограниченной проницаемостью и осложнёнными термобарическими условиями. В связи с этим первоочередной задачей становится разработка инновационных буровых растворов, которые обеспечивают сохранение коллекторских свойств пласта и минимизируют техногенное воздействие на окружающую среду.

С усилением экологических требований к нефтегазовой отрасли возрастает необходимость замены токсичных компонентов буровых растворов на безопасные аналоги. В мировой практике активно исследуются биоразлагаемые добавки на основе растительных и органических материалов, включая пищевые отходы [1], порошок трав [2, 3], золу из рисовой шелухи [4], порошок семян базилика [5] и иные биологические соединения, обладающие структурообразующими свойствами.

Одним из значимых экологических рисков при бурении является неконтролируемая фильтрация бурового раствора в подземные водоносные горизонты, что приводит к их загрязнению химическими реагентами. Дополнительно, буровой шлам, содержащий нефтепродукты и техногенные примеси, оказывает негативное влияние на почвенный покров, снижая его плодородие и исключая возможность сельскохозяйственного использования загрязнённых земель.

Настоящее исследование направлено на изучение экологически безопасной добавки к буровым растворам, полученной в результате сульфирования отходов производства растительных масел. Данная добавка представляет собой поверхностно-активное вещество (ПАВ) с выраженными ингибирующими свойствами, влияющими на процессы гидратации и дисперсии глинистых пород в буровом растворе.

Методом инфракрасной спектроскопии с преобразованием Фурье (ИК-Фурье спектроскопия) была исследована структура синтезированного соединения (Рис. 1).

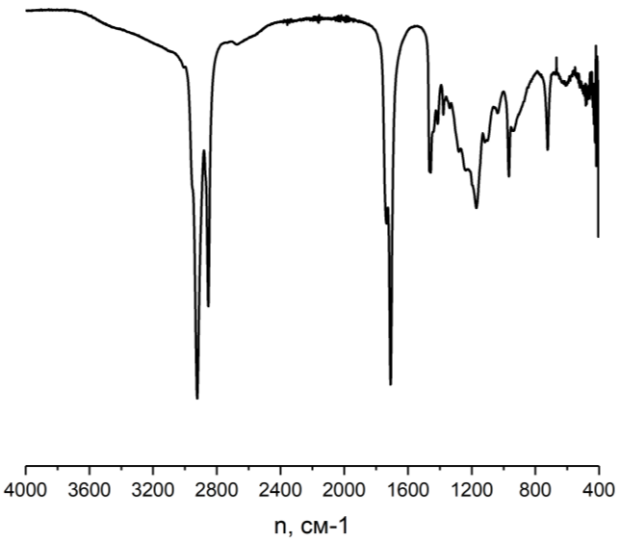


Рис. 1 – ИК-спектр сульфированных жирных кислот

На спектре идентифицированы характерные полосы поглощения: 2900–3000 $см^{-1}$ – валентные колебания C-H связей в длинноцепочечных углеводородах; 1700 $см^{-1}$ – интенсивная полоса карбонильной группы C=O, характерная для жирных кислот; 1300–1100 $см^{-1}$ – колебания группы S=O, указывающие на присутствие сульфонатных фрагментов; 650–800 $см^{-1}$ – деформационные колебания S–O групп, подтверждающие введение сульфогруппы ($-SO_3H$) в молекулярную структуру соединения.

Полученные результаты свидетельствуют о перспективности использования сульфированных жирных кислот в качестве биоразлагаемой добавки к буровым растворам на водной основе. Дальнейшие исследования будут направлены на определение влияния данной добавки на реологические свойства бурового раствора, его фильтрационные характеристики и взаимодействие с породами пласта, что позволит оценить её промышленную применимость.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Al-Hameedi A.T.T. Experimental investigation of environmentally friendly drilling fluid additives (Mandarin peels powder) to substitute the conventional chemicals used in water-based drilling fluid / A.T.T. Al-Hameed, H.H. Alkinani, S. Dunn-Norman, [et al] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 10(02). – P. 1–11.
2. Al-Hameedi A.T.T. Insights into the application of new eco-friendly drilling fluid additive to improve the fluid properties in water-based drilling fluid systems / A.T.T. Al-Hameedi, H.H. Alkinani, S. Dunn-Norman, [et al] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – № 183. – 106–424.
3. Ismail A. Characterization based machine learning modeling for the prediction of the rheological properties of water-based drilling mud: an experimental study on grass as an environmental friendly additive / A. Ismail, H.M.A. Rashid, R. Gholami, [et al] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – № 12. – P. 1667–1695.
4. Yalman E. A new eco-friendly and low cost additive in water-based drilling fluids / Emine Yalman, Tolga Depci, G. Federer-Kovacs, [et al] // The Mining-Geology-Petroleum Engineering Bulletin. – 2021. – № 36(5). – P. 1–12.
5. Gao X. Application of sustainable basil seed as an eco-friendly multifunctional additive for water-based drilling fluids / X. Gao, H.-Y. Zhang, A.-L. Chen, [et al] // Petroleum Science. – 2021. – № 18. – P. 1163–1181.

ВЛИЯНИЕ ПРЕПАРАТА АНТИВЕРШИНКА НА РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ ВЕРШИННОЙ ГНИЛИ НА ТОМАТЕ В УСЛОВИЯХ ЗАЩИЩЕННОГО ГРУНТА

INFLUENCE OF THE ANTI-VERSHINKA PREPARATION ON THE DEVELOPMENT OF TOP ROT ON TOMATOES IN CONDITIONS OF GREENHOUSE.

Лисовой А.М.[1,2], Андреевская В.М.[1], Севостьянова Е.П.[1], Ильина А.Д.[1], Севостьянов М.А.[1]
Lisova A.M., Andreevskaya V.M., Sevostyanova E.P., Ilyina A.D., Sevostyanov M.A.
[1]*Российская Федерация, ФГБНУ ВНИИ Фитопатологии, nikaandreevskai@yandex.ru*
[2]*Российская Федерация, ФГБОУ ВО РГАУ-МСХА им. К.А. Тимирязева, esh.lisovoi@yandex.ru*

Томат является одной из распространенных овощных культур в Российской Федерации. В тепличных комбинатах строго регламентировано внесение удобрений в зависимости от фаз роста растений, в зависимости от диагностики минерального питания в субстратах, в питательных растворах и в органах овощной культуры. Не смотря на это, неинфекционные болезни часто встречаются в защищенном грунте, в том числе связанное с недостатком кальция и факторами окружающей среды. Вершинная гниль одна самых распространенных неинфекционных заболеваний, сильно снижающая продовольственные качества урожая, особенно на сливовидных и розовоплодных томатах [1]. Поражения плодов этой болезнью могут достигать до 50%, что сильно сказывается на рентабельности урожая [2].

В настоящее время производится большое количество препаратов, включающие ростостимулирующее и иммуностимулирующее действия, тяжело доступные химические элементы для растений, которые зачастую на производстве не используются. Среди этих препаратов встречаются и направленные на защиту и профилактику от вершинной гнили, но в научной литературе исследований в этой области не обнаружено.

Целью исследования является изучение влияния препарата АнтиВершинка на появление симптомов вершинной гнили у томата в условиях защищенного грунта.

Материалы и методы.

Исследование было проведено в ФГБНУ ВНИИФ в ЦИНБАМ на базе теплицы зимнего оборота в 2023 году. Опыт проводился на детерминантом томате сорта Лавина. Листовая пластина средних размеров, зеленой окраски. Плоды массой 65–70 г, плоско – округлой формы салатного и консервного назначения. Окраска незрелых плодов светло – зеленая, зрелых – красная [3].

Рассада томатов в фазу активного роста (5–6 настоящих листьев) была высажена в вегетационные сосуды объемом 2 литра в готовый питательный субстрат с добавлением 10% от общего объема разрыхляющего компонента (перлит) и 10% органического удобрения (перепревшего компоста) и 80% «Питательного грунта».

Начиная с фазы плодоношения, еженедельно учитывалась количество плодов с недостатком кальция.

Исследовалась многофункциональная органическая подкормка АнтиВершинка, являющаяся источником кальция, предназначенная для профилактики и лечения вершинной гнили пасленовых культур, биостимулятором, позволяющим преодолеть стрессовые условия. Препарат включает в свой состав натуральные растительные экстракты, содержащие аминокислоты, витамины и кальций. [4]. Исследование проводилось на 5 растениях в 4-х кратной повторности.

Для профилактической обработки под корень томатов использовали концентрацию 1 г/л, обработку проводили с интервалом 14 дней, начиная с фазы цветения. Обработка при появлении симптомов вершинной гнили проходила в концентрации 2 г/л по листу и 1 г/л под корень с интервалом 7 дней. У контроля обработок не было.

Осуществлялся равномерный полив отстоянной водой с периодическим пересушиванием растений для провоцирования проявления симптомов вершинной гнили на томате [1]. Для этого раз в неделю три дня полива не было, из-за чего растение ослаблялось и теряло тургор, затем полив возобновлялся.

Результаты исследования.

В ходе эксперимента снижения распространенности вершинной гнили при внесении препарата АнтиВершинка не наблюдалось. При профилактическом внесении препарата АнтиВершинка, количество растений с неинфекционным заболеванием было на 25% больше, а количество плодов с вершинной гнилью на 100% больше, по сравнению с контролем. В варианте с внесением препарата, после появления первых симптомов неинфекционного заболевания, наблюдается уменьшение пораженных растений на 25%, а количество пораженных плодов увеличивается на 50%, по сравнению с контролем.

Нельзя говорить об остановке развития болезни при помощи препарата, в данном случае регулирующим фактором в распространенности вершинной гнили сыграл не регулярный полив растений, в результате которого растение подвергалось стрессовым факторам из-за чего, и появилась вершинная гниль.

Выводы.

На основе проведенного эксперимента показано, что применение препарата АнтиВершинка не способствует предотвращению и остановке распространенности неинфекционного заболевания вершинная гниль, так как в вариантах с внесением препарата наблюдалось распространенность болезни больше чем в контроле. На всех вариантах были симптомы вершинной гнили из-за чего можно говорить о том, что фактором, влияющем на распространенность болезни, являлся полив с пересушиванием.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Ахатов А.К., Джалилов Ф.С., Белошапкина О.О., Чижов В.Н. Защита растений от болезней в теплицах (справочник), ЗАО «Агравенсервис», 2002, – 465 с.
2. Getting to the bottom of blossom-end rot // CAES Newswire URL: https://newswire.caes.uga.edu/story/8526/tomato-research.html (дата обращения: 10.09.2024).
3. Государственный реестр сортов и гибридов сельскохозяйственных растений, допущенных к использованию: официальное издание. – М.: ФГБНУ «Росинформагротех», 2024. – 620 с.
4. ОРГАНИК МИКС АнтиВершинка 10г (24/12шт) // Унисем URL: https://unisem.ru/catalog/product/organik_miks_antivershinka_10g_24_12sht/l (дата обращения: 10.09.2024).

МЕТОДЫ И СПОСОБЫ РАЗВИТИЯ ПРИВЕРЖЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА К ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПРИЯТИИ

METHODS AND METHODS OF DEVELOPING STAFF COMMITMENT TO ENVIRONMENTAL PROTECTION ACTIVITIES AT THE ENTERPRISE

Лёхин М.Ю.
Lekhin M.Yu.
Россия, ХМАО-Югра, Сургутский район, г. Лянтор, Lekhin.M.Y@yandex.ru

Обоснованность разработки проекта связана с необходимостью подбора наиболее эффективных практик для внедрения и эффективного функционирования системы экологического менеджмента в особо жестких и суровых условиях, а именно вахтовый метод работы персонала предприятия более чем с 50 городов России, с интенсивностью набора персонала от 200 до 2000 работников за три года, принимая во внимание опыт работы в разных компаниях и субъективные взгляды к соблюдению требований природоохранного законодательства, а также своей значимости и участия в СЭМ или вовсе отсутствия таких знаний.

Широкомасштабность и огромное разнообразие использования природных ресурсов в хозяйственной деятельности естественным образом обусловили необходимость применения системного подхода, научно обоснованного информационного и экономического анализа природопользования. Таким образом стали формироваться базовые основы системы экологического управления – экологического менеджмента [4].

Актуальность работы обусловлена отсутствием известных и масштабируемых результативных практик по внедрению и поддержанию в эффективном состоянии СЭМ в штатном персонале в ключе рабочих профессий. При этом успех системы экологического менеджмента зависит от приверженности работников всех уровней и подразделений организации, возглавляемых высшим руководством [5].

Целью проекта является разработка, апробация и внедрение практических (физических) действий в отношении работников по развитию приверженности и популяризации СЭМ.

Основные преимущества приносит организации реально работающая СЭМ, для создания которой необходима систематическая деятельность, включающая широкое вовлечение персонала в разработку и функционирование СЭМ [3].

Экологический менеджмент предполагает обязательное вовлечение в осознанную целенаправленную разностороннюю экологическую деятельность не только отдельных специалистов, но и руководителей, лиц, принимающих решения, производственного персонала в целом, а также всех остальных заинтересованных в экологической деятельности предприятия сторон. Решение подобной задачи возможно на основе принципиально иной мотивации деятельности в системе экологического менеджмента. Здесь создаются условия для проявления неограниченного творческого потенциала предпринимательства в разнообразной экологической деятельности предприятия [4].

Анализ мирового опыта по развитию механизма управления охраной окружающей среды позволяет типологизировать три основные группы управления, которые отражают две основные функции экологического менеджмента — мотивацию и контроль [1].

Существуют две основные причины широкого использования мотивации для вовлечения всего персонала в деятельность СЭМ: во-первых, действия любого сотрудника влияют или могут влиять на качество продукции и услуг, воздействие на окружающую среду, рациональное использование ресурсов, условия труда, производственную безопасность; во-вторых, у любого сотрудника организации могут быть хорошие идеи по совершенствованию СЭМ, снижению воздействия на окружающую среду, обеспечению лучших условий труда и безопасности производственных процессов [3, 4].

Однако, как показал практический опыт, исключительно одна мотивация не может служить инструментом «побуждения» для работы с персоналом, что обусловлено менталитетом, возрастом, региональными особенностями характера работников (вахтовиков), а также межличностной несовместимостью. Таким образом возникли прикладные аспекты по сплочению коллектива и использования практик суггестологии (внушения), маркетинга.

Проект позволяет выполнять ряд важных задач:

– апробировать, выявить наиболее эффективные методы сплочения коллектива в рамках реализации природоохранных практик;

– анализировать эффективность воздействия методов и практик по внедрению и поддержанию эффективной работоспособности СЭМ, на персонал разных должностных позиций;

– напрямую и косвенно создавать прецеденты по снижению НВОС от инициативной деятельности персонала;

– с учётом полученного опыта и сведений разрабатывать более эффективные методы постоянного улучшения работоспособности СЭМ;

– выявлять, прогнозировать потребность в ресурсах для перспективных методов постоянного улучшения деятельности СЭМ;

Новизна работы:

– получение подтверждённых и эффективных способов для работы с персоналом, осуществляющим трудовую деятельность вахтовым методом работы;

– применение психологических и маркетинговых методов в рамках внедрения и поддержания СЭМ;

– применение коллективных и групповых мероприятий в рамках популяризации приверженности к решению природоохранных проблем и СЭМ;

Сторонники ISO 14000 считают важным достоинством стандарта его гибкость -организация сама ставит для себя цели в области охраны окружающей среды. Более того, с их точки зрения следствием положений о» постоянном улучшении» и «предотвращении загрязнений» является то, что даже компания, уже соответствующая национальным стандартам, должна продолжать совершенствовать свою систему экологического менеджмента и сокращать загрязнения [4]. Сам факт гибкости, необходимости непрерывного постоянного улучшения системы экологического менеджмента открывает колоссальный спектр возможностей в наукотворчестве по достижению поставленных целей.

Таким образом, в рамках внедрения и поддержания эффективной работы системы экологического менеджмента, разработаны и реализованы мероприятия по сплочению коллектива с использованием методов внушения и маркетинга, часть из которых представлены в таблице 1.

Таблица 1. Мероприятия по развитию приверженности персонала

№	Наименование / цель мероприятия	Краткое описание мероприятия	Ключевая суть мероприятия
1.	Экологический контроль месторождения	Проведение удалённого контроля с использованием фотоловушек	С учётом ответственности в границах лицензионного участка юридического лица эксплуатирующего объект НВОС I категории, на особо важных (реках) и подозрительных (тупиковых съездах) объектах были установлены фотоловушки с возможностью передачи сведений на персональные компьютеры и мобильные устройства в непрерывном режиме. Выполнив районирование и определив перечень лиц имеющих доступ к такой информации, был реализован контроль и установление лиц причастных к нарушению природоохранного законодательства. Данное мероприятие позволило снизить и предупредить НВОС, сплотить коллектив т. к. каждый

№	Наименование / цель мероприятия	Краткое описание мероприятия	Ключевая суть мероприятия
			работник осуществлявший фиксацию нарушений, понимал что он вносит вклад в общее дело – сохранение природных достояний, результатом чего явилась в том числе, приверженность не только к выполняемым действиям, но и к аналогичным практикам.
2.	Озеленение рабочих пространств	Планомерное благоустройство комнатными растениями силами работников	В подразделениях коллективы были разделены на группы отвечающие за: привоз отростков, корней растений; привоз земли; привоз цветочных горшков; посадку и поливку растений; изготовление подставок и этажерок для цветов; покраску и доставку подставок и этажерок. Все действия выполняются исключительно в группах для достижения общей цели – озеленение рабочих пространств. Контроль за высаженными растениями переходит к работникам кабинета, рабочей зоны. Данное мероприятие приводит к сплочению коллектива и подсознательному повышению ответственного отношения к природе в процессе ухода за растениями.
3.	Ключевые надписи / побуждение к действиям персонала	Нанесение надписей в пешеходных зонах	Трафаретные надписи «Окружающий мир в твоих руках», «Мы ведём раздельный сбор отходов». Системное и повторяющееся прочтение «правильных действий» приводит» к подсознательному внушению и запоминанию этих действий.
4.	Инфогруппы в мессенджере Telegram / информирование и побуждение к действиям персонала	Создана серия групп, в которых, работники получаю и обмениваются разного рода информацией в рамках СЭМ и природоохранной деятельности в РФ	Группа «Красоты природы» – работники обмениваются фотографиями природных достояний, запечатлённых моментов, что объединяет их в действиях (фотографии природы), тем самым транслируя приверженность к сохранению окружающей природной среды; Группа «Суды и штрафы» – в группе системно выкладываются сведения о результатах деятельности контрольно-надзорных органов, органов исполнительной власти по вопросам охраны окружающей среды, что в свою очередь является инструментом информирования о требованиях законодательства и последствий их несоблюдения; Группа «Конкурсы и мероприятия» – в данной группе работники узнают о планируемых мероприятиях и их результатах, проведённых как на уровне предприятия, так и в рамках Российской Федерации. Участие в данных мероприятиях приводит к сплочению коллектива, развития приверженности и информировании о бережном отношении к природе и безопасном производстве.
5.	Установка мобильных плакатов / информирование и побуждение к действиям персонала	Разработка и установка информационных плакатов	Плакаты разработаны в рекламной стилистике, что в свою очередь задерживает взгляд и подсознательно приводит к чтению изложенной информации; Плакаты являются быстро съёмными и монтируемыми, что позволяет их менять между структурными подразделениями и исключать эффект монотонии; Плакаты размещаются исключительно в местах высокой проходимости и «непреднамеренного взора» – напротив входов / выходов в помещения, залы совещаний и т.п., т.е., где после открытия двери, взгляд будет обращен на плакат;

№	Наименование / цель мероприятия	Краткое описание мероприятия	Ключевая суть мероприятия
			Системное и повторяющееся прочтение и осязание «правильных действий приводит» к подсознательному внушению и запоминанию этих действий и информации.
6.	Пересадка деревьев / мотивация, сплочение персонала	Пересадка деревьев с территорий, где предусмотрена их рубка или полное сведение	– каждый работник понимает и осознаёт, что своими руками он вносит вклад в сохранение флоры – лесных культур; – пересадка деревьев является коллективной работой, что в процессе объединяет работников в достижении цели, результат который ими осязаем; – пересаженные деревья (подрост, молодь) подписываются табличками, что, в свою очередь, побуждает работника к условному контролю и ответственности пересадившего дерево и создаёт условное «соперничество».

Эффективность и результативность представленных методов подтверждается:

– снижением количества выявляемых несоответствий (нарушений) при проведении: административно-производственного и производственно-экологического контроля, аудита;

– ростом количества рационализаторских предложений в области охраны окружающей среды

– количеством работников, участвующих в общественных природоохранных мероприятиях в области охраны окружающей среды;

– выдвижением организационных, управленческих, технологических инициатив от работников по вопросам охраны окружающей среды.

В целом, в рамках внедрения, поддержания эффективной работоспособности и непрерывного улучшения системы экологического менеджмента, разработано и внедрено более 30 практик по работе с персоналом.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Измалкова С.А. Экологический менеджмент: учебное пособие для высшего профессионального образования / С.А. Измалкова, И.Л. Авдеева, Т.А. Головина, С.С. Бахтина, Л.В. Парахина. // Орел: ФГБОУ ВПО «Госуниверситет – УНПК», 2013. – с. 6, с. 56–66.
2. ГОСТ Р ИСО 14001-2016. Система экологического менеджмента. Требования и руководство по применению: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 апреля 2016 г. N 285-ст: введен впервые: дата введения 2017-03-01 / подготовлен Открытым акционерным обществом «Всероссийский научно-исследовательский институт сертификации» // СПС КонсультантПлюс.
3. Дайман С.Ю. Системы экологического менеджмента для практиков / С.Ю. Дайман, Т.В. Островкова, Е.А. Заика, Т.В. Сокорнова– Текст: непосредственный // М.: Изд-во РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2004. — с. 13, с. 152–156.
4. Коробко В.И. Экологический менеджмент: учебное пособие для бакалавров и магистров / В.И. Коробко – Текст: непосредственный // М.: НОУ ВПО «Институт непрерывного образования». – 2015. – с. 32–81.

Согласно закону информированности — упорядоченности теории организации чем большей информацией располагает организация о внутренней и внешней среде, тем она имеет большую вероятность устойчивого функционирования, самосохранения [1]. Внутренний обмен информацией является тем цементом, который скрепляет организацию [3].

FINDING EFFICIENT USE OF WATER RESOURCES IN SENEGAL

Мамадоу Баила Диалло
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), diallomamadoub@yandex.ru

Актуальность.

Сенегал сталкивается с дефицитом водных ресурсов из-за изменения климата, засух и роста населения.

К 2030 году страна может столкнуться с «водным стрессом» (ООН, 2023).

Цель доклада:

– Проанализировать текущее состояние водных ресурсов.

– Предложить решения для их эффективного использования.

Географические и климатические особенности

Климат

Субтропический климат с сухим (октябрь-июнь) и влажным (июль-сентябрь) сезонами.

Среднегодовые осадки: 300 мм на севере, 1500 мм на юге.

Водные ресурсы

– Река Сенегал (1800 км): основной источник воды для сельского хозяйства и энергетики.

– Река Казаманс (320 км): важный ресурс для южных регионов.

– Подземные воды: ограниченные запасы, используются для питьевого водоснабжения.

Текущее состояние водных ресурсов

Сельское хозяйство

– 80% водопотребления.

– Орошаемые земли: 240 000 га (120 000 га в долине реки Сенегал).

– Потери воды: до 50% из-за неэффективного орошения.

Промышленность

– 10% водопотребления.

– Основные отрасли: горнодобывающая (фосфаты, золото) и пищевая промышленность.

Бытовое потребление

– Города: доступ к воде — 90%.

– Сельские районы: доступ к воде — 60%.

Проблемы.

– Засоление почв в дельте реки Сенегал (30% земель).

– Загрязнение воды промышленными и бытовыми отходами.

– Снижение уровня осадков на 20–30% за последние 50 лет.

Эффективные методы использования водных ресурсов

Современные технологии.

Капельное орошение: снижает потери воды на 60–70% (проект в Сен-Луи, 2020).

Солнечные опреснительные установки: обеспечивают чистой водой сельские районы (проект в Ндием, 2019).

Системы сбора дождевой воды: используются для орошения и бытовых нужд.

Управление водными ресурсами:

– Строительство водохранилищ (Диама, Манантали).

– Международное сотрудничество (OMVS): управление рекой Сенегал.

– Мониторинг засух с использованием спутниковых данных.

Экологические меры:

– Восстановление мангровых лесов (10 000 га в Син-Салум).

– Очистка рек от пластиковых отходов и промышленных стоков.

Примеры успешных проектов.

Проект OMVS

– Строительство плотин (Манантали, Диама).

– Увеличение площади орошаемых земель на 30%.

Солнечные опреснительные установки

– Проект в Фатике (2020): обеспечение водой 1000 человек.

Сбор дождевой воды:

– Проект в Тиесе: орошение для 200 фермерских хозяйств.

Рекомендации.

Инвестиции в инфраструктуру

– Строительство новых водохранилищ и модернизация ирригационных систем.

Обучение населения

– Программы для фермеров по эффективному орошению.

Международное сотрудничество:

– Расширение OMVS и привлечение новых партнеров.

Инновационные технологии:

– Внедрение умных систем мониторинга воды.

– Использование возобновляемых источников энергии (солнечные опреснительные установки).

Заключение.

Эффективное использование водных ресурсов в Сенегале требует комплексного подхода. Успешные проекты (OMVS, солнечные опреснительные установки) демонстрируют потенциал для улучшения ситуации. Необходимы дальнейшие усилия для адаптации к изменению климата и обеспечения устойчивого доступа к воде.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Всемирный банк. (2023). Отчет о водных ресурсах Сенегала.
2. IPCC. (2021). Изменение климата и водные ресурсы в Африке.
3. OMVS. (2022). Проекты по управлению водными ресурсами реки Сенегал.
4. FAO. (2020). Устойчивое сельское хозяйство в Сенегале.
5. USAID. (2021). Проекты в Сенегале.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ОЧИСТКА ПОЧВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРЕМНИЙСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ, ВЕГЕТАЦИОННЫЕ И ПОЛЕВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

LOCALIZATION OF OIL POLLUTION AND SOIL PURIFICATION USING SILICON-CONTAINING COMPOUNDS, VEGETATION AND FIELD STUDIES

Матыченков В.В., Бочарникова Е.А.
Matichenkov V.V., Bocharnikova E.A.
Россия, Институт фундаментальных проблем биологии РАН, e-mail: vvmatichenkov@yandex.ru

Загрязнение почв сырой нефтью и нефтепродуктами стало глобальной проблемой в связи с активным освоением новых месторождений, увеличением добычи нефти и производства нефтепродуктов (Bekuzarova et al., 2017). Растущее потребление нефтепродуктов во всем мире приводит к значительному увеличению загрязнения окружающей среды дизельным топливом, отработанным моторным маслом, топливом для реактивных двигателей (Nwaogu et al., 2008). Загрязнение почв продуктами на основе углеводородов (УВ) оказывает негативное воздействие на здоровье населения, являясь источником острых и хронических заболеваний, таких как отравления, сердечно-сосудистые заболевания, рак и другие (Ramirez et al., 2017). Выбор стратегии, применяемой для очистки и восстановления земель, зависит от уровня загрязнения. Если содержание УВ превышает 3%, на начальном этапе ремедиации нефть и нефтепродукты рекомендуют удалять из почвы механическим способом (Stupin 2009). Если почва содержит 0,3–3% УВ, она классифицируется как загрязненная, и для ее очистки требуется проведение специальных мероприятий. Были разработаны различные способы рекультивации, например, внесение в почву торфа, удобрений, навоза, микробных препаратов, специальных химикатов (ферментов), выращивание растений и др. (Dindar et al., 2015; Oyewole et al., 2020). Микроорганизмы обладают способностью трансформировать или минерализовать встречающиеся в природе органические молекулы, и это может быть использовано при рекультивации нефтезагрязненных территорий на месте (Nwaogu et al., 2008). Однако из-за ингибирующего действия УВ на микробное сообщество эффективность процессов биоремедиации часто бывает низкой (Stupin 2009; Namkoong et al., 2002; Lapinskienė et al., 2006).

Многочисленные исследования последнего времени свидетельствуют о положительном воздействии кремнийсодержащих соединений на ряд почвенный свойств и уровень плодородия (Liang et al., 2015; Matichenkov et al., 2020). Кремниевые удобрения и мелиоранты обеспечивают улучшение адсорбционных и влагоудерживающих свойств почв; улучшают доступность для растений P, K, Fe, Zn и других элементов питания; снижают токсичность органических и неорганических загрязнителей; повышают стабильность текстуры и многое другое (Khan et al., 2020; Wang et al., 2020). Имеются данные о том, что кремнийсодержащие соединения способствуют усилению активности почвенных микроорганизмов (Rajput et al., 2021). Следует отметить, что некоторые виды промышленных отходов могут быть использованы в качестве кремниевых удобрений (Ning et al., 2016). Благодаря своим свойствам кремнийсодержащие соединения могут найти применение в технологиях ремедиации загрязненных УВ почв. Целью настоящего исследования было определение влияния кремний-содержащих соединений на содержание УВ и ферментативную активность почвы, загрязненной дизельным топливом и отработанным моторным маслом.

Материалы и методы.

В вегетационных и полевых экспериментах были испытаны два вещества с высоким содержанием кремния (силиката кальция и аморфный диоксид кремния). Силикат кальция ($CaSiO_3$) представлял собой шлак Косогорского металлургического комбината (Тульская область, Россия). Тяжелых металлов или других неорганических загрязнителей (As, Cd, Hg, Pb и др.) в шлаке не было обнаружено. Аморфный диоксид кремния (SiO_2) (Аэросил А-300) (ООО «Силика», Россия) – химически чистое вещество, содержащее 99,8%

SiO_2. Содержание водорастворимого Si составляло 4,6 ± 0.5 и 48,5± 1.5 мг/кг в шлаке и диоксиде кремния соответственно. Вегетационный эксперимент проводили на серой лесной почве (pH= 7,2; общее содержание углерода 24,7 г/кг, общее содержание азота 3,08 г/кг, общее содержание фосфора 0,91 г/кг, общее содержание калия 22,3 г/кг) в Институте фундаментальных проблем биологии Российской академии наук. Полевые испытания проводили на дерново-подзолистой почве (pH= 6,1, общее содержание углерода 9,8 г/кг, общее содержание азота 0,68 г/кг, общее содержание фосфора 15,4 г/кг, общее содержание калия 22,3 г/кг) на севере Московской области. Схема обоих экспериментов была следующей: 1) контроль; 2) загрязнение углеводородами; 3) загрязнение углеводородами + $CaSiO_3$ 5 т $га^{-1}$; 4) загрязнение углеводородами + $CaSiO_3$ 10 т $га^{-1}$; 5) загрязнение углеводородами + SiO_2 5 т $га^{-1}$; 6) загрязнение углеводородами + SiO_2 10 т $га^{-1}$.

Вегетационный и полевой эксперименты проводили при одинаковом уровне углеводородного загрязнения. В тепличном эксперименте 30 мл смеси дизельного топлива и отработанного моторного масла (1:1) было добавлено к 1 л почвы с последующим перемешиванием. В полевом эксперименте 3 л смеси дизельного топлива и отработанного моторного масла (1:1) было добавлено на 1 $м^2$ и перемешано с 10-сантиметровым слоем почвы. Затем были внесены кремнийсодержащие вещества и почву снова перемешали. Семена ячменя (*Hordeum vulgare* L. cv Elf) высаживали на глубину 2–3 см. В теплице в каждый горшок было посажено по 10 семян, в поле – 1000 семян на 1 $м^2$. Перед посевом семена замачивали в дистиллированной воде на 24 часа. Температуру воздуха в вегетационном эксперименте поддерживали на уровне 20 ± 2^0 С в дневное время и 12 ± 2^0 С в ночное время. Световой период составлял 12 часов; интенсивность света составляла 130 мкмоль фотонов м – 2 $с^{-1}$. Относительная влажность воздуха была 45 ± 5% днем и 70 ±5% ночью.

Полевые испытания проводили с июня по июль, дневная температура воздуха колебалась в интервале 20–25° С. Температура воздуха ночью составляла 15–20° С. Осадков выпало 200–300 мм. В тепличном эксперименте образцы почвы отбирали еженедельно в течение 4 недель; в полевом эксперименте – раз в 2 недели в течение 8 недель с глубины 0–5 и 5–10 см.

Содержание углеводородов (УВ) анализировали в гексановых экстрактах, экстракцию проводили с помощью системы Soxtec ST 255 (FOSS). В колбу Soxtec помещали по 10 г почвы и приливали 100 мл гексана (C_6H_{14}). Температура экстракции составляла +70° С и время – 1 час. Вес ячменя измеряли через 4 недели после посева в тепличном эксперименте и через 8 недель в полевом эксперименте.

Результаты и обсуждение.

В тепличном эксперименте в почве, не обработанной кремнийсодержащими веществами, содержание УВ уменьшилось незначительно с 3,1 до 2,8% в течение 4 недель (табл. 1). Внесение кремнийсодержащих веществ обеспечило значительно уменьшение содержания УВ в почве. Максимальный эффект наблюдался при внесении SiO_2 в дозе 10 т/га (от 3,1% до 0,4%). Минимальный эффект был получен при внесении $CaSiO_3$ в дозе 5 т/га (от 3,1% до 1,8%).

Таблица 1. Влияние кремнийсодержащих препаратов на содержание УВ в почве, вегетационный эксперимент

Вариант	Углеводороды, %			
	1я неделя	2я неделя	3я неделя	4я неделя
Контроль	0,2	0,2	0,2	0,1
Углеводородное загрязнение (УЗ)	3,1	3,0	2,7	2,8
УЗ+$CaSiO_3$ 5 т/га	3,0	2,9	2,5	1,8
УЗ+$CaSiO_3$ 10 т/га	3,0	2,7	2,4	1,5
УЗ+ $SiO_2$5 т/га	2,8	2,5	1,3	0,8
УЗ+ SiO_2 10 т/га	2,7	2,3	1,0	0,4
$НСР_{05}$	0,2	0,2	0,2	0,2

Нефтепродукты оказали токсическое действие на растения ячменя как в теплице, так и в полевых условиях. В контрольном варианте все растения погибли. Внесение $CaSiO_3$ или SiO_2 способствовало снижению токсического действия загрязняющих веществ на ячмень и обеспечило увеличение биомассы ячменя с 0,5 до 1,8 г сухого веса одного растения в вегетационном эксперименте и с 1,7 до 2,8 г сухого веса одного растения в полевых условиях. Диоксид кремния в дозе 10 т/га демонстрировал более высокую эффективность, а $CaSiO_3$ в дозе 5 т/га был наименее эффективным.

Динамика содержания УВ в почве в полевом эксперименте представлена в таблице 2. Внесение кремнийсодержащих веществ значительно снизило содержание УВ в почве на глубине 0–5 и 5–10 см. Максимальный эффект был достигнут при внесении SiO_2 в дозе 10 т/га (содержание УВ составило 0,3% по сравнению с 2,5% в контроле). Кроме того, зафиксировано уменьшение вымывания загрязнителей вниз по почвенному профилю.

Полученные данные свидетельствуют о положительном влиянии кремнийсодержащих веществ на загрязненную нефтепродуктами почву и ускорении разложения УВ. Из двух протестированных кремний-содержащих веществ, SiO_2, обладающий более высокой растворимостью по сравнению с $CaSiO_3$, оказался более эффективным. Можно предположить, что растворимые формы кремния (мономеры и полимеры кремниевой кислоты) играют важную роль в восстановлении почвы, загрязненной углеводородами.

Таблица 2. Влияние кремнийсодержащих препаратов на содержание УВ в почве, полевой эксперимент

Вариант	Глубина, см	Углеводороды, %			
		2ая неделя	4ая неделя	6ая неделя	8ая неделя
Контроль	0-5	0,2	0,2	0,2	0,2
	5-10	0,1	0,1	0,1	0,1
Углеводородное загрязнение (УЗ)	0-5	2,9	2,9	2,6	2,5
	5-10	0,9	1,1	1,2	1,2
УЗ+$CaSiO_3$ 5 т/га	0-5	2,8	2,7	2,2	1,8
	5-10	0,7	1,0	0,8	0,6
УЗ+$CaSiO_3$ 10 т/га	0-5	2,8	2,5	2,0	1,4
	5-10	0,7	0,6	0,6	0,4
УЗ+ $SiO_2$5 т/га	0-5	2,5	2,0	1,8	1,0
	5-10	1,0	0,8	1,0	0,7
УЗ+ SiO_2 10 т/га	0-5	1,6	1,3	1,1	0,3
	5-10	0,6	0,4	0,3	0,2
$НСР_{05}$		0,2	0,2	0,2	0,2

Среди механизмов, ответственных за Si-опосредованную очистку загрязненной УВ почвы, можно выделить следующие: а) изменение физических свойств почвы; б) капсулирование молекул УВ полимерными формами кремниевой кислоты; в) повышение гидрофильности почвенных частиц за счет присутствия монокремниевой кислоты; г) прямое воздействие на микробиологическую активность почвы. Некоторые виды материалов с высоким содержанием активных форм кремния характеризуются низкой стоимостью и доступны в больших объемах (отходы промышленности). После проведения экологической экспертизы по содержанию неорганических загрязнителей такие отходы могут быть использованы для восстановления загрязненных почв.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Bekuzarova S.A. Bioremediation of oil-contaminated soils / S.A. Bekuzarova, L.I. Weisfeld, E.N. Alexandrov // Heavy Metals and Other Pollutants in the Environment. – Apple Academic Press, 2017. – С. 129–143.
2. Dindar E. Variations of soil enzyme activities in petroleum-hydrocarbon contaminated soil / E. Dindar, F.O.T. Şağban, H.S. Başkaya // International J. Biodeterioration and Biodegradation. – 2015. – Т. 105. – С. 268–275.
3. Khan Z.S. Effects of silicon nanoparticles on growth and physiology of wheat in cadmium contaminated soil under different soil moisture levels / Z.S. Khan, M. Rizwan, M. Hafeez, S. Ali, M. Adrees, M.F. Qayyum, ... M.A. Sarwar // Environmental Science and Pollution Research. – 2020. – Т. 27. – С. 4958–4968.
4. Lapinskienė A. Eco-toxicological studies of diesel and biodiesel fuels in aerated soil / A. Lapinskienė, P. Martinkus, V. Rėbždaitė // Environmental Pollution. – 2006. – Т. 142. – № 3. – С. 432–437.
5. Liang Y. Silicon-mediated tolerance to salt stress / Y. Liang, M. Nikolic, R. Bélanger, H. Gong, A. Song // Silicon in Agriculture. – Springer, 2015. – С. 123–142.
6. Matichenkov V. Reduction in nutrient leaching from sandy soils by Si-rich materials: Laboratory, greenhouse and filed studies / V. Matichenkov, E. Bocharnikova, J. Campbell // Soil and Tillage Research. – 2020. – Т. 196. – С. 104–450.
7. Namkoong W. Bioremediation of diesel-contaminated soil with composting / W. Namkoong, E.Y. Hwang, J.S. Park, J. Y. Choi // Environmental Pollution. – 2002. – Т. 119. – N 1. – С. 23–31.
8. Ning D. Impacts of steel-slag-based silicate fertilizer on soil acidity and silicon availability and metals-immobilization in a paddy soil / D. Ning, Y. Liang, Z. Liu, J. Xiao, A. Duan // PLoS One. – 2016. – Т. 11. – N 12. – С. e0168163.
9. Nwaogu L.A. Degradation of diesel oil in a polluted soil using Bacillus subtilis / L.A. Nwaogu, G.O.C. Onyeze, R.N. Nwabueze // African J. Biotechnology. – 2008. – Т. 7. – N 12. – С. 19–39.
10. Oyewole O.A. Isolation of bacteria from diesel contaminated soil for diesel remediation / O.A. Oyewole, S.L.T. Zobeashia, O.E. Oladoja, I.O. Musa, I.T. Terhemba // J. Bio-Science. – 2020. – Т. 28. – С. 33–41.
11. Rajput V.D. Effects of silicon and silicon-based nanoparticles on rhizosphere microbiome, plant stress and growth / V.D. Rajput, T. Minkina, M. Feizi, A. Kumari, M. Khan, S. Mandzhieva, ... R. Choudhary // Biology. – 2021. – Т. 10. – N 8. – С. 791.
12. Ramirez M.I. Contamination by oil crude extraction–Refinement and their effects on human health / M.I. Ramirez, A.P. Arevalo, S. Sotomayor, N. Bailon-Moscoso // Environmental Pollution. – 2017. – Т. 231. – С. 415–425.
13. Stupin D.Y. Soil pollution and new technologies for their restoration / D.Y. Stupin. –St. Petersburg: Lan, 2009. – 432 с.
14. Wang L. Effects of silicon and phosphatic fertilization on rice yield and soil fertility / L. Wang, U. Ashraf, C. Chang, M. Abrar, X. Cheng // J. Soil Science and Plant Nutrition. – 2020. – Т. 20. – С. 557–565.

ВЫЯВЛЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ СОРТОВ КАРТОФЕЛЯ К ООМИЦЕТУ PHYTOPHTHORA INFESTANS

IDENTIFICATION OF RESISTANT POTATO VARIETIES TO OOMYCETE PHYTOPHTHORA INFESTANS

Мельникова В.А., Демидова В.Н., Рогожин А.Н., Сметанина Т.И., Кузнецова М.А.
Melnikova V.A., Demidova V.N, Rogozhin A.N, Smetanina T.I, Kuznetsova M.A.
Россия, Всероссийский научно-исследовательский институт фитопатологии, Большие Вяземы, Московская область, e-mail: melnikova.vi03@mail.ru

Фитофтороз, вызываемый оомицетом *Phytophthora infestans* (Mont.) dBy — наиболее разрушительная болезнь картофеля. Патоген поражает листья и стебли, вызывая их преждевременное отмирание, и, в связи с этим, уменьшение урожая. Кроме того, он инфицирует клубни, которые впоследствии сгнивают во время хранения, в результате чего возрастают общие потери урожая [1].

В годы эпифитотий продуктивность восприимчивых к болезни сортов, без применения специальных защитных средств, может снижаться в 1,5–2 раза, а потери урожая достигать 50–60% [1].

Фитофтороз наиболее вредоносен при раннем проявлении и высокой скорости развития в течение вегетационного периода, поэтому очень важно задержать старт и снизить скорость развития болезни [2].

До настоящего времени наименее исследованным является вопрос о влиянии структуры популяций *P. infestans* на агрессивность и, следовательно, на стабильность и длительность проявления частичной (горизонтальной) устойчивости к патогену возделываемых сортов картофеля [4, 6].

Известно, что возделывание сортов картофеля, обладающих частичной устойчивостью к фитофторозу является одним из наиболее важных компонентов интегрированной защиты этой культуры [3]. От уровня устойчивости защищаемого сорта должны зависеть как сроки, так и частота опрыскивания его фунгицидами [7]. Однако правильное определение уровня устойчивости сортов возможно только при определенных условиях [8, 9]. В полевых условиях оно возможно лишь при наличии достаточного количества инокулюма в ранние фазы развития картофеля и при метеорологических условиях, благоприятных для развития патогена. При испытании сортов в поле такие условия в полной мере создаются не всегда и не везде. При слабом и позднем его развитии получить достоверную информацию о степени устойчивости сорта невозможно.

Оценка фитофтороустойчивости, проведенная в полевых и лабораторных условиях на естественном и искусственном инфекционных фонах позволила выявить сорт картофеля Алуэт, показавшего высокий уровень устойчивости к фитофторозу по надземной части и клубням. Этот сорт может быть использован при органическом возделывании картофеля, а также в селекционной работе для создания устойчивых к фитофторозу сортов; кроме того, важен еще и тот факт, что данный сорт относится к группе среднеранних сортов. В настоящее время на рынке практически нет сортов картофеля, сочетающих раннюю скороспелость и высокую устойчивость к фитофторозу.

В 2022–2024 гг. на опытном поле ВНИИФ «Раменская Горка» высаживаются испытуемые сорта картофеля Алуэт (Alouette), а также международные сорта-стандарты фитофтороустойчивости: Бинтье (Bintje), Сарпо Мира (Sarpo Mira) и др.

Проводили учеты степени пораженности растений фитофторозом с использованием международной 9-ти бальной шкалы [9, табл. 1].

Таблица 1. Шкала для оценки устойчивости сортов картофеля

Расчетные потери урожая	Баллы (по 9-балльной шкале)	Уровень устойчивости сортов к фитофторозу
<5%	9-8 баллов	Устойчивый (У)
5-15%	7-6 баллов	Умеренно-устойчивый (УУ)
16-35%	5-4 балла	Умеренно-восприимчивый (УВ)
>35%	3-1 балл	Восприимчивый (В)

В лабораторных условиях оценку испытуемых сортов проводили с использованием экспресс-метода оценки устойчивости [8]. Основой настоящего метода является совместное использование математической имитационной модели развития фитофтороза и лабораторно-полевых тестов с искусственным заражением сортов картофеля спорами *P.infestans*.

В полевых условиях в фазу развития 7–9 листьев с растений каждого сорта срезали по 10 листьев со среднего яруса, переносили их в лабораторию и инокулировали патогеном. Каждую тестируемую пару «сорт-патоген» сравнивали с эталонной парой.

По результатам оценки в полевых условиях на естественном инфекционном фоне сорта картофеля были распределены следующим образом: восприимчивые – 18%, умеренно-восприимчивые – 68%, умеренно-устойчивые – 13%, устойчивые – 1% [рис. 1].

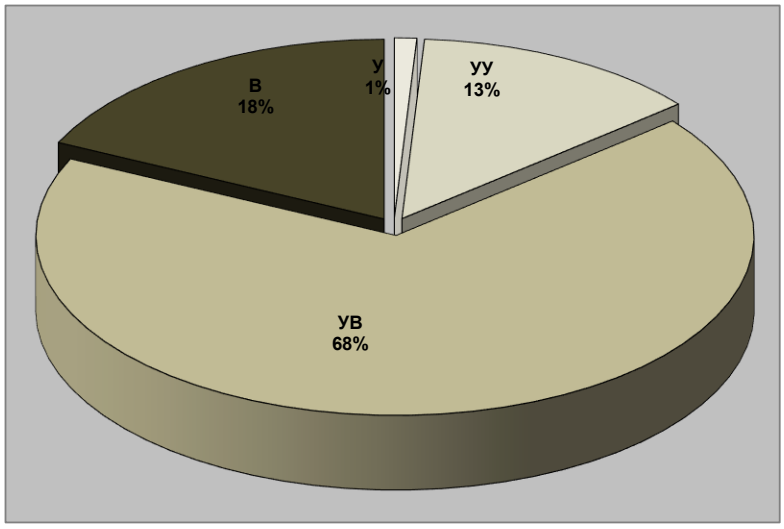


Рис. 1 – Распределение сортов картофеля по устойчивости к фитофторозу (ВНИИФ, 2022–2024 гг. оценка в поле).
**У – устойчивый (8–9 баллов), УУ – умеренно-устойчивый (6–7 баллов), УВ – умеренно-восприимчивый (4–5 баллов), В – восприимчивый (≤3 балла)*

По результатам оценки на «жестком» инфекционном фоне распределение сортов по степени устойчивости к фитофторозу выглядело следующим образом: восприимчивые – 28%, умеренно-восприимчивые – 61%, умеренно устойчивые и устойчивые – 11% (табл. 4, рис. 2).

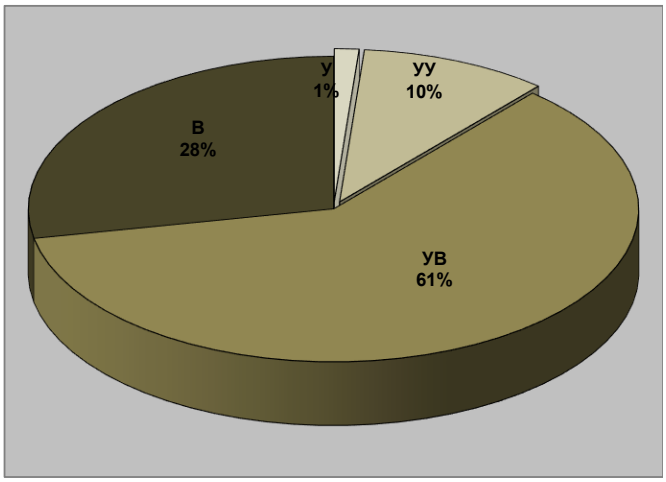


*Рис. 2 – Распределение сортов картофеля по устойчивости к фитофторозу (ВНИИФ, 2022–2024 гг., оценка в лаборатории с использованием экспресс-метода). *У – устойчивый (8–9 баллов), УУ – умеренно-устойчивый (6–7 баллов), УВ – умеренно-восприимчивый (4–5 баллов), В – восприимчивый (≤3 балла)*

Таким образом, оценка фитофтороустойчивости, проведенная в полевых и лабораторных условиях на естественном и искусственном инфекционных фонах позволила выявить сорт картофеля Алуэт, показавшего высокий уровень устойчивости к фитофторозу по надземной части растений и клубням. Этот сорт может быть использован при органическом возделывании картофеля, а также в селекционной работе для создания устойчивых к фитофторозу сортов. Выявленные, по результатам оценки устойчивые и умеренно устойчивые сорта будут использоваться в селекционной работе.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Защита картофеля от болезней, вредителей и сорняков / Б.В. Анисимов [и др.]. – М.: Картофелевод. – 2009. – 256 с.
2. Филиппов А.В., Кузнецова М.А., Рогожин А.Н. Сроки обработки картофеля для защиты от фитофтороза // Защита и карантин растений. 2005. № 3. С. 30
3. Кузнецова М.А. Защита картофеля // Защита и карантин растений (Приложение). – 2007. – № 5. – С. 1–42.
4. Epidemics and control of early & late blight, 2015 & 2016 in Europe / A.M. Schepers [et al.]. // Proceedings of the sixteenth Euroblight Workshop: PAGV Special Report. Aarhus – Denmark 14-17 May 2017. – 2017. – No. 18. – P. 11–32.
5. VNIIFBlight decision support system using in the potato late and early blight control / A.V. Filippov, A.N. Rogozhin, M.A. Kuznetsova, et al. // Int. J. Pharm. Res. Allied Sci. 2017. Vol. 6. No. 3. P. 112–117.
6. Кузнецова М.А., Козловский Б.Е., Рогожин А.Н., и др. / Фитофтороз и альтернариоз картофеля: программа защитных действий // Картофель и овощи. – 2010. – № 3. – С. 27–30.
7. Cooke L.R. Epidemiology and Integrated Control of Potato Late Blight in Europe / L.R. Cooke, H.T.A.M. Schepers, A. Hermansen, et al. // Potato Research. – 2011. – vol. 54. – P. 183–222.
8. A new approach to measure potato susceptibility to Phytophthora infestans, a causal organism of the late blight / M.A. Kuznetsova, S.Yu. Spiglazova [et al.]. // PPO-Special Report, 2014. – No. 16. – P. 223–232.
9. Кузнецова М.А. Болезни кожуры картофеля и меры борьбы с ними / М.А. Кузнецова, М.Д. Ерохова, В.Н. Демидова // Защита и карантин растений. – 2024. – № 1. – С. 35–40. – DOI 10.47528/1026-8634_2024_1_35.

ВЛИЯНИЕ АБИОТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ РАЗВИТИЯ ХИЩНОГО КЛЕЩА AMBLYSEIUS SWIRSKII ПРИ МАССОВОМ РАЗВЕДЕНИИ

INFLUENCE OF ABIOTIC FACTORS ON THE DURATION OF DEVELOPMENT OF THE PREDATORY MITE AMBLYSEIUS SWIRSKII DURING MASS BREEDING

Мешков Ю.И., Зуева Ю.В., Сидоров И.И., Измайлова Е.С., Трефильев П.П.
Meshkov Yu.I., Zueva Yu.V., Sidorov I.I., Izmailova E.S., Trefiliev P.P.
Российская Федерация, Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт фитопатологии», yimeshkov@rambler.ru

При развитии овощеводства и цветоводства в защищенном грунте в современных условиях возрастают требования к экологии. Необходимы новые стратегические и тактические подходы к защите растений от вредителей [1].

Одним из самых опасных вредителей овощных культур в защищенном грунте являются растительноядные клещи. Они способны быстро нанести большой урон здоровью растений и привести к значительному снижению урожайности. В теплицах встречается 13 видов растительноядных клещей с весьма схожей биологией развития с акари-энтомофагами, а многие из них – с высоким уровнем устойчивости к применяемым пестицидам. Нередки случаи ввоза карантинных видов вредителей или видов членистоногих, обладающих множественной резистентностью к новым химическим пестицидам [2, 3].

В защищённом грунте целесообразно более широко применять биологические средства защиты растений, что позволяет преодолевать ряд отрицательных проявлений использования химического метода защиты культивируемых растений.

По состоянию на 2022 год российский рынок *биологических средств защиты растений (далее – СЗР) составляет менее* 5% от общего объема российского рынка СЗР [4]. Данное положение дел объясняется недостаточной изученностью видового состава энтомофагов в мировой фауне в целом и слабой проработанностью методик масштабированного воспроизводства популяций перспективных и эффективных энтомофагов при биологическом способе защиты растений [5].

Ambluseius swirskii во всем мире используется для защиты сельскохозяйственных культур от вредоносных членистоногих (прежде всего белокрылки и трипсов). Наиболее интенсивно используется в защищенном грунте. Для использования в нашей стране он закупается за рубежом. Технология массового воспроизводства ни в одной биолаборатории отечественных тепличных комбинатов не разработана.

Хищный клещ Amblyseius swirskii (Athias-Henriot, 1962) находится в составе семейства Фитосейидные клещи (Phytoseiidae) отряда Паразитиформных клещей (Parasitiformes). Имеет субтропическое происхождение – встречается в регионе Восточного Средиземноморья (Израиль, Италия, Кипр, Египет). Поскольку A.swirskii происходит из влажных прибрежных районов в Средиземноморье, [6] он адаптирован к высоким температурам и относительной влажности воздуха. Клещ классифицируется как вид резко реагирующий на низкую влажность окружающей среды и нуждается во влажных условиях (63%, 11.4 hpa) для успешного вылупления из яиц. Обитает на плодовых (яблоня, слива, миндаль), овощных и цитрусовых культурах, на хлопчатнике [7].

Совершенствование способа масштабированного воспроизводства хищных клещей в искусственно созданных (лабораторных) условиях, адаптированных для максимального получения выходной продукции с единицы площади, позволяет оптимизировать биологическое СЗР, что является перспективным научным направлением биологического метода защиты растений в рамках технической энтомологии, поскольку инновационные решения в данной области могут обеспечить качественные и количественные изменения показателей, отвечающих за высокую эффективность получаемой продукции.

С целью повышения эффективности биологической защиты овощных культур от вредителей в условиях защищенного грунта путем адаптации метода массового разведения хищного клеща Amblyseius swirskii в технологических условиях биолаборатории тепличного комбината изучалось влияние относительной влажности воздуха (80, 90 и 97%) при температуре 30, 25 и 20° С на продолжительность развития хищного клеща Ambluseius swirskii. Температура воздуха поддерживалась на заданном уровне в климат-камере. Условия влажности воздуха над субстратом в эксикаторе регулировалась с помощью насыщенных растворов солей – сульфата аммония (81...80% ОВВ), сульфата калия (97...96% ОВВ) и 35% раствора глицерина (90% ОВВ). Хищных клещей помещали в микросадки Доссе с кормовым субстратом.

По данным рисунка 1 продолжительность развития хищных клещей в значительной степени зависит как от относительной влажности воздуха над субстратом, так и от температуры. Высокая влажность воздуха (90–97%) обеспечивает более быстрое развитие как эмбриона, так и постэмбриональных фаз развития. Снижение влажности до 80% замедляет развитие хищного клеща. Учитывались стадии развития от яйца до имаго.

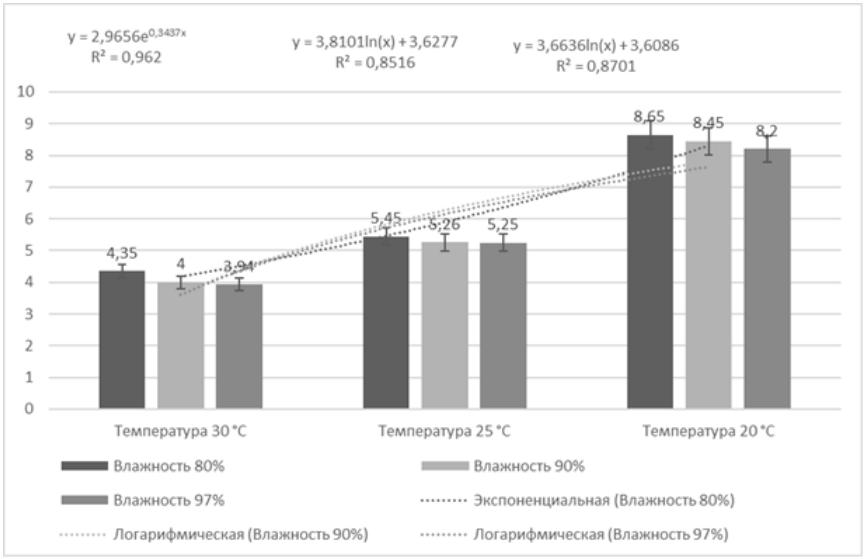


Рис. 1 – Зависимость длительности развития Ambluseius swirskii при разных условиях, при относительной влажности 80%, 90%, 97% и температурах 30° С, 25° С, 20° С)

Анализируя данные из рисунка 1. можно сделать вывод, что при влажности воздуха 90% и более – является оптимальной для индивидуального развития Ambluseius swirskii. Медленней всего они развиваются при температуре 20° С – время развития составило в пределах 8,2–8,65 суток, что практически в 2 раза потенциал ниже чем при влажности в 97%. При температуре развития 25° С получили усредненные значения по длительности развития Ambluseius swirskii. Быстрее всего развивались особи при температуре 30° С и при влажности 97%, где время развития составило 3,94 суток.

Экспериментальным способом были выявлены лучшие условия для размножения хищного клеща Ambluseius swirskii. Рекомендуемая температура 30° С при относительной влажности воздуха 97%.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Мерзликин А.С. Проблемы рационального использования удобрений и средств химической защиты растений в сельском хозяйстве России. – Диссертация ...докт. с.-х. наук. – М., 2009. 68 с.
2. Яковлева И.Н., Мешков Ю.И. Исторические аспекты резистентности Tetranychus urticae Koch (Acariformes: Tetranychidae) к инсектоакарицидам // Агрохимия. 2016. № 3. С. 81–90.

3. Chapman R.B., Martin N.A, Spider mite resistance management strategy. In MARTIN, NA., BERESFORD, RM. and HARRINGTON, KC. (Eds.). Pesticide Resistance: prevention and management strategies. Hasting: 2005. New Zealand Plant Protection Society. Available from: <http://www.nzpps.org/resistance/pdfs/ spidermite.pdf>. Access in: December 2010.
4. Sato M.E., Silva M.Z., Silva R.B., Souza Filho M.F..Raga A., Monitoramento da resistência de Tetranychus urticae Koch (Acari: Tetranychidae) a abamectin e fenpyroxymate em diversas culturas no Estado de São Paulo. Arquivos do Instituto Biologico. 2009. Vol. 76, no. 2, P. 217–223.
5. Мажуга А.Г., Масленников А.В. Анализ производственных цепочек на рынках высокотехнологичной химии. Средства защиты растений. РХТУ им. Д.И. Менделеева. – 2022. – 79 с.
6. Porath A., Swirski E. A survey of phytoseiid mites (Acarina: Phytoseiidae) on citrus, with a description of one new species // Israel Journal of Agricultural Research 1965. 15: 87–100.
7. Delisle J.F., Brodeur J., Shipp L. Evaluation of various types of supplemental food for two species of predatory mites, Amblyseius swirskii and Neoseiulus cucumeris (Acari: Phytoseiidae) // Experimental and Applied Acarology. 2015. 65(4). P. 483–494.

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФОРМ И СПОСОБОВ УДОБРЕНИЙ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ГОРЧИЦЫ БЕЛОЙ СОРТА РАПСОДИЯ В МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

THE INFLUENCE OF VARIOUS FORMS AND METHODS OF FERTILIZERS ON THE PRODUCTIVITY OF WHITE MUSTARD OF THE RHAPSODY VARIETY IN THE MOSCOW REGION

Наумов И.Д.[1], Наумова Л.В.[2], Старцев В.И.[2]
Naumov I.D.[1], Naumova L.V.[2], Startsev V.I.[2]
[1] Россия, Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева, e-mail: naumov.ilya310702@yandex.ru
[2] Россия, ФГБНУ ВНИИФ, e-mail: vniif@vniif.ru
[1] Russian, Russian University of Chemical Technology named after D.I. Mendeleev, e-mail: naumov.ilya310702@yandex.ru,
[2] Russia, FGBNU VNIIF, e-mail: vniif@vniif.ru

Введение. В настоящее время на рынок агропрепаратов поступает большое количество торговых марок с разным действующим веществом для обработки растений. При этом недостаточно изученным остается вопрос симбиотического взаимодействия препаратов, при котором в продукции и в почве не накапливается остаточное количество пестицидов и продуктов их распада. Биологизированные технологии возделывания сельскохозяйственных растений и органическое производство не может обойтись без внесения в почву органического удобрения. В этой связи использование горчицы белой – одной из важнейших комплексных культур, применяемой в сельском хозяйстве в качестве масличной культуры и сидерата, с учетом климатических условий Центрального федерального округа России задача весьма актуальная.

По результатам проведенных лабораторных исследований было изучено влияние препаратов (сок алоэ, коллоидное серебро, Гамаир+Алирин, BiOSi) на посевные качества семян. Была установлена эффективность обработки семян горчицы белой сорт Рапсодия всеми применяемыми препаратами как при обработке жидкими растворами, так и методом инкрустирования. Наилучшие показатели энергии прорастания и всхожести изучаемой культуры зафиксированы при обработке семян горчицы жидким раствором соком алоэ (98%) и коллоидным серебром, Гамаир+Алирин (96%), а при инкрустировании семян наилучший результат получен при обработке соком алоэ (97%) и BioSi (80% и 82%), а также коллоидным серебром (65%) [1].

Дальнейшие полевые исследования в 2024 году были проведены на базе опытного поля ФГБНУ ВНИИФ.

Объект исследований – сорт горчицы белой Рапсодия.

Тип почвы – дерново-подзолистые глееватые и глеевые. Подготовка почвы перед посевом состояла из следующих агротехнических приемов: зяблевая вспашка на глубину 25 см, весеннее культивирование, внесение минеральных удобрений, на делянки в соответствии со следующим составом: АЗОТ (N) 10%; ФОСФОР (P_2O_5) 5–7%; КАЛИЙ (K_2O) 5–7%; СЕРА (S) 3,14%, МАГНИЙ (MgO) 1–1,5%, B 0,02%, Zn 0,01%, Cu 0,01%, Mn 0.07%, Fe 0,01%.

Норма высева семян горчицы белой – 1,2 млн шт. всхожих семян /га. Глубина заделки семян – 2 см. Посев осуществлялся 19 июня 2024 г.

Схема полевого опыта включала следующие варианты обработки семян:

1) Контроль – без обработки жидкими удобрениями (H_2O (0,5 мл)

Обработка поливкой посеянного семени:

2) свежевыжатым соком алоэ (1,0 мл);
3) жидкий BiOSi (0,1 мл) + H_2O (0,5 мл);

4) жидкий BiOSi (0,2 мл) + H_2O (0,5 мл);
5) жидкий коллоидное серебро (концентрация 0,025%) – (0,015 мл);
6) жидкий алирин+гамаир (0,2 мл).

Посадка инкрустированных семян:

7) Инкрустированные семена соком алоэ (1,0 мл);
8) Инкрустированные семена соком алоэ (1,0 мл) + зола древесная (3 г);
9) Инкрустированные семена biosi (0,1 мл) + H_2O (0,5 мл);
10) Инкрустированные семена biosi жидкий BiOSi (0,2 мл) + H2O (0,5 мл);
11) Инкрустированные семена biosi (0,1 мл) + зола древесная (3 г);
12) Инкрустированные семена biosi (0,2 мл) + зола древесная (3 г);
13) Инкрустированные семена коллоидное серебро (концентрация 0,025%) – (0,015 мл);
14) Инкрустированные семена коллоидное серебро (концентрация 0,05%) – (0,03 мл);
15) Инкрустированные семена коллоидное серебро пищевое (концентрация 0,025%) – (0,015 мл);
16) Инкрустированные семена коллоидное серебро пищевого+ зола древесная (3 г);
17) Инкрустированные семена коллоидное серебро + зола древесная (3 г);
18) Инкрустированные семена Алирин+гамаир (0,2 мл);

Процедура инкрустирование семян осуществлялось путем нанесения смеси в указанных пропорциях с добавлением в каждом варианте поливинилацетат – 1 мл и красителя пищевого гелевого (вода, желатин, загуститель (глицерин), красители пищевые (E102, E122, E129, E133, E171, E172), консерванты (E211, E218) – 0,15 мл.

На поле с многолетними сорными растениями, в начальные фазы вегетации горчица росла медленно, чтобы быстрорастущие сорняки не способствовали подавлению культуры, проводились прополки сорняков вручную. В наших опытах в основном преобладали следующие виды сорняков: марь белая, щирица запрокинутая, осот полевой, бодяк полевой, одуванчик лекарственный.

Погодные условия в период проведения исследования в 2024 году представлены на рисунках 1, 2.

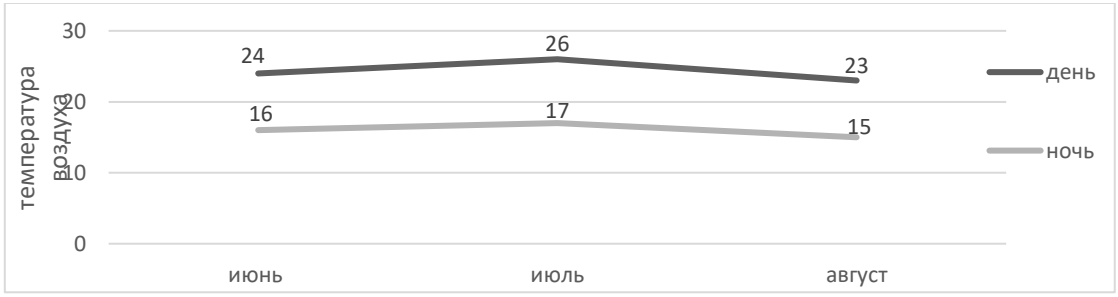


Рис. 1 – Среднемесячные показатели температуры воздуха за период вегетации горчицы белой (гидрометеоцентр Московская область), °С

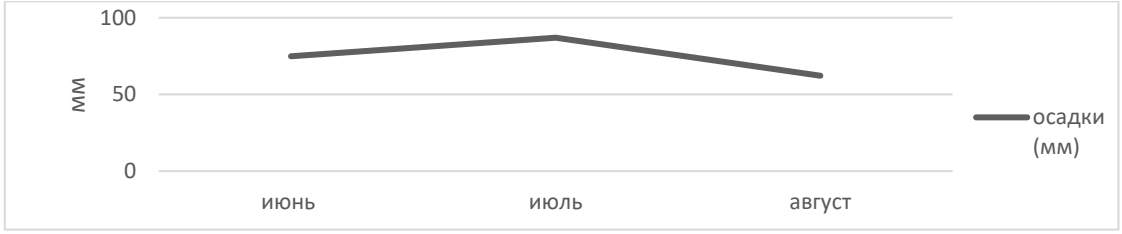


Рис. 2 – Показатели суммы осадков в месяцах проведения исследований в 2024 году (гидрометеоцентр Московская область), мм

Московская область находится в зоне умеренно-континентального климата. Исходя из погодных данных, представленных за 2024 г., вегетационный период был теплым, преобладали средние температуры воздуха в дневные и ночные часы, не достигающие средний максимум за период метеонаблюдений в Московской области на 2–5° С, а также с средней нормой выпадением осадков, превышающей в июле на 2 мм. В целом в период проведения исследования климатическая обстановка была благоприятная для роста и развития растений горчицы белой (табл. 1).

Таблица 1. Продолжительность межфазных периодов горчицы белой

В зависимости от применения жидких удобрений и способа обработки, среднее	Посев – всходы	Период всходы – цветение	Период Начало цветения – конец цветения	Формирование плодов и созревание семян	Вегетационный период
обработка жидким препаратом					
1. Контроль (без обработок)	7	24	26	15	67
2	7	23	26	17	66
3	7	26	26	15	67
4	7	26	27	17	70
5	7	25	30	16	74
6	7	26	28	17	73
обработка инкрустированием семян					
7	7	25	27	16	68
8	7	27	28	15	70
9	7	25	27	17	69
10	7	26	27	16	69
11	7	25	25	15	65
12	7	27	28	16	71
13	7	25	26	15	66
14	7	26	28	15	68
15	7	25	27	15	77
16	7	25	27	17	63
17	7	25	27	17	69
18	7	24	27	16	67

Как видно из результатов исследований, представленных в таблице 1, наиболее быстрый рост растений, по сравнению с контролем, был отмечен в вариантах 16 и 11.

Полевая всхожесть семян наблюдалась на 7 день от посева дружными всходами, что на 1–2 дня раньше, чем в исследованиях, проводимых на горчице белой в Орловской области в 2000–2002 гг. [2].

Продолжительность периода «всходы – цветение» составлял 23–28 дней, что на 14 дней короче от раннего срока и 10 дней от позднего срока, установленного [2].

Цветение растений наблюдалось в период от 25 до 30 дней.

Для сравнения приведем результаты продолжительности цветения сортов горчицы белой в условиях Орловской области в период 2007-2009 гг. от 24 до 32 суток [3]. Таким образом, в нашем случае самое позднее цветение завершилось раньше на 2 дня, чем в Орловской области.

Самый короткий период вегетации наблюдался в варианте 16 (инкрустирование семян коллоидное серебро жидкое + зола древесная) – 63 дней, при контроле – 67 дней, в варианте 11 на 2 дня раньше контроля, в вариантах 2 и 13 на 1 день раньше контроля, в вариантах 3 и 18 наравне с контролем, в вариантах 7 и 14 на один день позже контроля.

По результатам исследования выращивания сорта Рапсодия в условиях Рязанской области в мае-августе 2018–2019 годах, которая находится в Нечерноземной зоне России, полный период развития от начала всходов до созревания у горчицы белой при обработке жидкими удобрениями составил 64–76 дней [4], что превышает нижний и верхний пределы соответственно на 1, 2 дня от зафиксированных нами показателей 63–74 дней.

Таблица 2. Продолжительность межфазных периодов горчицы белой

Вариант опыта	полевая всхожесть, %	Высота растений, см	Количество ветвей на растении, шт.	Число стручков на 1 растении, шт.	Кол-во семян в 1 стручке, шт.	Урожай-ность, т/га	Прибавка к контролю	% заражен-ности
1	83	90	3	42	4,4	0,92	-	100%
2	90	95	5	67	5,9	1,98	**1,05**	62%
3	85	91	5	65	5,7	1,85	**0,93**	70%
4	85	91,4	5	60	5,7	1,71	**0,79**	65%
5	82	88	3	40	4,8	0,96	**0,04**	60%
6	80	90,8	5	30	5,0	0,75	-0,17	55%
7	84	88,8	4	35,9	4,9	0,88	-0,04	70%
8	82	88	3	43	4,2	0,90	-0,02	85%
9	85	88,8	4	50	5,2	1,30	**0,38**	72%
10	82	88	4	60	5,0	1,50	**0,58**	60%
11	84	110	5	68	4,1	1,39	**0,47**	80%
12	81	88	4	63	3,9	1,23	**0,30**	90%
13	86	95	5	37	3,8	0,70	-0,22	30%
14	81	92	5	37	3,9	0,72	-0,20	50%
15	84	88,7	4	66	5,8	1,91	**0,99**	25%
16	80	88	3	60	5,6	1,68	**0,76**	18%
17	88	88,6	4	64	4,2	1,34	**0,42**	20%
18	89	87,2	4	66	5,7	1,88	**0,96**	40%

Согласно исследованиям [5] продолжительность вегетационного периода у сорта Рапсодия составляет 67–74 суток, так в сравнении с проведенным нами опытом в четырех вариантах (16, 11, 2, 13) период вегетации настал раннее от 4 до 1 дня до наступления самого раннего срока (67 суток) и в 2-х вариантах (3, 18) в ранний срок вегетации, также в 2-х вариантах (7, 14) на день позже раннего наступления вегетации.

Также в сравнении с исследованиями [6] проведенного в степной зоне Крыма с марта по май с 2017–2019 годы вегетационный период горчицы белой составлял в пределах 76–99 дней, что длиннее от нижнего предела на 13 дней по сравнению с нашим опытом в варианте 16, в варианте 11 – на 11 дней, в вариантах 2 и 13 – на 10 дней, в вариантах 3 и 18 – 9 дней, в вариантах 7 и 14 – 8 дней, в вариантах 9, 10 и 17 – 7 дней, в вариантах 4, 8 – 6 дней, в варианте 12 – 5 дней, в варианте 6 – 3 дня, в варианте 5 – 2 дня, в варианте 5 – 1 день.

Так средняя полевая всхожесть растения составила 84,1%, максимальная – 90%, что на 1,4% ниже установленного показателя – 91,4% [4].

В итоге высота изучаемого сорта культуры составила 88-110 см, что на 10 см выше нижнего показателя и на 30 см – верхнего показателя по сравнению с опытом [4], которым определена высота растения 78–80 см.

Вместе с тем изучение влияния биопрепаратов на продуктивность горчицы белой в условиях Пензенской области показало максимальную полевую всхожесть от 88,0 до 89,5% [7], в то время как в нашем исследовании установлена 90% всхожесть в варианте 2, в варианте 18 – 89%, в вариантах 1, 17 – 88%.

По итогам исследования было установлено, что как замачивание семян, так и инкрустация семян в целом имели положительное воздействие на урожайность, что привело к его увеличению по сравнению с контролем, особенно увеличение плодов и семян от контрольного варианта наблюдается у семян, обработанных жидким раствором сока Алоэ, жидким BiOSi, а также инкрустированные семена коллоидным серебром (пищевым) + зола древесная и инкрустированные семена Алирин+гамаир.

Выводы. Таким образом, применение исследуемых биопрепаратов эффективно повлияло на показатели урожайности растения (в вариантах 2–5, 9–12, 15–18) по сравнению с контролем, а также способствовало выращиванию органически чистой культуры, удовлетворяющей требованиям [8], и позволило обогатить почву микро- и макроэлементами на опытном участке в Московской области.

Также процент зараженности растений в опытных вариантах составил от 18% до 90%, при контрольном варианте – 100%.

Из чего можно заключить, что наилучшие показатели по увеличению урожайности и низкому проценту засоренности по сравнению с контролем установлены в вариантах 2–5, 9–12, 15–17, которые были обработаны свежевыжатым соком алоэ и жидким раствором BiOSi, а также семена обработаны методом инкрустации с применением biosi, коллоидного серебра, Алирин+гамаир.

Для получения показателей растительной диагностики в более длительной динамике и их сопоставления целесообразно продолжить данное исследование.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Наумов И.Д. Влияние биологизированной предпосевной обработки семян горчицы белой на посевные качества / И.Д. Наумов, Л.В. Наумова, В.И. Старцев // Нефтяная столица: Сборник материалов Седьмого международного молодежного научно-практического форума, Ханты-Мансийск, 03–04 апреля 2024 года. – Ханты-Мансийск: Автономная некоммерческая организация содействия развитию инновационной деятельности «Центр научно-технических решений», 2024. – С. 211–217.
2. Велкова Наталья Ивановна. Использование горчицы белой (Sinapis alba L.) для расширения медоносных ресурсов ЦЧР: Дис. ... канд. с.-х. наук: 03.00.32: Орел, 2004 220 с. РГБ ОД, 61:05-6/42
3. Велкова Н.И. Пыльцевая и нектарная продуктивность сортов горчицы белой разных сроков и способов посева / Н.И. Велкова, В.П. Наумкин // Зернобобовые и крупяные культуры. – 2014. – № 3(11). – С. 72–76. – EDN SNGQVP.
4. Урожайность горчицы белой при использовании современных жидких удобрений в Нечерноземной зоне России / Д.В. Виноградов, К.В. Наумцева, Е.И. Лупова [и др.] // Вестник Рязанского государственного агротехнологического университета им. П.А. Костычева. – 2019. – № 4(44). – С. 126–131. – DOI 10.36508/RSATU.2019.85.96.022. – EDN CHERIA.
5. Наумкин В.П. Возделывание горчицы белой (Sinapis alba L.) в условиях ЦЧР / В.П. Наумкин, Н.И. Велкова. – Орел: Орловский государственный аграрный университет имени Н.В. Парахина, 2009. – 308 с. стр 172.
6. Ростова Е.Н. Семенная продуктивность и эффективность выращивания разных видов горчицы в степной зоне Крыма / Е.Н. Ростова // Известия сельскохозяйственной науки Тавриды. – 2021. – № 26(189). – С. 59–67. – EDN UACURH.

7. Таишев Н.Р. Влияние микроудобрений на продуктивность горчицы белой (Sinapis alba) в условиях Пензенской области / Н.Р. Таишев // Инновационные идеи молодых исследователей для агропромышленного комплекса: Сборник материалов Международной научно-практической конференции, Пенза, 24–25 марта 2022 года. Том I. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2022. – С. 87–90. – EDN DTNHMF.
8. Наумов И.Д., Наумова Л.В., Старцев В.И. Разработка концепции аналитического контроля качества органической продукции/ Фундаментальные и прикладные аспекты продовольственной безопасности: Сборник материалов научных трудов VI Всероссийской научно-практической международным участием / Коллектив авторов, под редакцией М.Г. Барышева. – Большие Вяземы, ФГБНУ ВНИИФ, 2023 – 317 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО УДОБРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ОСАДКОВ СТОЧНЫХ ВОД НА НАКОПЛЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ДЕКОРАТИВНЫХ РАСТЕНИЯХ

ASSESSMENT OF THE EFFECT OF ORGANIC FERTILIZER BASED ON SEWAGE SLUDGE ON THE ACCUMULATION OF HEAVY METALS IN ORNAMENTAL PLANTS

Нефедова С.Е., Севостьянов С.М., Демин Д.В.
Nefedova S.E., Sevostyanov S.M., Demin D.V.
ФИЦ «Пущинский научный центр биологических исследований РАН» – обособленное подразделение Институт фундаментальных проблем биологии РАН, sevost2000@rambler.ru

Важным фактором загрязнения окружающей среды являются осадки сточных вод. В числе способов их переработки и повторного применения в народном хозяйстве одним из наиболее перспективным является использование осадков сточных вод в качестве почвоулучшающей добавки – как в чистом виде, так и в виде компоста. Однако необходимо учитывать, что осадки сточных вод характеризуются повышенным содержанием тяжелых металлов. В силу этого обстоятельства, а также способности тяжелых металлов к миграции в системе «почва – растение», применение осадков сточных вод для выращивания пищевых растений ограничено. В то же время, осадки сточных вод являются востребованным сырьем для направлений рекультивации, биоремедиации, озеленения. В настоящее время потребность в органических удобрениях возрастает, поэтому особое значение приобретает переработка иловых осадков сточных вод в экологически безопасные компосты.

В период 2021–2023 годов получены варианты компостов на основе осадков сточных вод путем смешивания ОСВ с опилками в пропорции 1:1 с последующим компостированием. Химические анализы показали, что в соответствии с ГОСТ Р 59748-2021 [1], компосты относятся к 1 группе удобрений. Полученные компосты имеют высокий уровень обеспеченности по подвижным формам азота, фосфора, калия.

Проведена оценка эффективности использования компоста при внесении различных доз в серую лесную почву для выращивания *Petunia hybrida* сорта *GO! Tunia Cosmic Purple* и *Heuchera hybrida* сорта Frosted Violet [2].

В ходе эксперимента проведены наблюдения за ростом и развитием декоративных культур гейхеры и петунии на грунтах из серой лесной почвы и компоста, приготовленного по специальной технологии из осадков сточных вод. Доза компоста составила 4%, 6%, 8% (30, 45, 60 т/га соответственно). Проведенные исследования показывают, что дозы компоста для серой лесной почвы из расчета 45 и 60 т/га значительно влияют на рост и развитие растений, на активность почвенной микробиоты.

В рамках оценки безопасности полученных грунтов была проведено определение концентраций тяжелых металлов (валовых форм кадмия и свинца, подвижных форм свинца, цинка, меди и никеля) в образцах грунтов, а также в надземных и подземных органах растений.

Уровень валового содержания тяжелых металлов в тестируемых грунтах не превышает установленных ориентировочно допустимых концентраций (ОДК), за исключением цинка. Валовое содержание цинка в грунте, содержащем 8% компоста, на 13% больше, чем установленная ОДК. В целом, полученные данные позволяют сделать вывод, что с увеличением концентрации в грунте компоста увеличивается и валовое содержание тяжелых металлов. Эта тенденция прослеживается на всех типах образцов: как на грунтах, так и на частях растений. В качестве примера – содержание кадмия в тканях растений (табл. 1).

Таблица 1. Содержание Cd в тканях растений

Образец	4% (30 т/га)	6% (45 т/га)	8% (60 т/га)
Зелень *Heuchera*	0,088	0,087	0,063
Корень *Heuchera*	0,24	**3,73**	**6,07**
Зелень *Petunia*	**2,56**	**2,94**	**2,91**

Наименьшее содержание Cd зарегистрировано в зеленой массе гейхеры вне зависимости от концентрации компоста в грунте. В то же время корни гейхеры, выращенных на грунте с содержанием компоста 8%, характеризовался максимальным содержанием кадмия. Также значительное содержание Cd выявлено в зеленой массе петунии.

Результаты измерения валового содержания никеля, меди и цинка показывают, что максимальная концентрация зафиксирована в корнях гейхеры, где оно выше, чем в зеленой массе в 13, 5–8 и 13,5 раз соответственно.

Таким образом, максимальное накопление тяжелых металлов происходит в корнях гейхеры. В этом случае во избежание причинения экологического ущерба окружающей среде необходимо искать способы безопасной утилизации растительной биомассы, для которой характерно повышенное содержание тяжелых металлов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 59748-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Технические принципы обработки осадков сточных вод. Общие требования». М.: ФГБУ «РСТ», 2021.
2. Нефедова С.Е., Севостьянов С.М., Дербенева Д.С., Азарова А.Б., Демин Д.В. Агроэкологическая ценность компостов из переработанных органосодержащих отходов и возможность их применения в городском хозяйстве. «Нефтяная столица»: Сборник материалов Седьмого международного молодежного научно-практического форума. М: Центр научно-технических решений (АНО ЦНТР), 2024 г. С. 221-223. ISBN 978-5-6044699-6-5.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА НЕРЕСТИЛИЩА, РАСПОЛОЖЕННЫЕ НА ЗАТАПЛИВАЕМЫХ УЧАСТКАХ

ANALYSIS OF THE POSSIBLE IMPACT OF OIL FIELD DEVELOPMENT FACILITIES ON SPAWNING GROUNDS LOCATED IN FLOODED AREAS

Осадчук А.А.
Osadchuk A.A.
Российская Федерация, «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

При проектировании объектов нефтегазодобывающего комплекса значительное внимание уделяется сохранению природных экосистем, в том числе биологических ресурсов. При обустройстве месторождений, в частности, при проектировании трасс коридоров коммуникаций через водные объекты ПАО «Сургутнефтегаз» (далее – Общество) предпринимает меры по недопущению или сокращению воздействия, оказываемого на водные ресурсы[1] и среду их обитания в результате строительства, эксплуатации или капитального ремонта объектов.

Согласно Методике определения последствий негативного воздействия при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства, внедрении новых технологических процессов и осуществления иной деятельности на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания и разработки мероприятия по устранению последствий негативного воздействия на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания, направленных на восстановление их нарушенного состояния, утвержденной приказом Росрыболовства от 06.05.2020 №238, размер вреда, причиненного водным биоресурсам, исчисляется в натуральном выражении (килограммы, тонны) и зависит от последствий негативного воздействия на состояние водных биоресурсов, среды их обитания и величины составляющих такой вред компонентов, включающих:

– размер вреда от гибели водных биоресурсов (за исключением кормовых организмов);

– размер вреда от потери прироста водных биоресурсов в результате гибели кормовых организмов (фитопланктона, зоопланктона, кормового зообентоса), обеспечивающих прирост и жизнедеятельность водных биоресурсов;

– размер вреда от ухудшения условий обитания и воспроизводства водных биоресурсов (утрата мест нереста и размножения, зимовки, нагула, нарушение путей миграции, ухудшение гидрологического режима водного объекта).

Нерестилищами являются определенные площади дна или поверхности водного объекта, где происходит икрометание рыб.

В качестве нерестового субстрата[2] различные виды рыб выбирают определенные виды растений, однако их использование в качестве такого субстрата зависит от сроков, глубины и длительности затопления. Большое значение имеет проточность водных объектов (скорости течения), так как на малопроточных мелководьях растительность, бывшая под водой несколько дней (особенно прошлогодняя), осклизняется и становится уже непригодной для икрометания.

Ввиду того, что на участках, подверженных затоплению, существует особый гидробиологический режим, на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры нереститься могут лишь виды рыб фитофильной[3] группировки, в водных объектах с определенным растительным покровом.

В связи с этим необходимо отметить, что не все участки подверженные затоплению, являются нерестилищами.

При обустройстве месторождений, в частности, при проектировании трасс коридоров коммуникаций через водные объекты Общество предпринимает меры по недопущению или сокращению воздействия, оказываемого на водные биоресурсы в результате строительства, эксплуатации или капитального ремонта объектов.

Одним из мероприятий по снижению ущерба водным биоресурсам является выполнение предпроектных проработок, включающих определение перспективных мест нереста и смещение проектируемых объектов за их пределы.

На основе результатов научных исследований по оценке воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания, включая расчет прогнозируемого размера вреда водным биологическим ресурсам и среде их обитания, выполнен анализ базы типов растительности, пространственных комбинаций (комплексов, сочетаний, рядов), по результатам которых сделан вывод о том, что на территориях лесных массивов, а также болотного комплекса нерестовые площади отсутствуют ввиду отсутствия почвенно-растительных условий для нереста водных биоресурсов.

Таким образом, предпроектные проработки позволяют объективно оценить размер ущерба, наносимого водным биоресурсам и среде их обитания в целях разработки и выполнения соответствующих мер по сохранению водных биоресурсов и среды их обитания согласно постановлению Правительства РФ от 29.04.2013 № 380 «Об утверждении Положения о мерах по сохранению водных биоресурсов и среды их обитания» при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и осуществлении иной деятельности, оказывающей прямое или косвенное воздействие на водные биоресурсы и среду их обитания.

Так как на затапливаемых участках, как было отмечено ранее, в качестве нерестилищ должен присутствовать определенный растительный покров, учитывать все нарушаемые хозяйственной деятельностью участки подверженные затоплению водных объектов, как нарушение нерестилищ некорректно.

Изучение субстратов, используемых рыбой для нереста, позволяет применять при расчете размера вреда площади, занимаемые непосредственно нерестилищами.

Основными источниками информации для выполнения анализа растительного покрова являются:

– материалы дистанционного зондирования (аэрофото-, космоснимки);

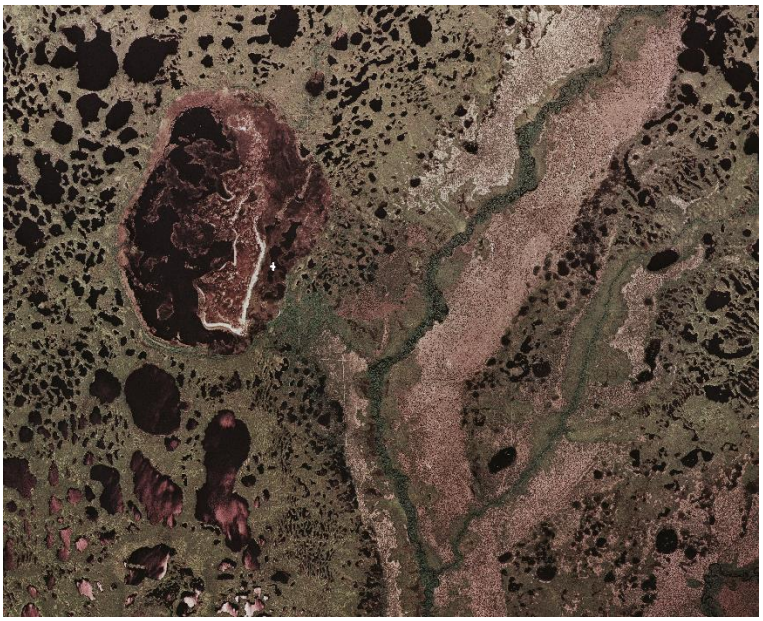


Рис. 1 – Аэрофотоснимок



Рис. 2 – Космоснимок

– материалы инженерно-строительных изысканий, выполненных на территории планируемого строительства;

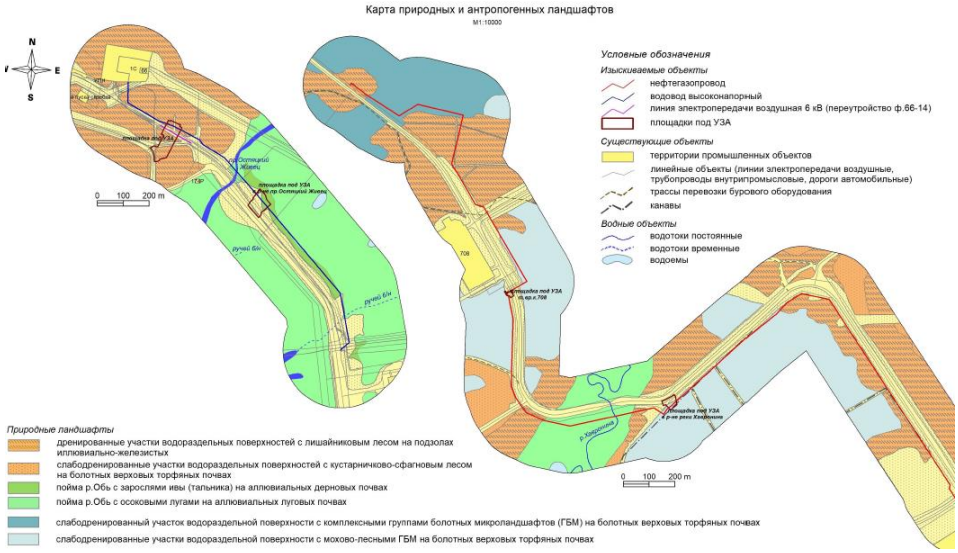


Рис. 3 – Карта природных и антропогенных комплексов

– топографические карты;

– литературные источники.

На основании полученного опыта можно сделать вывод о том, что определение типа почвенно-растительного покрова как место откладывания икры в период нереста фитофильных видов рыб при разработке проектной документации для объектов капитального строительства и осуществления иной деятельности на участках гидрологического влияния позволяет существенно снизить площади нарушения потенциальных нерестилищ, и, как следствие, уменьшить негативное воздействие на водные биоресурсы и среду их обитания.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
2 Федеральный закон от 20.12.2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов».
3 Постановление Правительства Российской Федерации от 30.04.2013 № 384. «О согласовании Федеральным агентством по рыболовству строительства и реконструкции объектов капитального строительства, внедрения новых технологических процессов и осуществления иной деятельности, оказывающей воздействие на водные биологические ресурсы и среду их обитания».
4 Постановление Правительства Российской Федерации от 29.04.2013 № 380 «Об утверждении Положения о мерах по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания».
5 Приказ Минсельхоза России от 31.03.2020 № 167 «Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного водным биологическим ресурсам».
6 Приказ Минсельхоза России от 31.01.2015 № 25 «Об утверждении Методики расчета объема добычи (вылова) водных биологических ресурсов, необходимого для обеспечения деятельности рыбоводных хозяйств, при осуществлении рыболовства в целях аквакультуры (рыбоводства)».
7 Методика определения последствий негативного воздействия при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства, внедрении новых технологических процессов и осуществлении иной деятельности на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания, направленных на восстановление их нарушенного состояния, утвержденной Приказом Росрыболовства от 06.05.2020 № 238.
8 Попов П.А. Рыбы Сибири: распространение, экология, вылов: моногр. / Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск, 2007. – 526 с.
9 С.Е. Северина Биологическая химия с упражнениями и задачами: Москва, 2014 – 622 с.
10 Т.М. Владимцева, Основы рыбоводства [Электронный ресурс]: учебное пособие / Т.М. Владимцева; Красноярский государственный аграрный университет. – Красноярск, 2022. – 162 с.
11 Экология Ханты-Мансийского автономного округа / Под ред. В.В. Плотникова. – Тюмень: СофтДизайн, 1997. – 288 с.

ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С ВОЗБУДИТЕЛЕМ PLASMODIOPHORA BRASSICAE ЭКОЛОГИЧЕСКИ-БЕЗОПАСНЫМИ МЕТОДАМИ, ОСНОВАННЫМИ НА СЕЛЕКЦИОННОЙ РАБОТЕ С РАСТЕНИЯМИ КАПУСТЫ БРЮССЕЛЬСКОЙ

FEATURES OF CONTROL OF THE PATHOGEN PLASMODIOPHORA BRASSICAE BY ENVIRONMENTALLY-FRIENDLY METHODS BASED ON BREEDING WORK WITH BRUSSELS SPROUTS PLANTS

Старцев С.В. [1,2]
Startsev S.V.
[1] Россия, ФГБНУ «Прикаспийский аграрный федеральный научный центр Российской академии наук», sergey_170787@mail.ru,
[2] Россия, АНО Национальный научно-исследовательский институт ресурсосбережения и энергоэффективности, sergey_170787@mail.ru.

В соответствии с мировой практикой, диктующей тренды экологизации промышленного производства, в том числе и сельхозпродукции, использование «зеленых технологий», а также запросы потребителя продовольственной продукции (с точки зрения физиология правильного питания), требуется научно-обоснованная корректировка элементов технологии производства овощной продукции ценных продовольственных культур, в том числе капустных.

Например, при регулировании генно-инженерной деятельности существуют разные правовые особенности позиционирования получаемых организмов по отношению к определению генно-инженерной деятельности и ГМО. В ряде стран (например, ЕС) организмы, полученные методами редактирования генома, относятся к ГМО и регулируются соответствующим образом. В других странах это может быть отдельная категория объектов контроля.

В настоящее время нет четкого нормативно-правового разделения в Федеральном законе от 05.07.1996 № 86-ФЗ правового положения генетически модифицированных организмов (ГМО – организмы с внесением в геном чужеродного ДНК) и генно-инженерно-редактированных организмов (без внесениях в их геном чужеродного ДНК) [1].

В соответствии с частью первой статьи 4 Федерального закона от 03.08.2018 № 280-ФЗ «Об органической продукции и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» при производстве органической продукции должны соблюдаться в том числе такие требования как: запрет на применение агрохимикатов, пестицидов, антибиотиков, стимуляторов роста, гормональных препаратов, клонирования и методов генной инженерии, генно-инженерно-модифицированных и трансгенных организмов, а также продукции, изготовленной с использованием генно-инженерно-модифицированных и трансгенных организмов; запрет на использование гидропонного метода выращивания растений; запрет на применение ионизирующего излучения; а также применение для борьбы с вредителями и болезнями растений мер, которые основаны на защите энтомофагов, на выборе видов и сортов растений, на подборе севооборота, оптимальных методов возделывания растений и методов термической обработки органической продукции [2].

Объектом для изучения методов борьбы был выбран такой экономически-значимый патоген капустных культур, как возбудитель килы растений семейства Капустные.

По мнению ряда исследователей кила может наносить ущерб в виде потерь до 15% урожая капустных растений во всем мире. Это одно из наиболее вредоносных заболеваний [3].

Некоторые дынные еще с 1984 года свидетельствуют, что в отдельных регионах потери достигают 50–75% от планируемого урожая [4]. Например, в уже в 2009 году в Московской области до 50% площадей, занимаемых капустой, было заражено килой [5].

В наших исследованиях акцент ставился также на экологизацию производственного и селекционного процесса работы с капустой брюссельской. В том числе с целью создания более привлекательной для потребителя продукции (как экологически чистой, произведенной без применения средств защиты растений), экономии средств на средствах защиты растений и без использования вмешательства в геном растений.

Несмотря на то что растения-регенеранты были получены в лабораторных условиях, их генотип сформировался путем естественного удвоения набора хромосом и отбора самых жизнеспособных в естественных условиях опытного участка. Цель их получения заключалась в создании популяции линейного материала для дальнейшего отбора из них ценных генотипов устойчивых к различным фитопатогенам, как из питомника. Это позволяло создать широкий спектр конечных решений для селекционной практики: как создание и поддержание донорных линий с генами устойчивости, так и создание полноценных сортов и гетерозисных гибридов F1.

Целью исследований было выделение, отбор и испытание устойчивых линий капусты брюссельской (Brassica oleracea L. var. gemmifera Zenker) к возбудителю килы растений семейства Капустные.

В задачи исследований входило выращивание на опытно-производственной базе в течение 2020–2024 гг. линий растений капусты брюссельской первого и последующего поколений, полученных от удвоенных гаплоидных растений-регенерантов из культуры неоплодотворенных семяпочек сорта «Геркулес», заражение и оценка устойчивости различных линий опытных растений капусты брюссельской, отбор по результатам оценки наиболее перспективных (устойчивых) линий, выработка рекомендаций для производственной практики по профилактике килы капустных культур селекционными и агротехническими методами.

Также необходимо отметить, что выбор капусты брюссельской как модельного объекта был продиктован тем, что она является одной из наиболее устойчивых культур из семейства Капустные (наряду с брокколи), может быть потенциальным носителем ценных генов устойчивости, в том числе на основании ранее проведенных аналогичных опытов, не сильно требовательна к уходу и имеет довольно длительный вегетационный период.

Описание патогена.

Plasmodiophora brassicae представляет собой почвенный микроорганизм, поражающий широкий перечень сельскохозяйственных растений, в том числе капустных культур: капусту белокочанную, пекинскую, редис, рапс, сурепицу и другие.

Патоген был открыт и описан русским учёным М.С. Ворониным в 1878 году. Ряд исследователей таксономически характеризуют возбудителя килы как грибоподобный паразит – слизевик, или миксомицет, представитель отдела плазмодиофоромицетов.

Он является облигатным паразитом, развивающимся исключительно на живых растениях. Паразит нарушает обмен веществ в корневой системе растений, а также может синтезировать соединения с гормональным действием, вызывая уродливые гипертрофированные наросты на корнях, которые впоследствии загнивают.

Патоген способен сохраняться в почве до 15 лет в форме покоящихся спор. Оптимальный диапазон температур для развития болезни – 20–25° С, а также высокая влажность почвы и ее кислая реакция [6].

Идентификация. Оценку и анализ полученного материала осуществляли по общепринятым методикам [7].

Для оценки распространенности килы была использована шкала дифференциации по группам устойчивости и формула, применяемая для зерновых культур:

Шкала дифференциации растений по группам устойчивости:

– относительно устойчивые – степень поражения 0 до 10%.

– слабовосприимчивые – от 11 до 25%

– средневосприимчивые – от 26 до 50%

– сильновосприимчивые – >50%.

Распространенность болезни P (%) рассчитывали по формуле: P = n / N • 100, где n – количество растений в пробе с признаками заболеваний; N – общее число проанализированных растений в варианте. Полученные опытные данные представлены в таблице и рисунке ниже.

Результаты и обсуждение.

Таблица. Оценка сортообразцов капусты брюссельской на устойчивость к килe в полевых условиях, 2024 г. (завершение опыта по отбору)

Сорт, линия	Исследовано растений, шт.	Группа устойчивости	Распространенность болезни, %
Контроль, сорт Тонус	100	средневосприимчивые	45
Линия 21	98	слабовосприимчивые	15
Линия 17	92	относительно устойчивые	5
Линия 34	89	слабовосприимчивые	14

Как видно из таблицы за время исследований разнообразие испытываемых образцов капусты брюссельской позволило выявить 92 растения с относительной устойчивостью к возбудителю килы растений-регенерантов Линии 17.

Таким образом, в результате проведенных исследований сразу был выделен перспективный исходный материал линии 17 для включения в селекционный процесс по созданию сортов и гибридов капусты брюссельской устойчивых к Plasmodiophora brassicae.

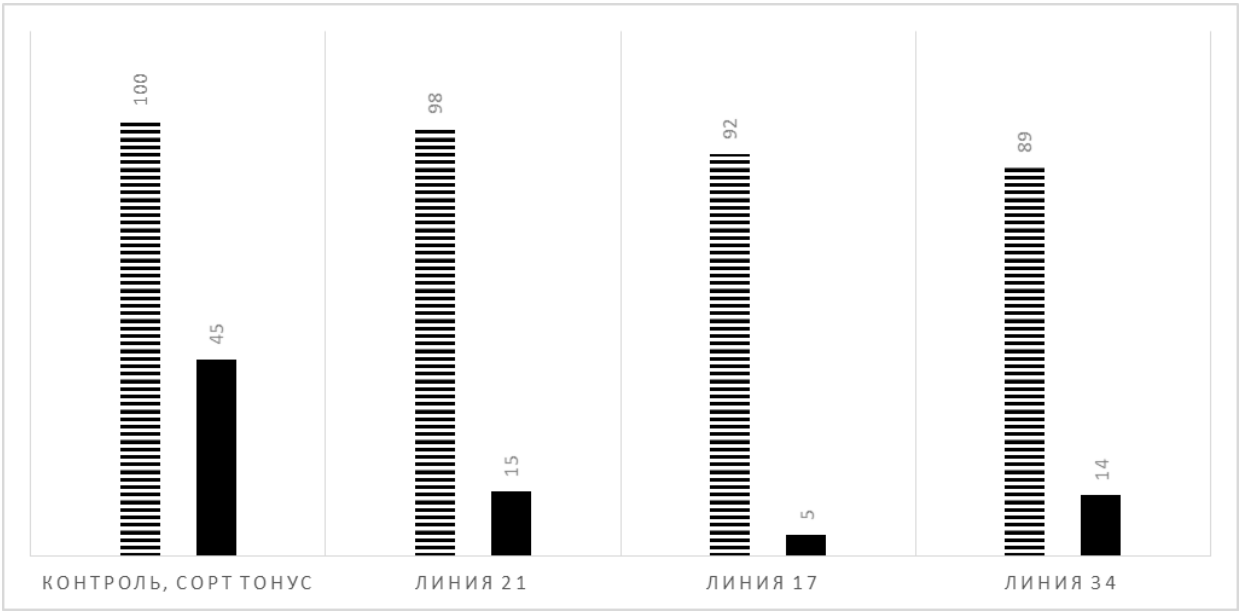


Рис. Соотношение числа исследованных растений капусты брюссельской на устойчивость к килe с долей ее распространенности в каждом варианте

На рисунке выше представлено соотношение числа исследованных растений капусты брюссельской на устойчивость к килe с долей ее распространенности в каждом варианте, причем 1-й столбец каждого варианта показывает сколько исследовано растений в штуках, 2-й столбец обозначает распространенность килы в процентах. С учетом того**,** что число растений в вариантах существенно не различается между собой

(около 100 штук в каждом), можно опять сделать вывод о существенной разнице по сравнению с контролем у линии 17, которая превосходила также линии 21 и 34, которые в свою очередь имели сходную устойчивость между собой, но также превосходили контроль.

Таким образом линия 17 оказалась готова к дальнейшей селекционной работе как вероятный донор хозяйственно-ценных генов устойчивости к Plasmodiophora brassicae.

В то время как линии 21 и 34 при условии дополнительной работы по отбору, могут быть также в перспективе рекомендованы к использованию в дальнейшей селекционной работе.

Выводы.

Исходя из полученных данных, кроме введения в селекционный процесс перспективного селекционного материала, а также его правильного подбора, проверки и подготовки рассады перед высадкой, необходимо соблюдать соответствующие агротехнические приемы, как обработка почвы, подготовка семян; соблюдение севооборота, контроль кислотности почвы, обеспечение правильного внесения известковых и органических удобрений (как компост или перегной).

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 05.07.1996 № 86-ФЗ «О государственном регулировании в области генно-инженерной деятельности» // СПС Консультант Плюс.
2. Федеральный закон от 03.08.2018 № 280-ФЗ «Об органической продукции и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // СПС Консультант Плюс.
3. Ахатов А.К. Болезни и вредители овощных культур и картофеля/ А.К. Ахатов, Ф.Б. Ганнибал, Ю.И. Мешков. – М.: Товарищество научных изданий КМК. –2013. – 463с.
4. Боос Г.В., Власова Э.А. Использование генофонда ВИР в селекции овощных культур на устойчивость к основным заболеваниям // В кн.: Селекция на устойчивость к основным заболеваниям овощных культур / М., 1984.
5. Монахос Г.Ф., Джалилов Ф.С. Оценка устойчивости капустных культур к килe / Уч. м.п., М., 2009. – 24 с.
6. Андреев Ю.М и др., Элементы технологии выращивания гибридов капусты пекинской с устойчивостью к килe крестоцветных. // Вестник овощевода, 2011. – № 2. – С. 14–17.
7. Самохвалов А.Н., Рогачев Ю.Б., Игнатов А.Н. Методические рекомендации по ускоренной оценке и отбору исходного селекционного материала капусты на групповую устойчивость к килe и бактер

СОРБЦИОННЫЕ СВОЙСТВА МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ НЕФТЯНОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

SORPTION PROPERTIES OF OIL INDUSTRY WASTE-BASED MATERIALS FOR WASTEWATER TREATMENT

Теллер Е.В.[1], Гавриленко М.А.[2], Петрова Ю.Ю.[1]
Teller E.V.[1], Gavrilenko M.A.[2], Petrova Yu.Yu.[1]
[1]Россия, Сургутский государственный университет
[2]Россия, Национальный исследовательский Томский политехнический университет
e-mail: teller_ev@surgu.ru

Одной из ключевых задач в области экологической безопасности и охраны окружающей среды является разработка и внедрение эффективных и экологически безопасных технологий очистки сточных вод. В этом контексте особый интерес представляют технологии, основанные на применении сорбционных материалов, полученных из отходов промышленного нефтепроизводства. Углеродные наноматериалы, синтезированные путем переработки нефтяных отходов с использованием электродуговой плазмы, активно изучаются в качестве эффективных сорбентов, что может послужить основой для разработки более эффективных и оптимальных с экономической точки зрения сорбентов в будущем [1]. Такие подходы не только способствуют снижению антропогенной нагрузки на экосистемы, но и обеспечивают рациональное использование вторичных ресурсов, что соответствует принципам устойчивого развития.

Ранее, в рамках совместных исследований с Томским политехническим университетом, была продемонстрирована перспективность синтеза углеродных материалов методом электродуговой плазмы с использованием технического асфальта в качестве исходного сырья [2]. Полученные углеродные наночастицы обладают уникальными структурными и функциональными характеристиками, что открывает широкие возможности для их применения в качестве сорбционных материалов. В связи с этим, целью настоящего исследования является детальное изучение сорбционных свойств данных материалов, включая их способность к адсорбции различных классов веществ, что может быть использовано для разработки эффективных технологий очистки сточных вод и утилизации отходов нефтяной промышленности.

Наноструктурные материалы демонстрируют различную адсорбционную активность, которая определяется наличием и типом функциональных групп на их поверхности. Для анализа адсорбционной способности углеродных наночастиц был применен метод Гаммета, который позволяет количественно оценить распределение адсорбционных центров на поверхности сорбента с использованием спектрофотометрического метода. Согласно методу Гаммета, кислотно-основные свойства поверхности этих наноматериалов могут быть охарактеризованы через количество центров адсорбции (q, ммоль/г), которая отражает способность поверхности взаимодействовать с различными поллютантами в зависимости от их кислотной силы (pKa). Использование индикаторов с известными значениями pKa позволяет не только определить распределение активных центров на поверхности наноматериалов и их кислотно-основные характеристики, но и прогнозировать их сорбционную активность в зависимости от природы и кислотной силы поллютантов. В данной работе для исследования функционального состава поверхности использовали кислотно-основные индикаторы в диапазоне значений pKa от – 0,29 до 12,8, представленные в таблице 1.

Фотометрический анализ проводили при λ max для каждого индикатора. По полученным данным, адсорбция индикаторов происходит как на кислотных, так и на основных центрах Бренстеда однородно. Это связано с наличием на поверхности активных центров различной кислотной силы, которые могут взаимодействовать с красителями через донорно-акцепторные механизмы. Максимальные значения были получены при добавлении красителей *о*-нитроанилина и метилового красного (pKa = –0,29 и 5). Вблизи нейтральной (7–7,3) области наблюдается уменьшение содержания оснований Бренстеда. Гидрофобные

поверхности, такие как углеродные наночастицы, могут препятствовать образованию гидроксильных групп (–OH), что может снижать количество основных центров Бренстеда.

Таблица 1. pKa используемых кислотно-основных индикаторов

№	Индикатор	pKa	№	Индикатор	pKa
1	*о*-нитроаналин	-0,29	11	*п*-нитрофенол	7,15
2	Кристаллический фиолетовый	0,8	12	Бромтимоловый синий	7,3
3	Бриллиантовый зеленый	1,3	13	Феноловый красный	8
4	Фуксин основание	2,1	14	М-нитрофенол	8,4
5	Метиловый оранжевый	3,5	15	Тимоловый синий	8,8
6	Бромфеноловый синий	4,1	16	Пирокатехин	9,45
7	Бромкрезоловый зеленый	4,7	17	Нильский синий	10,5
8	Метиловый красный	5	18	Тропеолин 0	11,9
9	Хризоидин	5,5	19	Индигокармин	12,8
10	Бромкрезоловый пурпурный	6,4			

Исследование подтвердило высокий потенциал углеродных наноматериалов в качестве сорбентов для очистки сточных вод. Результаты анализа методом Гаммета позволили детально изучить кислотно-основные свойства поверхности наноматериалов и их адсорбционную активность, что является важным шагом для разработки новых экологически безопасных сорбентов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Sabzehmeidani M.M. et all. Carbon based materials: a review of adsorbents for inorganic and organic compounds / Sabzehmeidani M. M, Mahnaee, S., Ghaedi, M., Heidari, H. [et all] // Materials Advances. – 2021. – Т. 2. – № 2. – С. 598–627.
2. Пак А.Я. Получение углеродных графитоподобных наноматериалов при переработке отходов на основе асфальтенов / Пак А.Я., Поваляев П.В., Франция Е.В., Гринько А.А. и др. // Известия ТПУ. – 2022. – № 12. – С. 26.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ФЕРМЕНТАТИВНОЙ АКТИВНОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТОРФОВ РАЗНЫХ ТИПОВ БОЛОТ

COMPARATIVE ASSESSMENT OF ENZYMATIC ACTIVITY AND CERTAIN PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF PEAT BOGS OF DIFFERENT TYPES

Тишкина В.А.[1], Севостьянов С.М.[1,2], Волкова Е. М.[1]
Tishkina V.A.[1], Sevostyanov S.M.[1,2], Volkova E.M.[1]
[1] Тульский государственный университет, Тула,
[2] ФИЦ «Пущинский научный центр биологических исследований РАН» – обособленное подразделение Институт фундаментальных проблем биологии РАН, Sevost2000@rambler.ru

Торф – обязательный компонент болотных экосистем – характеризуется разными свойствами, что зависит от его ботанического состава и определяется гидролого-гидрохимическими условия образования. Разные виды и типы торфа отличаются по содержанию гумуса, минеральному составу, кислотности, влажности, водоудерживающей способности и др. Это определяет потенциальное направление их использования. Одним из таких направлений является рекультивация и биоремедиация нарушенных или загрязненных различными поллютантами почв. Однако важно понять торф какого типа следует применять, поскольку использование торфа часто сопровождается деградацией болотных экосистем, которые выполняют ряд важнейших биосферных функций (являются аккумуляторами атмосферного углерода, влияют на гидрологический режим территорий, обеспечивают сохранение биоразнообразия и т. д.).

Для изучения биологической активности и физико-химических показателей торфов были отобраны образцы разных типов торфяных залежей на территории Тульской области: олиготрофного водораздельного болота Клюква (Белевский район) и эвтрофного пойменного болота Подкосьмово (Богородицкий район). Как видно, болота имеют разное геоморфологическое положение, отличаются по гидрологическому режиму и характеру водно-минерального питания [1, 2].

Один из основных показателей торфа – водный pH – по профилю торфяных отложений (250 см) болота Клюква варьирует от 3,65 до 4,13, что характеризует торф как сильнокислый. Показатели pH по профилю (120 см) болота Подкосьмово меняются не столь существенно: от 7,0 до 7,79. Наиболее высокие значения pH свойственны верхним горизонтам (0-10 и 10-20 см), с глубиной pH уменьшается до нейтральных показателей.

Содержание органического вещества определяли по потерям при прокаливании [3]. В торфе болота Клюква, за исключением нижнего слоя на глубине 250 см, содержание органического вещества выше 90%, то есть происходит накопление и «консервация» органического вещества растений. В торфе болота Подкосьмово содержание органического вещества значительно ниже, до 40%, что свидетельствует о более интенсивных процессах минерализации.

Показатели активности каталазы и дегидрогеназы в торфе болота Подкосьмово выше, чем в болоте Клюква и отличаются практически в два раза. Причина таких отличий связана с различными геолого-гидрологическими условиями, влияющими на микробиологическую активность торфов.

Химический состав торфов был определён методом рентгенофлуоресцентного анализа с использованием прибора Bruker S6 Jaguar в аналитическом центре ФИЦ ПНЦБИ РАН. Данный метод позволяет выявить широкий спектр макро- и микроэлементов в торфах и сравнить анализируемые образцы между собой.

По элементам, составляющим почвенные минералы и подстилающие породы, в слое 0–10 см торфа болота Клюква, по сравнению с болотом Подкосьмово, содержание SiO_2 в 6,8 раз меньше, Al_2O_3 в 3,9 раза, Fe_2O_3 в 7,8 раз, CaO в 7,2 раза, Na в 4,4 раза, K_2O в 7,5 раз. Основной источник поступления химических

элементов в болоте Клюква – атмосферные выпадения, что и подтверждается результатами анализа. Торф болота Подкосьмово формируется в условиях поймы, с подпиткой грунтовыми водами и привносом минеральных компонентов в результате эрозионных процессов на прилегающих территориях, что увеличивает минерализацию торфа и способствует получению более высоких значений содержания элементов при анализе равных масс навесок.

Оценка содержания тяжелых металлов показывает несколько иную картину. Содержание в торфе болота Клюква хрома в 2,8 раза меньше, цинка в 3 раза, чем в болоте Подкосьмово. При этом, никель, кобальт и свинец имеют близкие значения для обоих объектов. Достаточно неожиданно, в болоте Клюква содержание меди в 2,5 раза больше значений болота Подкосьмово. Авторами исследования [4] также зафиксированы высокие концентрации меди в торфе болота Клюква – 52,5 мг/кг, что сопоставимо с полученными данными. Наиболее вероятной причиной может быть антропогенное загрязнение, переносимое воздушными массами. Учитывая разницу в источниках минерального питания данных болот, поступление никеля, кобальта и свинца также связано с атмосферными выпадениями.

Таким образом, сравнение контрастно отличающихся по физико-химическим характеристикам торфов, позволяет использовать данные болотные экосистемы для мониторинга изменения природно-климатических условий, а также отслеживать возможное антропогенное влияние в пределах региона. Характеристики торфов данных болот могут быть использованы в долгосрочном мониторинге состояния окружающей среды, в первую очередь, по поступлению поллютантов антропогенного происхождения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Волкова Е.М., Горелова С.В., Чекова Д.А. Динамика экологических условий и накопление химических элементов в генезисе водораздельных болот Центральной России // Известия Саратовского ун-та. Нов. сер. Сер. Химия. Биология. Экология. 2016. Т. 16, вып. 4.
2. Зацаринная Д.В., Волкова Е.М., Леонова О.А. Разнообразие растительности пойменных болот юго-восточной части Тульской области // Известия ТулГУ. Естественные науки. 2022. Вып. 1. С. 28–36
3. ГОСТ 23740-2016 Методы определения содержания органических веществ. Москва. Стандартинформ. 2017.
4. Волкова Е.М., Горелова С.В., Музафаров Е.Н. Биомониторинг антропогенного загрязнения Тульской области на основе анализа накопления тяжелых металлов в торфяных залежах болот // Известия ТулГУ. Естественные науки. Вып. 2. – Тула: Изд-во ТулГУ, 2012. С. 253–263.

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ДОЗ БИОСТИМУЛЯТОРА НА ЭНЕРГИЮ ПРОРАСТАНИЯ И ВСХОЖЕСТЬ ЛЮПИНА БЕЛОГО

EFFECT OF DIFFERENT DOSES OF BIOSTIMULANT ON GERMINATION ENERGY AND GERMINATION OF WHITE LUPINE

Трефильев П.П., Ульяненко Л.Н., Будынков Н.И., В.А. Федотова, Демин Д.В.
Trefiliev P.P., Ulyanenko L.N., Budynkov N.I., Fedotova V.A., Demin D.V.,
Российская Федерация, Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт фитопатологии», petrtrefilev@mail.ru

Биостимулятор (БС) получен по разработанной во ВНИИ фитопатологии технологии реакторного жидкофазного каталитического окисления крахмалосодержащего растительного сырья (отходы производства картофеля).

В состав БС входят: белок, свободные аминокислоты, оксикарбоновые кислоты, моно- и дисахариды, макро- и микроэлементы (магний, цинк, марганец и др.), индолилуксусная и абсцизовая кислоты (ИУК, АБК), хлорогеновая (сложный эфир кофейной кислоты) и криптохлорогеновая (фенольная кислота, обладающая антиоксидантной и противовоспалительной активностью) кислоты

Для повышения посевных качеств семян в современном растениеводстве используют обработку биологически активными препаратами

Использование предпосевной обработки семян является одним из самых дешевых и перспективных приемов повышения урожайности растений. Предпосевной обработка семян оправдана и влияет на улучшения качества семян, а также во многих случаях не требует больших затрат, доступна для осуществления и может быть высокоэффективной. При предпосевной обработке начальные процессы прорастания протекают наиболее интенсивнее, такие важные показатели как энергия прорастания и всхожесть, которые в свою очередь влияют на урожайность.

Цель работы: Установить влияние препарата на энергию прорастания и всхожесть люпина белого.

Лабораторные опыты по установлению оптимальной концентрации препарата БС проводили в факторостатных условиях климатической камеры. Отбирали по 20 штук семян белого люпина и помещали их в чашки Петри на фильтровальную бумагу с 3-х кратной повторностью по каждому варианту концентрации БС. Затем приливали по 2,5 мл свежеприготовленного раствора препарата БС с концентрацией препарата (мг/мл): 10-4, 10-5, 10-6. Контролем служили семена увлажнение, которых проводили дистиллированной водой (72 часа при температуре 260 С).

Измерение длины надземных органов проростков и их корневых систем проводились на 3, 5, 10-е сутки постановки опыта. Эффект от применения БС устанавливали соотношением исследуемых показателей опытных проростков к соответствующим показателям контрольных, выращенных на дистиллированной воде.

Перед посевом семена белого люпина замачивали на 4 часа в растворах регулятора, заданных концентраций. Контролем служили семена, замоченные в дистиллированной воде.

Повторность вариантов опыта – трёхкратная.

В ходе эксперимента по влиянию обработки препаратом БС на энергию прорастания и всхожесть семян белого люпина в условиях лабораторного опыта, было установлено, что обработка БС не оказала влияния на увеличение энергии прорастания, так как была на уровне и ниже контроля.

В ходе лабораторных исследований проводились измерения длины проростков и корневых систем на 3-е, 5-е и 10-е сутки постановки опыта. Отмечено стимулирующее влияние на длину корневой системы под воздействием БС всех исследуемых концентраций. Однако наибольший эффект был достигнут при обработке БС (10-6 мг/мл), на 3-е и 5-е сутки постановки опыта. Таким образом, можно судить о том, что применение

биостимулятора способствует интенсификации биохимических процессов, которые способствуют лучшему развитию корневой системы, что особенно важно на начальных этапах роста и развития.

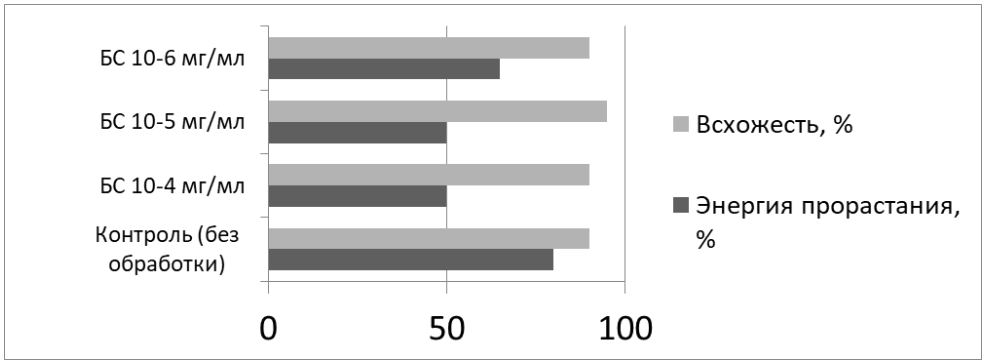


Рис. 1 – Влияние обработки семян люпина белого препаратом на их всхожесть и энергию прорастания

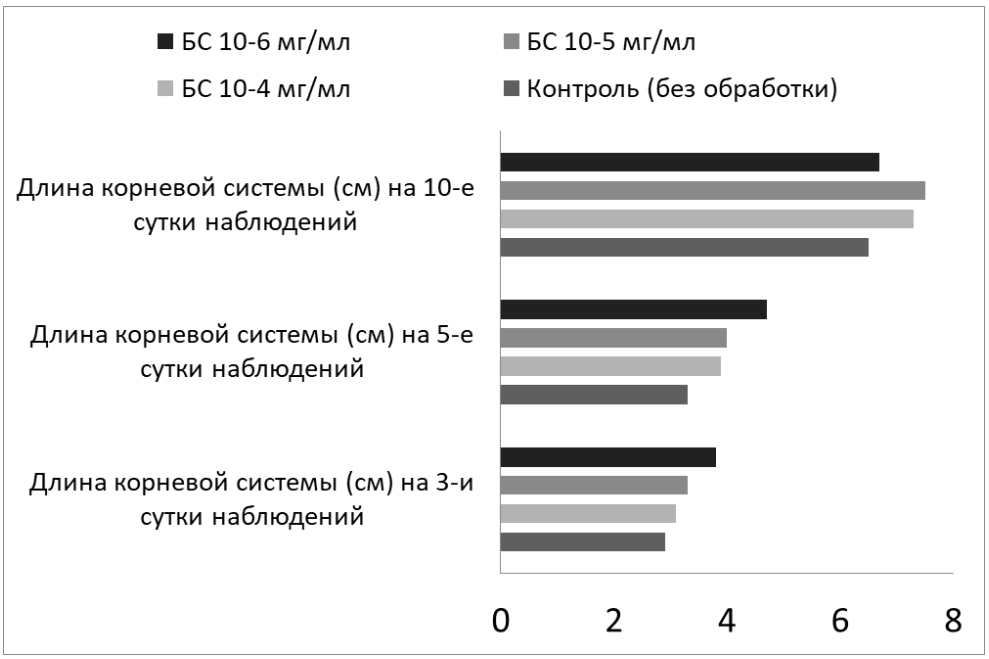


Рис. 2 – Влияние препарата на изменение длины корневой системы

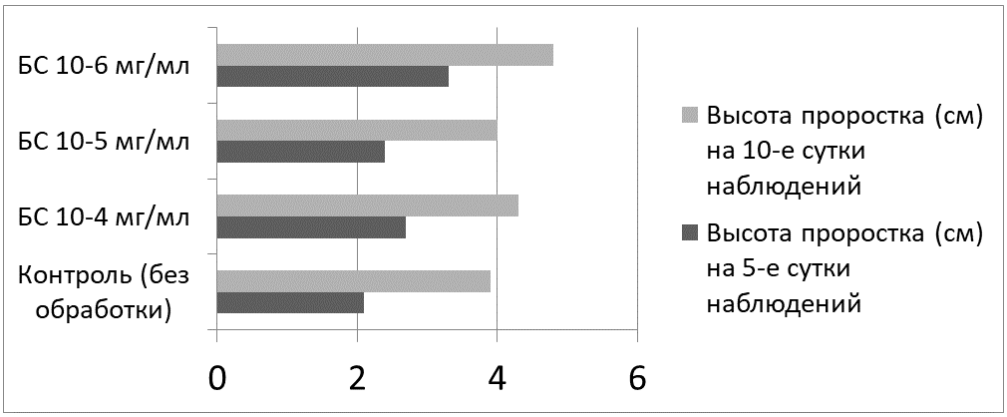


Рис. 3 – Влияние обработки препаратом БС на высоту проростков белого люпина

Обработка семян регулятором БС всех исследуемых концентраций повлияла на увеличение длины проростков. Наибольший эффект был получен от обработки семян БС в концентрации 10-6 мг/мл на 5-е сутки постановки опыта увеличение составило на 57%. Возможно, это связано с воздействием исследуемого препарата на накопление естественных гормонов роста в меристемах.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Молчанова А.А. Эффективность применения удобрений и регуляторов роста на люпине белом / А.А. Молчанова, А.А. Муравьев // Проблемы и перспективы инновационного развития агротехнологий: Материалы XIX Международной научно-производственной конференции, Белгород, 24–26 мая 2015 года / ФГБОУ ВО Белгородский ГАУ. Том 1. – Белгород: Белгородский государственный аграрный университет имени В.Я. Горина, 2015. – С. 21–22.
2. Пимохова Л.И. Защитно-стимулирующие составы – средство оптимизации фитосанитарной обстановки в посевах люпина / Л.И. Пимохова, Ж.В. Царапнева // Адаптивное кормопроизводство. – 2019. – № 1. – С. 34–40. – DOI 10.33814/AFP-2222-5366-2019-1-34-40.
3. Сергеева В.А. Агротехнические приемы получения высокого урожая люпина белого / В.А. Сергеева, А.А. Муравьев, В.Н. Наумкин // Аграрная наука. – 2016. – № 7. – С. 4–7.
4. Яговенко Т.В. Действие регуляторов роста на формирование урожайности зерна люпина белого / Т.В. Яговенко Н.М. Зайцева Л.В. Трошина // Многофункциональное адаптивное кормопроизводство: Сборник научных трудов, Ярославль, 04–06 мая 2022 года. Том Выпуск 27 (75). – Москва: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования «Российская академия кадрового обеспечения агропромышленного комплекса», 2022. – С. 73–82. – DOI 10.33814/MAK-2022-27-75-73-82.
5. Эффективность стимуляторов роста нового поколения при формировании урожая семян люпина белого / Г.Л. Яговенко, Т.В. Яговенко, С.А. Пигарева, Н.В. Грибушенкова // Кормопроизводство. – 2022. – № 4. – С. 39–44.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЦИОНАЛЬНЫХ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

PROSPECTS FOR RATIONAL METHODS OF UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

Чагылов А.Д., Атаджанов Гурбангулы
Научный руководитель: Доцент, к.т.н. Игревский Леонид Витальевич, i.igrevsky@gmail.com
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, agurban49@gmail.com

В условиях энергосберегающего и энергоэффективного пути развития мирового нефтяного бизнеса проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) является одной из ключевых в связи с возникновением большого количества рисков: экономических, экологических и др. До недавнего времени ПНГ рассматривался не как ценный ресурс, а как побочный продукт нефтедобычи, наиболее простой способ избавления от которого – факельное сжигание на нефтепромыслах. Помимо потери ценного ресурса, сжигание попутного нефтяного газа наносит существенный вред окружающей среде и человеку, а также вносит вклад в процесс негативного изменения климата. Однако стоит отметить, проблема рационального использования попутного нефтяного газа не сугубо экологическая, а из разряда эколого-экономических. Эффективное решение проблем рационального использования попутного нефтяного газа связано с рядом вопросов: совершенство нормативной и правовой базы; отсутствие экономической ответственности недропользователей, газоперерабатывающих и транспортирующих организаций перед государством и нефтегазодобывающими компаниями за необоснованный отказ в приеме попутного нефтяного газа па переработку и транспортировку в объемах, установленных лицензионными соглашениями.

Традиционно принятая в России схема утилизации нефтяного газа пред-полагает строительство крупных газоперерабатывающих заводов (применяемая на них технология экономически эффективна лишь на крупных производствах), строительство разветвленной сети газопроводов для сбора и доставки нефтяно-го газа. Реализация традиционной схемы требует значительных капитальных затрат и времени и, как показывает опыт, практически всегда на несколько лет не успевает за освоением месторождений.

К настоящему времени одним из наиболее перспективных методов ис-пользования нефтяного газа на местах его добычи является использование его в качестве топлива на энергоагрегатах для выработки электроэнергии. Большинство компаний, ведущих добычу углеводородов, имеют программы по размещению на промыслах энергоагрегатов. Одной из компаний, внедривших систему по эффективному использованию ПНГ является ООО «Иркутская нефтяная компания», запустившая на Ярактинском месторождении установку комплексной подготовки газа (УКПГ), включающей в себя комплекс по закачке природного газа обратно в пласт. Подготовленный на УКПГ осушенный газ компримируется и распределяется следующим образом: основная часть газа возвращается обратно в пласт, а оставшаяся часть используется на собственные нужды – направляется на энергокомплекс мощностью 10 МВт, обеспечивающий питание всех объектов месторождения, на котельную и технологические печи. Стоит отметить, что УКПГ на Ярактинском месторождении – это пока единственный в России проект промышленного применения сайклинг-процесса для увеличения коэффициента извлечения тяжелых углеводородов из природного газа и использования попутного нефтяного газа. Вместе с тем сайклинг-процесс решает экологическую задачу сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу и является для российских нефтегазовых компаний примером рационального природопользования, сохраняя метан в недрах для его дальнейшего применения в будущем, а также возможность для прекращения сжигания ПНГ на факелах.

Согласно приведенным данным Россия по-прежнему лидирует среди стран, сжигающих наибольшие объемы ПНГ, однако в последние годы демонстрируют положительную динамику по его рациональному использованию. Анализ применяемых и перспективных отечественных и зарубежных технологий и

оборудования по использованию ПНГ свидетельствует о том, что в мире накоплен большой опыт их применения. И на первый план встает вопрос о рациональном выборе варианта использования ПНГ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Кутепова Е., Книжников А., Кочи К. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 4. М.: WWF России, КПМГ, 2012. 35 с.
2. Аналитический доклад по проблеме рационального использования попутного нефтяного газа в Росси. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2015.
3. Альтернативные топлива и другие нетрадиционные источники энергии. Адаменко О. и др., 2000.