

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«ВЫСШАЯ ШКОЛА НЕФТИ»



Ежегодная Международная конференция

Трудноизвлекаемые запасы нефти

МАТЕРИАЛЫ
КОНФЕРЕНЦИИ

24 сентября 2025 г.
г. Альметьевск

УДК 622.276
ББК 33.361
Т78

Главный редактор:
Доктор технических наук, Дьяконов А.А.

- Т78 Трудноизвлекаемые запасы нефти: материалы ежегодной международной конференции (г. Альметьевск, 24 сентября 2025 года) [Электронный ресурс] / под редакцией Дьяконова А.А. – Альметьевск: АГТУ ВШН, 2025. – 412 с.

В издание включены материалы, посвященные актуальным вопросам и современным тенденциям в нефтегазовой отрасли, подготовленные участниками ежегодной международной конференции «Трудноизвлекаемые запасы нефти». Тематика материалов фокусируется на вопросах геологии и геофизики, цифрового моделирования месторождений, техники и технологии добычи, повышения эффективности разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти.

Сборник материалов конференции предназначен для специалистов, научно-педагогических работников, аспирантов и студентов, деятельность которых направлена на изучение, разработку и повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.

УДК 622.276
ББК 33.361

Авторы несут ответственность за точность и достоверность информации в предоставленных ими материалах. Мнения и позиции, выраженные в статьях, могут не совпадать со мнениями и позициями организационного комитета конференции.

© ГАОУ ВО АГТУ ВШН, 2025
© Коллектив авторов, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. Геология и геофизика	10
Д.К. Абдиhamитов, А.К. Наби Разработка комплексного индекса технико-экономической устойчивости для стратегической оценки проектов освоения ТрИЗН в ЕАЭС	10
А.П. Бачков, З.А. Лощева, М.Ш. Магдеев, Э.Ф. Мавлютова, Б.Т. Махмутов, И.И. Ганиев, И.А. Мусаллямов, А.Ю. Караев, Г.Ф. Мухаметшина Перспективы нефтеносности франско-фаменских отложений Ново-Елховского месторождения	13
Е.В. Бильдюк, А.И. Павловский, А.А. Кологривко Геолого-гидрогеологические особенности нефтегазовых месторождений Припятского прогиба и перспективы их разработки	19
К.А.Воронов, Л.А. Воронова Возможности импульсного спектрометрического нейтронного каротажа для количественной оценки нефтенасыщенности сложнопостроенных карбонатных коллекторов Усинского месторождения	22
Т.В. Григоренко, О.Н. Видищева, Н.А. Тюрина, М.О. Костышина, Л.Ю. Сигачева, Ю.А. Коточкива, В.В. Чуркина, М.Л. Махнугтина, В.Д. Стороженко, А.Н. Мингазутдинов, А.Ф. Сафаров, Н.А. Назимов, А.Г. Калмыков, Г.А. Калмыков Доманиковая высокоуглеродистая формация на территории Республики Татарстан как возможный источник трудноизвлекаемых запасов	26
И.П. Гурбатова Методы оценки физико-технологических свойств сложнопостроенных пластов по данным лабораторного изучения керна	31
И.П. Гурбатова Особенности моделирования динамических процессов пласта месторождений ТРИЗ на образцах керна в лабораторных условиях	35
Т.Ф. Дьяконова, Л.К. Бата, И.П. Гурбатова, Т.Г. Исакова, А.Д. Егорова, Е.И. Бронская, Е.В. Соснина Повышение достоверности определения коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов с учетом влияния технологических факторов разработки	39
А.Д. Егорова, Т.Ф. Дьяконова, Г.А. Калмыков, Е.И. Бронская Комплексирование капиллярных и электрических моделей насыщенности для повышения достоверности определения Кн в нетрадиционных коллекторах	44
Х.М. Зеин Эл Абидин, Атсе Яо Доминик Бернабэ Геологическое строение и нефтегазоносность Сенегало-мавританского осадочного бассейна	48
Д.А. Иванов, А.С. Ушакова, В.В. Зацепин Модель абсолютной проницаемости для терригенного коллектора месторождения тяжёлой нефти	49
М.Ю. Кемаев, А.Р. Рахимов Определение характера насыщенности пласта по данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в процессе бурения: методика, преимущества и практическое применение	53
В.С. Ковалевский, Н.Н. Чикина, Р.Л. Киямов, Е.А. Данько Перспективы отложений доманикового типа на этапе поиска «пропущенных» залежей углеводородов в пределах Муханово-Ероховского прогиба Самарской области	59
А.А. Колеватов Идентификация типов пласта-коллектора на основе комплексирования результатов гидродинамических и сейсмических исследований скважин и пластов	61
А.А. Леонтьев, С.С. Крикун, К.А. Голод, А.И. Фаткуллина Современные подходы к оптимизации определения электрофаций с использованием гибридных алгоритмов анализа кривых ГИС	65

Р.Г. Лукьянова Роль и место трудноизвлекаемых запасов в углеводородной системе центральных областей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна	69
Е.Б. Магадеев, И.С. Ремеев, А.И. Ремеев Системы искусственного интеллекта для интерпретации данных ГИС: старые ограничения и новые возможности	75
И.А. Маракова Выявление перспективных фациально-тектоногенетических зон в доманиковых отложениях Тимано-Печорской провинции на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных	78
Д.А. Новиков, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Плюснин Геохимия промышленных вод нефтегазоносных отложений Оренбургской области.....	82
И.А. Переплеткин Методика вероятностной оценки ресурсной базы глубоководных отложений ачимовской толщи с учетом геологических рисков	86
А.В. Реентович, Р.М. Тугушев, И.В. Яковлев, И.С. Нижегородова Комплексный подход к прогнозу продуктивности баженовской свиты на основе данных 3D сейсморазведки и ГИС	89
П.О. Рязанов, И.Ю. Хромова, А.В. Плюснин, А.И. Надыров, Р.И. Нуртдинов, К.Д. Шуматбаев, А.Н. Мингазутдинов Уточнение строения башкирского продуктивного горизонта на юго-востоке Самарской области по результатам интерпретации новых данных	91
П.Н. Страхов, О.А. Богданов, А.А. Маркелова, А.Е. Котельников, М.Э. Ромеро Барренечеа, И.Д. Логинов, Д.Д. Михальченко Развитие фильтрационно-ёмкостных неоднородностей терригенных отложений по мере их погружения	96
А.С. Хаюзкин, Я.С. Косарев, А.Н. Кольчугин, В.П. Морозов, М.Ф. Валидов, А.Ф. Сафаров, А.М. Калимуллин Изучение внутришельфовых прогибов установленного генезиса как ключ к решению вопроса о происхождении Камско-Кинельской системы прогибов	100
Л.Н. Чанышева, Р.В. Мирнов Опыт сейсмогеологической интерпретации карбонатного клиноформенного комплекса Актаныш-Чишминского прогиба (Республика Башкортостан)	103
А.В.Чумакова, Е.И. Грохотов, Л.Д. Бузина, В.К. Волкова Обоснование углеводородного потенциала верхнеюрских рифовых комплексов Терско-Сунженской нефтегазоносной области (Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция)	108
А.М. Яшмолкин, Ю.В. Нефедов, Н.Н. Востриков, А.В. Логинов Геохимическая характеристика отложений потенциально нефтегазоматеринских толщ малышевской, гольчихинской и шуратовской свит юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба	112
Секция 2. Повышение эффективности разработки месторождений.....	116
K. Abasova, F. Bagisheva Optimizing Enhanced Oil Recovery in TRIZN Formations: Thermal, Chemical, Gel, Gas, Smart water and Nanotechnology Approaches	116
И.В. Афанаскин Анализ разработки залежи нефти на упруговодонапорном режиме с помощью эмпирических и прокси-моделей	121
Т.Т. Белова К вопросу влияния сухокислотных композиций на вторичное осадкообразование при проведении кислотных обработок пласта.....	125
Binh T. Bui How the Shale Revolution is Shaping the Future of the Oil and Gas Market	128

О.Ю. Валиахметова Динамика ударно-волнового импульса в жидконасыщенной пористой среде	146
И.В. Гайдамак, И.А. Дьячук, Е.В. Князева, М.А. Пристов Повышение точности прогноза технологических показателей разработки для новых месторождений на основе истории разработки пластов аналогов	149
А.А. Галиуллин, И.В. Лунев, Б.З. Камалиев Анализ влияния морфологии реагентов, ингибирующих гидратообразование, на эффективность их свойств методом диэлектрической спектроскопии	153
Р.И. Гафтулхатов Разработка комплексной программы по выработке не дренируемых запасов на зрелых месторождениях Западной Сибири.....	155
Ю.А. Головацкий, В.Р. Сыртланов, И.А. Ишимов Успешный опыт строительства многоствольной скважины с МГРП для месторождений ТРИЗ: от геологии к технологии.	158
С.И. Губанов, П.В. Рошин Разработка месторождений высоковязкой и битуминозной нефти. Перспективы увеличения добычи и технологический потенциал.....	162
А.В. Денисов, Э.А. Шахвердиев, Т.Т. Мажренова Критерии экономической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.....	164
С.Л. Доненко, И.Л. Доненко Роль ионов Mg^{2+} и Ca^{2+} рапы Сасык-Сиваш (Крым) в стабилизации водонефтяных эмульсий.....	168
И.М. Дроздов Анализ эффективности повышения производительности горизонтальных скважин с проведенным шаровым МГРП на основе численного моделирования для условий ачимовских отложений	172
И.А. Дьячук, Е.В. Князева Пути решения проблем разработки нефтяных месторождений на поздней стадии в условиях реализации системы ППД.....	175
I. Emil; D. Vugar Analysis of low-salinity water injection on rock wettability and oil displacement in sandstone reservoirs	180
А.Г. Зайдуллин Увеличение темпа разработки нижнепашайских отложений терригенного девона путем ввода ранее отключенных пластов.....	183
А.С. Ильин, С.П. Родионов, Д.Ю. Легостаев, О.Н. Пичугин Численное исследование влияния расстояния между скважинами на коэффициент извлечения нефти с использованием модели дискретных трещин	187
А.А. Исаев Опыт эффективной эксплуатации скважин в осложненных условиях	190
Р.М. Каримов, К.А. Фатхуллин, Р.Н. Бахтизин, Д.В. Федотов Получение стойких мелкодисперсных водно-углеводородных эмульсий инвертного типа для обработки нефтегазовых скважин.....	195
Д.В. Кашапов, М.С. Максимов, Р.М. Хуснияров Анализ данных гидроудара при проведении гидроразрыва пласта	199
А.Б. Колбеко, Р.М. Ганопольский Проектирование интеграции для моделирования процессов выпадения гидратов в призабойной зоне скважин и оценки влияния на продуктивность.....	201
Н.А. Козырев, А.О. Малахов Перспективы применения термохимических жидкостей для борьбы с конденсатными банками при эксплуатации газоконденсатных месторождений ..	205

С.А. Лукьянов Реальновременная интерпретация вибраций КНБК, полученных с забоя, для коррекции режимов бурения скважин.....	208
И.И. Манинав, Г.Р. Ганиева Синергетические жидкости ГРП для трудноизвлекаемых запасов: от лабораторного эксперимента к полевым испытаниям	210
А.О. Малахов, Л.Е. Куликова, Е.В. Маратканова Адаптация технологии пенокислотной обработки призабойной зоны пласта для промысловых условий	214
Е.В. Маратканова, В.А. Милютина, А.О. Малахов Применение термогазохимического состава для обработки призабойной зоны пласта с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений для условий Ашальчинского месторождения (лабораторное моделирование)	216
М.Н. Мельников, И.А Магзянов Анализ энергетического состояния залежей нефти с целью оптимизации геолого-технических мероприятий	218
О.В. Пелипенко, И.А. Малыхин, С.М. Совка Необходимость постановки вопроса о возможности подготовки нефти ТрИЗН с учётом соответствующей проблематики	224
И.В. Проничева, И.А. Ишимов Интегрированный подход для повышения экономической рентабельности проектов и вовлечения в разработку объектов ТРИЗ - залежи высоковязкой нефти с подстилающей водой	230
П.В. Пятибратов Анализ структуры КИН при заводнении нефтяных месторождений	233
И.Р. Раупов Системный подход к повышению эффективности разработки трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти с применением новых полимерных составов	235
И.Ф. Рахимов, З.З. Мавлиханова, С.В. Чертовских Обустройство месторождений	240
Д.В. Селезнева Моделирование PVT-свойств смесей углеводородов и диоксида углерода на основе кубических EOS	242
Ш.Х. Султанов Методология разработки зон продуктивного пласта с остаточными и трудноизвлекаемыми запасами нефти	245
В. Сыртланов, А. Липлянин, Т. Крючкова Об особенностях моделирования и результатах проведения ОПР по разработке низкопроницаемой нефтяной оторочки месторождения на Каспии системой ГС с МГРП.....	247
К.А. Сыстров, В.А. Милютина, Н.А. Козырев Применение пенообразующих поверхностно активных веществ в технологии термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта.....	250
Н.В. Татьянин, Н.В. Татьянин, А.А. Звегинцев, М. Шаймарданов Прогноз зон улучшенных коллекторских свойств на территории месторождения высоковязких нефтей Венесуэлы по данным комплексной интерпретации данных МОГТ 2D, ВСП и ограниченного числа скважин.....	252
Truong Thanh Tuan Profit-Oriented Optimization of the Offshore Oil–Gas–Water Separation Process at Platform X Using a Genetic Algorithm.....	256
Х. Тчаро, Я.А. Тчаро Особенности распределения скоплений нетрадиционных углеводородов в земной коре	260
К.М. Федоров, О.Н. Пичугин, Э.Г. Баймурzin, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв Апробация прокси-модели парогравитационного дренажа с применением промысловых данных	263

М.Х. Хайруллин, Е.Р. Бадергидинова Построение профиля притока горизонтальной скважины на основе термогидродинамических исследований.....	266
Р.В. Чернов, А.Д. Буланова, Н.А. Гурвич, В.В. Васильева, О.В. Феоктистов Прогноз зон трещиноватости в интервале доманиковых отложений верхнего девона с использованием кубов азимутальных атрибутов и рассеянной компоненты	270
А.Х. Шахвердиев, Ю.П. Панов Повышение эффективности технологии заводнения залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов	275
Ю.Л. Шелепниева, Д.И. Горностаев, П.Г. Козлов, А.В. Васильев, С.В. Бричко Анализ поглощений при бурении транзитных пластов в Сургутском нефтегазоносном районе на базе геомеханического моделирования.....	279
Секция 3. Техника и технологии добычи	282
В.В. Атрощенко Разработка каталитической водорастворимой композиции для повышения качества высоковязкой нефти в процессе паротеплового воздействия	282
Р.Н. Ахмадиев Механизмы и причины формирования солеотложений на поверхностях различного происхождения.....	284
Е.Е. Барская, Е.С. Охотникова, Ю.М. Ганеева, Т.Н. Юсупова, Г.Р. Фазылзянова Нефтяные ПАВ и их роль в стабилизации водонефтяных эмульсий	286
А.А. Бондаренко, М.К. Рогачев Акватермолиз сверхвязкой нефти в присутствии водорастворимого прекурсора катализатора на основе молибдена	290
Р.Р. Бязров, Д.Г. Подопригора Лабораторные исследования амфотерного поверхностью-активного вещества для увеличения нефтеотдачи пластов при их заводнении.....	294
Г.К. Валиуллина, А.М.Зотов, А.К.Газетдинов Выполнение ГРП в отложениях аномальной Баженовской свиты	297
А.А. Воронцов, Г.Ю. Коробов Лабораторные исследования влияния поверхностью-активных веществ на процессы гидратообразования и формирования асфальтосмолопарафиновых отложений	300
Р.В. Герасимов, М.И. Кузьмин, В.Г. Юрин, К.А. Астапенко Эксплуатация механизированного фонда в осложненных условиях группы компаний «Газпром нефть» ..	303
Б.В. Григорьев, Д.А. Важенин Создание и испытания лабораторной установки отстойника коалесцера с тонкослойными модулями	304
Л.Ф. Давлетшина Коллоидно-химические особенности подбора кислотных составов для осложненных условий.....	308
А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, А.М. Галимов, Е.И. Горелкина, Е.В. Савенкова Промысловые эксперименты по закачке водогазовой смеси с высокоминерализованной пластовой водой на опытном участке Ромашкинского месторождения.....	310
М.О. Костышина, Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, Г.А. Калмыков Оценка объемов генерации при гидропиролизе баженовской свиты и выявление факторов, контролирующих выход углеводородов	314
Н.П. Кузьмичев Квазинепрерывные способы добычи нефти – эффективные способы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.....	318
Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев Глушение нефтяных скважин в осложненных условиях	332
Е.А. Марфин Акустическая стимуляция добычи трудноизвлекаемых запасов нефти	335

Р.Д. Минабутдинов Геолого-технические условия формирования АСПО при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяного месторождения	339
Д.В. Парfenov, Г.Ю. Коробов Способ подачи ингибитора образования асфальтосмолопарафиновых отложений при проведении гидравлического разрыва пласта	341
Р.С. Романов, В.С. Власенко, Е.С. Осипов Повышение Рентабельности объектов ТрИЗ благодаря применению прибора AziTrak с технологией Карттирования Границ: практический опыт использования	345
В.Г. Солодов, Л. Чуриков Повышение нефтеотдачи при помощи технологии CCUS.....	349
П.А. Суворов, Т.Р. Долов Предвключченное шнековое устройство ЭЛН для добычи высоковязкой нефти.....	351
Д.С. Тананыхин, К.А. Астапенко Исследование механизмов выноса механических примесей в слабоконсолидированных коллектора.....	354
М.Р. Якубов Особенности состава асфальтенов и смол и их роль в процессах добычи тяжелой нефти	357
Секция 4. Цифровое моделирование месторождений	360
С.В. Волков, В.А. Кукушкин, Е.А. Стрижаков, С.Р. Таариев Особенности интегрированного моделирования ТРИЗов	360
С.В. Волков, В.А. Кукушкин, Д.С. Воробьев Интегрированное моделирование с DUO Tech IMA. Инструмент развития технологий эффективного управления добычей	362
М.Ю. Данько Оперативное управление разработкой месторождений.....	364
И.К. Замалиев, Р.Р.Салимова, С.А.Усманов, В.А. Судаков, А.И. Гайфуллин, Л.И. Минихаиров Оценка эффективности применения пенных систем на терригенных объектах.....	376
А.С. Ильин, С.П. Родионов, Д.Ю. Легостаев, О.Н. Пичугин Численное исследование влияния расстояния между скважинами на коэффициент извлечения нефти с использованием модели дискретных трещин	381
В.П. Косяков Алгоритм восстановления и валидации замеров пластового давления на основе промысловых данных	384
П.Е. Морозов Полуаналитический метод расчета продуктивности горизонтальной скважины с серией трещин гидравлического разрыва пласта	388
В.И. Никитин Математическое моделирование гидродинамических процессов при контакте технологических жидкостей с призабойной зоной продуктивного пласта	391
Е.С. Ожгибесов, С.Н. Кривошеков Применение алгоритмов машинного обучения для оценки потенциала добычи нефти после геолого-технических мероприятий	393
В.Г. Солодов, С.В. Корноухов, И.В. Васильев Определение фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых коллекторов на базе нерешеточного перколяционного моделирования	397
А.В. Сюндюков, Г.В. Шелухов Новые импортозамещающие подходы к оценке потенциала добычи трудноизвлекаемых запасов на основе блочного решения уравнения материального баланса в инструменте «Блочный 6К»	400

С.А. Усманов, Р.Э. Сафина, И.Ф. Минханов, Д.А. Емельянов, В.А. Судаков, М.А. Варфоломеев, Ф.А. Ахметзянов, Н.А. Аслямов, М.И. Амерханов	Комплексная оценка эффективности добычи залежей СВН с использованием закачки воздуха.....	404
М.М. Хасанов	Цифровые двойники как инструменты Системного инжиниринга	406
Д.Г. Яраханова	Цифровизация при разработке месторождений углеводородов	409

Секция 1. Геология и геофизика

Разработка комплексного индекса технико-экономической устойчивости для стратегической оценки проектов освоения ТрИЗН в ЕАЭС

Д.К. Абдихамитов, А.К. Наби

Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

E-mail: dos7771tin@mail.ru

Аннотация

В работе рассматривается проблема повышения обоснованности стратегических решений при планировании освоения трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗН) в условиях значительной геологической и технологической неопределенности [1]. Авторами предложен метод комплексной количественной оценки проектов, учитывающий не только экономические показатели, но и влияние новых данных, получаемых в ходе геологоразведочных и технологических мероприятий.

Ключевые слова

Индекс технико-экономической устойчивости, трудноизвлекаемые запасы, геополитические риски, геологическая неопределенность, ценность информации, принятие решений, ЕАЭС.

В качестве основного инструмента используется Индекс технико-экономической устойчивости (ИТЭУ), отражающий интегральную оценку проекта с учётом следующих факторов:

$$\text{ИТЭУ} = f(W_{\text{эк}} \cdot NPV; W_{\text{тех}} \cdot P_{\text{тех}}; W_{\text{лог}} \cdot S_{\text{лог}}; W_{\text{гео}} \cdot R_{\text{гео}}), (1)$$

где, W - весовые коэффициенты; NPV - чистая приведенная стоимость; $P_{\text{тех}}$ - вероятность технологического успеха; $S_{\text{лог}}$ - коэффициент логистической стабильности; $R_{\text{гео}}$ - коэффициент геополитической устойчивости.

Вероятность технологического успеха декомпозируется следующим образом [3]:

$$P_{\text{тех}} = P_{\text{геол}} \cdot P_{\text{прим}}, (2)$$

где, $P_{\text{геол}}$ - вероятность подтверждения геологической модели; $P_{\text{прим}}$ - условная вероятность успешного применения технологии.

В качестве примера рассмотрена задача выбора сценария освоения участка месторождения «Узень» (АО «НК «КазМунайГаз»), где анализируется целесообразность внедрения нового метода увеличения нефтеотдачи (МУН). Сравниваются два сценария:

- Сценарий А (разработка по аналогии): немедленное полномасштабное внедрение нового МУН;
- Сценарий Б (реализация пилотного проекта): проведение опытно-промышленного проекта (ОПП) с последующим масштабированием.

Исходные параметры, полученные на основе экспертных оценок и анализа открытых источников, сведены в таблицу 1. Применение индекса позволяет сравнивать сценарии не только по экономической эффективности, но и по критерию стратегической устойчивости и сбалансированности проектных рисков.

Таблица 1 – Исходные данные для проекта на месторождении Узень (экспертная оценка)

Параметр	Обозначение	Сценарий А
Стоимость пилотного проекта (ОПП), млн. ден. ед.	$C_{опп}$	0
Прогнозный NPV, млн. ден. ед.	NPV	400
Вероятность геол. модели	$P_{геол}$	0,6
Вероятность успеха технологии	$P_{прим}$	0,9
Логист. / Геополит. факторы	$S_{лог} / R_{geo}$	0,95 / 0,85

Расчёты с равными весами ($W_i = 0,25$) показывают, что ИТЭУ для Сценария А составляет 0,836, а для Сценария Б — 0,888. Сводные результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Итоговые показатели для сравниваемых сценариев

Показатель	Сценарий А	Сценарий Б
Прогнозный NPV, млн. ден. ед.	400	375
Вероятность тех. успеха ($P_{тех}$)	54%	81%
Индекс тех.-экон. устойчивости (ИТЭУ)	0.836	0.888

Анализ составной диаграммы (рисунок 1) демонстрирует, что в Сценарии Б незначительное снижение экономического компонента компенсируется значительным увеличением технологической составляющей, что подтверждает высокую ценность информации, полученной на этапе пилотного проекта.

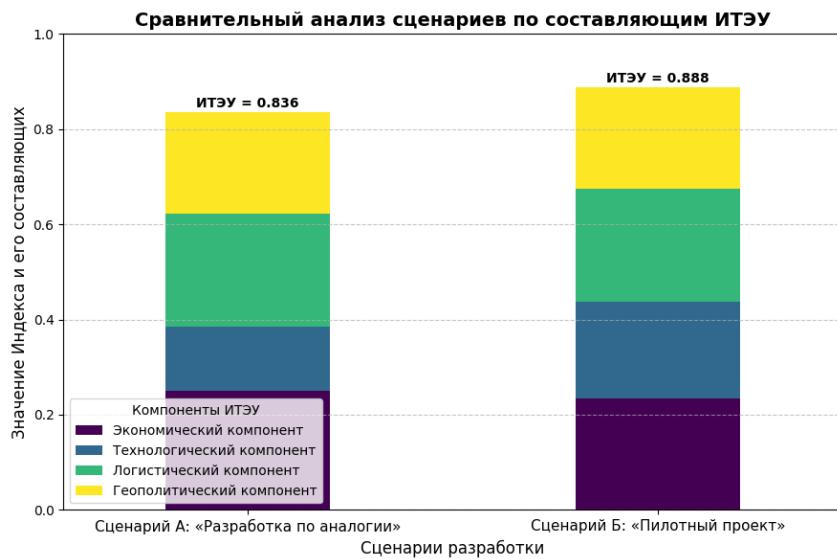


Рисунок 1 – Сравнительный анализ сценариев по составляющим Индекса технико-экономической устойчивости (ИТЭУ)

Предложенный подход и разработанный индекс обладают научной новизной и практической значимостью для стратегического управления проектами освоения зрелых

месторождений. Показано, что использование ИТЭУ позволяет обосновывать инвестиции в опытно-промышленные проекты, смещаая акцент с максимизации краткосрочной прибыли на обеспечение долгосрочной устойчивости [2]. Методика особенно актуальна для зрелых месторождений, таких как Узень, и соответствует стратегическим целям АО «НК «КазМунайГаз» по повышению коэффициента извлечения нефти.

Список литературы

1. Мирзаджсанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. *Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность.* – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 368 с.
2. Глазьев С.Ю. *Экономика будущего. Есть ли у России шанс?* – М.: Книжный мир, 2017. – 640 с.
3. Кульгильдинов М.С. *Методы оценки и управления рисками в нефтегазовых проектах.* – Алматы: КБТУ, 2021. – 189 с.

Перспективы нефтеносности франко-фаменских отложений Ново-Елховского месторождения

**А.П. Бачков¹, З.А. Лощева², М.Ш. Магдеев², Э.Ф. Мавлютова², Б.Т. Махмутов²,
И.И. Ганиев², И.А. Мусаллиамов², А.Ю. Караев², Г.Ф. Мухаметшина²**

¹Управление по геологии нефтяных и газовых месторождений ПАО «Татнефть»
им. В.Д. Шашина

²Центр моделирования института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
им. В.Д. Шашина
E-mail: MusalliamovIA@tatneft.ru

Аннотация

Франко-фаменские карбонатные отложения, в том числе доманиковая формация, представляют собой сложный и слабоизученный объект для прогноза и оценки нефтегазоносности. Актуальной задачей является локализация потенциальных коллекторов и предварительная оценка подвижных запасов. В статье представлена апробация методики интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) с выделением традиционных и нетрадиционных коллекторов Ново-Елховского месторождения. Применение комплексной петрофизической интерпретации и параметра приточности позволило осуществить литотипизацию высокоглубоких отложений, провести дифференциацию на интервалы с подвижными и неподвижными флюидами и сформировать обоснованные рекомендации по опробованию и отбору керна. Полученные результаты способствуют уточнению геологической модели и стратегии вовлечения трудноизвлекаемых запасов в разработку.

Ключевые слова: франко-фаменские отложения, доманиковая формация, карбонатные коллекторы, приточность, геофизические исследования скважин, подвижные запасы, керн.

Ново-Елховское месторождение относится к числу старейших и наиболее выработанных на территории Республики Татарстан. Его продуктивный фонд насчитывает более 5000 скважин, основная добыча ведется из терригенных девонских отложений. Однако в связи с естественным падением дебитов традиционных коллекторов перспективным направлением считается вовлечение в разработку слабоизученных карбонатных горизонтов франко-фаменского комплекса, в частности, доманиковой формации.

Целью исследования являлось выделение потенциально продуктивных объектов в пределах франко-фаменских отложений и дифференциация участков с подвижными углеводородами на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Работы выполнены в соответствии со следующим алгоритмом:

1. Верификация исходных данных, включая сканирование и оцифровку архивных материалов;
2. Определение литологического состава пород и построение петрофизических моделей;
3. Классификация отложений по признаку традиционности: традиционные и нетрадиционные;
4. Обоснование методики интерпретации данных ГИС для традиционных отложений;
5. Интерпретация данных ГИС в интервале традиционных отложений от заволжского надгоризонта до елецкого горизонта;
6. Построение геологических карт по результатам интерпретации;

7. Формирование перечня скважин для проведения ОПР в интервале от заволжского надгоризонта до елецкого горизонта;
8. Обоснование методики интерпретации данных ГИС для нетрадиционных мендым-семилукских отложений;
9. Интерпретация данных ГИС в интервале нетрадиционных мендым-семилукских отложений;
10. Выделение прослоев с подвижными и неподвижными углеводородами;
11. Формирование перечня скважин для ОПР в интервале мендым-семилукских отложений;
12. Составление перечня скважин для отбора керна с последующими геохимическими исследованиями с целью изучения мендым-семилукских отложений.

На этапе верификации проанализированы все доступные геолого-промышленные данные, включая паспорта скважин, сведения об испытаниях пластов, шламе и дополнительных исследованиях. Сформирована база данных.

По результатам анализа керна определён литологический состав пород, представленных известняками и доломитами. В семилукском интервале зафиксировано наличие кремнистой составляющей, связанной с повышенным содержанием органического вещества (рисунок 1).

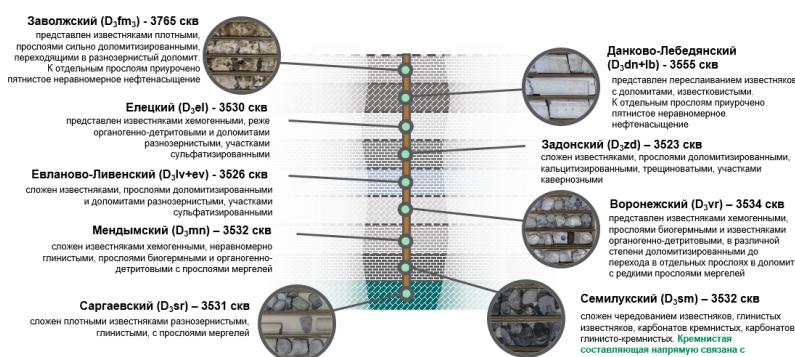


Рисунок 1 – Стратиграфическое расчленение и литологические особенности разреза франко-фаменских отложений Ново-Елховского месторождения с указанием общего фонда скважин для каждого горизонта

Карбонатные отложения классифицированы как традиционные или нетрадиционные (рисунок 2). Нетрадиционные – те, в которых невозможно применить стандартные методы интерпретации вследствие высокой битуминозности и присутствия органического вещества, что отражается на аномальных значениях гамма-каротажа.

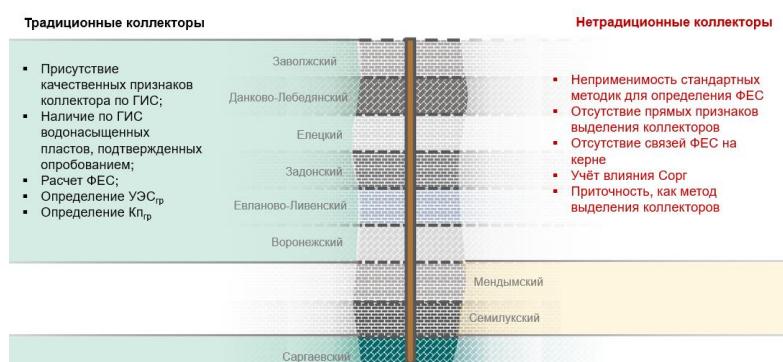


Рисунок 2 – Разделение отложений на традиционные и нетрадиционные

Интерпретация данных ГИС в традиционных отложениях выполнена по существующей методике. Для корректного расчёта пористости учтены литологические особенности, в том числе влияние доломитизации (рисунок 3).

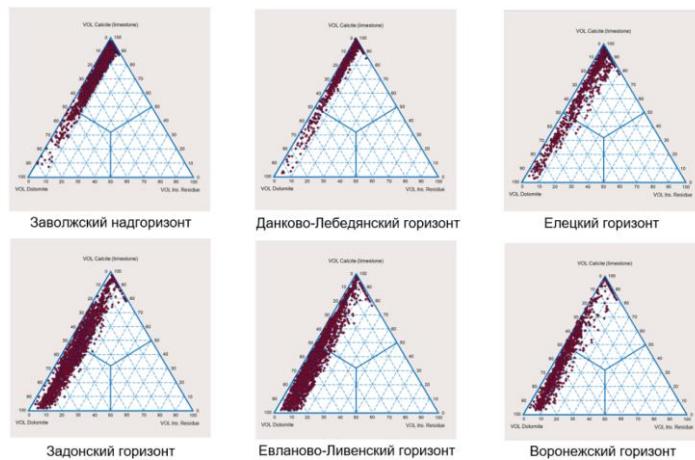


Рисунок 3 – Литологические треугольники для определения относительного содержания пород различного состава в разрезе

Выявлены потенциально продуктивные объекты:

- елецкий горизонт – 8 перспективных объектов;
- данково-лебедянские отложения – 18 перспективных объектов;
- заволжские отложения – 64 перспективных объектов.

По выделенным перспективным объектам сформирован список из 33 скважин, разделённых на три группы по степени вероятности наличия нефтенасыщенных пластов, для проведения ОПР (рисунок 4).

1-ая группа скважин – 22 скважины: увеличенные толщины с однозначным нефтенасыщением по ГИС			2-ая группа скважин – 11 скважин: средние толщины с однозначным либо предполагаемым насыщением по ГИС		
№скв.	Пласт	№запеки	№скв.	Пласт	№запеки
1а	Дпл	79	16	Дзв-3+Дзв-2	13+37
2а	Дзв-3+Дпл	25+82	26	Дзв-1	48
3а	Дзв-2+Дзв-1	44+56	36	Дел	87
4а	Дал+Дел	83+90	46	Дзв-1+Дпл	64+84
5а	Дпл	83	56	Дзв-1	50
6а	Дал+Дел	83+89	66	Дзв-3	15
7а	Дпл	81	76	Дзв-3	26
8а	Дпл	81	86	Дзв-3	27
9а	Дзв-3+Дзв-2	13+37	96	Дзв-3+Дзв-2+Дзв-1	29+47+62
10а	Дел	91	106	Дзв-1	48
11а	Дпл	79	116	Дзв-3	22
12а	Дел	91			
13а	Дзв-2	34			
14а	Дзв-3+Дзв-2	13+37			
15а	Дзв-3+Дзв-2	23+44			
16а	Дзв-3+Дзв-2	13+37			
17а	Дзв-2	34			
18а	Дзв-2	34			
19а	Дзв-3+Дзв-2+ Дзв-1	34+41+52			
20а	Дпл	81			
21а	Дзв-3+Дзв-2	25+45			
22а	Дпл	81			

3-ая группа скважин – 47 скважин: скважины с неоднозначным насыщением по ГИС
 Пьезометрические, обводнённые,
 низкопродуктивные скв. (до 1 т/сут)
 Нагнетательные скв.
 Добывающие скв. с дебитом от 1 до 5 т/сут
 Добывающие скв. с дебитом более 5 т/сут

Рисунок 4 – Перечень скважин для проведения ОПР в традиционных коллекторах

Методика интерпретации нетрадиционных отложений основана на «Методических рекомендациях по подсчёту запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» и «Определении критериев отнесения пород к доманиковым продуктивным отложениям» [1, 2]. Основные используемые методы ГИС: нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), боковой каротаж (БК). Значения всех параметров приведены к единому масштабу пористости, что позволило выделить девонские высокоуглеродистые породы (ДВУП) и провести их литотипизацию (таблица 1).

Таблица 1 – Типы пород по ГИС и критерии их выделения

Тип	Критерий выделения	Литология	Наличие органического вещества	Коллекторские свойства	Флюиды
I	<u>КпНК*</u> \approx <u>КпГК*</u> \approx <u>КпБК*</u>	карбонатные	-	-	капиллярно связанная вода, связанная вода глин
II	<u>КпНК*</u> = <u>КпГК*</u> = <u>КпБК*</u>	аргиллиты	-	-	связанная вода глин
III	<u>КпБК*</u> < <u>КпНК*</u> < <u>КпГК*</u>	карбонатные	ДВУП	потенциальный коллектор	капиллярно связанная вода
IV	<u>КпНК*</u> > <u>КпГК*</u> > <u>КпБК*</u>	карбонатные	ДВУП	потенциальный коллектор	капиллярно связанная вода, тяжелые нефти, битумы, нефть
V	<u>КпНК*</u> > <u>КпГК*</u> = <u>КпБК*</u>	карбонатные	-	коллектор	связанная вода глин, нефть
VI	<u>КпБК*</u> \geq <u>КпНК*</u> \geq <u>КпГК*</u>	кремнисто-карбонатные	-	-	капиллярно связанная вода, связанная вода глин, вода
VII	<u>КпНК*</u> > <u>КпГК*</u> < <u>КпБК*</u>	кремнисто-карбонатные	-	коллектор	капиллярно связанная вода, связанная вода глин, нефть

Дополнительно на основании тех же методов рассчитано содержание органического вещества для введения поправки в пористость.

По данным ГИС и кривым НК, ГК и БК определён характер насыщенности коллекторов. Принятое значение нефтенасыщенности – 90 %, в соответствии с методическими рекомендациями. На рисунке 5 показан пример разграничения зон с подвижными и неподвижными углеводородами.

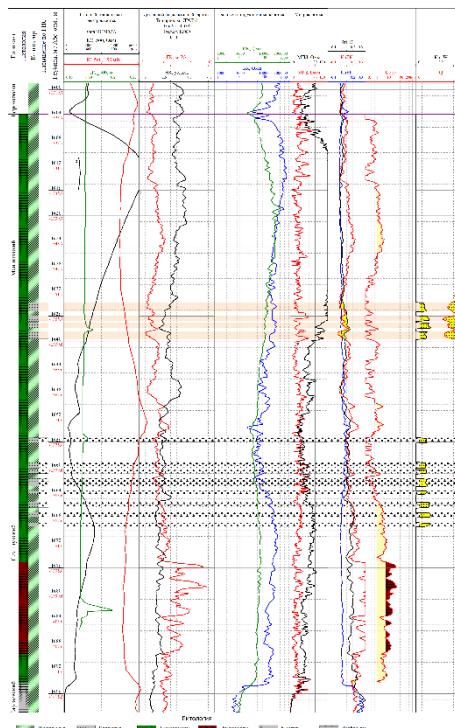


Рисунок 5 – Фрагмент планшета по скважине

Пористость рассчитана двумя методами:

1. По водородосодержанию с учётом органического вещества;
2. По стандарту ПАО «Татнефть» (2013 г.).

Обе методики сопоставлены с керновыми данными. Из-за ограниченности лабораторных исследований по мендымским и семилукским пластам использованы данные аналогов (Ромашкинское, Бавлинское месторождения).

Расчётные значения не согласуются с керном (рисунок 6), в связи с чем в соответствии с методическими рекомендациями принята усреднённая пористость по керну – 3 %.

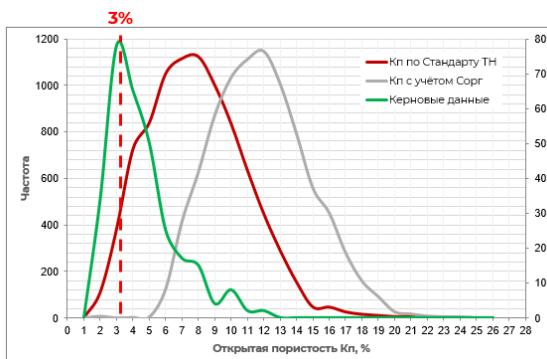


Рисунок 6 – Распределение значений пористости

В результате выполненной интерпретации данных ГИС построены карты распределения ресурсов (карты эффективных толщин и карты эффективных толщин с предполагаемыми подвижными ресурсами).

Предложена программа доизучения мендым-семилукских отложений:

1. Опробование пластов в пьезометрическом и консервированном фонде;
2. Отбор керна в проектных скважинах 2026–2027 гг. с последующим геохимическим анализом.

Для проведения опробования сформирован список скважин, разделённых на три группы (рисунок 7):

- 1) два горизонта, полный комплекс ГИС, высокий потенциал;
- 2) один горизонт, полный комплекс ГИС, средний потенциал;
- 3) за пределами выделенных перспективных объектов, малые эффективные толщины.

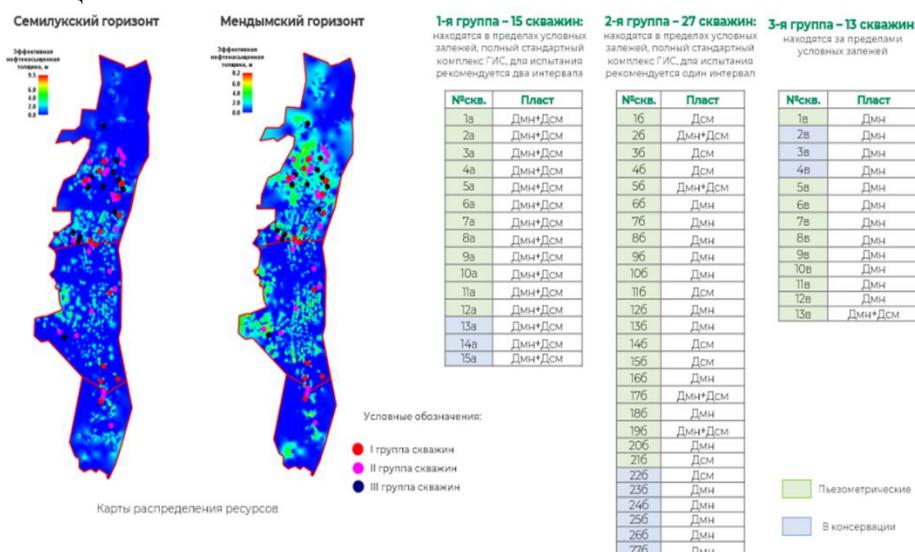


Рисунок 7 – Перечень скважин для проведения ОПР в нетрадиционных коллекторах

Для отбора керна сформирован список проектных скважин 2026–2027 гг., разделённых на три группы (рисунок 8):

- 1-я группа – в пределах выделенных перспективных объектов по обоим горизонтам;
- 2-я группа – в пределах выделенного перспективного объекта по одному горизонту;
- 3-я группа – за пределами выделенных перспективных объектов.

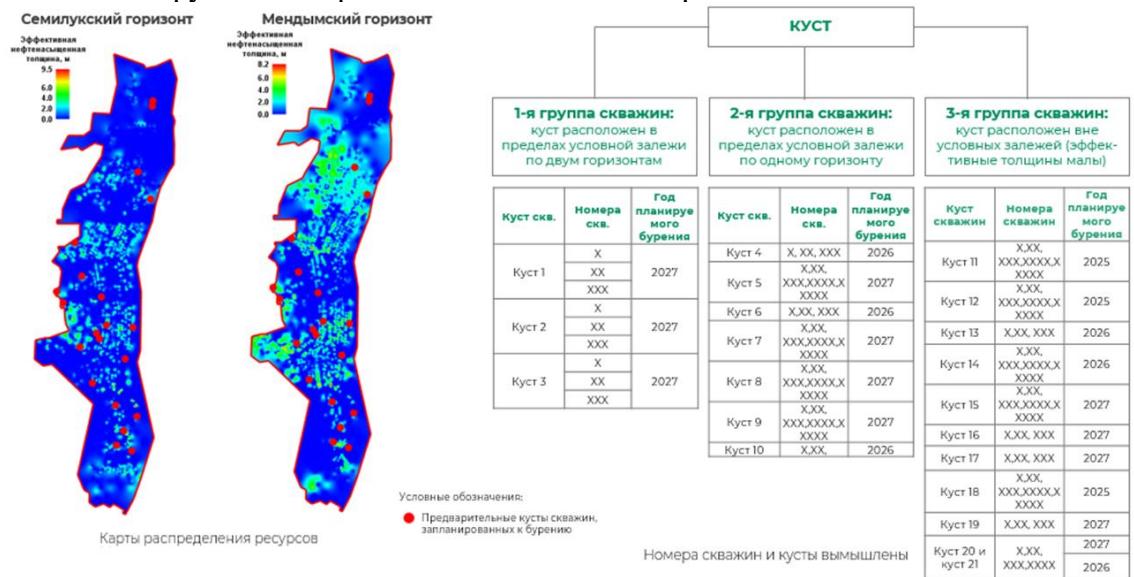


Рисунок 8 – Перечень скважин для отбора керна в нетрадиционных коллекторах

Заключение

- Проведена оценка нефтеносности традиционных фаменских коллекторов Ново-Елховского месторождения и сформирована программа по их освоению.
- Апробирована методика МГУ по интерпретации нетрадиционных коллекторов и расчета их фильтрационно-емкостных свойств.
- Предложено разделение нетрадиционных отложений на зоны с предполагаемыми подвижными и неподвижными флюидами.
- Достоверность расчётов в интервале нетрадиционных коллекторов по существующим методикам ограничена; необходимо проведение дополнительных геологических и геохимических исследований – сформирована программа доизучения.

Список литературы:

1. Методические рекомендации по подсчёту запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях: Текст: электронный / ФБУ «ГКЗ». – Москва, 2023. URL: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_podschetu_zapasov_nefti_v_domnikovyh_produktivnyh_otlozhennyah.pdf (дата обращения 09.08.2024).
2. Определение критериев отнесения пород к доманиковым продуктивным отложениям / Харченко К.С., Юсупов Я.И. и др. – М.: ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова», 2023 г.

Геолого-гидрогеологические особенности нефтегазовых месторождений Припятского прогиба и перспективы их разработки

E.B. Бильдюк, А.И. Павловский, А.А. Кологриково

Белорусский национальный технический университет

Аннотация

В статье представлены результаты обобщения геолого-гидрогеологических особенностей нефтегазоносных комплексов Припятского прогиба и сформулированы практико-ориентированные направления для повышения эффективности разработки. Описана литология коллекторов, роль тектонических нарушений в локализации залежей и гидродинамические факторы, влияющие на извлекаемость запасов. На основании анализа стадии развития месторождений вынесены конкретные рекомендации по геолого-разведочным и технологическим мероприятиям.

Ключевые слова

Припятский прогиб, коллектор, межсолевой комплекс, коэффициент нефтеотдачи, гидрогеология, 3D/4D-сейсмика, методы увеличения нефтеотдачи.

Припятский прогиб представляет собой главную нефтегазоносную провинцию Республики Беларусь; в нём выявлено 77 месторождений и 229 залежей углеводородов. Несмотря на длительную промышленную эксплуатацию (около 60 лет), усреднённый коэффициент нефтеотдачи по промышленным залежам остаётся на уровне порядка 40 %, что свидетельствует о существенном неиспользованном потенциале. Суммарные прогнозные ресурсы региона оцениваются приблизительно в 192 млн т условного топлива, что оправдывает дальнейшее целенаправленное освоение и модернизацию методик разработки.

Стратиграфическая и литологическая структура: нефть локализуется в трёх основных комплексах — межсолевом, подсолевом и верхнесоленосном. Коллекторы межсолевого комплекса преимущественно карбонатного типа с выраженной трещиноватостью и кавернозностью; подсолевые отложения включают как плотные известняки, так и пористые песчаники. Всего в пределах прогиба выделяются девять типов коллекторов по пористости и проницаемости.

Региональная тектоника: локализация залежей тесно связана с крупными разломными системами (Северо-Припятский, Речицко-Вишанский и др.), формирующими блоковую структуру и создающими контрасты давления и проницаемости между бассейнами и локальными линзами коллекторов.

Гидрогеология и пластовые флюиды: пластовые воды различаются по минерализации и химическому составу, что оказывает влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород и на процессы водопритока в эксплуатационные скважины. В ряде залежей наблюдаются аномальные давления и выраженная обводнённость продукции.

Большинство месторождений находятся на поздней стадии эксплуатации: увеличилась доля водоносных притоков, снизилось пластовое давление, продуктивные колонны разделены на блоки с неоднородной насыщенностью. Традиционные методы разработки уже не обеспечивают желаемого прироста извлекаемых запасов, что требует внедрения комбинированных геолого-технологических решений.

Все выявленные месторождения нефти локализованы в Припятском прогибе, который рассматривается как нефтегазоносная область (рисунок 1).

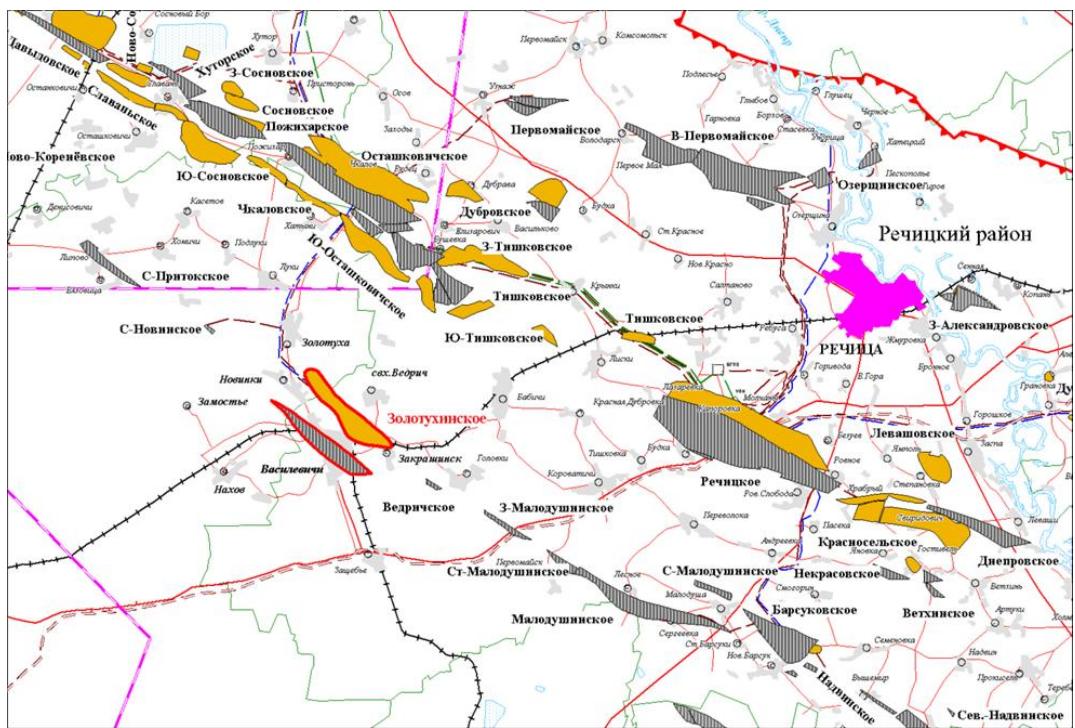


Рисунок 1 – Схема размещения нефтяных месторождений
Республики Беларусь [1]

Для повышения эффективности разработки и вовлечения в добычу остаточных и нетрадиционных запасов в пределах Припятского прогиба рекомендуется реализовать комплекс мероприятий. Важнейшим направлением является детализация геологической модели: проведение высококачественной 3D-сейсмики с интеграцией в геологогидродинамические модели и применение 4D-сейсмического мониторинга на эксплуатируемых участках. Это позволит уточнить строение продуктивных комплексов и выделить зоны с высоким остаточным насыщением.

Для увеличения коэффициента нефтеотдачи целесообразно внедрение полимерного заводнения, закачки поверхностно-активных веществ, а также термальных и химических методов в коллекторах различного типа. Важное значение имеют интеллектуальные системы добычи, обеспечивающие оптимизацию профиля притока и контроль за изменением характеристик скважин.

Необходимо активизировать гидрогеологические исследования: изучение состава пластовых вод, их взаимодействия с породой и моделирование фильтрационных процессов. Это позволит прогнозировать водоприток и корректировать схемы заводнения.

Перспективным направлением остаётся поиск нетрадиционных объектов — нефтеносных горизонтов кристаллического фундамента и трудноизвлекаемых запасов, включая оценку их технико-экономической целесообразности.

В области бурения и завершения скважин следует развивать горизонтальное бурение, современные методы гидроразрыва пласта и комбинированные технологии стимулирования в трещинно-кавернозных коллекторах.

Дополнительный эффект может быть достигнут за счёт международного сотрудничества, обмена технологиями и совместных проектов с научными центрами сопредельных стран.

Реализация указанных мероприятий позволит повысить коэффициент нефтеотдачи, сократить обводнённость продукции, вовлечь дополнительные ресурсы и снизить удельные издержки добычи. Припятский прогиб сохраняет значение

стратегической ресурсной базы Беларуси, а его дальнейшее освоение должно опираться на интеграцию современных технологий разведки и разработки.

Список литературы:

1. Познякевич, З.Л. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы / З.Л. Познякевич, А.М. Синичка, Ф.С. Азаренко и др. – Мн.: Беларуская навука, 1997 г. – 696 с.
2. Бескопыльный, В.Н. Атлас природных резервуаров и углеводородов нефтяных месторождений Беларуси / Бескопыльный В.Н. [и др.]. – Гомель.: Сож, 2009. – 216 с.
3. Салажев, В.М. Обобщение опыта и результатов геолого-промышленного анализа разработки залежей нефти в карбонатных отложениях месторождений Беларуси и России / В.М. Салажев – Минск: Зорны Верасок, 2013. – 479 с.

Возможности импульсного спектрометрического нейтронного каротажа для количественной оценки нефтенасыщенности сложнопостроенных карбонатных коллекторов Усинского месторождения

К.А.Воронов^{1,2}, Л.А. Воронова¹

¹Научно-техническое управление ООО «ТНГ-Групп»

²К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

E-mail: voronov.ka@tng.ru

Телефон: +79874128433

Аннотация

Количественная оценка коэффициента нефтенасыщенности (K_n) в сложных карбонатных коллекторах нижней перми, верхнего и среднего карбона Усинского месторождения стандартными методами электрометрии (БК, БКЗ, ВИКИЗ) сильно затруднена. Глубокое и неоднородное проникновение промывочного фильтрата, высокая трещиноватость и кавернозность, наличие битуминозных компонентов, а также осложнения ствола (заколонная циркуляция - ЗКЦ) искажают удельное электрическое сопротивление (УЭС) пласта (R_t) и делают интерпретацию насыщения недостоверной [1,2]. Также из-за высокой вязкости нефти (более 1000 сП), добыча на месторождении проводится путем закачки пара, вследствие чего в пластовой воде происходит опреснение, которое также оказывается на показаниях электрометрии [3].

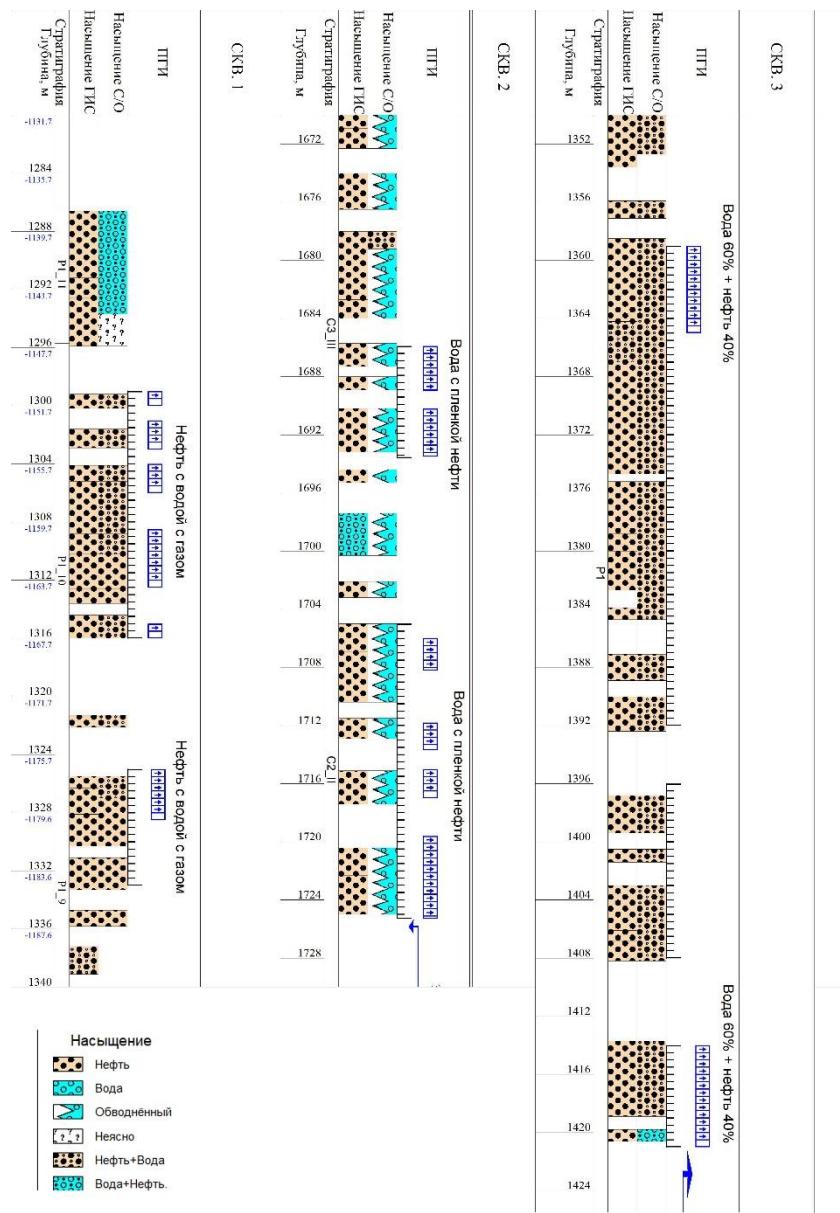
В качестве альтернативы применен независимый от электропроводности флюидов и минерального скелета углеродно-кислородный (С/О) каротаж. При глубинности исследований до 30 см метод позволяет фиксировать находящуюся в ближней зоне высоковязкую нефть. Количественная оценка K_n выполнялась на основе отношения сигналов углерода и кислорода (С/О) после обработки спектров неупругого рассеяния нейтронов (ключевой параметр COR) [4].

Ключевые слова

С/О-каротаж, нефтенасыщенность, геофизические исследования скважин (ГИС), электрометрия, заколонная циркуляция (ЗКЦ), карбонатный разрез, Усинское месторождение, высоковязкая нефть.

Анализ данных С/О каротажа в трех скважинах Усинского месторождения (№1, 2, 3) доказал его высокую эффективность:

1. Обеспечена надежная диагностика характера насыщения (нефть, нефть+вода, вода), подтвержденная результатами перфорации и опробования (Рис.1).



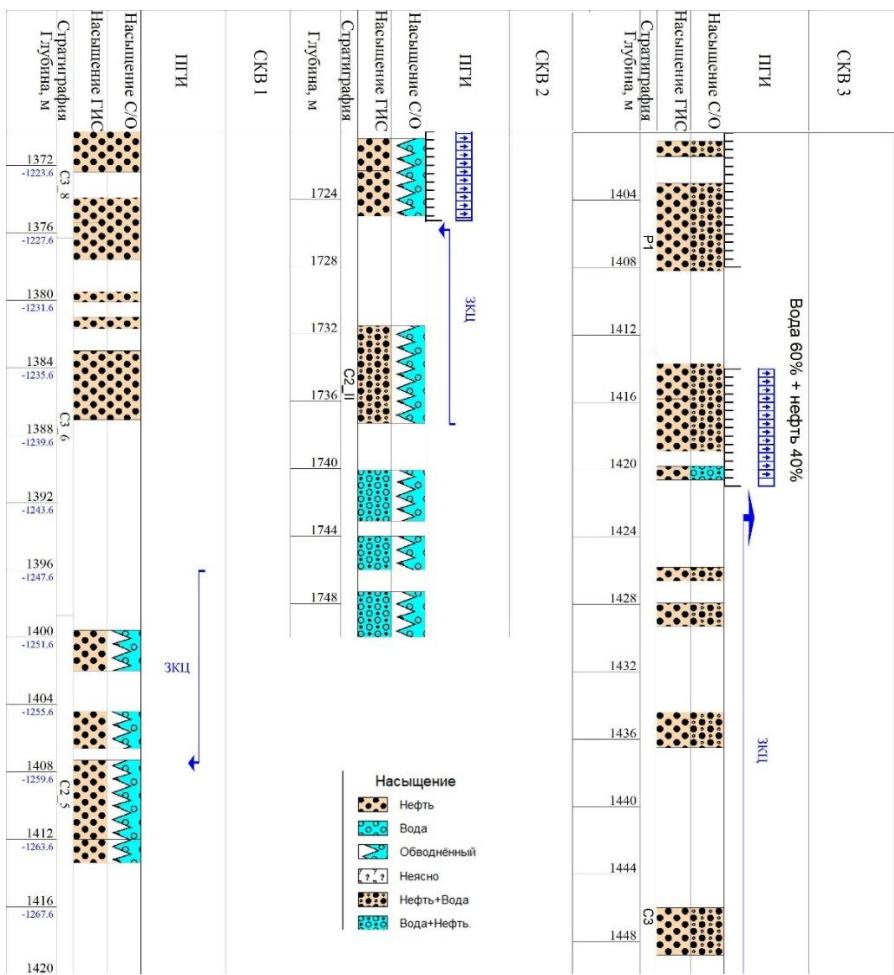


Рисунок 2 – Выявление заколонной циркуляции в скважинах 1, 2, 3 М:200

3. Установлена количественная оценка Кн (50-75%), подтвержденная высокими дебитами нефти при опробовании (ПГИ) (Табл.1).

Таблица 1 – Сопоставление Кн по данным С/О каротажа с результатами опробования скважин.

№ Скв.	Кровля	Подошва	Кн С/О	ПГИ
1	1299	1300	30	Вода с нефтью и газом
	1301	1303	60	Нефть с водой и газом
	1304	1306	60	Нефть с водой и газом
	1308.5	1312	75	Нефть с водой и газом
	1315	1316	50	Нефть с водой и газом
	1325	1328.5	55	Нефть с водой и газом
2	1686	1689	3	Вода с пленкой нефти
	1690.2	1693.5	4	Вода с пленкой нефти
	1706	1708.2	10	Вода с пленкой нефти
	1711.8	1713.7	5	Вода с пленкой нефти
	1715	1717	3	Вода с пленкой нефти
	1719.6	1725.3	3	Вода с пленкой нефти
3	1359	1365	50	Вода 60, нефть 40
	1414	1419	50	Вода 60, нефть 40
	1419.8	1421	45	Вода 60, нефть 40

4. Подтверждена применимость метода С/О каротажа для сложнопостроенных коллекторов в условиях опреснения и насыщенности высоковязкой (битуминозной) нефти.

Выводы

Результаты исследования доказывают, что С/О каротаж является высокоэффективным и надежным методом для количественной оценки нефтенасыщенности и диагностики обводнения в сложных карбонатных коллекторах Усинского месторождения, особенно при наличии ЗКЦ, битуминозности и неоднородности фильтрационных свойств. Его применение позволяет повысить достоверность подсчета запасов и обоснование геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Список литературы

1. Носов А.П. и др. *Подсчет балансовых запасов нефти и растворенного газа пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения*. г. Ухта, 1998. Фонды «ПечорНИПИнефть».
2. Каримова Р.М., Сабирзянова З.М. Применение геофизических исследований при контроле за техническим состоянием эксплуатационных колонн скважин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2009. № 1. С. 92–95.
3. Гурбатова И.П. Особенности лабораторного изучения петрофизических свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов месторождений с высоковязкими нефтями. SPE-171178-RU. Москва, 2014.
4. Каримова Р.М., Чухновская Н.А. Определение нефтеводонасыщенности пластов импульсными нейтронными и радиоактивными методами // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С. 65–67.

Доманиковая высокоуглеродистая формация на территории Республики Татарстан как возможный источник трудноизвлекаемых запасов

T.B. Григоренко¹, О.Н. Видищева¹, Н.А. Тюрина¹, М.О. Костышина¹, Л.Ю. Сигачева¹, Ю.А. Коточкива¹, В.В. Чуркина¹, М.Л. Махнутина¹, В.Д. Стороженеко², А.Н. Мингазутдинов², А.Ф. Сафаров², Н.А. Назимов³, А.Г. Калмыков¹, Г.А. Калмыков¹

¹МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет

²Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

3 - ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

E-mail: t.grigorenko@oilmsu.ru

Телефон: +79150078907

Аннотация

В работе была проведена оценка перспектив доманиковой высокоуглеродистой формации для поиска залежей трудноизвлекаемых запасов на основании керновых исследований и анализа комплекса ГИС из скважин северной и центральной частей Южно-Татарского свода. Установлено, что в пределах изучаемой формации встречаются интервалы с повышенными значениями пористости до экстракции (до 8%), насыщенных лёгкими углеводородными соединениями (до 22 мг УВ/г породы). Данные интервалы встречены в скважинах с повышенной катагенетической преобразованности органического вещества МК1-МК3. Была выявлена линейная зависимость коэффициента пористости от содержания органического углерода в доманиковых отложениях Южно-Татарского свода, аналогичная зависимости в отложениях Муханово-Ероховского прогиба, из которых ведётся разработка нефти. Была проведена интерпретация комплекса ГИС для расчета значений пористости, которая позволила выделить перспективные интервалы в доманиковом и мендымском горизонтах, а также расчитать линейный ресурсный потенциал подвижной нефти. На основании предыдущих исследований можно предположить, что такие интервалы связаны с зонами дополнительного прогрева и расположены вблизи тектонических нарушений, однако для подтверждения необходимо сопоставить полученные результаты с сейсмическими данными.

Ключевые слова

Высокоуглеродистая формация (ВУФ), органическое вещество (ОВ), трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), ресурсный потенциал, геохимические исследования, углеводородные соединения (УВС)

Одной из проблем развития нефтегазовой отрасли является обеспечение прироста запасов нефти и газа. В условиях выработанности и повышенной обводнённости многих традиционных месторождений-гигантов на территории Российской Федерации одним из актуальных направлений является поиск и разработка трудноизвлекаемых запасов. На настоящий момент согласно данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых доля трудноизвлекаемых запасов нефти составляет 52%, доля добычи ТРИЗ 30%. Согласно прогнозу Минэнерго, до 2050 года добыча ТРИЗ возрастёт до 70%. К трудноизвлекаемым запасам относятся УВС, заполняющие пустотное пространство низкопроницаемых высокоуглеродистых формаций. Одним из примеров является доманиковая ВУФ, которая считается основным источником УВ для заполнения традиционных коллекторских интервалов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) [1]. Однако на территории Оренбургской и Самарской областей в отложениях ВУФ франского и фаменского возраста успешно разрабатываются нетрадиционные

залежи. Месторождения приурочены к зонам повышенного катагенеза ОВ в пределах Муханово-Ероховского прогиба (МЕП). Стоит отметить, что такие месторождения распространены не повсеместно, поэтому необходимо выработать критерии поиска перспективных зон распространения нетрадиционных залежей УВ как в пределах МЕП, так и на других территориях Волго-Уральского НГБ.

Объектом исследования данной работы являются отложения доманиковой высокоуглеродистой формации Южно-Татарского свода и обрамляющих территорий. Предыдущие исследования показали, что на изучаемой территории также встречаются зоны с повышенной степенью преобразованности ОВ, однако крупных месторождений не открыто. Целью работы является оценка перспектив ВУФ на территории Республики Татарстан с точки зрения поиска ТРИЗ на основании керновых исследований и анализа данных ГИС.

В рамках данной работы исследовались образцы доманиковой формации франско-фаменского возраста из 7 скважин с повышенной преобразованностью ОВ в пределах северного склона и центральной части Южно-Татарского свода. Было выполнено литологическое описание керна, определён состав пород методом рентгенофазового анализа, пористость и проницаемость по газу на установке «AP-608». Для характеристики ОВ и насыщающих флюидов проводились углепетрографические на установке CRAIC 508 (Craic Technologies), пиролитические исследования на пиролизаторе Hawk, экстракция в аппарате Сокслета со сбором экстракта и хроматомасс-спектрометрические (ХМС) исследования на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977B с высокоеффективным источником ионизации Inert plus.

Поскольку притоки нефти из доманиковых отложений ранее были получены только из скважин с повышенным катагенезом, для исследования были выбраны скважины, которые на основании предварительных исследований обладают повышенной преобразованностью ОВ и вступили в главную зону нефтеобразования. Породы в них, также как и в других скважинах Волго-Уральского НГБ, представлены высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой формацией [2], сложенной частым переслаиванием известняков и кероген-карбонатно-кремниевых разностей, мощность и выдержанность прослоев варьирует по территории. В северной части Южно-Татарского свода отмечается меньшая доля известняков в разрезе, а также более выдержаные по мощности прослои. ОВ доманиковой ВУФ в исследуемых скважинах по результатам пиролитических исследований относится ко II типу, значения T_{max} после экстракции составляют в среднем 436°C, но в одной скважине достигли 452°C. Это показывает, что степень катагенетической преобразованности варьирует от МК1-МК2 до МК3-МК4, что соответствует градациям от начала до конца главной зоны нефтеобразования и может быть связано с дополнительным локальным прогревом. В исследуемых скважинах встречаются интервалы с повышенными значениями пористости в отложениях доманиковой ВУФ до 8%, после экстракции гексаном коэффициент открытой пористости увеличивается в некоторых образцах в 2 раза, что указывает на наличие лёгких УВС в пустотном пространстве высокоуглеродистой формации. Также установлено, что в скважине с самой высокой преобразованностью ОВ коэффициент пористости не достигает 2%, что может быть связано с уплотнением пород в результате высокого давления и отсутствия механической прочности пород. Содержание лёгких УВС в отложениях подтверждается по результатам пиролитических исследований – индекс продуктивности (PI) достигает 0,77, индекс нефтенасыщенности (OSI) – 350; содержание гексанового экстракта достигает 22 мг УВ/г породы. Такие интервалы могут быть потенциально перспективными с точки зрения разработки залежей ТРИЗ.

Для оценки перспектив разработки ТРИЗ доманиковой ВУФ необходимо определить, каков общий объём ресурсов на конкретных участках, а также выработать

критерии поиска таких участков. На рисунке 1А приведён график зависимости коэффициента открытоей пористости (Кп) от содержания ОВ для доманиковой ВУФ в пределах Муханово-Ероховского прогиба, в которой встречаются потенциально перспективные интервалы. Как видно на рисунке, пористость закономерно увеличивается с увеличением содержания ОВ, а степень увеличения коррелирует с конкретными преобразованными интервалами. На рисунке 1Б также можно отметить аналогичную линейную зависимость открытой пористости от содержания общего органического углерода для доманиковой формации скважины в пределах северной части Северо-Татарского свода. Можно предположить, что формирование повышенного порового пространства связано с преобразованием керогена, появлением пустот в керогене или между керогеном и минеральной матрицей, что было показано ранее по результатам исследований керна на микроуровне [1].

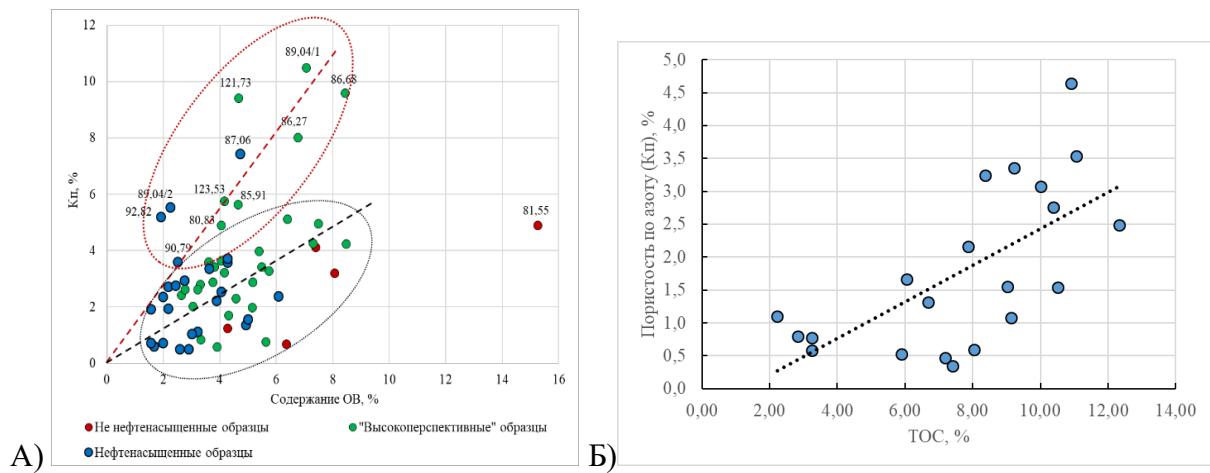


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента пористости от содержания ОВ: А) для скважины из Муханово-Ероховского прогиба; Б) для скважины северной части Южно-Татарского свода

Полученные закономерности позволяют оценить объём подвижных УВС в разрезе. Для этого была выполнена настройка и интерпретация комплекса ГИС. По результатам исследования была рассчитана зависимость содержания общего органического углерода (ТОС) от гамма-каротажа (ГК) для высокоуглеродистых пород (доманикиты, $OB > 5\%$) и породы с содержанием ОВ $< 5\%$ (доманикоиды). Далее по полученным из керновых данных зависимостям был рассчитан коэффициент пористости по разрезу. Установлено, что в разрезе присутствует один интервала с пористостью выше 3% и мощностью 9,3 м, который может обеспечивать приток нефти, а также несколько отдельных прослоев, мощность которых не превышает 0,7 м. Средние значения пористости в перспективном интервале составляет 3,5%. Полученные результаты позволили рассчитать линейный ресурс подвижной нефти на площади 1 км² для указанной скважины. Количество потенциально извлекаемой нефти составило 208,5 тыс т/км².

Важно отметить, что, как было сказано выше, не во всех скважинах с высокой степенью преобразования ОВ формируется пустотное пространство. Это может быть связано с разными факторами и различными процессами вторичных изменений, что существенно затрудняет выявление критериев поиска перспективных участков на ТРИЗ. Однако во всех случаях преобразование керогена приводит к формированию УВС, которые могут как сохраняться в порах, так и уходить в вышележащие отложения, насыщая резервуары. Следовательно, выявление зон повышенного катагенеза может быть поисковым признаком для месторождений нефти в целом. Для прогноза таких

процессов важно оценить молекулярный состав формирующихся флюидов, сравнить его с составом нефти из разрабатываемых месторождений и на основании геохимических данных сделать выводы о возможных сходствах и различиях процессов генерации, миграции и аккумуляции УВС. Результаты проведённого анализа показали наличие схожего паттерна распределения биомаркерных параметров обстановок осадконакопления для большинства изучаемых скважин. При этом отсутствует варьиативность состава по разрезу, которая наблюдалась ранее в скважинах с низкой катагенетической преобразованностью ОВ. Это может свидетельствовать о протекании процесса миграции и насыщении коллекторов за счёт генерации нефти из керогена доманиковой ВУФ. Сравнение экстрактов из коллекторов и нефтематеринских пород скважин с повышенной пористостью с нефтью из залежи фаменских отложений в центральной части Южно-Татарского свода показало близость характеристик нефтематеринских пород и позволило предположить, что преобразование ОВ ведёт к формированию месторождений ТРИЗ, насыщаемых собственными флюидами, а также к миграции нефти по территории и насыщению ближайших резервуаров. В то же время состав флюидов в скважине, в которой ОВ достигло конца нефтяного окна, характеризуется более высокими значениями параметров t_{26}/t_{25} и более низкими H_{35S}/H_{34S} , что может указывать не только на отличие в обстановках осадконакопления исходного ОВ и литологическим составом исходных пород [3], но и согласно предыдущим исследованиям коллектива авторов, на локальное термическое воздействие на породы. Такое воздействие, вероятно, характеризуется кратковременным существенным прогревом и приводит к изменениям не только в составе ОВ, но и минеральном составе пород. Вероятно, в результате такого воздействия произошло изменение строения пород и пористость не сформировалась. Для проверки данного предположения необходимы дополнительные исследования.

Анализ положения скважин с повышенной преобразованностью ОВ и наличием пористости в разрезах доманиковой ВУФ показал, что они находятся в относительной близости к северному борту Южно-Татарского свода и Сарайлинской седловине. Вероятно, на данной территории повышенный тепловой поток обеспечивался кратковременным термическим прогревом, а выдержаным тепловым потоком в зонах разуплотнения и изменения глубин залегания отложений. Такой структурный план также может способствовать миграции флюидов как в вышележащие, так и в более ранние по возрасту отложения и насыщение соответствующих залежей. Необходимо выполнить анализ сейсмических данных и построить геологическую модель для проверки высказанной гипотезы.

Таким образом, в пределах доманиковой ВУФ северной и центральной части Южно-Татарского свода были выделены потенциально перспективные интервалы с повышенными значениями пористости и содержанием лёгких УВС, которые на основании проведённых расчётов и при условии достаточной выдержанности по территории могут обеспечивать промышленный дебит нефти. Для дальнейшего поиска перспективных зон необходимо прогнозировать зоны распространения повышенного катагенеза ОВ и более подробно исследовать их связь с локальным прогревом по разрывным нарушениям.

Список литературы

1. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области. Геология нефти и газа. 2017. 5. С. 67–77.

2. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мицхакова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна—типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. Георесурсы. 2017. Специ выпуск ч. 1. С. 112–124.

3. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. *The biomarker guide: Volume 2, Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University Press. 2007.

Методы оценки физико-технологических свойств сложнопостроенных пластов по данным лабораторного изучения керна

И.П. Гурбатова

Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», ПИНШ
E-mail: igurbatova@gmail.com

Аннотация

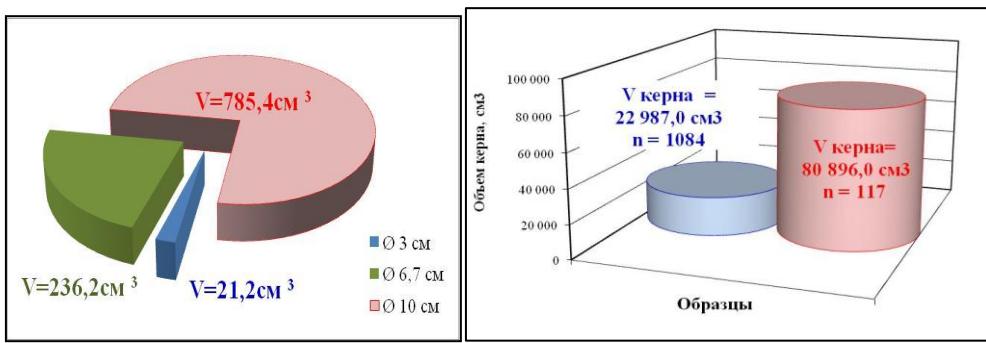
Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к сложнопостроенным карбонатным коллекторам, требует разработки специальных методических подходов при проведении лабораторных исследований керна и кардинального улучшения методов извлечения полезной информации из применяемого комплекса исследований. Показано, что эффективное изучение сложнопостроенных карбонатных отложений возможно на основе проведения лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств и динамических параметров на образцах полноразмерного керна.

Ключевые слова

Пористость, проницаемость, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), полноразмерный керн, относительная фазовая проницаемость (ОФП).

Существующие стандарты регламентируют изучение коллекторов простого строения. Согласно Методическим рекомендациям по подсчету запасов [1] изучение петрофизических свойств трещинно-каверново-поровых коллекторов следует проводить на образцах с сохраненным диаметром керна (полноразмерных образцах), однако рекомендации по методам измерений не учитывают возможностей современного оборудования. Измерения петрофизических свойств на полноразмерном керне имеет свои особенности, их необходимо учитывать при выборе метода измерений. Массовые определения пористости образцов стандартного размера обычно проводят методом жидкостенасыщения и гидростатического взвешивания по закону Архимеда [2]. Определение пористости полноразмерного керна следует проводить газоволюметрическим методом, основанном на законе Бойля-Мариотта. Газоволюметрический метод позволяет определить Кп полноразмерных образцов с более высокой точностью, чем для образцов стандартного размера, поскольку объем пустотного пространства значительно больше, чем у стандартного образца [3]. Определение пористости газоволюметрическим методом проводят для всей коллекции образцов, по результатам массовых исследований осуществляют отбор образцов на детальные исследования. На образцах, отобранных для детальных исследований, определяют Кп методом жидкостенасыщения с контролем за полнотой насыщения по данным газоволюметрического метода.

Влияние характерных размеров изучаемых образцов на результаты измерений было продемонстрировано на примере сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Детальное изучение зависимости фильтрационно-ёмкостных свойств от объема изучаемых образцов проведено на коллекции образцов стандартного размера диаметром и высотой 3 см (1084 образца) и образцов полноразмерного керна диаметром и высотой 10 см (117 образцов). На рисунке 1 представлены диаграммы соотношения объемов.



а)

б)

Рисунок 1 – Диаграмма соотношение объемов.

а) – для единичных образцов; б) – для всей выборки образцов.

Объем образца стандартного размера составляет $\approx 21,2 \text{ см}^3$. Объем образца полноразмерного керна диаметром 100 мм составляет $\approx 785,4 \text{ см}^3$. Для изучаемой выборки образцов общий объем образцов стандартного размера (1084) составил 22987 см^3 , полноразмерного керна (117 образцов) $80896,0 \text{ см}^3$.

Гистограммы распределения пористости и проницаемости представлены на рисунке 2. Для полноразмерных образцов гистограммы имеют бимодальный характер, таким образом, более достоверно отражают сложную структуру карбонатного разреза. Гистограммы для стандартных образцов имеют простую структуру распределения со смещением в область пониженных значений пористости и проницаемости.

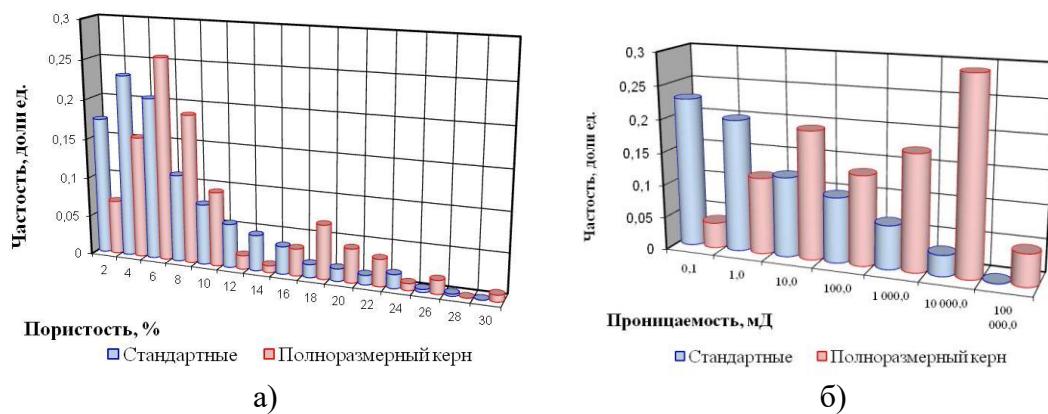


Рисунок 2 – Гистограммы пористости (а) и проницаемости (б) для образцов стандартного размера и полноразмерного керна.

Структуру пустотного пространства карбонатного коллектора в общем случае можно рассматривать как систему крупных пустот (каверны, крупные трещины, очаги крупных пор), сообщающихся за счет системы более мелких пустот (микротрещины, мелкие поры). При выпиливании образца стандартного размера нарушается связность поровых каналов. Проницаемость – это наиболее структурно чувствительное свойство пласта, и для неё в максимальной степени проявляется неаддитивный характер измеряемой величины [4]. Результаты исследований показали, что для тестовой выборки проницаемость образцов стандартного размера занижена на 2 порядка.

В таблице 1 представлены результаты статистической обработки определений ФЕС изучаемой выборки образцов. При статистической обработке результатов измерений обычно не учитывают объемы образцов керна, то есть значения физических величин на образцах стандартного размера и полноразмерного керна вносят одинаковый вклад в средние значения определяемых параметров. Однако общий объем полноразмерных образцов превышает объем образцов стандартного размера (рисунок 1),

поэтому определение средних значений с учетом объемов кернового материала (таблица 1) позволяет более достоверно оценить ФЕС коллектора.

Таблица 1 – Результаты статистической обработки определений фильтрационно-емкостных свойств образцов стандартного размера и полноразмерного керна.

Образцы	n	min	max	Среднее значение	Суммарное среднее	Среднее с учетом объема
Пористость, %						
Стандартные образцы	1084	0,42	26,87	6,53	6,53	7,92
Полноразмерный керн	117	1,04	28,15	8,31		
Газопроницаемость, мД						
Стандартные образцы	757	0,01	9826,8	0,463	9,90	61,82
Полноразмерный керн	103	0,05	15578,7	79,25		

В работах [4, 5] было установлено влияние масштабного фактора на степень вытеснения нефти водой. Показано, что масштабный эффект влияет на максимально возможное остаточное нефтенасыщение, формирующееся в капиллярном режиме. Для изучения влияния масштабного эффекта на характер кривых относительных фазовых проницаемостей было выполнено сопоставление результатов лабораторных экспериментов для моделей пласта из образцов разного размера и с разной структурой пустотного пространства, результаты представлены на рисунке 3.

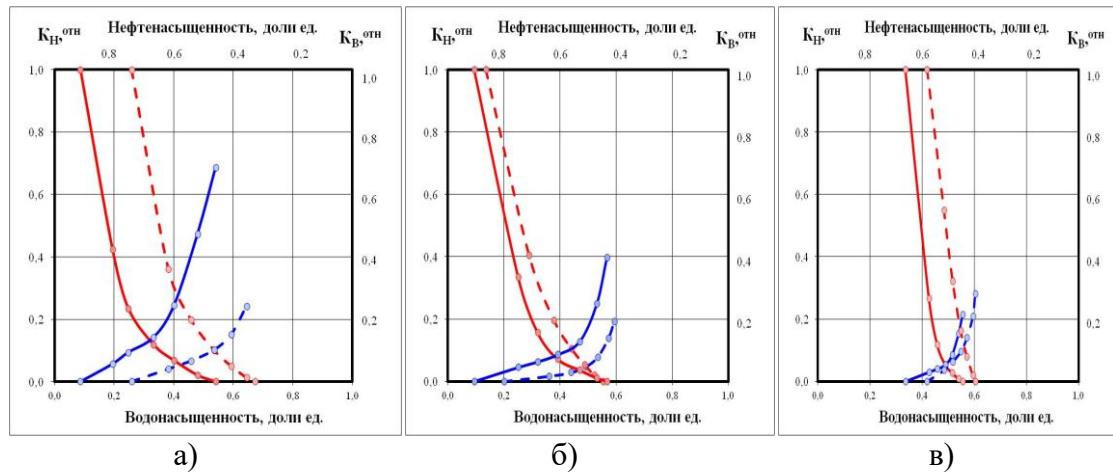


Рисунок 3 – Графики функций ОФП для нефти и воды образцов полноразмерного керна (сплошные линии) и стандартного размера (пунктирные линии).

а – Кпр>100мД; б) –100>Кпр<10мД; в) Кпр<10мД

Проницаемость в крайних точках выше для образцов полноразмерного керна, кривые ОФП на полноразмерных образцах смещены влево, в сторону низких значений водонасыщенности относительно данных на образцах стандартного размера для всех категорий проницаемости. В большей степени масштабные эффекты оказывают влияние на характер кривых ОФП для коллекторов со сложной, трещинно-порово-каверновой структурой пустотного пространства и высокими значениями проницаемости (рисунок

3а). Для образцов с более однородной структурой (поровый тип коллектора и пониженные значения проницаемости) масштабные эффекты проявляются в меньшей степени (рисунок 3в).

Использование результатов исследования ОФП на образцах стандартного размера приводит к более оптимистичным прогнозам разработки – обводненность продукции наступает позже, постепенно, с незначительным ростом во времени доли воды в продукции.

Таким образом, эффективное изучение сложнопостроенных карбонатных комплексов месторождений ТРИЗ возможно на основе качественного отбора и исследования полноразмерного кернового материала с получением максимально возможной информации о структурных, текстурных особенностях разрезов горных пород, поверхностных свойствах и петрофизических характеристиках пластов-коллекторов.

Список литературы

1. *Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко.* – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 257 с.
2. *ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.*
3. Гурбатова И.П., Глушков Д.В., Рехачев П.Н., Мелехин С.В., Попов Н.А. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами. – Пермь, Астер Диджитал, 2017 – 264с.
4. Гурбатова И.П., Еникеев Б.Н., Михайлов Н.Н. Элементарный представительный объём в физике пласта. Часть 2. Масштабные эффекты и петрофизические связи. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – №7/2018, М. ВНИИОЭНГ с. 65-72.
5. Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. Экспериментальное изучение влияния масштабных и анизотропных факторов на степень вытеснения нефти водой// Доклады III Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» - В 2 т. – Т.2, с.118-122.– М.: ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П.Крылова» (ОАО«ВНИИнефть»), 2011г. – 229 с.

Особенности моделирования динамических процессов пласта месторождений ТРИЗ на образцах керна в лабораторных условиях

И.П. Гурбатова

Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», ПИНШ
E-mail: igurbatova@gmail.com

Аннотация

Данные потоковых исследований относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения служат основой для гидродинамических расчетов технологических показателей разработки, петрофизического обоснования граничных значений пористости и оценки размеров переходных зон в залежах пластов. Фазовая проницаемость является решающим параметром для оценки динамики эксплуатации пласта. При проведении лабораторных исследований керна необходимо обеспечить соответствие физико-химических характеристик пластовых флюидов и поверхностных свойств пород пластовым термобарическим условиям. На основании экспериментальных исследований изучено влияние смачиваемости и свойств пластовых флюидов на характер кривых относительных фазовых проницаемостей и динамику обводненности продукции.

Ключевые слова

Динамические параметры, трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), смачиваемость, относительная фазовая проницаемость (ОФП), высоковязкая нефть.

Движение двухфазных систем в пористой среде представляет собой чрезвычайно сложное явление. Реальная пористая среда по своей природе микро- и макронеоднородна, имеет сложную структуру пустотного пространства и гетерогенный тип смачиваемости. Это обуславливает неоднородное продвижение контура нефтеносности в отдельных порах, а следовательно, и по пласту в целом [1, 2].

Все это необходимо учитывать при моделировании динамических процессов пласта в лабораторных условиях. Изучение динамических параметров (коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей) с учетом поверхностных свойств отложений позволяет корректно оценить извлекаемые запасы изучаемого объекта и получить достоверную петрофизическую основу для подсчета геологических запасов и при разработке гидродинамической модели.

Характер преимущественного типа смачиваемости - важное физико-химическое и геологическое свойство коллектора, влияющее на коэффициенты нефтенасыщенности, вытеснения, фазовые проницаемости, фильтрационные показатели, значения УЭС по ГИС. Неучет типа смачиваемости, в первую очередь, может быть одной из причин низкой обоснованности подсчетов запасов, осложнений при разработке, несоответствия добычи степени выработки запасов, снижения темпов отбора нефти [3].

В процессе подготовки к исследованиям поверхностные свойства пород могут существенно меняться, важно достоверно оценить смачиваемость на различных этапах исследований. Для восстановления поверхностных свойств пласта применяют технологию «старения» керна. «Старение» керна происходит в процессе периодической прокачки модели природной нефти через образцы с начальной нефтенасыщенностью (при Кво) в кернодержателе фильтрационной установки при пластовых условиях, уровень смачиваемости восстанавливается до природного уровня [3].

Изучение смачиваемости было выполнено на выборке образцов карбонатных отложений со сложной структурой пустотного пространства динамическим методом

Амотта-Харви, основанным на капиллярном впитывании и принудительном вытеснении воды нефтью и нефти водой. Показатель смачиваемости Амотта-Харви (I_a) выражается в виде относительного параметра, определяемого следующим образом: [4]

$$I_a = I_w - I_o \quad (1)$$

Где I_w – индекс смачивания водой; I_o – индекс смачивания нефтью.

Метод Амотта-Харви объединяет индексы смачивания водой и нефтью в единый показатель, изменяющийся от +1 для строго гидрофильных пород до -1 для строго гидрофобных. Основное преимущество метода Амотта-Харви – метод чувствителен к гетерогенному типу смачиваемости, характерному для сложнопостроенных коллекторов. Положительные значения индексов смачиваемости водой и смачиваемости нефтью свидетельствуют о гетерогенном типе смачиваемости.

Результаты исследований смачиваемости на образцах с естественным насыщением (до экстракции), после стандартной экстракции и после восстановления поверхностных свойств представлены на рисунке 1.

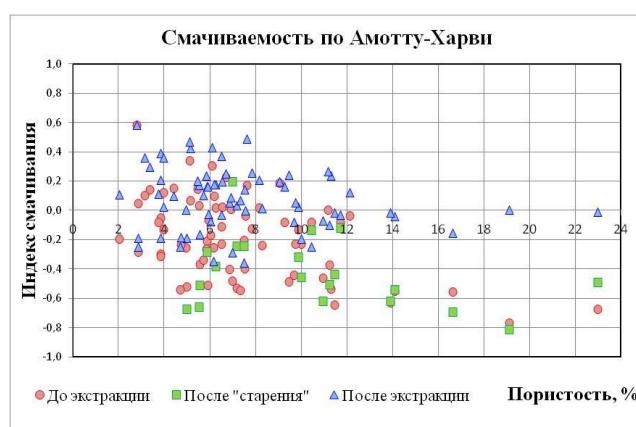


Рисунок 1 – Сопоставление результатов определения показателя смачиваемости Амотта-Харви с пористостью.

Степень изменения исходной смачиваемости зависит от ряда факторов: структуры пустотного пространства, свойств пластовых флюидов, минерального состав породы и др. Как видно по рисунку 1 смачиваемость образцов до экстракции (красный маркер) по методу Амотта-Харви имеет смешанный или преимущественно гидрофобный тип. После экстракции происходит гидрофилизация образцов от смешанного до преимущественно гидрофильного типа (синий маркер). «Старение» образцов гидрофобизирует породу и возвращает исходный уровень смачиваемости, соответствующий смешанному или преимущественно гидрофобному типу (зеленый маркер).

Исследования динамических параметров (Квыт, ОФП) выполняют на образцах с начальной нефтенасыщенностью (при K_{vo}). При создании начальной нефтенасыщенности важно достоверно смоделировать не только количественное содержание флюидов, но и их структурное распределение в объеме породы на образцах с сохраненными или восстановленными поверхностными свойствами.

Проведение лабораторных исследований динамических параметров для залежей ТРИЗ с нефтью повышенной вязкости и высоковязкой (>10 мПа·с) требует применения специальных методических приемов. Процедура «старения» на объектах с высоковязкими нефтями не рекомендуется в связи с тем, что длительная выдержка образцов в нефти в процессе «старения» может привести к выпадению в осадок смол и асфальтенов, в результате чего происходит искусственное изменение смачиваемости и проницаемости [3]. Подготовка образцов к исследованиям заключается в выполнении

«мягкой экстракции». Сущность метода заключается в проточной промывке образцов керна органическими растворителями в кернодержателе фильтрационной установки без воздействия высоких температур. Образцы керна постоянно насыщены растворителем, отсутствуют циклы испарения и влияние температуры.

Для изучения влияния смачиваемости на характер кривых ОФП были выполнены исследования по разным технологиям (стандартная и «мягкая» экстракция) на одних и тех же образцах керна месторождений с нефтями повышенной вязкости. Поскольку образцы имеют одинаковые ФЕС, на характер кривых ОФП влияют только поверхностные свойства пород. На рисунке 2 представлены результаты экспериментальных исследований ОФП для залежи с нефтью вязкостью 10,7 мПа^{*}с, на рисунке 3 – для нефти вязкостью 59,7 мПа^{*}с.

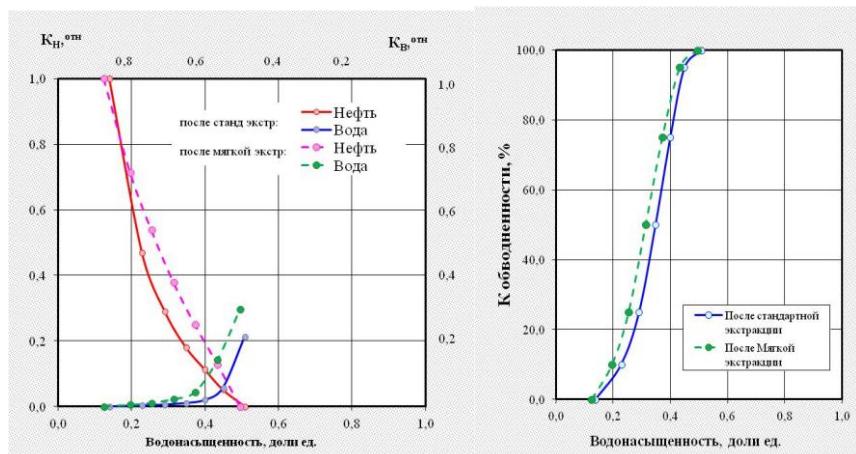


Рисунок 2 – Графики функций ОФП для нефти и воды и кривые обводненности для образцов после стандартной экстракции (сплошные линии) и на образцах после «мягкой» экстракции (пунктирные линии). Вязкость пластовой нефти 10,7 мПа^{*}с.

Характер кривых ОФП, полученных на образцах после «мягкой» экстракции (пунктирные линии) свидетельствует о сохранении гидрофобных свойств пород, после стандартной экстракции породы становятся более гидрофильтральными (сплошные линии). С увеличением гидрофобности пород кривые ОФП смещаются влево, в сторону понижения значений водонасыщенности, за счет аномально быстрого роста проницаемости по воде. Темп роста обводненности намного выше, чем для гидрофильтральных пластов, что подтверждается фактическими данными разработки.

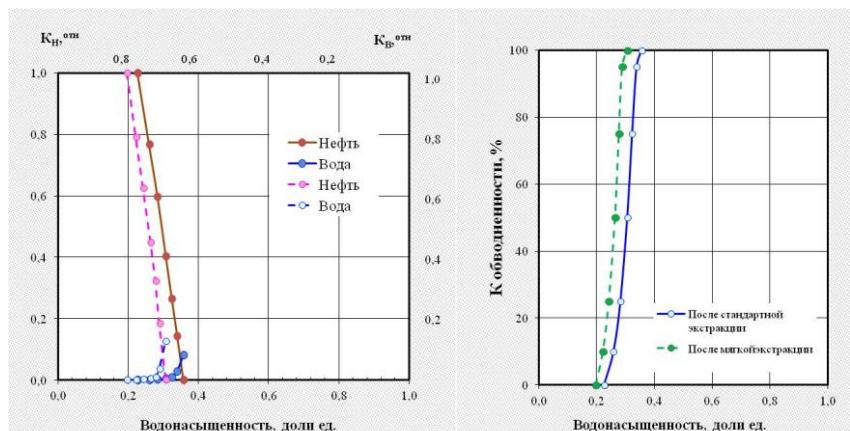


Рисунок 3 – Графики функций ОФП для нефти и воды и кривые обводненности для образцов после стандартной экстракции (сплошные линии) и на образцах после «мягкой» экстракции (пунктирные линии). Вязкость пластовой нефти 59,7 мПа^{*}с.

Чем выше вязкость нефти (рисунок 3), тем больше смещение кривых ОФП влево, тем раньше наступает обводненность продукции.

Сохранение типа смачиваемости порового пространства позволяет более достоверно моделировать процессы 2-х фазной фильтрации, протекающие в пласте при разработке месторождений, и получать более реалистичные прогнозы К_н, н, К_{но} и К_{вых};

Кардинально важным для достоверной оценки извлекаемых запасов, использования в проектных документах и гидродинамическом моделировании является проведение исследований динамических параметров на образцах с сохраненными или восстановленными поверхностными свойствами.

Список литературы

1. Михайлов, Н.Н. *Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов.* – М.: НЕДРА, 1992. – 270 с.
2. Михайлов, Н.Н. *Проницаемость пластовых систем / Н.Н. Михайлов.* – М.: РГУ, 2006. – 186 с.
3. Дьяконова Т.Ф. Бата Л.К. Гурбатова И.П. Бронскова Е.И. Саитгараев А.Д. Проблемы петрофизического обоснования по керну и ГИС начальной нефтенасыщенности негидрофильтрных коллекторов // Каротажник -2019.- № 1 (295) с. 85-97
4. МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. *Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам /Перевод с английского.* – М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 912 с.

Повышение достоверности определения коэффициента нефтенасыщенности негидроильных коллекторов с учетом влияния технологических факторов разработки

**Т.Ф. Дьяконова¹, Л.К. Бата¹, И.П. Гурбатова¹, Т.Г. Исакова¹, А.Д. Егорова¹,
Е.И. Бронскова², Е.В. Соснина³**

¹Геологический факультет МГУ

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

³филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г.Перми «ПермНИПИнефть»

E-mail: leilabata@gmail.com

Аннотация

Неучет поверхностных свойств карбонатных коллекторов при исследованиях керна в методиках интерпретации ГИС для подсчета запасов приводит к систематическим завышениям коэффициентов нефтенасыщенности (Кн) по ГИС с использованием электрической модели (ЭМ). Расчет Кн по ГИС негидроильных коллекторов с использованием ЭМ выполняется на основе специальных исследований керна. Зависимость Рн-Кв «керн-керн» по результатам специальных исследований принимается для интерпретации ГИС по критерию близости $lgUЭС_{ker}n$ к $lgUЭС_{gis}$ с расхождением не более +5%. Ограничение ЭМ - влияние способа разработки на величину сопротивления пород (УЭСп) длительно разрабатываемых месторождений. В работе рассмотрено влияние на УЭСп методов разработки: поддержания пластового давления путем заводнения и паротеплового воздействия. Из-за изменения УЭСп новых скважин, вследствие эксплуатации основного фонда скважин, использование ЭМ для расчета Кн стало невозможным.

Ключевые слова

Смачиваемость, гидрофобный коллектор, коэффициент нефтенасыщенности, обводненность, высоковязкие нефти.

На Первом месторождении в продуктивных отложениях с легкими нефтями пластов Р₁-С₂, представленных известняками с преимущественно межзерновым типом пустотного пространства, установлен промежуточный тип смачиваемости до и после экстракции (Рисунок 1).

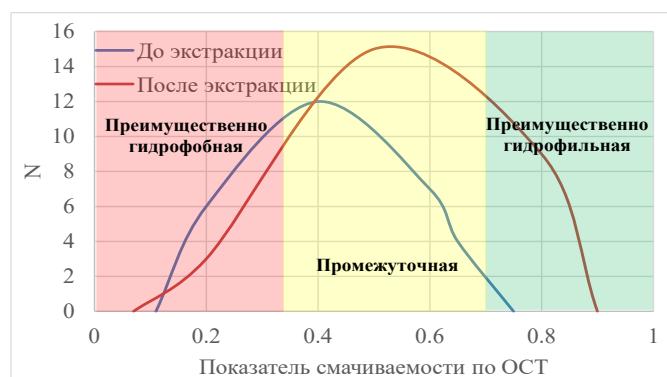


Рисунок 1 – Распределения показателей смачиваемости по ОСТ 39-180-85 по специальным исследованиям керна отложений Р₁-С₂ Первого месторождения

Увеличение показателя смачиваемости после экстракции образцов свидетельствует об изменении исходной смачиваемости пород при стандартной

подготовке образцов жесткими растворителями к исследованиям [2], что в дальнейшем оказывает искажающее влияние на результаты замеров удельного электрического сопротивления на керне и снижение степени «*n*» в петрофизических зависимостях $R_h = f(K_b)$.

В связи с установленной промежуточной (гетерогенной) смачиваемостью отложений, на образцах коллекторов был выполнен комплекс специальных исследований электрических свойств, включающий процедуру «старения» - восстановления природного уровня смачиваемости отложений. Полученная зависимость параметра насыщенности от водонасыщенности в системе вода-нефть после «старения» керна имеет показатель степени $n=2,95$, что больше 2, и соответствует негидрофильтному типу смачиваемости отложений, определенному по ОСТ.

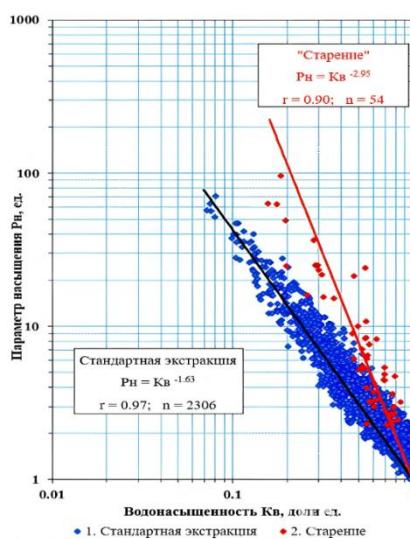


Рисунок 2 – Зависимости R_h - K_b по данным стандартных и специальных исследований керна отложений P_1-C_2 Первого месторождения

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности по данным электрометрии требует достоверного знания величин удельного электрического сопротивления УЭСп по ГИС пласта, неизмененного проникновением фильтрата бурового раствора, а также влиянием разработки объекта. Залежи нефти в карбонатных отложениях P_1-C_2 введены в разработку в 2001 г. Эксплуатационное бурение на месторождении начато в 2003 г., с 2004 г. началась активная разработка и введена система поддержания пластового давления путем закачки воды.

Для проверки степени влияния разработки на коэффициент нефтенасыщенности по ГИС проведен анализ величин K_n по датам бурения скважин способом сопоставления интегральных распределений K_n (Рисунок 3). Для учета и исключения влияния на K_n изменений пористости коллекторов были также построены по тому же фонду скважин интегральные распределения пористости. Влияние разработки на величины K_n считается существенным и не рекомендуется его использовать при расчетах K_n , нач для подсчета запасов при снижении коэффициента нефтенасыщенности в зонах предельного нефтенасыщения по группе поздних скважин в среднем более чем на 5% абс. [1].

В отложениях пласта P_1-C_2 с 1970-1976 гг. к 2004-2008 г. коэффициент нефтенасыщенности снизился с 67,6% до 58,0% на -9,6% абс. или -14,2% отн. из-за бурения в зоне с ухудшенными коллекторами и снижения пористости на -4%.абс (Рисунок 3).

Коэффициент нефтенасыщенности в среднем уменьшается по скважинам, пробуренным после 2003 г., что выразилось в снижении величин УЭС с оценками в них

Кн до уровня значений Кно.

Для подсчета запасов и моделирования Кн, нач авторы, несмотря на современные исследования керна с учетом смачиваемости, не рекомендуют использовать коэффициент нефтенасыщенности по УЭС ГИС, так как основной фонд скважин, пробуренных после 2003г. и подверженных влиянию разработки, составляет 66,7%, а доля скважин без влияния разработки – всего 33,3%. Коэффициент нефтенасыщенности был принят по зависимости $K_{\text{но}}=f(K_n)$ в зоне предельной нефтенасыщенности.

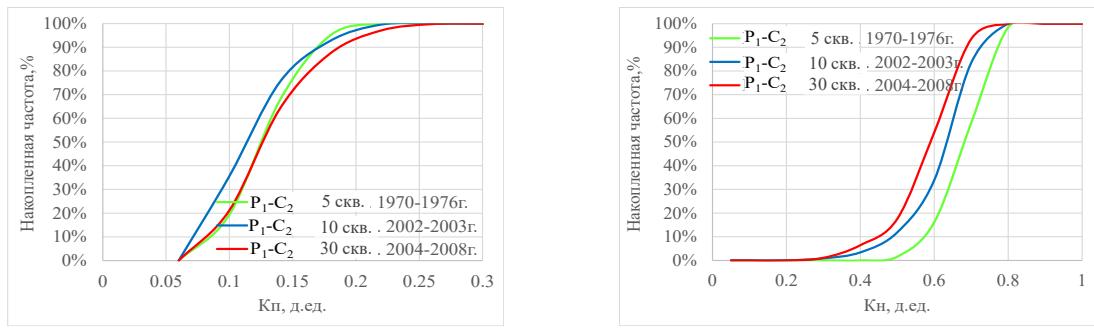


Рисунок 3 – Распределения коэффициентов пористости (а) и нефтенасыщенности (б) по годам бурения скважин отложений Р₁-С₂ Первого месторождения

На Втором месторождении в продуктивных отложениях с высоковязкими нефтями (695 мПа^{*}с) пластов Р-С, представленных известняками с преимущественно порово-каверновым структурой порового пространства. В результате замеров смачиваемости по Амотту-Харви установлен преимущественно гидрофобный тип смачиваемости до экстракции и промежуточный после стандартной и мягкой экстракций (Рисунок 4).



Рисунок 4 – Распределения показателей смачиваемости по Амотту-Харви по данным специальных исследований керна отложений Р-С Второго месторождения

Для месторождений с высоковязкой нефтью обязательный этап восстановления поверхностных свойств по смачиваемости показал интересные результаты, заключающиеся в том, что длительная выдержка образцов в нефти при близкой к стандартной пластовой температуре 23°C в процессе «старения» приводит к выпадению в осадок смол и асфальтенов, в результате чего происходит искусственная дополнительная гидрофобизация образцов и снижение проницаемости. Поскольку процесс восстановления поверхностных свойств вызывает проблемы, то необходимо было обеспечить максимальное сохранение природной смачиваемости исходных образцов. Поэтому очистку пустотного пространства решено было проводить методом

«мягкой» экстракции без воздействия высоких температур и агрессивных растворителей [2].

В результате специальных исследований после мягкой экстракции в системе вода-нефть получена зависимость $R_h=3K_b^{-1.65}$ с высоким значением коэффициента $b=3$, что связано с невозможностью отмычки тяжелых фракций нефти с поверхности породы: происходит частичная закупорка порового пространства, из-за чего достигнуть 100% водонасыщения породы для последующего вытеснения невозможно. Из-за высокого коэффициента b , зависимость R_h-K_b имеет низкий показатель степени $n<2$, но зависимость лежит существенно выше, чем при стандартных исследованиях (Рисунок 5).

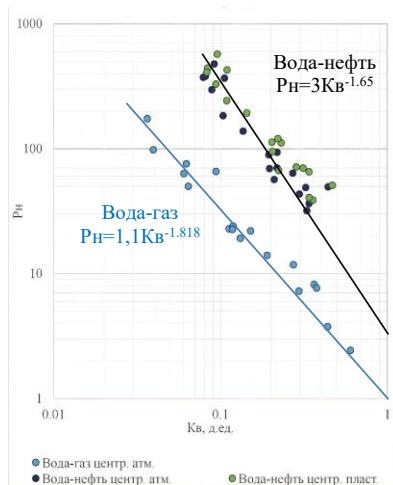


Рисунок 5 – Зависимости R_h - K_b по данным стандартных и специальных исследований керна карбонатных отложений Р-С Второго месторождения

В связи с длительной разработкой пермо-карбоновых отложений Второго месторождения, начатой в 1963 г., на завершающей стадии разработки требовалось выполнить подсчет запасов по полному фонду скважин, оценку K_n , нач, а также осуществить контроль влияния разработки на величину УЭС по ГИС [1]. В период с 1963 г. до 1982 года залежь разрабатывалась на естественном упруговодонапорном режиме. С 1982 года началось применение тепловых методов повышения нефтеотдачи (паротепловое воздействие – ПТВ) пласта. Для анализа влияния разработки на показания методов ГИС, в соответствии с этапами разработки залежи и разнообразным воздействием пароциклической обработки на объект, было выделено 8 временных периодов. По данным ГИС по 8-ми временными циклам построены распределения удельного электрического сопротивления нефтенасыщенных коллекторов УЭСп и пористости Кп для контроля изменения емкостных свойств по коллекторам (Рисунок 6).

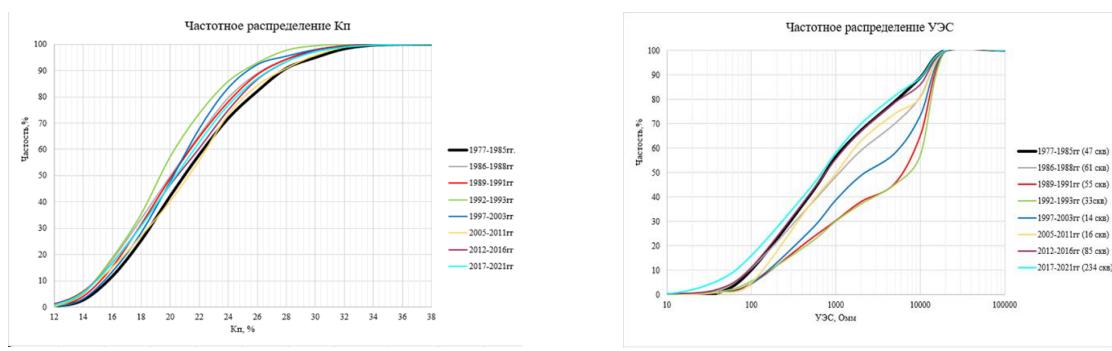


Рисунок 6 – Распределения коэффициента пористости (а) и УЭС по ГИС (б) по годам бурения скважин отложений Р1-С2 Второго месторождения

Анализ показал, что пористость коллекторов (Рисунок 6а) практически не меняется в зависимости от временных этапов воздействия и бурения. Анализ величины УЭС по ГИС показал следующее: на первом этапе до 1991 г. происходит увеличение УЭС_п, в 1992-1993 гг. УЭС стабилизируется, а потом резкими скачками начинает снижаться и в 2005-2011 гг. повторяет УЭС 1986-1988 гг., а потом приходит к исходному среднему значению УЭС_п. Резкое увеличение УЭС_п коллекторов с началом закачки горячей воды и пара при практически постоянной пористости коллекторов связано с остыванием и конденсацией горячей воды и пара с исходной температурой закачки около 200°C, которые закачиваются в пласт с природной температурой 23°C вновь пробуренных скважин, что приводит к разбавлению пластовой минерализованной воды с Св=81г/л до более пресной воды - Св=1-8 г/л.

Нестандартное влияние разработки на величины УЭС_п коллекторов основного фонда скважин, а соответственно и на величину Кн, сделало невозможным применение электрической модели в отложениях Р-С Второго месторождения, несмотря на современные керновые исследования с учетом поверхностных свойств отложений. Начальная нефтенасыщенность на месторождении для выполнения подсчета запасов была получена с использованием капиллярной модели.

Определение коэффициента начальной нефтенасыщенности является наиболее сложным этапом петрофизического моделирования, особенно для месторождений с длительной историей разработки, в ходе которого необходимо не только разработать методику оценки Кн и получить петрофизические зависимости, но и проанализировать поверхностные свойства отложений, что важно преимущественно для карбонатных отложений, знать свойства воды и нефти, сопоставимость УЭС по ГИС с данными УЭС керновых исследований. Также важно исследовать изменение величины УЭС в ходе разработки месторождений при разных технологических воздействиях повышения нефтеотдачи одновременно с дальнейшим разбуриванием месторождения. Только соблюдение всех указанных этапов изучения месторождения позволяет получить достаточно обоснованный коэффициент нефтенасыщенности при выполнении подсчетов запасов.

Список литературы

1. Ульянов В.С., Астапова Ф.М., Амяшева Е.П., Волков В.П., Вологодский Д.В., Гутман И.С., Демушкина Н.В., Дьяконова Т.Ф. и др. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва, 2025г.
2. В.Ю. Терентьев, Т.Ф. Дьяконова, А.Д. Саэтгараев, И.П. Гурбатова, Е.Е. Кристя, О.В. Постникова, А.В. Постников, Л.К. Бата, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов. Петрофизика негидрофильных коллекторов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пермь: ООО «АСТЕР ДИДЖИТАЛ», 2020.

Комплексирование капиллярных и электрических моделей насыщенности для повышения достоверности определения Кн в нетрадиционных коллекторах

A.Д. Егорова¹, Т.Ф. Дьяконова¹, Г.А. Калмыков¹, Е.И. Бронскова²

¹ МГУ имени М.В. Ломоносова

² ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

E-mail: a.egorova@oilmsu.ru

Аннотация

В работе проведены примеры комплексирования электрической и капиллярной моделей насыщенности, иллюстрирующие выявление ошибок при определении коэффициента нефтенасыщенности (Кн) по той или иной методике в нетрадиционных коллекторах.

На примере отложений Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций будет показано совместное применение капиллярной и электрической моделей:

- в длительно разрабатываемых залежах с высоковязкими нефтями в карбонатных коллекторах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции;
- в низкопроницаемых коллекторах тюменской свиты с недостоверно определяемым водонефтяным контактом и уровнем зеркала чистой воды.

Ключевые слова

Моделирование Кн, трудноизвлекаемые запасы, капиллярная модель, электрическая модель.

Одним из наиболее важных параметров при подсчете запасов углеводородов является коэффициент нефтенасыщенности (Кн), определяемый в большинстве случаев с использованием электрической модели (ЭМ) по методике Дахнова-Арчи. Несмотря на широкое применение данной методики, она имеет ряд существенных ограничений, особенно на разрабатываемых месторождениях, в пластах небольшой мощности. Альтернативным способом оценки нефтенасыщенности в подобных ситуациях является использование капиллярной модели (КМ), полученной по результатам капиллярометрических исследований керна [1]. Однако использование капиллярной модели для определения Кн также имеет свои особенности и сложности расчетов, связанные с ошибками в экспериментальных данных, неверно подобранный математической моделью аппроксимации ККД, некорректным переходом в пластовые условия и определением уровня зеркала чистой воды (ЗЧВ) [2].

Расчете Кн по двум разным моделям насыщенности - ЭМ и КМ - позволит выявить возможные ошибки в определении Кн по той или иной методике, но и снять многие ограничения применения, что дает возможность рассчитывать Кн непрерывно по всему разрезу.

Пример 1. Длительно разрабатываемая пермо-карбоновая залежь с высоковязкими нефтями.

Пермо-карбоновая залежь высоковязкой нефти на месторождении 1 открыта в 1963 году. В период до 1982 года залежь разрабатывалась на естественном упруговодонапорном режиме. С 1982 года началось применение тепловых методов повышения нефтеотдачи (паротепловое воздействие пласта на отдельных участках залежи, что увеличивало подвижность нефти и интенсивность выработки залежи, приведшей, в свою очередь, к получению притоков воды существенно выше уровня водонефтяного контакта.

Влияние разработки на величины сопротивления пласта (УЭСп) коллекторов, а соответственно и на Кн по электрической модели, оказывается нестандартным образом из-за особенностей разработки высоковязкой нефти карбонатных гидрофобных коллекторов, что приводит сначала к увеличению, а не к снижению УЭС и нефтенасыщенности по ГИС, как это обычно наблюдается на многочисленных разрабатываемых месторождениях в терригенных гидрофильтрованных породах с условно легкими нефтями и с пластовыми температурами много выше стандартных температур ($20-23^{\circ}$), а затем - к снижению УЭСп и возврату до значений начальных сопротивлений при начальной пластовой температуре.

Из приведенного анализа УЭСп следует, что использование электрической модели для определения величины Кн возможно только по скважинам без влияния разработки, но это всего 46 (2,5%) скважин, пробуренных до начала активной разработки 1986 г. и наличием неискаженных данных УЭС коллекторов, из общего фонда в количестве 1870 скважин. Для остальных скважин необходимо применять капиллярную модель для расчета начальной нефтенасыщенности пластов. На рисунке 1 показана разница в рассчитанных Кн в скважине, пробуренной до 1986 г (скважина 40), и в скважине, пробуренной после 1986 г. (скважина 9 ОЦ). Видно, что значения Кн по капиллярной и электрической моделям совпадают в скважине 40, так как в этой скважине еще нет искажения УЭС, и не совпадают Кн (по электрической модели наблюдается завышение значений Кн) в скважине 9ОЦ в связи с влиянием на УЭСп разработки с использованием паротеплового воздействия

В итоге на месторождении принята методика определения начальной нефтенасыщенности по всей залежи по капиллярной модели, настроенной на керновые данные, учитывающей свойства коллектора и его высоту над уровнем ЗЧВ. Это позволило избежать влияния разработки на показания методов электрометрии, учесть высокую плотность нефти в моделировании переходной зоны насыщенности и прогнозировать смешанные притоки даже на больших расстояниях над водонефтяным контактом.

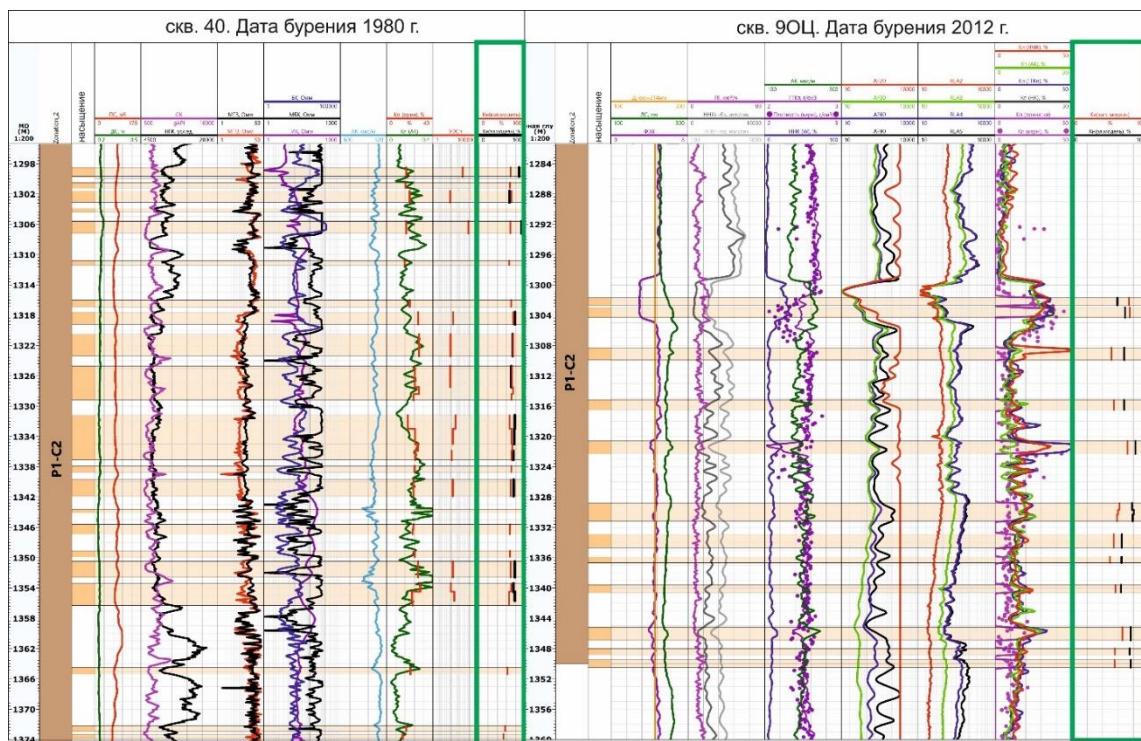


Рисунок 1 – Сравнение расчетов Кн по капиллярной и электрической моделям в скважинах разных периодов бурения

Пример 2. Низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты с недостоверно определяемым водонефтяным контактом и уровнем ЗЧВ

Отложения тюменской свиты месторождения 2 накапливались преимущественно в континентальных условиях, геологическое строение которых характеризуется высокой степенью неоднородности, напрямую влияющую на фильтрационно-емкостные свойства отложений. Как известно, наилучшими свойствами в континентальных условиях осадконакопления обладают русловые отложения, наихудшими - пойменные. Применение комплексного подхода к интерпретации ГИС с учетом условий осадконакопления позволило повысить достоверность определения свойств коллекторов, распределения начальных запасов нефти по фациальным зонам, повысить эффективность геологического моделирования при соблюдении закономерностей распределения осадков в каждой зоне русло-пойма тюменской свиты.

Расчет коэффициента начальной нефтенасыщенности по электрической и капиллярной модели также осуществлялся с учетом деления на фациальные обстановки (рисунок 2).

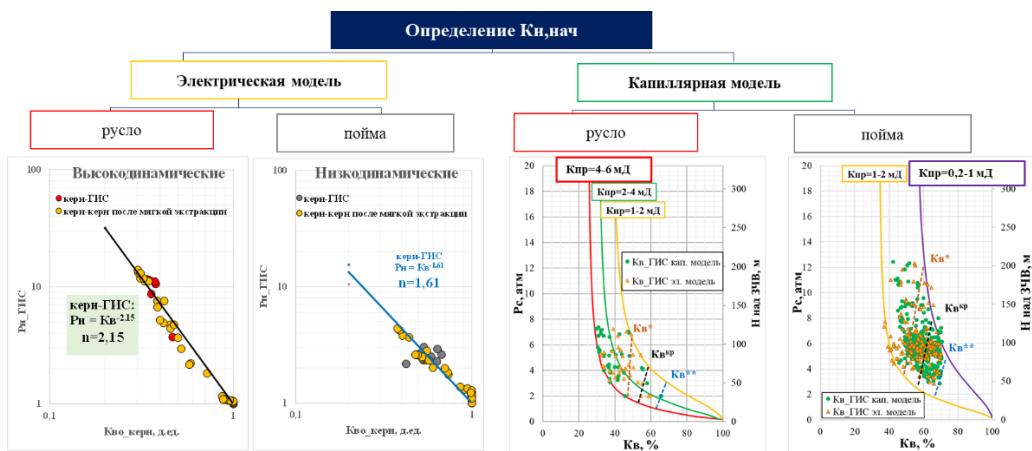


Рисунок 2 – Электрическая и капиллярная модели насыщенности коллекторов тюменской свиты, учитывающие фациальную неоднородность разреза.

В отложения тюменской свиты в большом количестве (67%) присутствуют коллекторы мощностью менее 1 м, что значительно осложняет использование электрической модели. Это привело к необходимости применения капиллярной модели для расчёта Кн. Для капиллярной модели важной задачей является установление достоверной отметки зеркала чистой воды от уровня ВНК. Из-за недостоверного уровня водонефтяного контакта в неоднородных отложениях тюменской свиты [3] использовался подход по подбору уровня ЗЧВ для каждой скважины путем минимизации расхождения Кн по капиллярной и электрической моделям, в коллекторах с мощностью более 1 м.

В результате в каждой скважине был определен уровень ЗЧВ (рисунок 3а-б). Достаточно большой разброс в величинах ЗЧВ по скважинам не позволил принять единое положение ЗЧВ по всей площади. Поэтому отметки уровней были нанесены на карту и выделены зоны с близкими ЗЧВ по скважинам (рисунок 3в). В результате было выделено 7 участков (60% площади) с достоверно определенными уровнями ЗЧВ, в которых можно применять капиллярную модель для определений Кн.

Выбор способа расчета Кн проводился для каждого конкретного пласта коллектора исходя из ограничений каждой модели:

- 1) для электрической модели ограничение – прослои малой толщины (<1 м), скважины с влиянием разработки месторождения;

2) для капиллярной модели основным ограничением является ограничение фильтрационных свойств выборки керна ($0,2 \text{ мД} < K_{\text{пр}} < 6 \text{ мД}$).

В итоге на месторождении 2 коэффициент нефтенасыщенности принимался по электрической модели, где возможно ее применение, в остальных коллекторах Кн принимался по капиллярной модели в пределах ее области применения.

Таким образом, совместное использование двух моделей насыщенности позволяет не только выявить возможные ошибки в определении Кн по той или иной методике, но и снять многие ограничения применения, получить непрерывные значения Кн в выделенных прослоях по ГИС для моделирования нефтенасыщенности, что повысит достоверность определения Кн при подсчетах запасов [4].

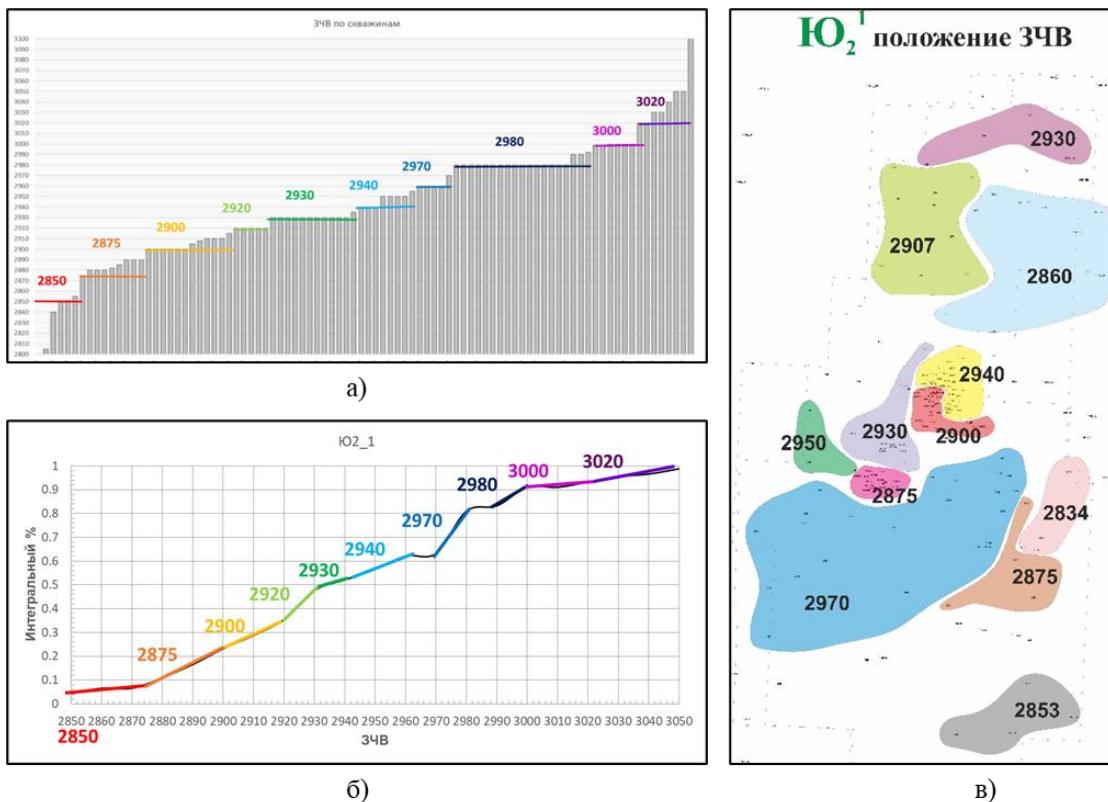


Рисунок 3 – Результаты определения ЗЧВ месторождения 2 в пласте Ю₂¹: а) результат подбора ЗЧВ по скважинам б) распределение полученных ЗЧВ для определения преимущественных уровней в) определенные в результате подбора уровни ЗЧВ на площади

Список литературы

1. Амикс Д., Басс Д., Удмтинг Р. (1962). Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 569 с.
 2. Большаков Ю. Я. (1995). Теория капиллярности нефтегазонакопления. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 184 с.
 3. Дьяконова Т. Ф., Билибин С. И., Дубина А. М. и др. (2004). Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей. Каротажник. – №3-4, с. 83-97.
 4. Ульянов В.С., Астапова Ф.М., Амяшева Е.П., Волков В.П., Вологодский Д.В., Гутман И.С., Демушкина Н.В., Дьяконова Т.Ф. и др. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва, 2025г.

Геологическое строение и нефтегазоносность Сенегало-мавританского осадочного бассейна

X.M. Зеин Эл Абидин, Атсе Яо Доминик Бернабэ

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Сенегало-мавританский осадочный бассейн, охватывающий Мавританию, Сенегал, Гамбию и Гвинею-Бисау, является крупнейшей тектоно-осадочной структурой на Атлантической окраине Северо-Западной Африки (площадь свыше 300 тыс. км²). Он простирается между 10° и 21° северной широты [1]. Бассейн сформирован в условиях пассивной континентальной окраины при открытии Центральной Атлантики. Разрез включает отложения от юры до кайнозоя, включая продуктивные горизонты позднеюрско-мелового и эоценового возрастов [2].

С 1980-х годов в регионе ведётся разведка, инициированная PETROSEN. Пробурено около 30 скважин и выполнено более 27 тыс. км сейсмических линий. Открытия Сангомар и Гранд Тортуэ/Ахмейим подтвердили высокий нефтегазовый потенциал, особенно в глубоководной зоне. Отложения Мезокайнозоя залегают несогласно на доальпийском субстрате с умеренным западным падением [3].

Основные геолого-промышленные сложности включают литологическую неоднородность (песчаники, карбонаты), сложные условия глубоководной добычи, интерпретационные проблемы и агрессивную морскую среду. Для эффективной разработки требуется интеграция геофизических и сейсмостратиграфических данных.

Таким образом, Сенегало-мавританский бассейн представляет собой стратегически важную нефтегазоносную провинцию Западной Африки с подтверждённым потенциалом [4-5].

Список литературы

1. Доклад о региональном проекте МАГАТЭ RAF/7/011. (2017).
2. Sarr A. S. et al. / AAPG Bulletin. –2021, 105(5), –P 891–917.
3. Ндиайе М. Сейсмостратиграфия сенегало-мавританского бассейна. –2012.
4. Министерство нефти и энергетики Сенегала. Отчёт, –2023.
5. Атсе Я.Д.Б., Котенев М.Ю., Чудинова Д.Ю., Шайхутдинова И.И. История развития и степень изученности осадочного бассейна Ком-д'Ивуар / Вестник евразийской науки. –2020. –Т. 12. –№ 5. –C. 15.

Модель абсолютной проницаемости для терригенного коллектора месторождения тяжёлой нефти

Д.А. Иванов¹, А.С. Ушакова^{2,3}, В.В. Зацепин³

¹ООО «Лукойл-инжиниринг»

²Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН

³Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ)

⁴ООО «Бюро инженерных решений» (Казахстан)

E-mail: denis.ivanov@lukoil.com

Аннотация

Для терригенного коллектора месторождения сверхтяжёлой нефти в Оринокском нефтегазоносном бассейне была разработана новая модель проницаемости. Наличие керновых данных с измерением содержания глинистых минералов методом рентгеноструктурного анализа (XRD), а также результаты стандартных и специальных керновых исследований позволили построить новые зависимости проницаемости. Эти зависимости могут быть в дальнейшем использованы для геолого-гидродинамического моделирования с применением базовых петрофизических параметров как основных входных данных.

Ключевые слова

Геолого-гидродинамическое моделирование, сверхтяжёлая нефть, глинистые минералы, метод рентгеноструктурного анализа, Оринокский бассейн.

Разделение породы на различные типы в соответствии с её потковыми характеристиками занимаются ведущие специалисты нефтегазовой отрасли уже несколько десятилетий. Для различных литотипов при одинаковой пористости, проницаемость может меняться многократно. Геометрия порового пространства оказывает большее влияние, чем его объём. Это делает зависимость между пористостью и проницаемостью для всего месторождения крайне слабой. Однако для отдельных литотипов, объединённых по схожим свойствам, возможно построение более точных зависимостей пористости от проницаемости. Многие ранее разработанные методы не выдержали испытания временем и оказались малоэффективными. Примером такого подхода служит метод Кармена-Козени [1,2]. Он основывается на фундаментальных законах течения жидкости через поровое пространство и его основные геометрические формы, такие как площадь контакта смачиваемой жидкости и объём пор. На практике этот метод крайне трудно применить из-за сложности определения геометрии порового пространства и его параметров в виде постоянных величин. Обычно используются стандартные постоянные значения для сферических пор или других идеализированных геометрий [3]. Этот метод остаётся скорее теоретическим. Авторам [4] удалось сократить постоянные в формулах, которые невозможно измерить, предложив формулу, основанную лишь на двух переменных — пористости и проницаемости. Методика требует расчета параметра FZI для керна, для определения типа породы в соответствии с потковыми характеристиками:

$$FZI = \frac{0,0314\sqrt{k/\phi_e}}{\phi_e/(1-\phi_e)}$$

Где ϕ_e – открытая пористость, k – абсолютная проницаемость

Рассматриваемый объект находится на ранней стадии диагенеза на малых глубинах где преобладают биологические процессы [5], а порода является

неконсолидированной. Заполнение нефтью началось очень рано. Коллектор содержит кварцевый неконсолидированный песок с небольшим содержанием глины. В большинстве случаев объект расположен непосредственно на фундаменте (вообще не всегда нефтеносные пески лежат на фундаменте, если говорить в целом про пояс, в основном в южной и в юго-восточных частях) и образовался вследствие эрозии фундамента, что придает многим свойствам породы высокую степень однородности. На некоторых участках песчаные тела коллектора достигают десятков километров в длину под воздействием основных флюидальных систем и русел. На меньших глубинах условия осадконакопления соответствует различным дельтовым системам, включая эстуарии, с большей неоднородностью и меньшей протяженностью песчаных тел.

В период активной геологоразведочной кампании был отобран и исследован керн со всех блоков. Имеется керн с 16 скважин, включая около 3200 стандартных исследований с измерением пористости и проницаемости при пластовом давлении. Специальные исследования проводились на 139 кернах по всему региону и включали измерения капиллярных давлений. Ниже представлена зависимость связанной водонасыщенности от проницаемости для этих исследований. Зависимость представлена для всех данных и отдельно для групп в соответствии с потоковыми характеристиками определенными согласно диапазонам значений FZI. В данном случае граница между двумя типами породы с разными потоковыми характеристиками определена на основании содержания глин. Так керны с FZI со значением более 6 не содержат глины на данном месторождении, а керны с FZI менее 3 являются не коллекторами с закритическим содержанием глин для тяжелых нефтей.

Одной из важных особенностей является то, что для значений проницаемости выше 4 Дарси практически отсутствует зависимость между проницаемостью и водонасыщенностью (рисунок 1). На графике представлены зависимости для всех точек (синий) и для каждого диапазона значений FZI отдельно. Использование одной зависимости для всех точек приводит к наименьшей погрешности (54% против 21-31%)

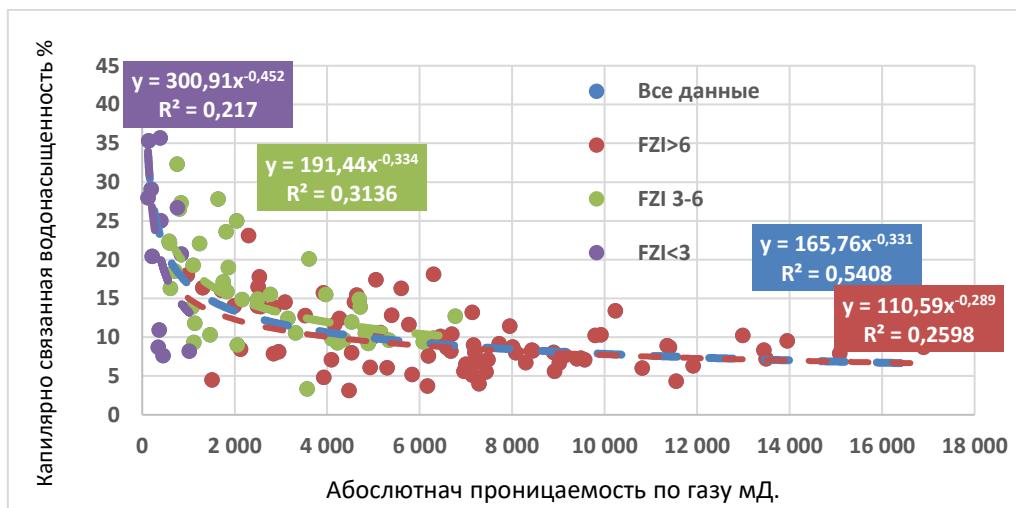


Рисунок 1 – Зависимость капиллярно связанной воды от проницаемости

Для этого же набора керновых данных была построена зависимость проницаемости от пористости (рисунок 2). Как и для любого аналогичного терригенного месторождения, общая тенденция оказалась весьма слабой.

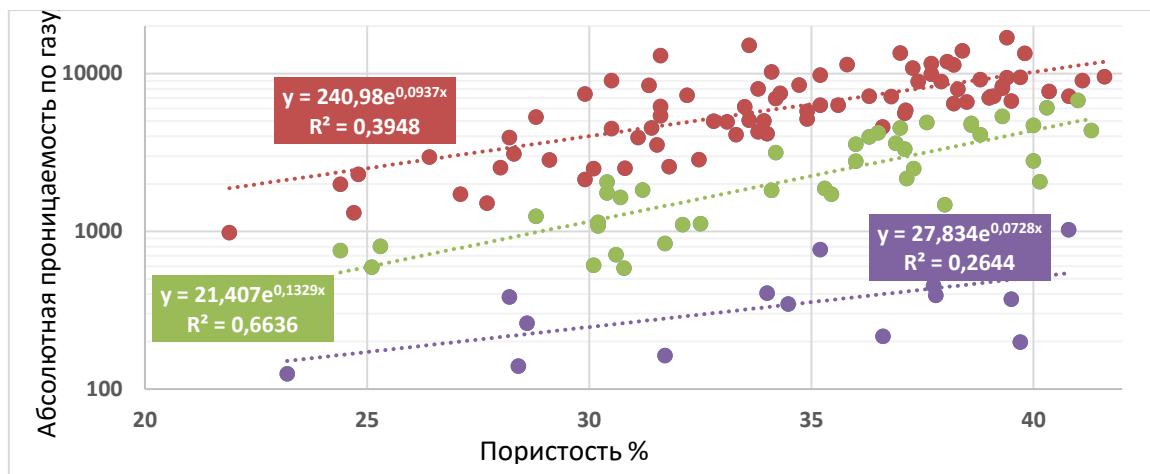


Рисунок 2 – Зависимость проницаемости от пористости для трех литотипов для кернов где были проведены специальные исследования

Дополнительные керновые данные практически не повышают точность модели при использовании одной и той же методики. Ниже (рисунок 3) представлена зависимость проницаемости от пористости для всего керна с западной части месторождения (1900 кернов). Для восточной части месторождения, где есть данные ещё 1350 кернов, ситуация аналогична.

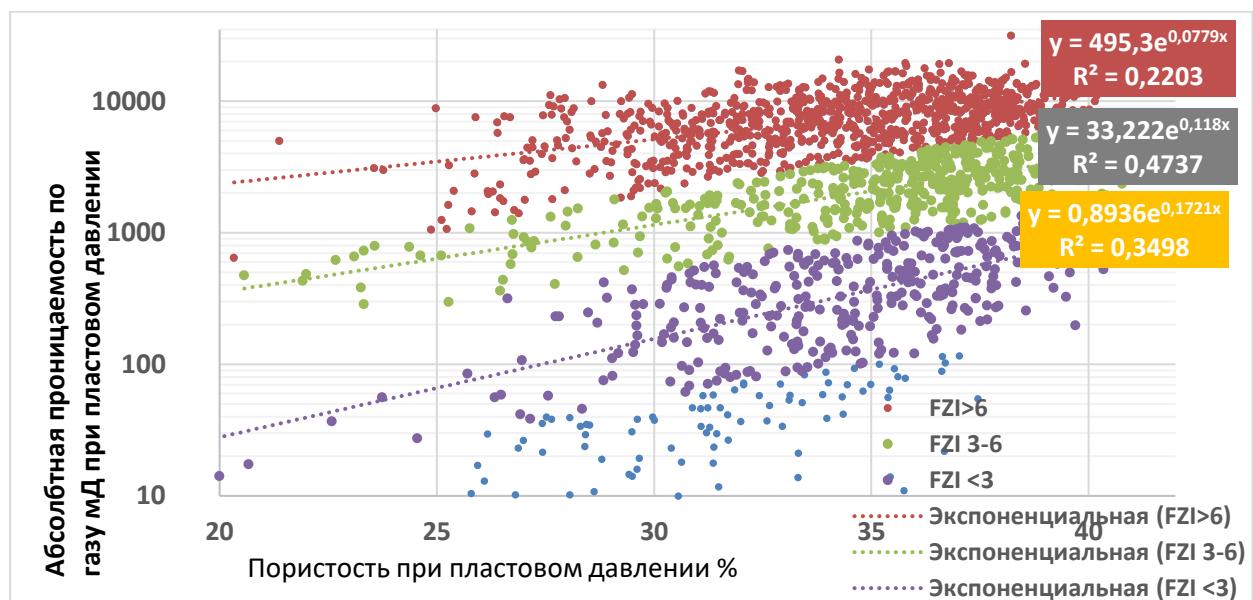


Рисунок 3 – Зависимость проницаемости от пористости для трех литотипов для всех кернов в западной части блока, где были проведены специальные исследования.

Проблема построения модели проницаемости для этого объекта имеет особую значимость. Чтобы увеличить точность были проведены исследования XRD (рентгеноструктурный анализ), где с помощью рентгеновских лучей определяется минеральный состав кернов. Исследование XRD не всегда проводилось одновременно со специальными исследованиями, поэтому невозможно было использовать все данные. Тем не менее, все данные XRD для данного месторождения могут быть использованы при калибровке данных Vsh (объемная доля глины в породе) по ГИС с керном. В анализ включено 26 исследований XRD, для которых имеются результаты стандартных и специальных исследований керна.

Используя данные ограниченного набора кернов, были построены регрессионные зависимости и созданы три функции, описывающие зависимость проницаемости от пористости, глинистости и водонасыщенности:

$$\ln(k) = -0,194 * Vsh + 0,10 \varphi + 5,63$$

$$\ln(k) = -0,085 * Swirr + 0,0517 \varphi + 7,58$$

$$\ln(k) = -0,136 * Swirr - 0,03 * Vsh + 0,0517 \varphi + 6,43$$

где Vsh доля глины в %, $Swirr$ капиллярно связанный водонасыщенность в %, φ – открытая пористость в %

В ходе данной работы были выявлены зависимости, способные максимально учитывать все особенности коллектора и распределение глин (Vsh) при создании модели проницаемости. Это позволит точнее определять местоположение и направление скважин, избегая участки с высоким содержанием глин, и других рисков.

Для описания и прогнозирования проницаемости коллектора предлагается использовать приведенную единую зависимость с двумя переменными (пористости и содержание глин) для всего коллектора независимо от потоковых характеристик (значения FZI).

Высокая чувствительность к содержанию глин также предъявляет особые требования к точности петрофизических приборов, методов калибровки и обработки данных. Комплексный подход поможет уменьшить погрешности как в краткосрочных, так и в долгосрочных планах.

В целом коллектор характеризуется низкой способностью удерживать воду из-за низкого общего содержания глин. Эти факты и другие особенности не позволяют использовать модели проницаемости, основанные на связанной водонасыщенности, с достаточной точностью. В работе показаны все преимущества использования моделей проницаемости, зависящих от пористости и глинистости.

Предложенная методика и подходы могут быть распространены для определения проницаемости других типов коллекторов и месторождений. Применяемые подходы в целом могут быть интегрированы в рабочий процесс по обоснованию других параметров гидродинамической модели — таких как анизотропия и фазовые проницаемости.

Список литературы

1. Kozeny J. 1927. *Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden. Sitzungsberichte// Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class 1, v. 136, 271-306.*
2. Carmen PC. 1937. *Fluid Flow through Granular Beds //Trans. AIChE, 15: 150-166*
3. Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K. 1993. *Enhanced Reservoir Description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals wells // Paper SPE 26436 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3-6 October*
4. Pittman, E.D. *Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone // AAPG Bulletin, 76(2): 191-198-1992.*
5. Иванов Д.А. Геологические характеристики, свойства флюидов и технологические особенности добычи в самом крупном в мире Оринокском бассейне сверхвысоковязкой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4. -

Определение характера насыщенности пласта по данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в процессе бурения: методика, преимущества и практическое применение

М.Ю. Кемаев¹, А.Р. Рахимов²

ТОФС «Технологичное Оборудование Функциональные Сервисы»

E-mail: Maxim.Kemaev@tofsgroup.ru

Аннотация

Метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в процессе проведения исследований изучается затухание намагниченности системы протонов, которые содержатся в составе флюидов, заполняющих поровое пространство горной породы, при перемещении прибора по стволу скважины. ЯМК прибором MagTrak™ в процессе бурения скважины (LWD) предоставляет возможность непрерывного определения насыщенности пласта, в частности при изучении низкопроницаемых коллекторов с низкой минерализацией пластовой воды, где стандартная электрическая модель снижает свою информативность при появлении подвижной воды в продуктивном разрезе. В сложных же геологотехнических условиях, связанных с устойчивостью ствола скважины, со сложными профилями, в зонах с высокими градиентами пластовых давлений, где не безопасно или невозможно проведение ГИС после бурения. Также одним из ключевых преимуществ ЯМК MagTrak™ являются использование в составе КНБК без радиоактивных источников ионизирующего излучения (ИИИ), а также его уникальность для России как прибора ЯМК в процессе бурения (LWD). Прибор MagTrak™ может выступать аналогом или заменять ГИС ЯМК на кабеле. Особенностью ЯМК в процессе бурения является, возможность изучения сигналов ЯМР непосредственно от пластовых флюидов, в отличии от ГИС ЯМК на кабеле, где исследования проводятся уже в полностью промытой зоне.

Ключевые слова

ядерно-магнитный каротаж, ЯМК, каротаж в процессе бурения, LWD (logging-while-drilling)

Сервис ядерно-магнитного каротажа во время бурения регистрирует экспоненциально затухающий сигнал спинового эха и предоставляет результаты инверсии в виде распределений (спектров) времён продольной (T1) и поперечной (T2) релаксаций ядерно-магнитных исследований, которые являются стандартом в нефтегазовой индустрии для определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород и оценки запасов УВ. Аппаратура MagTrak™ это техническая реализация метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), используемая для проведения исследований в открытом стволе скважин. В процессе проведения исследований методом ЯМР изучается затухание намагниченности системы протонов, которые содержатся в составе флюидов, заполняющих поровое пространство горной породы, при перемещении прибора по стволу скважины. В реальном времени сервис MagTrak™ предоставляет распределение времён поперечной релаксации T2. Пластовые свойства такие, как пористость, насыщение, индекс проницаемости, рассчитываются из полученного распределения на спектре T2. Для простоты использования сервиса MagTrak™ система регистрации прибора может работать в нескольких режимах накопления сигналов ЯМР, позволяя осуществлять измерения в широком диапазоне свойств горных пород и флюидов. Преимуществом ЯМК в процессе бурения является, возможность изучения сигналов ЯМР непосредственно от пластовых флюидов.

С целью типизации пластовых флюидов использован метод отсечек (Рисунок 1). Типизация флюидов становится возможной благодаря различию их физических свойств, которые определяют положение сигналов ЯМР на спектре T2. Данный подход надежен, когда контрасты релаксации, поляризации и диффузии между жидкостями велики. В условиях низкой вариативности наборов TE и TW результаты обработки требуют дополнительной верификации как промысловыми данными, так и классическими подходами в интерпретации насыщенности (электрическая модель), а также дополнительными ЯМР-методиками (Dual Wait Time, 2D и T₁-T₂ инверсия). Полученная петрофизическая модель насыщенности формирует баланс объемов фаз в зоне исследования прибора LWD:

$$K_{GO} + K_{VO} + K_{FBP} + K_{свободной воды} = 1, \text{ где}$$

K_{GO} - коэффициент остаточной газонасыщенности,

K_{VO} - коэффициент остаточной водонасыщенности,

K_{FBP} – объем, занятый фильтратом бурового раствора в зоне исследования прибора,

K_B - коэффициент свободной воды.

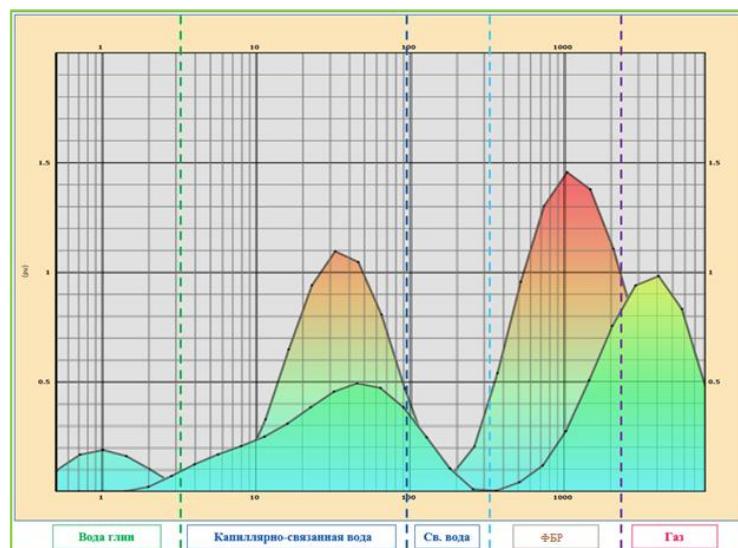


Рисунок 1. Спектры распределения T2 в интервале пласта с нанесенными отсечками

В качестве дополнительного подхода к выделению УВ был использован метод двумерной инверсии ЯМР отношений спектров T1 и T2. Методика эффективна для обнаружения газа благодаря высокому контрасту газа и воды, имеющих разные величины коэффициента молекулярной диффузии которые будут отображаться по-разному на спектрах T1 и T2. Лёгкие УВ (длинные времена на спектре T1 и относительно короткие на спектре T2), отношение R = T1 / T2 (рисунок 2).

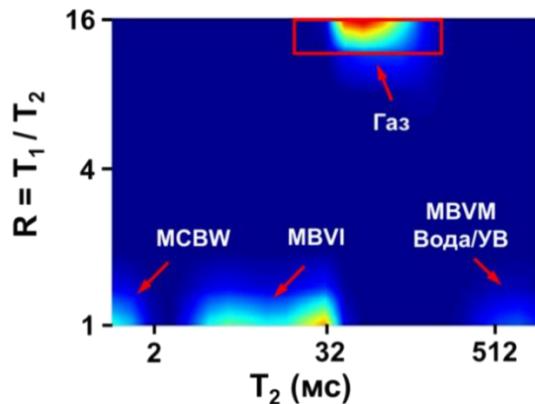


Рисунок 2. Карта R-T2 и типовой отклик флюидов в пласте.

Метод двойного времени (Dual Wait Time)

Метод основан на регистрации двух независимых измерений ЯМР с разными временами ожидания (TW): коротким (TW_s) и длинным (TW_l). Длинное TW обеспечивает полную поляризацию всех флюидов (газ, нефть, вода), тогда как TW_s — только флюидов с коротким временем продольной релаксации T_1 (связанная вода, тяжелая нефть). Разностный сигнал между измерениями прямо указывает на наличие флюидов с длинным T_2 (газ, легкая нефть). Метод автоматически корректирует пористость свободного флюида (FFI) на влияние газа, что критично для низкопроницаемых коллекторов. Основное преимущество LWD-ЯМР MagTrak™ — возможность применения Dual TW в условиях минимальной промытости зоны исследования, обеспечивая доступ к сигналу от пластовых флюидов (Рисунок 3).

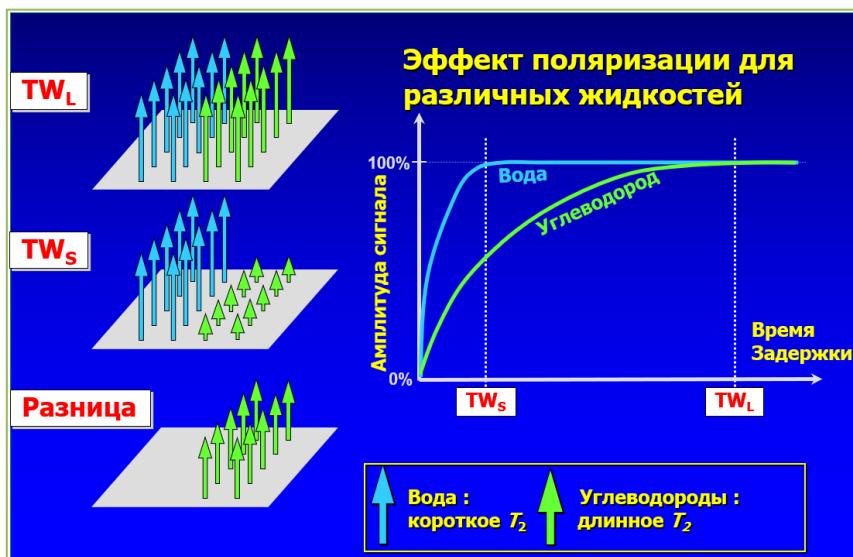


Рисунок 3. Схематичное отображение метода обработки сигнала с двойным временем задержки для целей оценки насыщенности.

Примеры

В результате анализа полученных данных ядерно-магнитного каротажа в процессе бурения, рассчитывается долевое распределение различных типов флюидов в пласте, и определяется характер насыщенности - пласт Ач3 водонасыщен, пласт Ач5 насыщен лёгкими фракциями УВ (газоконденсат) (рисунок 3).

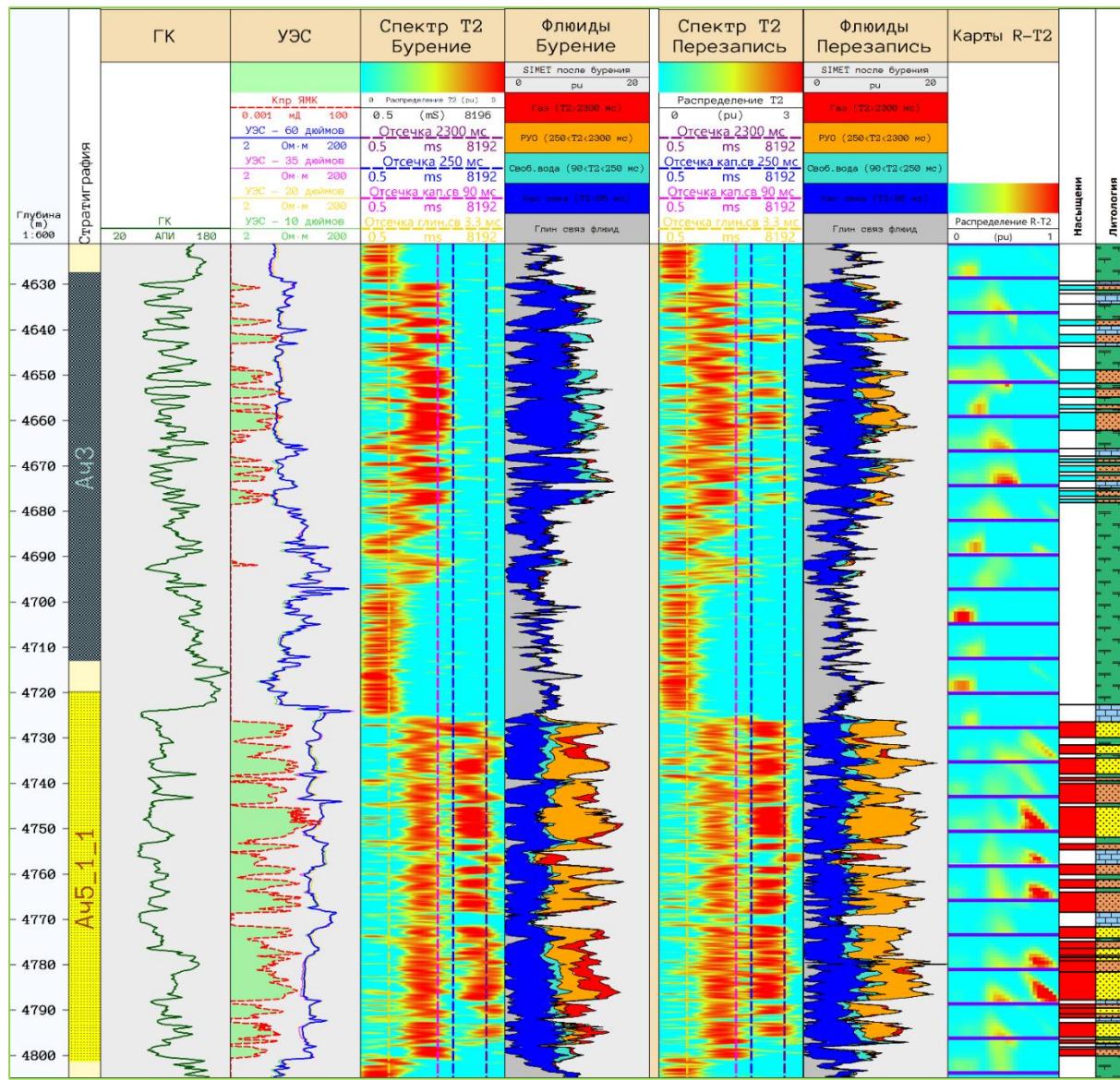


Рисунок 4. Результаты анализа данных ЯМК. Скважина 1.

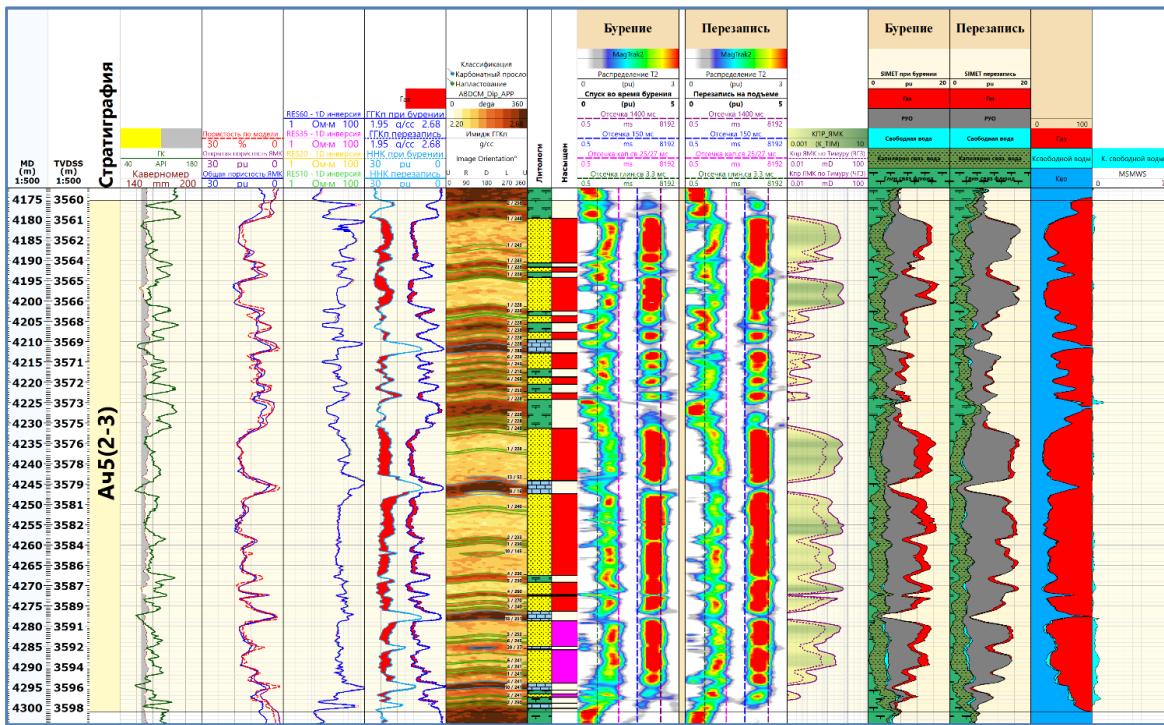


Рисунок 5. Результаты анализа данных ЯМК. Скважина 2.

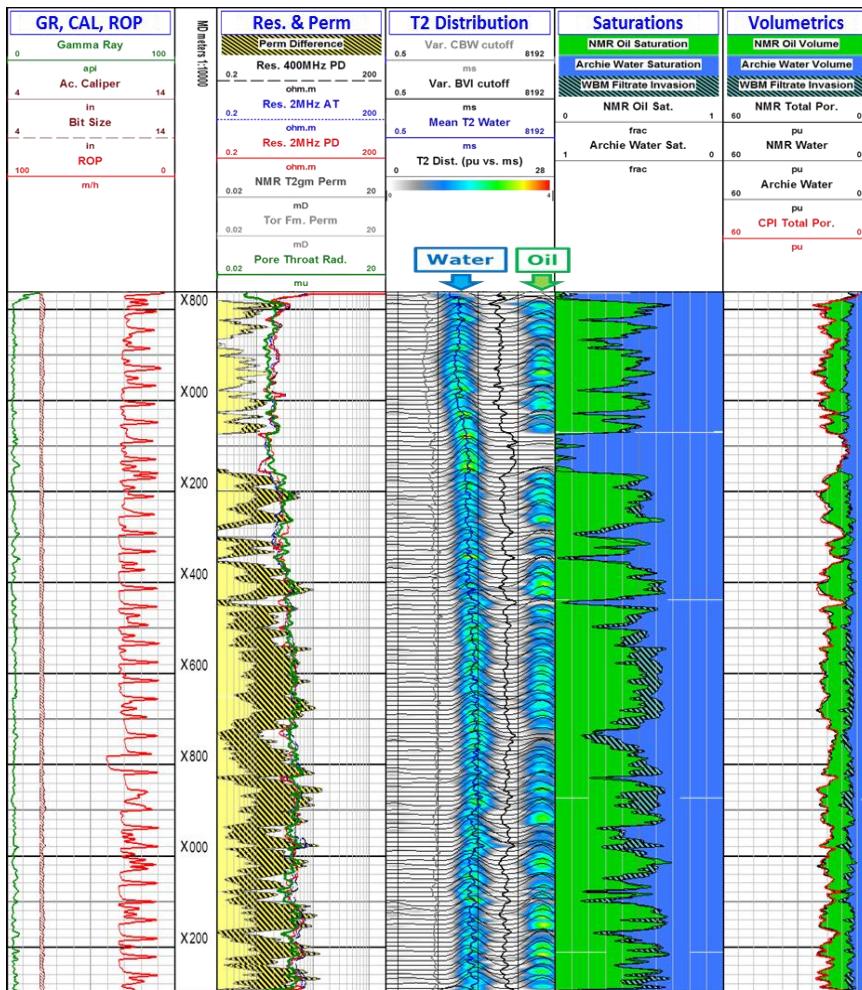


Рисунок 6. Результаты анализа данных ЯМК. Скважина 3.

Выводы

Применение ядерно-магнитного каротажа в процессе бурения продемонстрировало высокую эффективность в решении сложных геологических задач, особенно при детализации флюидонасыщения в трудноизвлекаемых запасах. В результате проведенных работ получена ценная информация о характере насыщения целевого пласта, что имеет критическое значение для оптимизации дальнейших геологоразведочных мероприятий. Так же полученные данные открывают новые возможности для повышения точности геологических моделей при оптимизации разработки месторождения.

Список литературы

1. Шенг Ф., Сонгуа Ч., Радж Т. и др. Количествоенная оценка насыщенности углеводородами карбонатных пластов с использованием одновременной инверсии нескольких последовательностей эхо-сигналов ЯМР, Общество инженеров-нефтяников 90569-2004.
2. Габор Х., Сонгуа Ч., Эрик М. Новый метод ЯМР-спектроскопии с двумерной инверсией. Метод для петрофизической интерпретации газовых скважин. Общество петрофизиков и аналитиков каротажных диаграмм 46-ой симпозиум, 26-29 июня, 2005
3. Чен Дж., Хирасаки Г. Дж., Флаум М. Влияние инвазии остаточной воды на неснижаемую водонасыщенность: механизмы и модификации интерпретации ЯМР. // Общество инженеров-нефтяников 90141-2004
4. Цзянмэн С., Цзюнь Ч., Пин Ф., Фуцзин С. и др. Исследование коррекции формы спектра T2 ЯМР-каротажа песчаных коллекторов в скважинах с буровым раствором на нефтяной основе. // Молекулы, 2021, 26, 6082.
5. Кемаев М. Особенности определения характера насыщенности по данным ЯМР во время бурения // Потенциал Севера Западной Сибири: ресурсы и технологии: материалы конференции – Тюмень, июнь 2025.
6. Джордж Р. К., Ли Ч. Х., Манфред Д. П. Каротаж ЯМР. Принципы и применение, 1991, - 335 с

Перспективы отложений доманикового типа на этапе поиска «пропущенных» залежей углеводородов в пределах Муханово-Ероховского прогиба Самарской области

B.C. Ковалевский, Н.Н. Чикина, Р.Л. Киямов, Е.А. Данько

ООО «Энерджи Ресерч», г. Москва

E-mail: nnchikina@energy-craft.com

Аннотация

В условиях высокой степени выработанности залежей углеводородов особое значение приобретает проблема поиска “пропущенных” залежей, которые не были выявлены на стадии поисково-разведочных работ, а также в процессе разработки месторождений. Одним из важных дополнительных источников ресурсов углеводородов также являются малоизученные отложения доманикового типа. Низкое качество и ограниченный комплекс ГИС в скважинах старого фонда не позволяли выделить перспективные интервалы при бурении глубоких скважин. В настоящее время открытие “пропущенных” залежей углеводородов устанавливается путем применения современных геолого-геофизических подходов, интеграции данных старого фонда скважин, проведения сейсморазведочных работ 3D, переинтерпретации ГИС, анализа керновых данных и перфорации пластов в ранее пробуренных скважинах. Такой подход позволит восполнить ресурсную базу, вовлечь в разработку в том числе трудноизвлекаемые запасы и поднять уровень добычи в старых нефтедобывающих районах.

Ключевые слова

Карбонатные породы, доманиковые отложения, трудноизвлекаемые запасы, Муханово-Ероховский прогиб, генерационный потенциал.

Геологическая характеристика

Доманиковые отложения представлены органогенно-кремнистыми, кремнисто-карбонатными и карбонатно-глинистыми породами, насыщенными органическим веществом сапропелевого типа (TOC 5–15 %). Развитие трещин, каверн и зон вторичной пористости связано как с диагенетическими и катагенетическими процессами, так и с тектоническими воздействиями. Фациальная изменчивость и наличие литологических экранов создают условия для формирования локальных ловушек.

Ресурсный потенциал

Доманиковый комплекс пород выполняет двойную роль – обладает генерационным потенциалом углеводородов и, при благоприятных условиях, коллекторскими свойствами. Высокие перспективы обнаружения новых залежей связаны с:

- зонами повышенной трещиноватости;
- переходными фациями и линзовидными телами внутри разреза;
- локальными структурными поднятиями;
- изолированными блоками, не охваченными историческим бурением.

Методы поиска пропущенных залежей

- Сейсморазведка: высокоразрешающие 3D-технологии для детального картирования трещинных зон, тонких литологических изменений и малых структурных форм.

- Геохимическое моделирование: прогноз зон с максимальным генерационным потенциалом и реконструкция термобарической истории.

- Переинтерпретация ГИС в скважинах старого фонда: анализ архивных данных ГИС, керна с учётом специфики карбонатно-кремнистых низкопористых коллекторов.

- Машинное обучение: выявление комплексных аномалий на основе интеграции геофизических, геохимических и промысловых данных.

Повторная оценка старого фонда является важным резервом выявления остаточных запасов:

- переинтерпретация данных ГИС с современными моделями насыщенности и пористости;

- анализ кернов, шлама и флюидов для уточнения литологии и насыщенности;

- доизучение неразбуренных интервалов;

- гидродинамические исследования для выявления слабодренируемых зон;

- применение боковых стволов и многостадийного гидроразрыва пласта для вовлечения остаточных запасов в добычу.

Выводы

Перспективы доманиковых отложений в Муханово-Ероховском прогибе Самарской области определяются комплексом факторов: высоким генерационным потенциалом, наличием зон трещиноватости, сложной фациальной изменчивостью и возможностью использования современного арсенала поисково-разведочных технологий. Интеграция новых и архивных данных, в том числе по скважинам старого фонда, проведение сейсморазведки 3D, комплекса ГИС, углубление уже пробуренных скважин, бурение боковых стволов и перфорация пластов позволят существенно повысить эффективность геологоразведочных работ и увеличить степень вовлечения ресурсов в разработку.

Список литературы

1. Крипакова Д.Ю., Ткачев В.А., Измайлова К.К., Чикина Н.Н., Астафьев Е.В., Девятка Н.П., Лопатин А.П. Детализация геологического строения и анализ новых данных в интервале отложений доманикового типа в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – №5. – Стр.93-106.

2. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мицхакова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна — типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. – 2017. – Специ выпуск, Ч. 1. – С. 112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12.

3. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51-64.

4. Соболева Е.Н. Особенности строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах Муханово-Ероховского прогиба // Вестник Пермского университета. Геология. 2020. №2.

Идентификация типов пласта-коллектора на основе комплексирования результатов гидродинамических и сейсмических исследований скважин и пластов

A.A. Колеватов

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», ПИНШ

E-mail: a.kolevatov@agni-rt.ru

Аннотация

Проведена интерпретация гидродинамических исследований скважин (ГДИС) месторождения высоковязких нефтей в сильно-расчлененных терригенных коллекторах тульского возраста. Результатом интерпретации ГДИС стала градация пластов коллекторов в зонах влияния добывающих и нагнетательных скважин по параметру гидропроводность с разделением на 3 основных группы, и учитывающих степень связности по пласту-коллектору. Полученная градация по степени связности была подтверждена данными высокоразрешающей сейсмики с указанием геологических причин наличия или отсутствия гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин. Полученная градация может быть распространена в качестве методического подхода к выделению типов пласта-коллектора других сложно-построенных месторождений.

Ключевые слова

Гидродинамические исследования скважин, высоко-разрешающие сейсмические исследования, месторождения высоковязких нефтей, фильтрационно-емкостные свойства

На современном этапе проектирования и анализа разработки месторождений нефти и газа значительную роль играет информация о распределении фильтрационно-емкостных свойств по площади пласта-коллектора, в частности, информация о проницаемости пласта в зоне дренирования скважин для фазы «нефть» и фазы «вода», а также о распределении параметра проницаемости для фаз «нефть» и «вода» в межскважинном пространстве (МСП), необходимого для определения взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин по площади. Необходимо отметить, что речь идет о проницаемости, полученной по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) пласта такими методами как регистрация кривых восстановления давления (КВД), кривых восстановления уровня (КВУ), кривых падения давления (КПД, для исследования нагнетательных скважин) и исследования методом гидропрослушивания (рисунок 1), направленные непосредственно на определение ФЕС пласта коллектора в МСП[1].

ГДИ позволяют охватывать фильтрационными исследованиями гораздо больший объем пласта-коллектора, чем петрофизические исследования и исследования керна. Однако, всегда необходимо проводить «калибровку» свойств, полученных по результатам ГДИ с целью оценки корректности определяемых параметров и изучения причин различий.

Для месторождений нефти с вязкостью не превышающей 5-7 сантипуаз на начальных и зрелых стадиях разработки возможности для определения ФЕС в районе каждой скважины и в МСП гораздо более широкие, чем для высоковязких нефтей (20 и более сантипуаз). Это связано с тем, что исследования в МСП, заполненном нефтью с вязкостью 1-5 сантипуаз могут быть выполнены в приемлемые по производственным меркам сроки с хорошей успешностью в плане корректного определения ФЕС.

Однако, для месторождений нефти с вязкостью 5 сантипуаз и более возможности корректного определения ФЕС пласта в МСП по фазе «нефть» существенно снижаются по причине существенного увеличения длительности проводимых исследований, как методом КВД, так и гидропрослушиваний. Для таких объектов длительность КВД, необходимая для достижения радиальной фильтрации в зависимости от свойств пласта коллектора может достигать сотен часов, что далеко не всегда возможно по производственным причинам. Проведение гидропрослушиваний по фазе «нефть» в данных случаях становится невозможным по причине многократной большей необходимой длительности простоя скважин и вероятности искажения импульсов давления запусками и остановками соседних скважин.

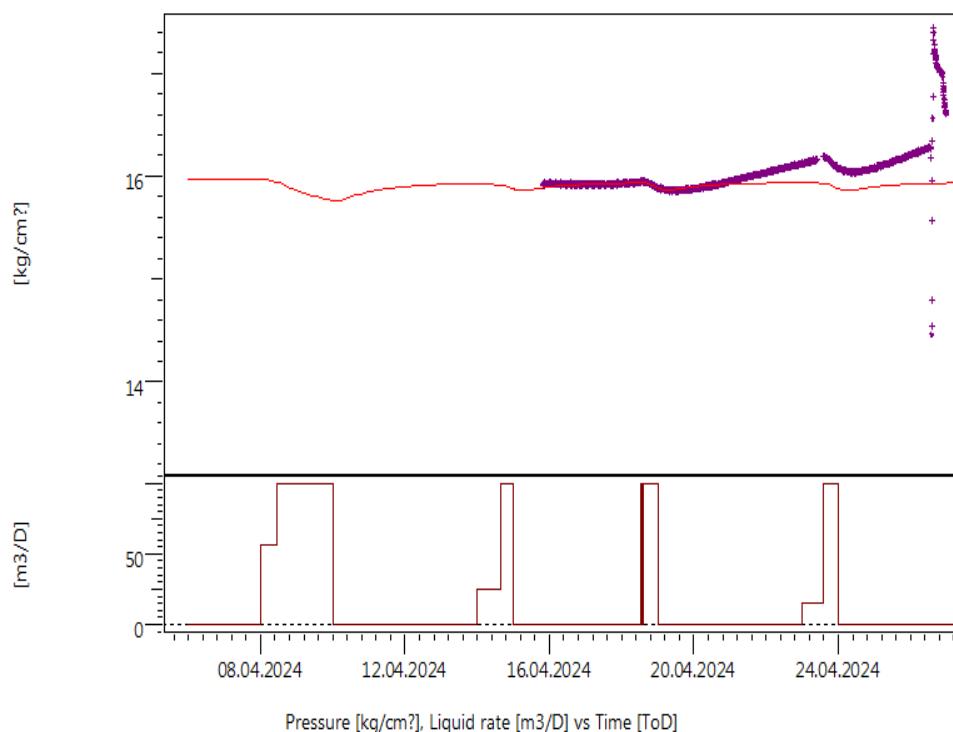


Рисунок 1 – Пример исследования методом гидропрослушивания.
Совмещение фактической и расчетной кривой давления

Для условий месторождений вязких и высоковязких нефтей был предложен способ обойти ограничения с определением ФЕС по площади пласта-коллектора связанные с высокой вязкостью нефти. В большинстве случаев нефтенасыщенные коллектора имеют подстилающую или законтурную воду. Суть обхода ограничений заключается в том что так или иначе скважины обводняются естественным образом либо за счет нагнетания. Таким образом, выполняя исследование нагнетательных и добывающих скважин (имеющих обводненность продукции), мы имеем возможность получить распределение проницаемости по площади пласта коллектора по фазе «вода». Затем через диаграммы ОФП возможно оценить фазовые проницаемости по нефти в районе каждой добывающей скважины. Обводнение добывающих скважин и нагнетание воды позволяет проводить определение ФЕС пласта коллектора по фазе «вода» в межскважинном пространстве и выявлять взаимодействующие скважины. Вода, как более подвижная фаза, позволяет выявлять взаимодействие скважин с высокой достоверностью, т.к. импульсы давления передаются в достаточно короткие сроки и на большие расстояния даже при пониженных ФЕС пласта коллектора.

В итоге для выделения типов пласта коллектора по площади месторождения были применены ФЕС по фазе «вода». Полученное распределение представлено на рисунке 2,

и включает в себя информацию о параметре гидропроводность» по фазе «вода» по площади пласта-коллектора.

Всего выделено три группы пласта-коллектора разделенных по параметру гидропроводность по фазе «вода»: 1-я группа до 43-45 д*см/сПз, вторая группа от 45 до 120 д*см/сПз, 3-я группа от 120 и более д*см/сПз. Как показал анализ геологической и литологической информации. Представленное разделение никак не связано с распределением фаций по площади пласта-коллектора, но непосредственно взаимосвязано с объемом глинистой составляющей в объеме пласта-коллектора, с литологическими замещениями пласта-коллектора и разломами.

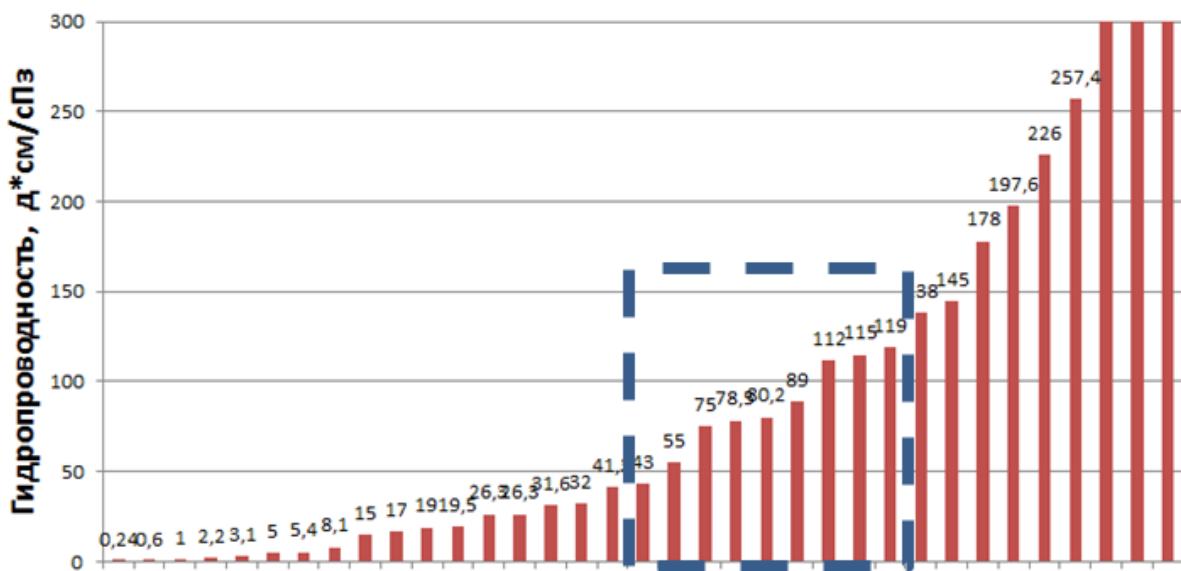


Рисунок 2 – Распределение параметра гидропроводность по фазе вода по площади пласта коллектора.

Так для первой группы скважин имеющих параметр гидропроводности менее 45 д*см/сПз выявлено повышенное содержание глин в интервале пласта-коллектора почти до полного замещения, либо нарушение сплошности пласта-коллектора по площади (включая изолирующие разломы), ограничивающее взаимовлияние скважин и дебиты нефти. Вторая группа со свойствами по гидропроводности от 45 до 120 д*см/сПз имеет минимальное содержание глин, характеризуется хорошей выдержанностью по площади пласта коллектора и хорошую сообщаемость скважин по пласту. Третья группа с гидропроводностью по фазе «вода» более 120 д*см/сПз несмотря на высокие ФЕС имеет преимущественно связанные с разломами высокие свойства и в отдельных случаях связь скважин происходит через такие разломы.

Далее приведен пример (рисунок 3), иллюстрирующий неоднородность пласта коллектора на основании данных высокоразрешающей сейсмики.

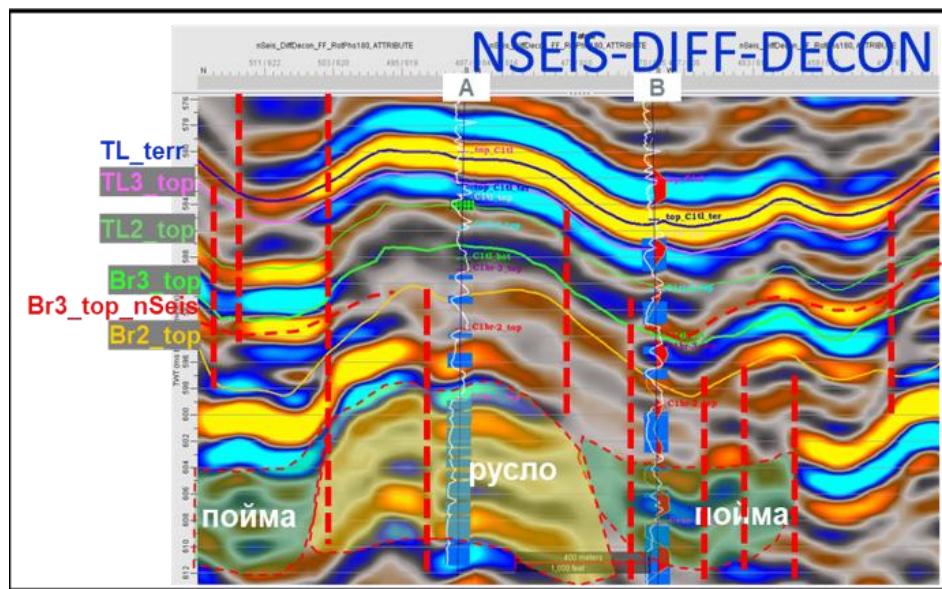


Рисунок 3 – Пример разреза на основе данных высокоразрешающей сейсмики иллюстрирующий отдельные примеры нарушения сплошности нефтенасыщенного пласта-коллектора

В качестве заключения, можно отметить, что предлагаемый подход к разделению коллекторов по параметру гидропроводность может быть распространен и на другие нефтегазовые проекты, эксплуатирующие пласты-коллекторы с высоковязкими нефтями.

Список литературы

1. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А.. «Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов» М., Недра, 1974, с. 200
2. Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983. May. P. 95–106.
3. Bourdet D. Well test analysis: The use of advanced interpretation models. 2002. - 436 p.

Современные подходы к оптимизации определения электрофаций с использованием гибридных алгоритмов анализа кривых ГИС

A.A. Леонтьев, С.С. Крикун, К.А. Голод, А.И. Фаткуллина

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

E-mail: leontiev94@gmail.com

Аннотация

Проведена экспериментальная проверка гибридного алгоритма автоматизированного определения электрофаций по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Предложенный подход включает предварительную обработку кривых, выделение диагностических признаков аномалий с учетом методики В.С. Муромцева, а также многоступенчатую кластеризацию с последующей верификацией результатов. Алгоритм сочетает математические методы с элементами экспертной интерпретации, что позволяет повысить точность идентификации литологических типов пород и сократить время обработки.

Ключевые слова

Электрофации, ГИС, кластеризация, анализ данных, методика Муромцева, гибридный алгоритм.

Настоящее исследование направлено на решение актуальной проблемы геофизической интерпретации данных — автоматизации процесса выделения электрофаций, под которыми понимаются интервалы разреза, характеризующиеся сходными параметрами кривых ГИС и соответствующие определенным литолого-фациальным условиям. Традиционные методы их выделения отличаются высокой трудоемкостью и субъективизмом, что особенно проблематично при анализе крупных месторождений с большим объемом скважинных данных.

Основной целью работы является разработка и апробация алгоритма для автоматического определения электрофаций. В основе алгоритма лежит гибридный подход к кластеризации данных ГИС, интегрирующий принципы, изложенные в методике В.С. Муромцева [1]. В качестве исходных данных используются стратиграфическая привязка и кривые двойного разностного параметра метода самопроизвольной поляризации (APS) или его аналога — гамма-каротажа (AGK).

Достижение надежных результатов напрямую зависит от точности первичных наблюдений, что представляет отдельную сложность. Предлагаемый подход является важным шагом в минимизации человеческого фактора и повышении эффективности интерпретации данных ГИС.

Разработанный алгоритм определения электрофаций включает несколько последовательных этапов обработки и анализа данных.

Первый этап работы включает отбор и предварительную обработку исходных данных в соответствии с установленными критериями для обеспечения их достоверности и пригодности к дальнейшему анализу.

Далее проводится сравнительный анализ кривых AGK в заданном стратиграфическом интервале с последующей кластеризацией. Для группировки данных применяется метод иерархической кластеризации, который позволяет выявить многоуровневую структуру и вложенные кластеры (Рисунок 1). Поскольку ключевое значение имеет ориентация признаков, а не их абсолютные величины, в качестве меры сходства используются косинусное расстояние и коэффициент корреляции.

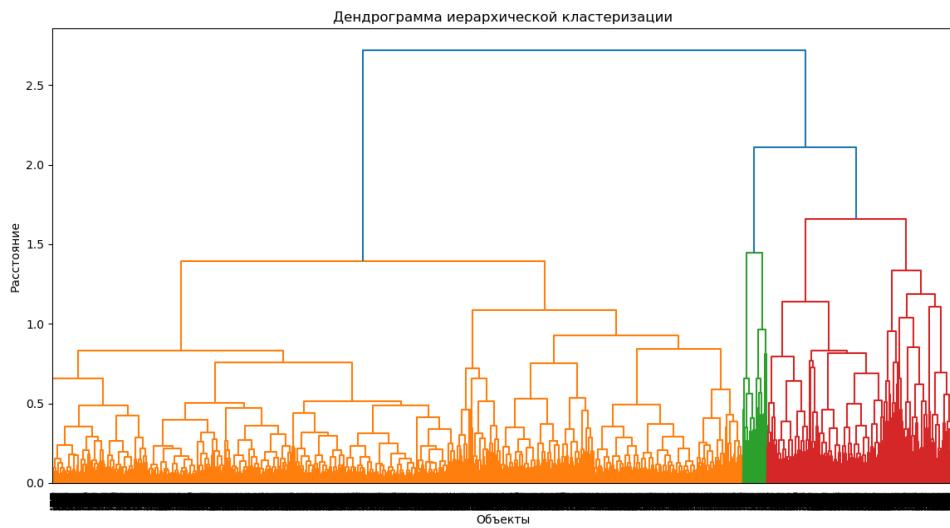


Рисунок 1 - Дендрограмма иерархической кластеризации

Для определения итоговой конфигурации кластеров требуется установить порог иерархической кластеризации, так как исходное оптимальное количество групп неизвестно. С целью исследования обстановки с применением математических и автоматизированных инструментов, группировка скважин была выполнена для различных вариантов объединенных по характеру кривых AGK в пашийском горизонте (на примере 8, 15, 22 и 30 групп (Рисунок 2)). Снижение порогового значения увеличивает количество групп, но повышает их однородность.

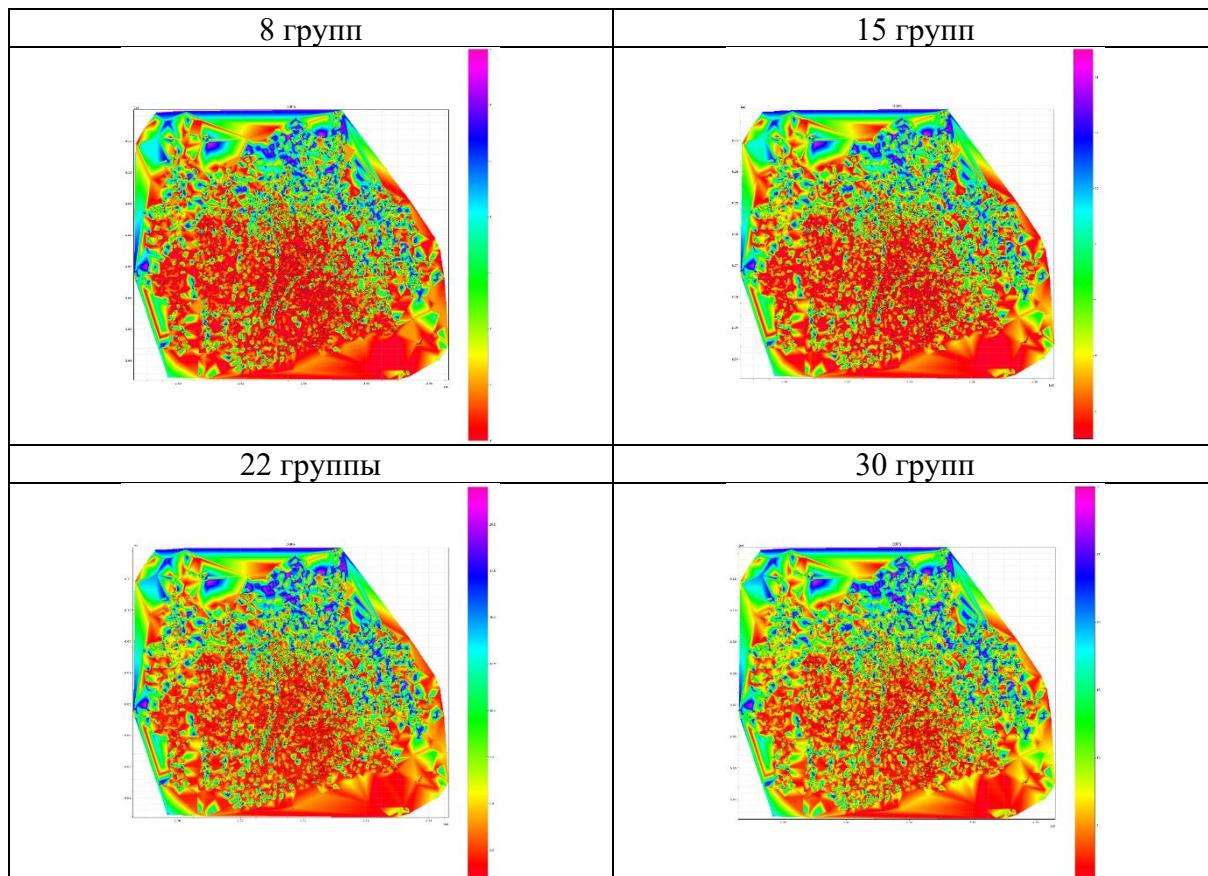


Рисунок 2 - Тепловые карты по различному количеству выделяемых кластеров

Дополнительную сложность представляет значительный разброс мощностей изучаемого объекта. Поэтому «медианный» образ кривой для каждого кластера формируется на основе интерполированных интервалов.

В качестве примера приведена группировка на 8 кластеров (Рисунок 3). Различия между медианными образами кластеров хорошо заметны. Сопоставление этих образов с тепловой картой пространственного распределения кластеров позволяет выявить определенные закономерности, хотя визуально кластеры могут казаться недостаточно четкими из-за большого объема и неоднородности исходных данных. Для повышения точности и выявления специфических особенностей кривых рекомендуется снижать порог разделения дендрограммы.

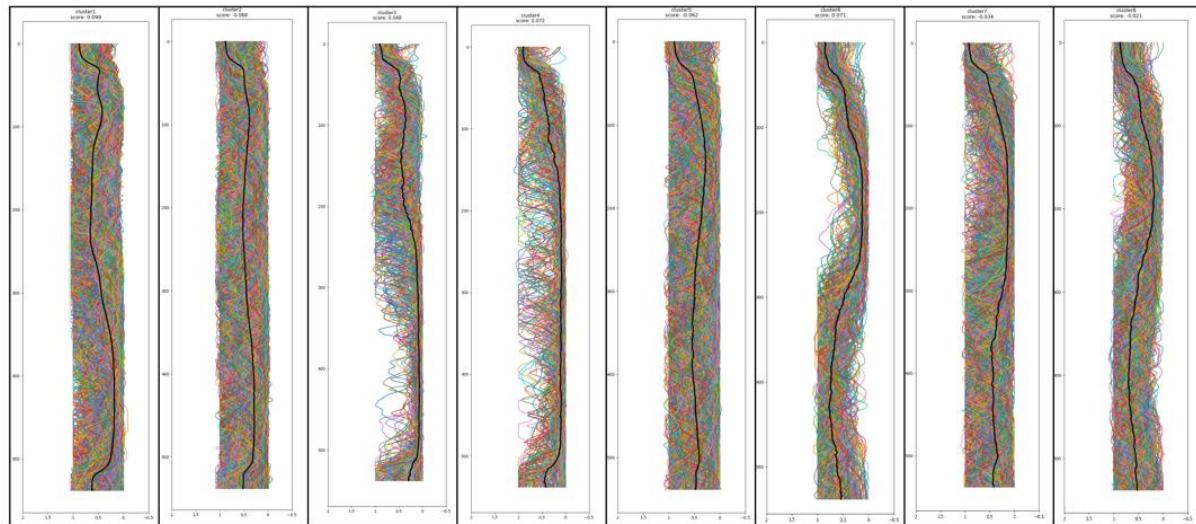


Рисунок 3 - Распределение на кластеры разреза пашинского горизонта Ромашкинского месторождения

Для каждого обнаруженного среднего образа рассчитываются специальные признаки, определенные В.С. Муромцевым [1]:

Признак №1 «Максимальное значение аномалии» показывает наибольшее значение внутри аномалии.

Признак №2 «Положение максимума» характеризует положение экстремума аномалии.

Признак №3 «Форма аномалии» описывает форму аномалии посредством построения трёх характерных линий: кровельной, боковой (если присутствует) и подошвенной.

Признак №4 «Толщина аномалии» измеряется как мощность самой аномалии.

После определения признаков по В.С. Муромцеву запускается процесс кластеризации полученных фаций, при большом числе групп одинаковых разрезов. Процедура кластеризации состоит из двух этапов:

Первичное объединение: Аномалии с совпадающими признаками объединяются в начальные кластеры. Автоматическое выделение признаков по методике Муромцева сопряжено с трудностями и возможными погрешностями, поэтому этот этап считается предварительным.

Перераспределение и улучшение кластеров: проводится дополнительная проверка точности кластеризации. Анализируются комбинации признаков, а также применяется временная кластеризация, например, с использованием алгоритма TimeSeriesDBSCAN [2]. Кластеризацию оценивают с помощью показателя Silhouette

Score, который отражает качество группирования данных [3]. В результате всех проверок формируются итоговые группы кластеров (Рисунок 4).

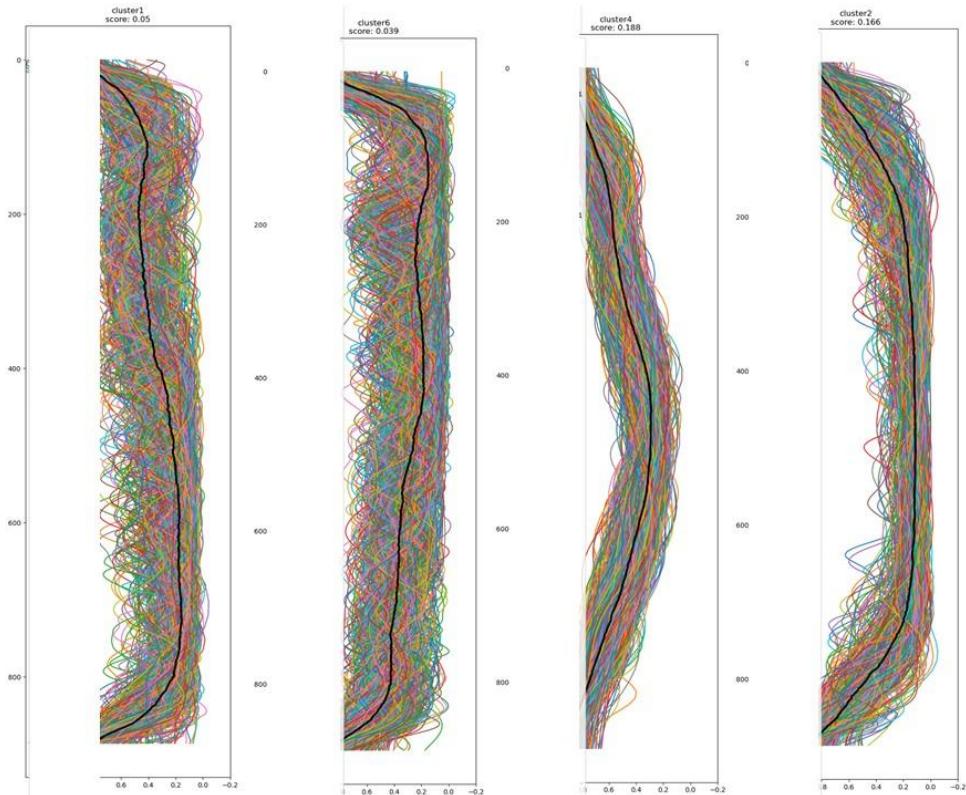


Рисунок 4 - Пример итоговых кластеров типовых форм электрофаций

Сочетание математических алгоритмов кластеризации с возможностью учета экспертических геологических знаний на этапах верификации и перераспределения повышает точность и надежность определения электрофаций. Ключевой идеей подхода является отказ от локального анализа отдельных скважин. Вместо этого предлагается выделить устойчивые классы, определить их пространственное распределение, провести фациальный анализ для средних образов кривых, а затем экстраполировать результаты на все объекты соответствующей группы.

Список литературы

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.
2. Ester M., Kriegel H. P., Sander J., Xu X. A density-based algorithm for discovering clusters in large spatial databases with noise // Proceedings of the Second International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining (KDD-96). AAAI Press, 1996. P. 226–231.
3. Rousseeuw P.J. Silhouettes: a graphical aid to the interpretation and validation of cluster analysis // Journal of Computational and Applied Mathematics. 1987. Vol. 20. P. 53–65.

Роль и место трудноизвлекаемых запасов в углеводородной системе центральных областей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

P.G. Лукьянова

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

Институт геологии и нефтегазовых технологий

E-mail: Rezeda-L@yandex.ru

Телефон: +7(917)397-13-33

Аннотация

Формирование генерационно-аккумуляционной углеводородной системы Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна предопределется историей геологического развития региона, а именно, сменой палеотектонических обстановок осадконакопления, трансгрессий и регрессий моря, вызванных разнонаправленными тектоническими подвижками кристаллического фундамента, когда откладываются осадки разного литологического состава, а также формируются ловушки различного генезиса. Трудноизвлекаемые углеводороды (УВ), такие как доманиковые отложения, сверхвязкие нефти, углеводороды больших глубин и нетрадиционные коллекторы кристаллического фундамента, являются разноуровневыми и разнопорядковыми элементами генерационно-аккумуляционной углеводородной системы и имеют огромное влияние как на формирование, так и на функционирование углеводородной системы и на поздних стадиях разработки крупных месторождений вызывают особый интерес с точки зрения прироста запасов нефти и газа.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы, нефтегазоматеринские толщи, кристаллический фундамент, разлом, сверхвязкие нефти, генерационно-аккумуляционная углеводородная система.

На современном этапе в нефтегазовой отрасли наблюдается общемировое ухудшение структуры запасов нефти и истощение запасов месторождений, обеспечивающих основные объемы добычи УВ. С целью обеспечения прироста запасов нефти и газа крупные недропользователи проводят аудит запасов и обращают свой взор на трудноизвлекаемые запасы, такие как сланцевые УВ, сверхвязкие нефти, УВ больших глубин и кристаллического фундамента (КФ), метан угольных пластов и другие.

Трудноизвлекаемые УВ, наряду с традиционными, являются разноуровневыми и разнопорядковыми элементами генерационно-аккумуляционной углеводородной системы (ГАУВС) и имеют огромное влияние как на формирование, так и на функционирование углеводородной системы и на поздних стадиях разработки крупных месторождений вызывают особый интерес с точки зрения прироста запасов УВ.

Классическая генерационно-аккумуляционная углеводородная система должна содержать следующие элементы (рисунок 1):

- разновозрастные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), в том числе очаги нефтегазогенерации;
- региональные нефтегазоносные комплексы, в том числе традиционные и нетрадиционные ловушки, коллекторы и покрышки;
- пути миграции углеводородов, в том числе разломные зоны.

Считается, что осадочно-породный бассейн станет потенциально нефтегазоносным при наличии нескольких факторов: толщина осадочного чехла превышает 1,5 км; НГМП погружаются в зоны главной фазы нефтеобразования (ГФН) или главной фазы газообразования (ГФГ) и генерируют УВ в зависимости от типа

рассеянного органического вещества (РОВ); нефтегазоносные комплексы содержат пласти с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и флюидоупоры, а также ловушки для залежей УВ различного генезиса; пути миграции УВ.



Рисунок 1. Упрощенная схема строения генерационно-аккумуляционной углеводородной системы и этапы ее функционирования

Каждая генерационно-аккумуляционная углеводородная система может содержать несколько разновозрастных нефтегазоматеринских толщ как регионального, так и локального уровней распространения. Нефтегазоматеринские толщи преимущественно сапропелевого типа формируются в циклы максимальной трансгрессии моря, преимущественно гумусовые НГМТ образуются в континентальных условиях. Из-за колебания уровня моря происходит ритмичное осаждение коллекторов и покрышек, следствием палеоглубины морского бассейна является осаждение карбонатных, терригенных или смешанных пород. Наличие тектонических нарушений ускоряет процесс межрезервуарной миграции, в регионах со спокойным тектоническим режимом скорость миграционных потоков УВ ниже.

Даже при наличии всех перечисленных элементов ГАУВС, формирование залежей УВ, а в особенности их консервация и сохранность в течении геологического времени не гарантирована. Региональная нефтегазоносность осадочного чехла является следствием палеотектонического развития территории и воздействия различных геолого-тектонических факторов, формирующих локальные особенности территории. Именно поэтому в западной части Республики Татарстан, несмотря на многочисленные попытки, не выявлено залежей нефти. Здесь осадочно-породный бассейн, лишенный какого-то элемента, не является, по сути, генерационно-аккумуляционной УВ системой.

Особенностью центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (ВУНГБ) является то, что здесь располагается супергигантское Ромашкинское месторождение, а также целый ряд крупных и средних месторождений, создающих в целом, уникальную, по плотности запасов нефти на единицу площади, углеводородную систему. Поэтому изучение углеводородной системы этого региона, а в особенности, возможных очагов нефтегенерации вызывает не только научный, но и практический интерес.

Татарский свод, сформировавшийся в результате разнонаправленных движений кристаллического фундамента (КФ), имеет длительную историю палеотектонического развития, о которой геологи могут судить по полноте геологического разреза, наличию региональных размывов и стратиграфических несогласий, тектонических нарушений и фациальной изменчивости пород. Еще на доплитном этапе развития, некогда единая

Татарская глыба кристаллического фундамента была разбита Прикамским глубинным разломом, на Южно-Татарский свод (ЮТС) и Северо-Татарский свод (СТС) (рисунок 2).

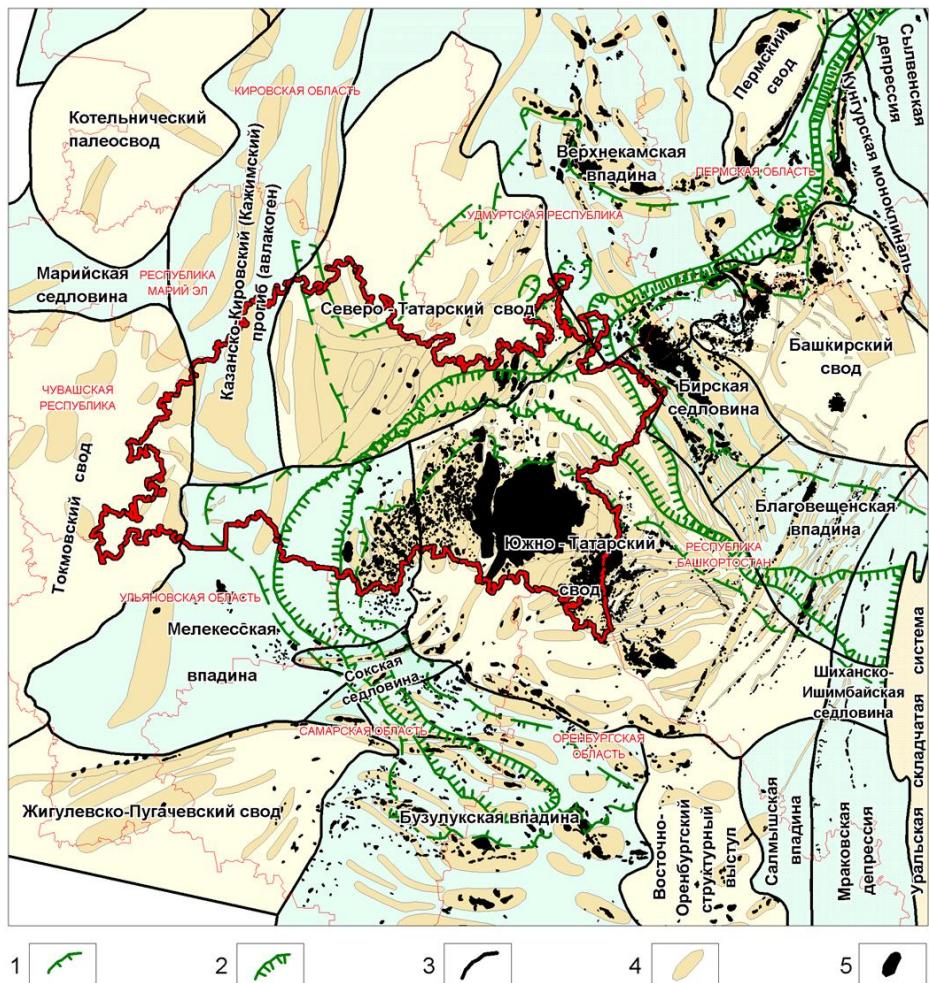


Рисунок 2. Центральные районы Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна с нанесением контуров республики Татарстан (по данным ПАО «Татнефть»)

Условные обозначения: 1- границы бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов; 2- границы осевых зон Камско-Кинельской системы прогибов; 3- границы тектонических элементов Ипорядка; 4- валообразные зоны; 5- месторождения нефти.

Рассмотрение Прикамского разлома заслуживает особого внимания, так как он предопределил различия в толщине осадочной толщи, полноте разреза, диапазоне нефтеносности Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов, создав уникальные палеогеографические условия на каждом из сводов, а также в пределах Мелекесской впадины. Разлом имеет глубинное заложение, о чем свидетельствуют зафиксированные на временных сейсмических разрезах смещения осей синфазности по отражающим горизонтам А и Д [1], на карте локальных магнитных аномалий разлом отображается в виде цепочек узких магнитных аномалий Uzzz. [2]. Разлом, по-видимому, имеет грабенообразное строение, в тоже время, кулисообразно расположенные разрывы на северо-восточном борту Прикамского разлома свидетельствуют о наличии сдвиговой составляющей в его генезисе. Прикамскому разлому в осадочном чехле соответствует Нижнекамский внутриформационный прогиб Камско-Кинельской системы и Саралинский прогиб, представляющий собой унаследованную седиментационно-тектоническую структуру [3]. Геолого-геофизические данные и анализ распределения залежей нефти на бортах прогибов, унаследованных от Прикамского разлома, дают

основания предполагать возможность миграции по нему углеводородов из глубокопогруженных пород.

Южно-Татарский свод представляет собой крупный блок фундамента, вытянутый и погружающийся с северо-запада на юго-восток, в направлении к Мраковской депрессии Предуральского краевого прогиба (рисунок 2). Северо-Татарский свод имеет в целом субмеридиональное простиранье, сужается к северу и имеет повышенное гипсометрическое положение по отношению к ЮТС. Юго-восточная половина ЮТС погребена под мощной толщей рифейских отложений Сергиевско-Абдулинского авлакогена, границей которого является глубинный Бавлинский разлом. С восток-северо-востока Татарская глыба по Удмуртскому разлому сочленяется с Камско-Бельским авлакогеном. С запада границей СТС является Казанско-Кировский авлакоген, ЮТС по глубинному Баганинскому разлому сочленяется с Мелекесской наложенной впадиной, образовавшейся в результате погружения блока кристаллического фундамента, отделившегося от ЮТС [4]. Ромашкинское месторождение отделяется от Новоелховского Алтунино-Шунакским прогибом, унаследованным от разлома КФ. Авлакогены, обрамляющие с юго-востока и востока Татарскую глыбу заполнены мощными толщами рифейско-вендинских осадков, которые содержат нефтегазоматеринские свиты [5, 6], внесшие свой вклад в формирование залежей нефти в ВУНГБ.

Значительная роль в формировании ГАУВС центральных частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна принадлежит внутриинформационной Камско-Кинельской системе прогибов (ККСП) с некомпенсированным характером осадконакопления в осевых частях [7]. Существует несколько точек зрения на генезис этой системы прогибов, в частности, по мнению С.С.Эллера, формирование специфических структурных форм происходило в переходные периоды развития платформ при растяжении земной коры в связи с наступлением Уральского палеоокеана с востока. Со структурами подобного типа генетически связаны нефтегазоносные бассейны по всему миру [8]. С точки зрения М.Ф.Мирчинка, Р.О.Хачатряна и О.М.Мкртчана, образование прогибов происходило в результате некомпенсированных тектонических погружений осадочного чехла в позднедевонско-раннекаменоугольное время [9]. С зонами развития ККСП генетически связаны ареалы формирования доманиковых отложений – высокоуглеродистой тонкослоистой формации, способной как производить УВ собственными НГМТ, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара [10]. Доманиковые отложения считаются основной нефтегазоматеринской толщей центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Кроме того, палеошельфовым зонам прогибов ККСП соответствуют поля развития органогенных построек позднефранско-турнейского возраста, которые являются, с одной стороны, ловушками для залежей нефти, с другой – формируют структуры облекания в вышележащих отложениях.

Окончательное оформление тектонического облика рассматриваемой территории произошло в результате новейших тектонических движений кристаллического фундамента в течении альпийского этапа тектогенеза: сложилась современная архитектура сводов и впадин, в частности, произошло формирование Ромашкинского купола ЮТС, Мелекесской впадины и других тектонических структур II и III порядка. Очевидно, образование уникального Ромашкинского месторождения произошло или одновременно с этими тектоническими событиями или позже [11], несмотря на то, что ГАУВС уже была сформирована задолго до этого.

Развитие генерационно-аккумуляционной УВ системы ВУНГБ связано с постоянным взаимодействием ее составных частей в процессе геологической истории, что приводит к формированию, переформированию и разрушению залежей нефти (рисунок 3). Процесс нефтегенерации происходил в осадочном чехле неоднократно, так

как разновозрастные НГМП вступали в ГФН не одновременно и на разных участках территории, в зонах погружения КФ и облекающей его осадочной толщи.

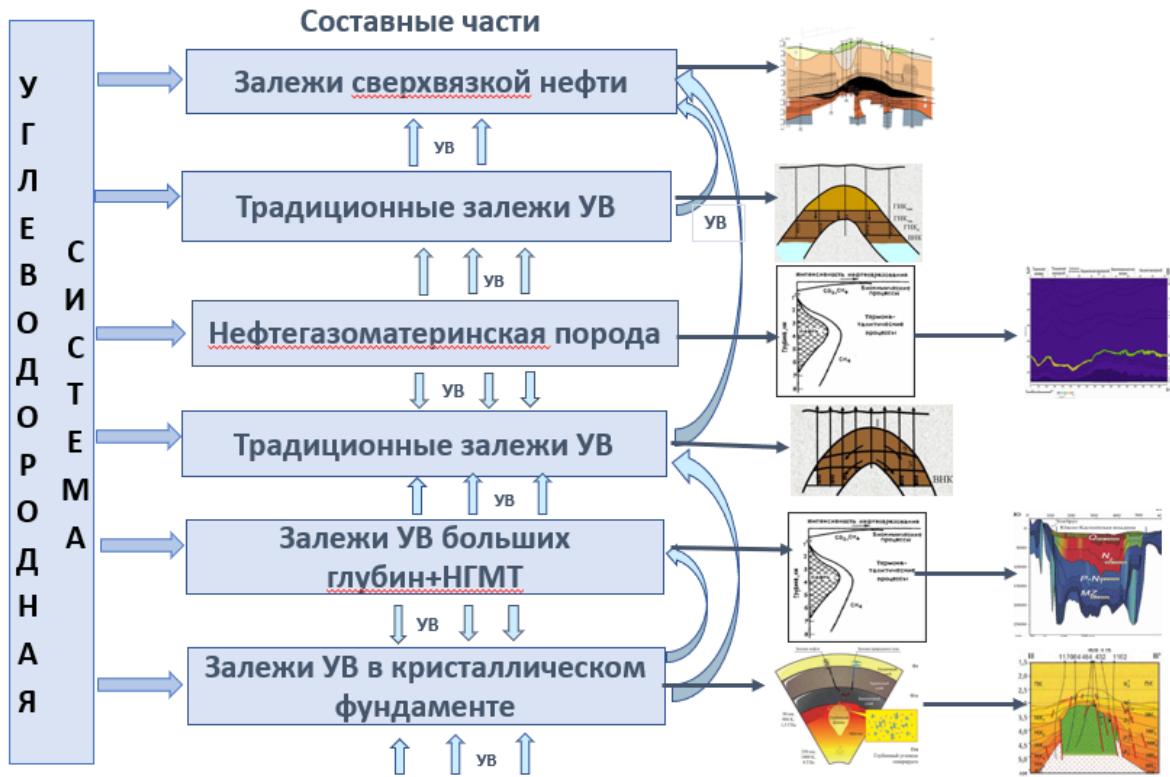


Рисунок 3. Схема взаимодействия составных частей ГАУВС

С каждой фазой нефтегенерации и миграции происходили процессы образования новых и переформирования уже существующих залежей УВ, что приводило к образованию скоплений сверхвязкой нефти и природных битумов в верхней части разреза [12]. Такие залежи широко распространены в центральной части ВУНГБ и являются источником прироста запасов нефти.

Кристаллический фундамент в республике Татарстан, как перспективный нетрадиционный объект, изучался с конца прошлого столетия: пробурен целый ряд сверхглубоких скважин, исследован керн и флюиды, выделены зоны деструкций [13]. Залежи нефти в породах кристаллического фундамента выявлены в России, в странах ближнего и дальнего зарубежья. Несмотря на то, что в ВУНГБ залежи в породах кристаллического основания пока не выявлены, необходимо продолжить изучение этого нетрадиционного резервуара, так как основными критериями нефтегазоносности КФ является нефтеносность осадочного чехла и наличие глубинных разломных зон.

Залежи больших глубин в ВУНГБ сосредоточены в зонах развития Камско-Бельского авлакогена, где в рифейско-вендинских отложениях выявлен ряд небольших месторождений в Удмуртии (Соколовское, Сивинское, Шарканское, Дебесское) [5] и нефтепроявления в Пермском крае. В Сергиевско-Абдулинском авлакогене нефтепроявления пока не обнаружены. Внедрение магматических интрузий, выявленных по данным ГИС и сейсморазведки, могло спровоцировать процессы нефтегазогенерации в рифейско-вендинской толще. Протерозойские отложения ВУНГБ представляют интерес, как с точки зрения выявления и изучения нефтегазоматеринских толщ, так и обнаружения глубокопогруженных залежей УВ.

Таким образом, обзор генерационно-аккумуляционной УВ системы центральной части ВУНГБ показал, что не отделимыми элементами системы, наряду с традиционными, являются трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные коллекторы,

ловушки и разломные зоны. Взаимодействие элементов обеспечивает функционирование УВ системы. Нетрадиционные коллекторы и трудноизвлекаемые запасы представляют интерес с точки зрения прироста запасов УВ, поэтому их необходимо изучать и, по возможности, вводить в освоение.

Список литературы

1. Трофимов В.А. Сейсморазведка МОГТ при изучении строения докембрийского фундамента востока Русской плиты – М.: Недра, 1994.- 90с.
2. Боронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л. Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии. – Казань: КГУ, 1982. – 200с.
3. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. – М.: ГЕОС, 2009. 487с., ил.
4. Лукьянова Р.Г., Мударисова Р.А. Закономерности пространственной локализации ловушек сверхвязкой нефти казанского яруса Мелекесской впадины // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3. С. 41–46. DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-41-46
5. Кожанов Д.Д., Большикова М.А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования // Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 199-217. EDN OCPXEN
6. Соборнов К.О. Феномен уникальных запасов нефти Южно-Татарского свода: откуда пришла нефть? // Геология и недропользование. Май, 2025. №10. С. 185-193.
7. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волго-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 171 с.
8. Эллерн С.С. Некомпенсированные прогибы древних платформ – специфические структуры переходной стадии // Некомпенсированные прогибы платформ и их нефтегазоносность. Казань: Казанский университет, 1976. С. 3–29.
9. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Мкртчян О. М. Тектоника и происхождение Камско-Кинельской системы прогибов // Вопросы тектоники нефтеносных областей. ред. М.: Изд-во АН СССР, 1962. С.86-101.
10. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георсурсы, 2015, №2 (61). С.77-86.
11. Лукьянова Р.Г. Геологические аспекты поисков залежей нефти в девонском терригенном резервуаре Татарстана: дисс. канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17. Бугульма: 2000. 160 с.
12. Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г., Успенский Б.В. Установление времени и условий формирования и разрушения залежи сверхвязкой нефти на территории восточного борта Мелекесской впадины // Нефть.Газ.Новации. Научно-технический журнал. - 2022.-№3.-С.20-24.
13. Плотникова И.Н. Геолого-геофизические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. –С.-Петербург: Недра, 2004. –171 с.

Системы искусственного интеллекта для интерпретации данных ГИС: старые ограничения и новые возможности

E.B. Magadeev, I.S. Remeev, A.I. Remeev

ООО НПЦ «ГеоТЭК»

E-mail: magadeev.ev@geotec.ru

Аннотация

В работе проведен анализ различных подходов к внедрению систем искусственного интеллекта в производственные процессы компаний, занимающихся интерпретацией данных ГИС. Выявлены ограничения ряда традиционных подходов, исторически воспрепятствовавшие их широкому распространению. Указаны конкретные направления развития систем искусственного интеллекта, которые с большой вероятностью могут оказаться востребованными индустрией. Описаны отдельные примеры реализации таких систем.

Ключевые слова

Интерпретация данных ГИС, искусственный интеллект, машинное обучение, цифровой помощник, виртуальный ассистент.

Геофизические исследования скважин (ГИС) являются одним из важнейших источников информации для формирования стратегий эффективного недропользования. В этой связи повышение качества и оперативности решения задач интерпретации данных ГИС всегда вызывали огромный интерес у нефтедобывающих компаний, а также, как следствие, у компаний геофизического профиля. С переходом к повсеместной цифровизации технологических процессов интерпретация данных ГИС вышла на качественно новый виток развития, однако так и не достигла уровня, на котором можно было бы говорить о полной или даже частичной автоматизации, хотя соответствующие попытки предпринимались еще на заре цифровой эпохи [1]. Повышение доступности технологий машинного обучения создало определенные предпосылки к снижению доли участия человека в процессе интерпретации. Более того, применение систем искусственного интеллекта в этой сфере смотрелось бы вполне естественно, поскольку традиционными направлениями его использования являются задачи классификации и регрессии, к которым по большей части и сводятся задачи интерпретации данных ГИС. Тем не менее, даже в 2025 году, когда обращение к нейронным сетям уже представляет собой повседневную практику не только в работе, но и в быту, геофизики все же склонны сторониться решений на основе искусственного интеллекта, предпочитая им пусть и сравнительно медленные, однако более привычные и хорошо зарекомендовавшие себя инструменты.

В качестве основной причины описанного выше недоверия, на наш взгляд, следует рассматривать крайнюю непрозрачность классических систем машинного обучения, которые представляют собой «черный ящик», выдающий ответы безо всяких объяснений. Отсутствие возможности верификации таких ответов, а также понимания, как можно было бы повлиять на их точность, приводит к тому, что геофизик, пользующийся системой искусственного интеллекта, оказывается вынужден тщательно перепроверять полученные ей результаты. Эта деятельность зачастую вполне сопоставима по трудозатратам с интерпретацией, изначально выполняемой вручную, что ставит крест на основном достоинстве применения цифровых решений, а именно – повышении скорости выдачи заключения, основанного на больших объемах данных. В качестве других причин неприятия искусственного интеллекта геофизиками можно обозначить невысокий уровень стандартизации геолого-геофизических данных (что

приводит к сложностям как при обучении нейросетей, так и при их использовании), а также появление неопределенности в распределении ответственности за качество результатов: если при интерпретации вручную за достоверность информации отвечают конкретные специалисты, то в случае применения систем искусственного интеллекта у них попросту оказывается недостаточно инструментов влияния на результат, и возложение полной ответственности становится попросту невозможным.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что внедрение машинного обучения в работу геофизиков требует четкого разграничения задач по степени критичности возникновения ошибок, а также подбора инструментов, подходящих под каждый из классов задач. Такая градация, на наш взгляд, может выглядеть примерно следующим образом. Во-первых, для наиболее ответственных задач, связанных, например, с подсчетом запасов (выделение стратиграфии, литологии, коллекторов), использование «черных ящиков» должно быть полностью запрещено. Это, однако, не означает необходимости решительного отказа от каких бы то ни было систем искусственного интеллекта. Напротив, «черные ящики» вполне могут быть заменены передовыми нейросетевыми архитектурами на основе идеологии Interpretable AI [2]. Такие системы, обладающие гораздо более высокой сложностью внутренней организации (что обуславливает также сложность их разработки и программной реализации), способны выдавать пользователю не только конечный ответ на запрос, но также и формировать предпосылки, на основе которых этот ответ был получен. Так, в частности, задача выделения стратиграфии в рамках описанной идеологии успешно решается за счет указания нейросетью не только метки геологического объекта, но также и квантов глубин в скважинах с ранее утвержденной стратиграфией, подтверждающих выбор данной метки (см. рис. 1). В итоге интерпретатор может довольно быстро перепроверить спорные интервалы, ориентируясь на предложенные машиной примеры. Аналогичным образом могут решаться и другие схожие по смыслу задачи, вплоть до выявления несоответствий в ранее сформированной базе данных.

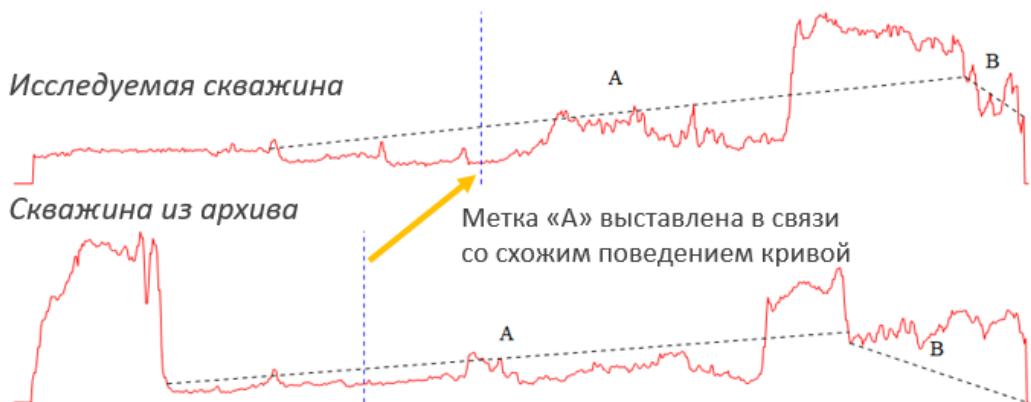


Рисунок 1 – Пример применения идеологии Interpretable AI к решению задачи автоматической стратиграфии

Во-вторых, отдельные подзадачи более крупных задач интерпретации могут обладать значительной трудоемкостью, однако нести в себе сравнительно невысокие риски, связанные с появлением неточностей в результате. В качестве примера можно привести задачу определения момента первого вступления волны при анализе данных акустической цементометрии [3]. Данную задачу удается успешно решить за счет обучения нейросети подходящей архитектуры, которая будет ошибаться почти исключительно в таких интервалах, в которых однозначная интерпретация крайне затруднена по объективным причинам. Наличие таких интервалов становится, как

правило, вполне очевидным уже при беглом изучении фазокорреляционных диаграмм, вследствие чего проверка результатов человеком не может занимать чрезмерно много времени.

В-третьих, многие задачи (например, отбивка забоя) требуют от интерпретатора принятия отдельных решений, которые сами по себе не являются сложными, однако могут быть сопряжены с определенным объемом рутинных действий (в том числе связанных с поиском нужных интервалов в скважине). В этом случае можно порекомендовать применение цифровых помощников, которых можно обучить, продемонстрировав определенную последовательность действий. В дальнейшем цифровой помощник сразу будет подсказывать вероятный результат, экономя время интерпретатора.

В-четвертых, широкий класс задач составляет поиск информации общего характера, например, об использовании отдельных функций программного обеспечения. В этом случае риски, связанные с возможностью выдачи машиной неточного ответа, оказываются минимальными, что позволяет использовать классические подходы, основанные на LLM (large language model) и RAG (retrieval augmented generation). На практике реализация подобной системы не является тривиальной задачей, поскольку используемая LLM должна быть подходящим образом дообучена (в противном случае она не сможет ориентироваться в профессиональной терминологии, в частности, не понимая большинства аббревиатур), базу знаний для RAG необходимо тщательно структурировать, а саму систему следует оптимизировать для эксплуатации в условиях конкретной компании (в значительном числе случаев система должна располагаться во внутренней сети компании, что не позволяет ориентироваться на аппаратное обеспечение произвольной вычислительной мощности). Тем не менее, наличие такой системы в распоряжении интерпретатора позволяет ему сравнительно быстро получить структурированный ответ на вопрос, сформулированный на естественном языке, а также при необходимости легко обратиться к системе за уточнениями в рамках уже начатого диалога.

Описанные выше концепции легли в основу стратегии развития систем искусственного интеллекта в составе программного комплекса «Прайм», разрабатываемого компанией ООО НПЦ «ГеоТЭК». Все изложенные идеи на сегодняшний день уже апробированы и активно воплощаются в формате модулей или их составляющих. Мы предполагаем, что взятый нами курс на разработку систем, обеспечивающих приемлемый для каждой отдельно взятой задачи уровень прозрачности и объяснимости результата, в итоге позволит существенно ослабить недоверие специалистов-геофизиков к машинной интерпретации и довести соответствующие программные решения до внедрения в их работу в статусе повседневно используемого инструмента.

Список литературы

1. Wu X., Nyland E. Automated stratigraphic interpretation of well-log data // *Geophysics*. 1987. 52. P.1665-1676.
2. Rudin C. Stop explaining black box machine learning models for high stakes decisions and use interpretable models instead // *Nature Machine Intelligence*. 2019. 1. P.206–215.
3. Козяр В.Ф., Козяр Н.В. Волны Лэмба и Стоунли в скважине и решаемые с их помощью задачи промысловой геофизики // НТВ «Каротажник». 2013. №4(226). С.99-125.

Выявление перспективных фациально-тектоно-динамических зон в доманиковых отложениях Тимано-Печорской провинции на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных

I.A. Маракова

Ухтинский государственный технический университет

E-mail: imarakova@ugtu.net

Аннотация

В работе представлена методика выявления перспективных фациально-тектоно-динамических (ФТД) зон в доманиковых отложениях Тимано-Печорской провинции. Методика основана на комплексном анализе геолого-геофизических данных, включающем сейсморазведку, гравимагнитометрию, данные бурения и фациальный анализ. Особое внимание уделено выявлению связи ФТД-зон с аномалиями фундамента и унаследованными структурами в осадочном чехле. Проанализировано влияние ФТД-зон на фильтрационно-емкостные свойства доманиковых пород и продуктивность отложений. Предложены критерии выделения перспективных ФТД-зон, характеризующихся повышенной трещиноватостью, проницаемостью и нефтенасыщенностью. Результаты работы могут быть использованы для повышения эффективности поисково-разведочных работ и оптимизации разработки доманиковых месторождений.

Ключевые слова

Доманиковые отложения, фациально-тектоно-динамические зоны, аномалии фундамента, перспективные зоны, Тимано-Печорская провинция

Доманиковые отложения Тимано-Печорской провинции, богатые нефтегазоматеринские породы с высоким генерационным потенциалом, представляют собой перспективный, но сложно структурированный источник нетрадиционных запасов углеводородов [1]. Современные остаточные содержания Сорг. в этих отложениях варьируются от 2 до 10%, достигая локальных максимумов, превышающих 10%. Актуальность выявления и картирования фациально-тектоно-динамических (ФТД) зон, контролирующих формирование и распределение коллекторов домаников, обусловлена необходимостью повышения эффективности поисково-разведочных работ и оптимизации разработки месторождений. Традиционные методы геологоразведки зачастую оказываются недостаточно эффективными для выявления сложных и неоднородных коллекторов, что диктует необходимость развития и внедрения новых, комплексных методов прогнозирования нефтегазоносности.

В доманикоидной формации Тимано-Печорской провинции выделяются три основных типа нефтеперспективных объектов. Первый – это зоны развития аккумулятивных тел в доманикитах, характеризующиеся поровыми и порово-трещинными коллекторами, приуроченными к наименее глинистым разностям органогенно-детритовых и сферово-сгустковых известняков и доломитов, а также к кремнеизвестнякам и песчаникоподобным известнякам с элементами переотложения. Второй тип – это зоны развития трещинных коллекторов в карбонатных пластах домаников в пределах валов, подвергшихся максимальным тектоническим напряжениям, примерами которых служат Верхнегрубешорское и Южно-Ошское месторождения. Наконец, третий тип представлен зонами «сланцевых нефей» домаников, где плотная матрица нефтематеринских пород содержит нефть в изолированных порах.

ФТД-зоны, являющиеся областями повышенной трещиноватости, проницаемости и нефтенасыщенности, контролируются как тектоническими, так и фациальными факторами. Тектонический фактор включает в себя унаследованные структуры, стадийность структурообразующих подвижек, влияние магматизма на метаморфизацию пород и, как следствие, на флюидодинамические процессы. Фациальный фактор проявляется в связи коллекторов с определенными литолого-фациальными зонами, такими как барьерные и одиночные рифы, карбонатные рифовые банки и сами доманикты.

Для выявления ФТД-зон необходимо применение комплексного анализа геологогеофизических данных. Сейсморазведка позволяет выявлять структурно-тектонические особенности, определять границы литолого-фациальных зон и анализировать аномалии волнового поля, связанные с трещиноватостью и флюидонасыщенностью [2]. Гравимагнитометрия дает информацию о строении фундамента и осадочного чехла, выявляет зоны разломов и тектонических нарушений, а также позволяет картировать литологические неоднородности, при этом, анализ морфологии гравитационного и магнитного полей подчеркивает структурно-тектонические особенности строения. Данные бурения обеспечивают определение литологического состава, фациальной принадлежности и петрофизических свойств пород, что достигается посредством изучения керна глубоких скважин. Фациальный анализ, в свою очередь, позволяет реконструировать условия осадконакопления, выделять литолого-фациальные зоны, определять типы коллекторов и строить фациальные модели. Особое внимание уделяется выявлению связи ФТД-зон с аномалиями фундамента и унаследованными структурами в осадочном чехле, что достигается сопоставлением карты фундамента и структурной карты по подошве доманикового горизонта.

Критерии выделения перспективных ФТД-зон включают в себя структурно-тектонический, литолого-фациальный, геохимический и геофизический аспекты.

Структурно-тектонический критерий предполагает наличие унаследованных структур и зон разломов, приуроченность к валам и областям, подвергшимся максимальным тектоническим напряжениям, повышенную трещиноватость и проницаемость пород, а также связь с флюидодинамическими процессами и миграцией УВ.

Литолого-фациальный критерий ориентирован на приуроченность к определенным типам пород и фаций, таким как органогенно-детритовые известняки, кремнеизвестняки, песчаникоподобные известняки и рифовые постройки, а также на наличие поровых, порово-трещинных и трещинных коллекторов с благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 6-12%, проницаемость > 0.1 мД) и линзовидными формами распространения зон развития поровых коллекторов.

Геохимический критерий включает в себя повышенные содержания органического вещества (Сорг. $> 10\%$), высокий генерационный потенциал пород и приуроченность к зонам проявления магматизма и повышенного теплового потока [3].

Геофизический критерий, в свою очередь, ориентирован на аномалии гравитационного и магнитного полей, связанные с литологическими неоднородностями и тектоническими нарушениями, а также на аномалии волнового поля, свидетельствующие о трещиноватости и флюидонасыщенности пород.

Влияние орогенеза и магматизма на нефтегазоносность доманиковых отложений, особенно в Верхнепечорской впадине, требует детального изучения. Необходимо исследование орогенеза, включая влияние интрузивного магматизма на метаморфизацию пород осадочного чехла и структурообразование, а также разработка геодинамической модели нефтегазообразования, допускающей полигенный генезис УВ и учитывающей влияние энергетических, флюидодинамических процессов на формирование залежей нефти и газа. На территории Верхнепечорской впадины

фундамент погружается с запада на восток от 4,5 до 10,5 км, локальные структуры являются унаследованными, а повышенные содержания ОВ в доманикитах могут быть приурочены к зонам проявления магматизма. Использование гравиметрических данных в комплексе с сейсмическими повышает достоверность выводов.

Практическое применение результатов данного исследования позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ на доманиковые отложения, оптимизировать разработку месторождений за счет выявления зон с повышенной продуктивностью, создать геологические модели ФТД-зон для прогнозирования распределения коллекторов и разработать рекомендации по рациональному использованию геолого-геофизических данных при изучении доманиковых отложений.

Для эффективного прогнозирования перспективных участков предлагается единая классификация, представленная в таблице 1. Эта классификация объединяет типы нефтеперспективных объектов, ключевые факторы, контролирующие их формирование, и критерии выделения, основанные на комплексном анализе геолого-геофизических данных.

Таблица 1 - Классификация нефтеперспективных объектов доманиковых отложений Тимано-Печорской провинции

Тип нефтеперспективного объекта	Ключевые факторы контроля	Критерии выделения (на основе геолого-геофизического анализа)
1. Аккумулятивные зоны в доманикитах	Фациальный контроль * Литологическая неоднородность	1) приуроченность к органогенно-детритовым, сферово-густковым известнякам, доломитам, кремнеизвестнякам, песчаникоподобным известнякам; 2) наличие поровых и порово-трещинных коллекторов; 3) благоприятные ФЕС (пористость, проницаемость); 4) линзовидная форма распространения зон развития поровых коллекторов.
2. Зоны трещинных коллекторов в карбонатах доманикитов	Тектоническая активность * Структурная позиция	1) приуроченность к валам, подвергшимся интенсивным тектоническим напряжениям; 2) повышенная трещиноватость и проницаемость пород; 3) аномалии гравитационного и магнитного полей, связанные с тектоническими нарушениями.
3. Зоны «сланцевых нефтей»	Высокое содержание органического вещества * Благоприятные условия для генерации и аккумуляции УВ	1) плотная матрица нефтематеринских пород. 2) высокое содержание органического вещества ($\text{Сорг} > 10\%$). 3) высокий генерационный потенциал пород. 4) аномалии гамма-каротажа, свидетельствующие о высокой органической насыщенности.
4. Общие факторы, влияющие на все типы объектов	Тектоническая история региона (унаследованные структуры, стадийность) * Влияние магматизма (метаморфизм, флюидодинамика) * Геохимические условия (зрелость ОВ, миграция УВ)	1) наличие унаследованных структур и зон разломов; 2) связь с флюидодинамическими процессами и миграцией УВ. 3) приуроченность к зонам проявления магматизма и повышенного теплового потока; 4) аномалии волнового поля, свидетельствующие о трещиноватости и флюидонасыщенности.

Таким образом, представленная методика комплексного анализа геолого-геофизических данных является эффективным инструментом для выявления перспективных ФТД-зон в доманиковых отложениях Тимано-Печорской провинции. Дальнейшие исследования, направленные на совершенствование методики и расширение области ее применения, а также на изучение взаимосвязи тектонических, фациальных и геохимических факторов, контролирующих формирование и распределение коллекторов в доманиковых отложениях, будут способствовать увеличению добычи УВ.

Список литературы

1. Романов, С.В., Смирнов, А.И., Петров, В.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманиковых отложений Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. 2020 № 6. С. 35-48.
2. Иванова, Е.С., Сидоров, П.А. Применение методов сейсморазведки для изучения трещиноватости доманиковых отложений // Геология и геофизика: материалы Всероссийской научной конференции. – Новосибирск: Гео, 2011. – С. 125-130.
3. Конторович, А.Э., Меленевский, В.Н., Москвин, В.И. [и др.]. Геохимия органического вещества и генерация углеводородов в доманиковых отложениях Волго-Уральской антеклизы и Тимано-Печорской провинции. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2015. – 320 с.

Геохимия промышленных вод нефтегазоносных отложений Оренбургской области

Д.А. Новиков^{1,2}, Ф.Ф. Дульцев¹, А.В. Плюснин²

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

²Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», ПИНШ

E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Телефон: +79134694569

Аннотация

Приведены результаты исследований гидрогеохимических особенностей нефтегазоносных отложений Оренбургской области. Установлено, что в пределах изученных структур развиты воды с величиной общей минерализации от 2 до 458 г/дм³. По химическому составу доминируют Cl Na, Cl Na-Ca, Cl Ca-Na, Cl Ca и Cl Ca-Mg воды. Исследуемый регион характеризуется прямым типом вертикальной гидрогеохимической зональности в верхнем гидрологическом этаже, включая кунгурскую толщу. Ниже наблюдается закономерное снижение величины общей минерализации рассолов до 343 г/дм³ и менее в башкирских отложениях (C₂b) и до 300 г/дм³ и меньше в животских (D₂žv). Промышленные микрокомпоненты имеют повсеместное распространение в рассолах широкого стратиграфического диапазона от перми до девона.

Ключевые слова

Промышленные воды, гидрогеохимия, зональность, гидроминеральное сырье, Оренбургская область, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

Актуальная задача настоящего времени для России - расширение границ использования минеральных ресурсов как путем повышения полноты и комплексности их извлечения из недр, так и за счет освоения нетрадиционных видов полезных ископаемых. Современные технологии позволяют извлекать из подземных вод и рассолов серу, соду, медь, цинк, некоторые урановые соли, значительную часть лития, борной кислоты и глауберовой соли, иногда извлекаются магний, вольфрам, уран, радий. В ряде стран (США, Японии, Италии, ФРГ и др.) достигнуты определенные успехи в использовании гидроминерального сырья, добыча редких элементов и минеральных солей. Пока удерживает первое место в мире по производству из гидроминерального сырья: США – лития (около 16 тыс. т/год карбоната), брома (до 190 тыс. т/год), оксида магния (до 750 тыс. т/год), поваренной соли (около 16 000 тыс. т/год); Япония – йода (до 7,5 тыс. т/год); Италия – боратов (около 35 тыс. т/год) и т.д.

Степень изученности подземных вод в пределах исследуемой части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции неоднородна по основным стратиграфическим подразделениям перми, каменноугольной системы и девона. Наибольшее количество опробований водоносных горизонтов связано с территориями, на которых открыты месторождения нефти и газа, а также с площадями перспективными для поиска скоплений углеводородов. В основном это южные и центральные районы Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, территория Соль-Илецкого выступа, Бузулукской впадины, Зайкинско-Росташкинской и Малокинельской зоны поднятий, Южно-Татарского свода и Павловской седловины. После исключения некачественных проб геохимическая выборка представлена сведениями о 4879 пробах. Наибольшим количеством проб охарактеризованы отложения визейского (1240 проб) и турнейского (1172) ярусов каменноугольной, а также франского (513) и фаменского (489) ярусов девонской систем (рисунок 1а).

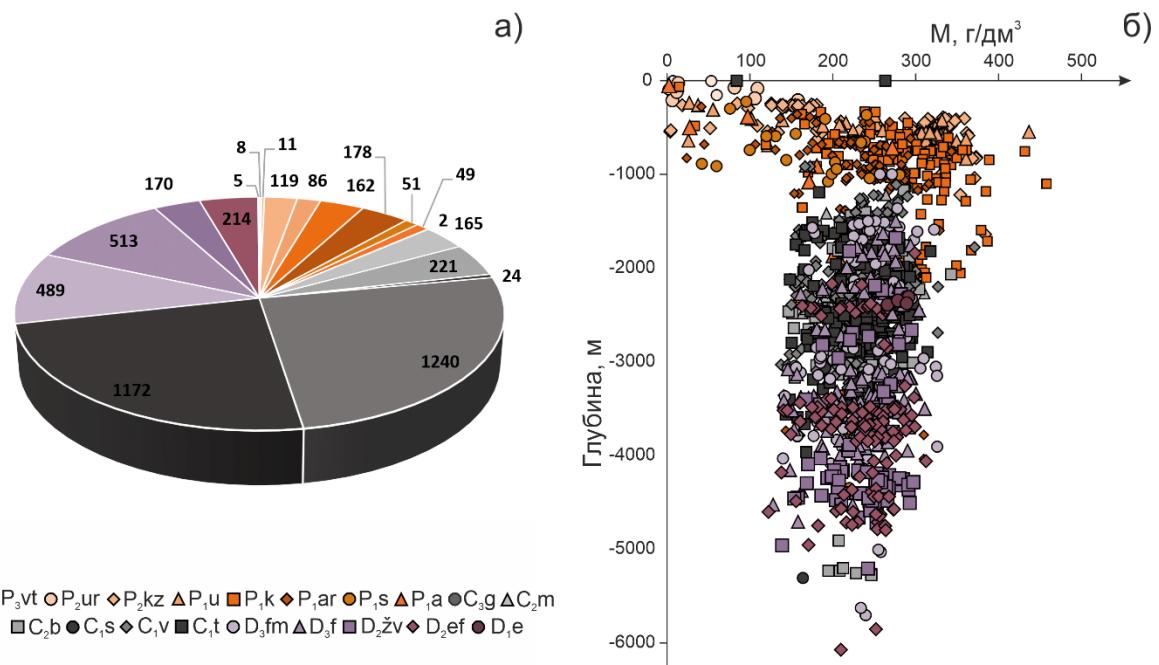


Рисунок 1 – Численная характеристика фактического материала (а) и тип вертикальной гидрогеохимической зональности пермских, каменноугольных и девонских отложений Оренбургской области (б).

Гидрогеологическое строение изучаемого региона весьма сложное, что характеризуется протеканием процессов соляного тектогенеза. На тип вертикальной гидрогеохимической зональности любого нефтегазоносного бассейна оказывают влияние семь ключевых факторов: 1) возраст осадочного выполнения бассейна, определяющий стадию взаимодействия в системе вода – порода – газ – органическое вещество; 2) палеообстановки характеризующие изначальный химизм сингенетичных вод (захоранивающихся одновременно с осадком); 3) наличие эвапоритов, к которым приурочены рассолы разной степени катагенетических изменений; 4) процессы магматизма и сопряженная с ними гидротермальная деятельность, оказывающие влияние на осадочные породы и заключенные в них воды; 5) гидродинамический и геотермический режимы недр, контролирующие протекание элизионных процессов и геохимию поровых вод; 6) процессы преобразования органического вещества, нефтегазообразования, миграции, аккумуляции и деградации залежей УВ; 7) наличие в разрезе многолетнемерзлых пород (ММП).

Региональным водоупором на основной площади изучаемого региона является водоупорный кунгурский (карбонатно-сульфатно-галогенный) горизонт. Именно присутствие этого горизонта в разрезе осадочного чехла определяет количество гидрогеологических этажей. Первый гидрогеологический этаж – зона свободного водообмена – включает гидрогеологические подразделения осадочного чехла от голоцен до кунгурский ярус перми включительно. Второй гидрогеологический этаж охватывает часть геологического разреза ниже кунгурских отложений и включает гидрогеологические подразделения отложений перми, карбона, девона, ордовика и кристаллического фундамента. В этой связи, исследуемый регион закономерно характеризуется прямым типом вертикальной гидрогеохимической зональности в верхнем гидрогеологическом этаже и инверсионным практически по всему разрезу ниже кунгурской толщи (см. рисунок 1б).

Согласно установленной вертикальной гидрогеохимической зональности наиболее минерализованные подземные воды выявлены в интервале пермских

водоносных горизонтов. Наиболее минерализованные подземные воды с величиной общей минерализации до 458,2 г/дм³ получили локальное распространение в пределах кунгурского водоупорного горизонта. В пределах казанских отложений (P_2kz) рассолы с минерализацией более 300 г/дм³ доминируют в Бузулукской впадине, Рубежинско-Уральском прогибе и сопредельных районах Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, Павловской седловины и Соль-Илецкого выступа. В направлении к структурам Южно-Татарского свода происходит снижение общей минерализации рассолов до 100 г/дм³ и менее. Область развития высокоминерализованных рассолов более 350 г/дм³ в пределах Зайкинско-Росташинской и Загорско-Лебяжинской зоны поднятий требует подтверждения глубоким бурением. Ниже в гидрогеологическом разрезе наблюдается закономерное снижение величины общей минерализации рассолов до 343 г/дм³ и менее в башкирских отложениях (C_2b) и до 300 г/дм³ и меньше в живетских ($D_2žv$) (рисунок 2).

Содержания промышленных компонентов (Br, I, B_2O_3 , Li, Rb и Sr) в подземных рассолах с глубиной меняются по-разному. Бром распространен в рассолах всего рассматриваемого интервала. Его максимальные концентрации (до 4,0-4,8 г/дм³) фиксируются в водах казанских (P_2kz) и кунгурских (P_1k) отложений. Практически все рассолы гидрогеологического разреза можно отнести к промышленным по брому в соответствии со значениями минимальных промышленных концентраций (> 200 мг/дм³). Йод также имеет широкое распространение в подземных рассолах. К сожалению, большинство изученных объектов характеризуются его содержаниями ниже минимальных промышленных концентраций (> 10 мг/дм³). Промышленные по йоду рассолы развиты преимущественно в пределах пермских и девонских отложений. Литий в концентрациях более минимальных промышленных (> 10 мг/дм³) установлены преимущественно в пермских водоносных горизонтах (до 100 и 744 мг/дм³). Ниже по гидрохимическому разрезу наблюдается снижение его содержаний вплоть до живетских отложений ($D_2žv$). Рубидий характеризуется в целом низкими концентрациями (менее минимальных промышленных) по всему гидрогеологическому разрезу. Отдельные объекты с повышенными концентрациями (> 3 мг/дм³) в рассолах установлены в горизонтах девонского возраста. Концентрации стронция ведут себя закономерно – увеличиваясь с глубиной по мере роста времени взаимодействия в системе вода-порода. Промышленные по стронцию рассолы (> 300 мг/дм³) развиты в пределах каменноугольных и девонских отложений. В пермских горизонтах распределение стронция практически не изучено. Соединения бора весьма широко распространены по всему гидрогеологическому разрезу в концентрациях много больше минимальных промышленных (> 322 мг/дм³). Максимальные содержания B_2O_3 установлены в рассолах перми (до 3,8 г/дм³). В целом, уменьшение гидрофильтности химических элементов можно иллюстрировать уменьшением геохимических перспектив их использования из подземных вод в виде следующего ряда анионогенных (Br > Cl > I > B > F > As, W, Mo, Ge) и катионогенных (Sr > Li > Cs, Ca, Mg > K > Rb) элементов.

К сожалению, в настоящее время в Российской Федерации крайне слабо развита нормативная база, регламентирующая добычу и постановку на Государственный баланс гидроминерального сырья. Одним из сдерживающих факторов по ее развитию является отсутствие на оцениваемых объектах длительных и дорогостоящих гидродинамических исследований. Ведь высокие концентрации полезных элементов в подземных водах не являются решающим фактором, обеспечивающим их отнесение к промышленным. Такие концентрации могут лишь указывать на потенциальную возможность использования этих вод в качестве промышленных, непосредственно же подземные воды относят к промышленным по совокупности признаков, решающее значение среди которых имеют: эксплуатационные запасы подземных вод; технологические возможности как извлечения отдельных элементов из вод, так и их комплексное использование; условия

эксплуатации водозаборов (глубина скважин и динамические уровни подземных вод) и сброса отработанных вод; факторы технико-экономического и общеэкономического порядка (пути сообщения и пр.).

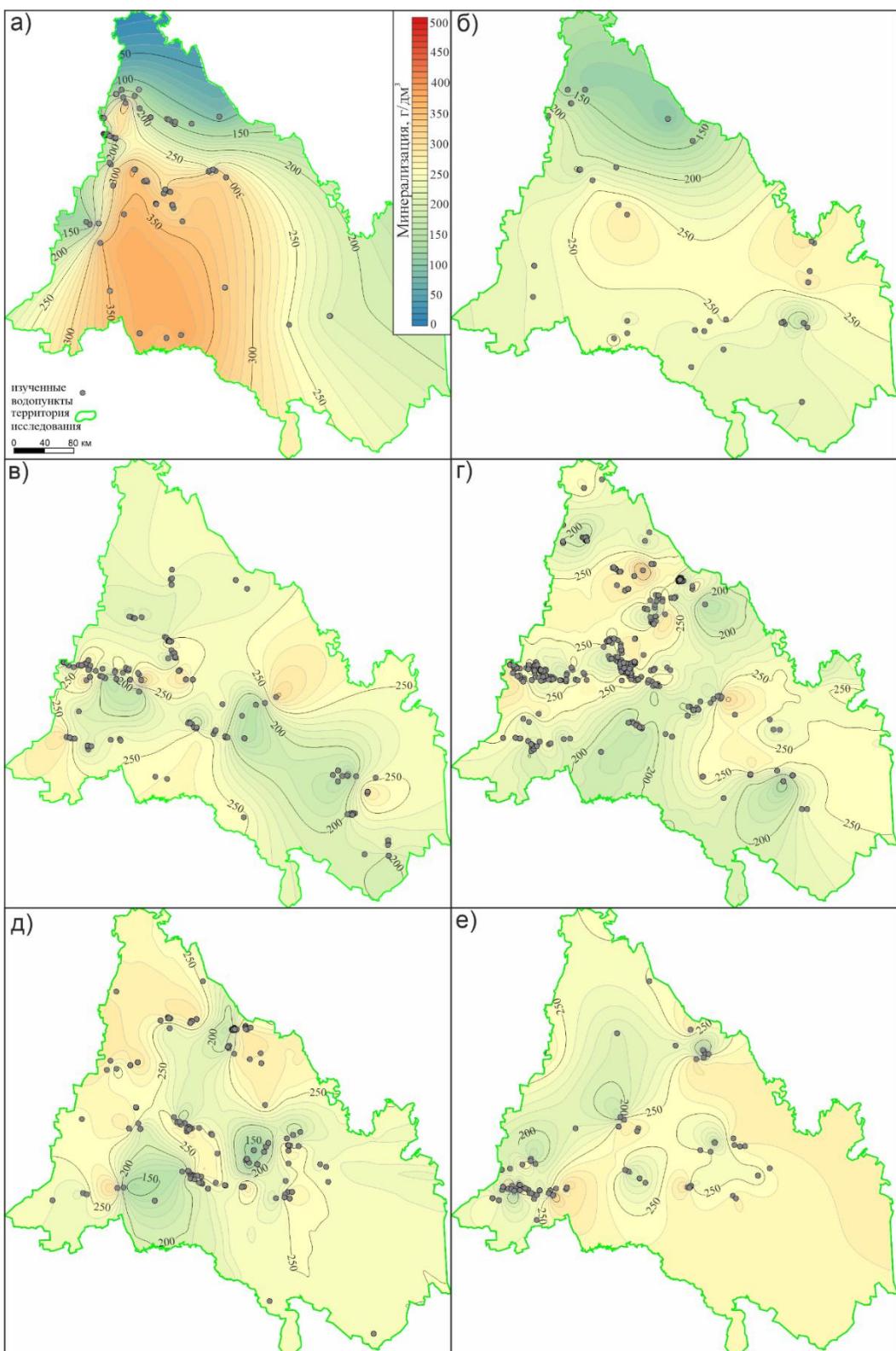


Рисунок 2 – Схематические карты общей минерализации подземных вод казанских (а), сакмарских (б), башкирских (в), визейских (г), франских (д) и живетских (е) отложений Оренбургской области.

Методика вероятностной оценки ресурсной базы глубоководных отложений ачимовской толщи с учетом геологических рисков

I.A. Переплеткин

Группа компаний «Газпром Нефть», РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина
E-mail: perepletkin.ia@gmail.com

Аннотация

В последние годы геологоразведочные работы (ГРР) нацелены на всё более сложные объекты, что приводит их к высокой стоимости. Поэтому уже на начальных этапах необходимо применять комплексные решения при оценке ресурсного потенциала и планировании программы изучения с учётом возможных рисков и неопределенностей, а также точной оценки экономической привлекательности проекта.

Ключевые слова

Многовариантные расчеты, насыщение, неопределенности, ачимовская толща, глубоководные конусы выноса, вероятностная оценка, геологические риски, сложные запасы

Некорректная оценка рисков проекта ГРР на начальной стадии изучения может привести к потере монетизации и, как результат, к сворачиванию работ в случае неуспешного бурения [3]. На территории Западно-Сибирского бассейна к таким объектам относится ачимовская толща (АТ). При работе с АТ специалисты сталкиваются со следующим комплексом технических сложностей при моделировании и оценке ресурсной базы [4,6]:

- 1) сложность выделения клиноформенного комплекса по скважинным данным (неопределенность в положении кровли пластов, в особенности небольших подциклитов);
- 2) многовариантность сейсмической интерпретации, связанная со сложной интерференционной волновой картиной, как при выделении песчаных тел, так и при выделении зон выкл инивания (неопределенность площади фондоформы и геометрических размеров песчаных объектов);
- 3) неоднозначность насыщения ловушек углеводородами в различных лопастях конусов выноса, расположенных в пределах одной фондоформы (неопределенность в коэффициенте заполнения ловушки);
- 4) наличие оползневых структур в интервале глинистых пород, осложняющее понимание суммарного объёма коллекторов ачимовских отложений;
- 5) неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и большой разброс эффективных толщин в разных зонах одного и того же конуса выноса (неопределенность с такими параметрами, как коэффициент песчанистости (NTG) и эффективные мощности).

В статье представлен подход, позволяющий учитывать неопределенности при прогнозе карт нефтенасыщенных толщин (ННТ) с количественным учетом геологических рисков. В качестве исходного геолого-геофизического материала использованы данные сейсморазведки 3D хорошего качества общей площадью 1000 км² (приблизительно 50%-е покрытие участка работ), 52 2D-профиля и данные по одной разведочной скважине, вскрывшей целевой интервал.

По данным бурения одной разведочной скважины в пределах полигона картопостроения кондиционных данных о типе насыщения нет. По данным палеогеографического и атрибутивного анализов по 2D/3D CPP было выделено множество отдельных лопастей в зоне фондаформы.

Прежде чем перейти к подходу многовариантного моделирования и пространственного прогноза ННТ, опишем кратко предшествующие этапы – структурное моделирование и вариация структурного плана, а также прогноз эффективных толщин.

В данной работе представлена методика [2] вариации структурного каркаса многопластового месторождения, подразумевающая четыре основных этапа:

- 1) Вариация кровли и подошвы целевого интервала;
- 2) Вариация общих толщин каждого клиноциклиста (итого 11);
- 3) Коррекция структурного плана за долю (пропорцию) мощности каждого клиноциклиста.

Далее полученные карты были взяты за основу для прогноза эффективных толщин. В работах [1,5] детально описан принцип вариации эффективного объема с учетом геологических рисков. Карты эффективных толщин получались путем умножения результирующей карты общих толщин, на карту коэффициента песчанистости (NTG), которая, в свою очередь, строилась с использованием мягкого тренда по данным сейсморазведки и с заданием диапазонов значений по ближайшим аналогам. Карта тренда представляет собой нормированную карту плотности каналов, сложенную с картой прогнозных эффективных толщин, полученных путем использования регрессии с общими толщиныами по данным соседнего более изученного участка.

Далее произведена оценка вероятности геологического успеха (ГУ) согласно рекомендациям [7]. Значения ГУ по совокупности параметров составили от 0.43 до 0.57 для конусов выноса, выделенных в пределах и за границами куба съемки МОГТ 3D.

Построение карт продуктивных (нефтенасыщенных) толщин для каждой из реализаций выполнено с учетом геометрии выделенных конусов по аномалиям по результатам динамического анализа данных 3D/2Dсейсморазведки в пределах всего контура фондоформы и случайному сценарию «вода»/«продукт» для каждого конуса выноса исходя из значений ГУ.

При условии, если определенный конус выноса в конкретной реализации признавался «продуктивным», нефтегазонасыщенные толщины приравнивались к эффективным, далее эти карты последовательно суммировались. Для контроля качества по мощности в областях, где имело место два и более конусов в пределах общей мощности пласта, карта нефтенасыщенных толщин (ННТ) делилась на дискретную карту числа выделенных объектов в каждой точке полигона картопостроения (рис. 1).

Учет коэффициента заполнения осуществлялся не для каждого конуса выноса отдельно, а интегрально, в пределах всей площади карты продуктивных толщин, с использованием анализа распределения коэффициента заполнения по месторождениям-аналогам (рис. 2).

Полученные выборки показали удовлетворительную сходимость, что позволяет избежать дополнительной обрисовки по данному параметру в процессе дальнейшей оценки ресурсной базы. Полученные карты нефтенасыщенных толщин по результатам многовариантных расчетов в совокупности с анализом изменчивости подсчетных параметров по скважинным данным и данным ближайших аналогов составили основу для вероятностной 2D-оценки ресурсной базы уже с учетом геологических рисков.

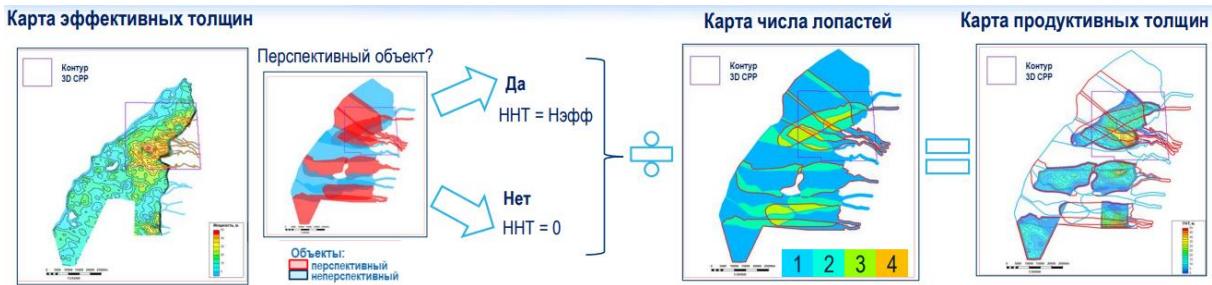


Рисунок 1 – Карта нефтенасыщенных толщин

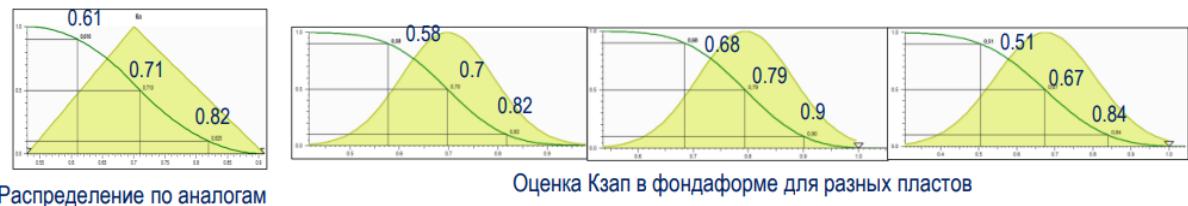


Рисунок 1 – Коэффициент заполнения по месторождениям-аналогам

Список литературы

1. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С., Савченко П.Д., Музраева Б.Ю., Мингазова Д.И., Викторова Е.М., Толмачев Е.О. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – 9(3). – с. 6-16.
2. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С. Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. – Т. 15, № 2. – С. 122–140.
3. Мусихин А.Д., Мингазова Д.И., Байков Р.П., Викторова Е.М., Киселев П.Ю., Тельнова К.С. Подход к вероятностной оценке ресурсного потенциала ачимовской толщи в условиях низкой изученности // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – 9(2). – с. 27-33.
4. Переплеткин И.А., Алехин И.И., Викторова Е.М., Мингазова Д.И., Забоева А.А., Музраева Б.Ю., Мещерякова А.С. Лучшие практики вероятностной оценки ресурсной базы неструктурных ловушек в зависимости от степени геологической изученности (на примере ачимовской толщи) // Геомодель 2024. Сборник материалов 26-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. Москва. – 2024. – С. 22-26.
5. Переплеткин И.А., Алехин И.И., Викторова Е.М. Универсальные методики многовариантных расчетов неструктурных ловушек с учетом сложного геологического строения // Актуальные проблемы нефти и газа. Сборник трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции. Москва. – 2024. – С. 155-159.
6. Переплеткин И.А., Забоева А.А., Музраева Б.Ю., Алехин И.И., Викторова Е.М. Учет особенностей геологического строения ачимовских отложений при проведении многовариантной оценки продуктивного объема // Геомодель 2024. Сборник материалов 26-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. Москва. – 2024. – С. 17-21.
7. Руководство по формированию концептуальной основы крупных проектов ГРР Санкт-Петербург: ПАО «Газпром нефть». – 2022. – 103 с.

Комплексный подход к прогнозу продуктивности баженовской свиты на основе данных 3D сейсморазведки и ГИС

A.B. Реентович¹, Р.М. Тугушев¹, И.В. Яковлев¹, И.С. Нижегородова²

¹ООО «ПетроТрейс»

²ООО «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД)

E-mail: Anna.Reentovich@ptgeos.com

Аннотация

Истощение традиционных меловых залежей Западно-Сибирского бассейна стимулирует активный поиск и оценку перспектив нетрадиционных коллекторов. Несмотря на значительный объем геолого-геофизических исследований, единой геологической модель строения баженовской свиты до сих пор не сформирована, а отсутствие четких критериев оконтуривания залежей ограничивает эффективность поисковых работ. В докладе рассматривается подход к комплексному изучению баженовской свиты на основе углубленной переобработки сейсмических данных 3D и данных ГИС, а также применения современных методов интерпретации, направленных на изучение юрских и доюрских отложений. В настоящем докладе мы покажем, как комплексирование углубленной переобработки и современных методов интерпретации сейсмических данных 3D и ГИС, сфокусированных на подробном изучении отложений юры и доюрского комплекса, позволило выделить перспективные зоны с учетом различных геологических факторов, влияющих на ее продуктивность. Полученные результаты могут быть использованы в дальнейшем для оптимизации процесса разработки углеводородных ресурсов баженовской свиты.

Ключевые слова

Сейсморазведка, Западная Сибирь, баженовская свита, Ji-Fi инверсия сейсмических данных, трещиноватость, азимутальная анизотропия, дифракция

Не смотря на проведенные многочисленные геолого-геофизические исследования, единой геологической модели строения баженовской свиты пока не существует. Отсутствие критериев для выделения и оконтуривания залежей затрудняет применение общепринятых методов их поиска. В рамках настоящей работы показано, как комплексирование углубленной переобработки и современных методов интерпретации сейсмических данных 3D и ГИС, сфокусированных на подробном изучении отложений юры и доюрского комплекса, позволило выделить перспективные зоны в баженовской свите с учетом различных геологических факторов, влияющих на ее продуктивность.

В ходе исследования были проанализированы и объединены различные факторы, способные оказывать влияние на продуктивность баженовской свиты. На основе комплексной интерпретации сейсмических данных 3D и ГИС были выполнены прогноз распространения естественных коллекторов на основе синхронной инверсии литотипов, оценка возможных зон трещиноватости с использованием результатов комплексного анализа структурных и анизотропных атрибутов сейсмической записи и энергии дифрагированных волн, кроме этого, оценено влияние областей распространения температурных аномалий на продуктивность по скважинным данным.

Комплексная интерпретация сейсморазведочных данных и ГИС, проведенная с целью прогнозирования перспектив баженовской свиты, была направлена на выявление благоприятных факторов, влияющих на ее продуктивность: наличие естественных коллекторов-радиоляритов, развитие зон трещиноватости и определение областей

наибольшего влияния вторичных процессов (прогрева глубинными тепловыми потоками).

Результаты работы позволяют выявить закономерности и зависимости (рисунок 1). Так, зоны повышенных значений распространения естественных коллекторов имеют большую область пересечения с зоной значительного прогрева пород баженовской свиты. Область улучшенной продуктивности сопоставляется с локализацией продуктивных скважин в изучаемом интервале.

Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации процесса разработки углеводородных ресурсов баженовской свиты в Западной Сибири. В частности, они могут быть использованы для определения наиболее перспективных зон для бурения и для разработки эффективных методов освоения углеводородных ресурсов.

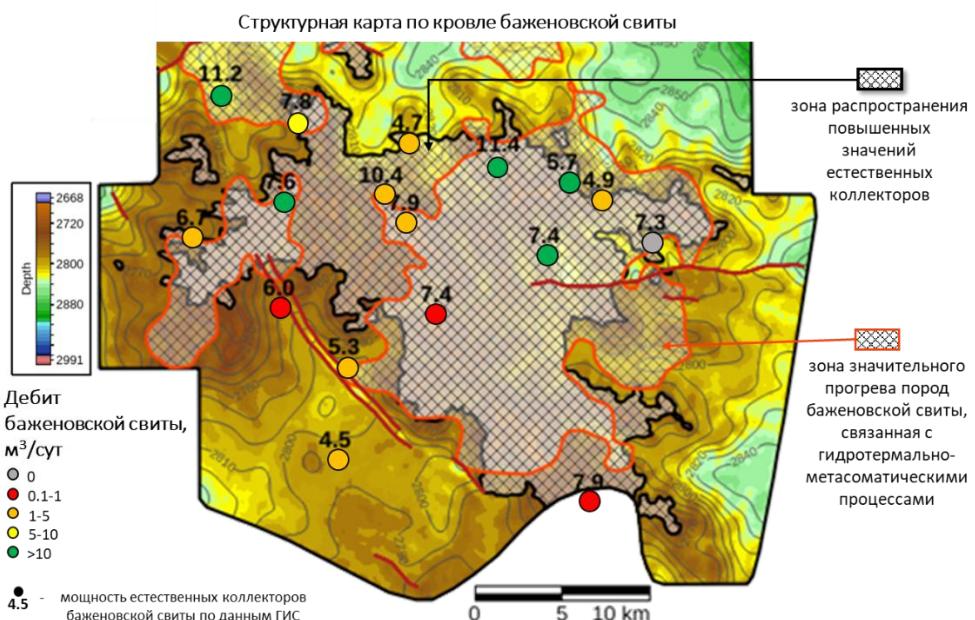


Рисунок 1. Области распространения зон улучшенной продуктивности баженовской свиты

В результате проведенного исследования были выявлены геологические и геофизические характеристики отложений, сформированных в результате позднеюрской трансгрессии в Западной Сибири, а также определены типы коллекторов и их продуктивность. Полученные данные могут служить основой для дальнейших исследований и разработки эффективных методов освоения углеводородных ресурсов в данной области.

Уточнение строения башкирского продуктивного горизонта на юго-востоке Самарской области по результатам интерпретации новых данных

**П.О. Рязанов¹, И.Ю. Хромова², А.В. Плюснин¹, А.И. Надыров¹, Р.И. Нуртдинов³,
К.Д. Шуматбаев⁴, А.Н. Мингазутдинов⁵**

¹Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», ПИНШ, Департамент нефтегазового инжиниринга

²ИП «Хромова И.Ю.»

³ООО «Татнефть-Самара»

⁴ПАО «Татнефть»

⁵ООО «ТатНИПИнефть»

E-mail: p.ryazanov@agni-rt.ru

Аннотация

Башкирские отложения в Бузулукской впадине довольно широко изучены, поскольку являются одним из основных продуктивных пластов (А4), вмещающих залежи углеводородов и разрабатываемых многие годы. На месторождениях с длительной историей разработки неоднородность литологического строения резервуара усугубляет неравномерность выработки запасов. Для повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти остро востребована детализация внутреннего строения резервуара. Бурение скважины со сплошным отбором керна в целевом интервале позволило уточнить стратиграфический каркас, который был транслирован на весь фонд скважин. Детальный литолого-фациональный анализ позволил уточнить условия формирования отложений и выделить отличительные особенности каждого горизонта. Наилучшими ФЕС обладают структурные петротипы: баундстоны; грейнстуны; пакстоуны. Наибольшая проницаемость присуща породам прикамского горизонта. Литолого-петрофизическая типизация разреза обосновала насущную необходимости учитывать распределение свойств каждого из горизонтов в отдельности при построении геологической модели (ГМ) и гидродинамической модели (ГДМ).

Ключевые слова

Нефть, карбонаты, башкирский ярус, пласт А4, Самарская область

Башкирские отложения в Бузулукской впадине довольно широко изучены, поскольку являются одним из основных продуктивных пластов (А4), вмещающих залежи углеводородов и разрабатываемых многие годы. Карбонатный комплекс пласта А4 характеризуется сильной изменчивостью литологических и фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и по латерали. На месторождениях с длительной историей разработки неоднородность литологического строения резервуара усугубляет неравномерность выработки запасов. Для повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти остро востребована детализация внутреннего строения резервуара. Проведение сплошного отбора керна в интервале продуктивного пласта, его литолого-фациональный и седиментационный анализ в комплексе с обработкой расширенного комплекса ГИС и с интерпретацией высокоразрешенных сейсмических данных позволяет существенно детализировать строение разрабатываемых залежей.

Изучаемое месторождение расположено на юго-востоке Самарской области. Месторождение находится в разработке 7 лет. В 2024 году в одной из пяти новых скважин произведен сплошной отбор керна и в дополнении к стандартному комплексу проведена запись АКШ, ГГКп, ЯМК (в слабом и сильном поле). На керне проведены минералогические исследования, седиментационный и литолого-фациональный анализ.

Региональная корреляция изученных скважин выполнена в сравнении с разрезом скважины Дмитриевская 80 (Рисунок 1), детальное расчленение которой опубликовано работе [1].

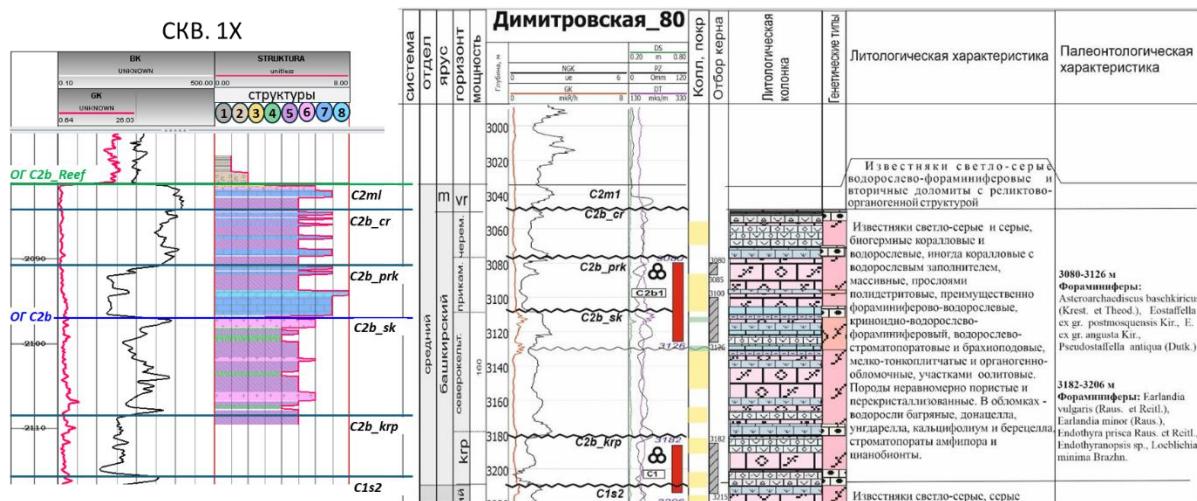


Рисунок 1 – Схема корреляции башкирского интервала: слева- новая скважина 1Х с седimentологической колонкой; справа - опорная скважина Димитровская 80 [1]

Башкирский ярус района исследования представлен следующими горизонтами снизу вверх: краснополянский, северокельтменский, прикамский, черемшанский и мелекесский. Формирования карбонатных отложений происходило на мелководном шельфе открытой карбонатной платформы.

Литолого-фациальный анализ. В перекрывающих верейских отложениях выделены фации субаэральной экспозиции (код в седimentологической колонке - 1) и супралиторали (2), представленные аргиллитами и аргиллитами алевритистыми. В интервале башкирского яруса выделены следующие фациальные типы пород: Фации мелководной литорали со слабой гидродинамикой вод представлены известняками со структурой биокластово-пелоидный мадстоун-вакстоун (3) и вакстоун-мадстоун (4). Приурочены к интервалам мелекесского и северо-кельтменского горизонтов. Обладают относительно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Фация мелководной сублиторали с активной гидродинамикой вод представлена известняками со структурами биокластовый пакстоун (5) и биокластовый грейнстоун (6). Пакстоуны приурочены к интервалам всех горизонтов, в то время как грейнстоны присутствуют только в северокельтменском горизонте. Фация органогенной постройки представлена известняками со структурой микробиально-водорослево-фораминиферовый баундстоун (7) и микробиально-коралловый баундстоун (8), неравномерно пористо-кавернозный, по крупным кавернам наблюдается битум. Приурочены к интервалам черемшанского и прикамского горизонтов. Породы краснополянского горизонта керном почти не охарактеризованы.

Сейсмическая интерпретация была проведена по высокоразрешенному кубу после расширения спектра по технологии nSeis [2, 3]. В волновом поле высокоразрешенных данных в целевом интервале были закартированы рифогенные постройки типа «биостром», возможность выделения которых на стандартных сейсмических данных не очевидна (Рисунок 2).

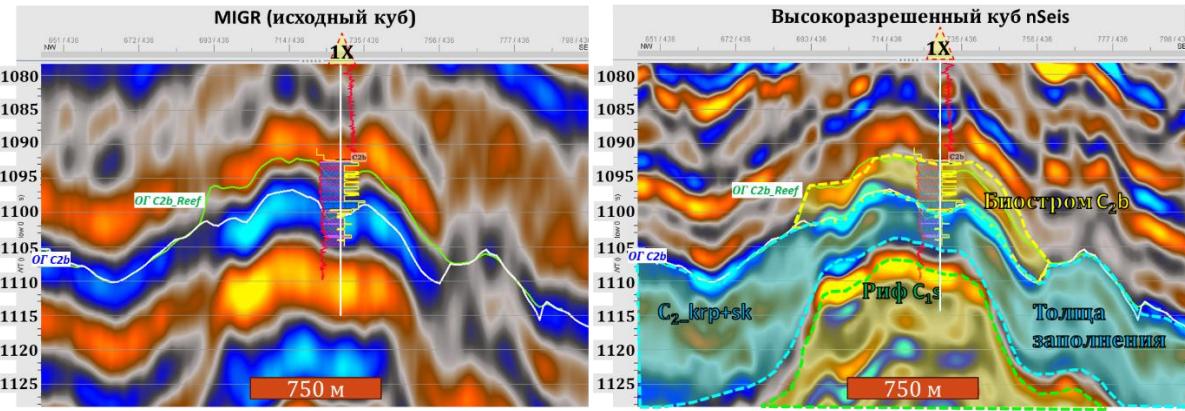


Рисунок 2 - Временные разрезы исходного куба (слева) и высокоразрешенного куба nSeis с наложенной интерпретацией (справа); вдоль ствола скважины 1Х вынесены кривые ГК и седиментологическая колонка

Рифогенная постройка развита только в пределах поднятия и выклинивается на его склонах. По результатам сейсмостратиграфической привязки высокоразрешенного волнового поля к скважинным данным и, в том числе, к результатам седиментационного анализа керна, было определено, что рифогенная постройка относится к прикамскому и черемшанскому горизонту. Аналогичные постройки были выявлены в сводах всех поднятий месторождения, но их толщина, (и, вероятно, стратиграфическая полнота), сокращается с юго-востока на северо-запад с 18 м до 8 м. По сейсмическим данным породы северокельтменского и краснополянского горизонтов (вакстоуны-мадстоуны, пакстоуны и грейнстоуны) слагают толщу заполнения и облекания серпуховских рифов. Вероятно, в неразбуренных межрифовых впадинах, судя по мощности толщи облекания, могли сохраниться отложения вознесенского горизонта.

Анализ ГИС и петрофизики. Разрезы пяти новых эксплуатационных скважин существенно отличаются от исторических скважин снижением УЭС с 20-30 Омм до 0.1 Омм в прикамском горизонте. Поскольку низкие значения УЭС присутствуют в скважинах как в залежах, так и за контурами нефтеносности, в отсутствие отборов керна в прикамском горизонте, было сделано предположение, что снижение сопротивления является свидетельством повышенной пиритизации пород этого интервала. Испытания пласта для уточнения состава флюида не проводились во избежание прорывов воды при дальнейшей добыче в скважинах месторождения, близкого к финальной стадии разработки.

Для определения начального ВНК использовались косвенные признаки: данные ГТИ (газовый каротаж) в сопоставлении с данными УЭС в исторической скважине, пробуренной до начала разработки. Для определения причин снижения УЭС в новых (эксплуатационных) скважинах были даны рекомендации на запись импульсного нейтронного каротажа (ИНК) с углерод-кислородным каротажом (С/О-каротаж), что и было осуществлено в очередной эксплуатационной скважине. Полученные результаты выглядели противоречиво: нефтяное насыщение наблюдается выше и ниже низкоомной пачки. С точки зрения здравого смысла сложно представить, что в отсутствие флюидоупоров вода может располагаться между нефтенасыщенными коллекторами. Сплошной отбор керна в изучаемом интервале скважины 1Х проводился, в том числе, и для разрешения данного противоречия. Также для прояснения ситуации с насыщением были проведены опробования коллекторов в 3-х интервалах: непосредственно в низкоомном пласте, над ним и под ним.

Первый интервал перфорации относится к северокельтменскому горизонту (перфорировался верхний прослой грейнстоуна). По лабораторным данным интервал

перфорации характеризуется проницаемостью от 10 мД до 90 мД и пористостью от 19% до 27%. В результате освоения первого объекта, был получен безводный приток нефти дебитом 30-35 м³/сут. на штуцере 4мм. Второй интервал перфорации относится к прикамскому горизонту (перфорацией захвачены слой коралловых баундстоунов и перекрывающий их биокластовый пакстоун). В данном интервале получена вода дебитом 20 м³ за 2 часа. при свабировании Ндин. 400 м. Данный объект испытания является наиболее интересным с точки зрения насыщения и его ФЕС, именно с ним связаны низкие значения УЭС. По данным лабораторных исследований керна интервал перфорации характеризуется проницаемостью от 600 мД до 8000 мД при пористости 21-24%. В результате освоения второго объекта, был получен приток пластовой воды, подтвержденный лабораторией. Коллективно было принято решение об изоляции двух нижних интервалов испытаний. После перфорации третьего объекта скважина была выведена на режим с добывчими характеристиками 40-45 м³/сут. на штуцере 4мм.

Обсуждение. Результаты лабораторных исследований сплошного отбора керна показали, что в интервале черемшанского и прикамского горизонтов отсутствуют флюидоупоры, способные разделять и удерживать залежи с разным насыщением и разными уровнями ВНК. Членование нефте- и водонасыщенных интервалов, не разделенных флюидоупорами, должно иметь адекватное объяснение. Низкоомный интервал расположен в разных скважинах на разном гипсометрическом уровне, т.е. является литологической характеристикой пород прикамского горизонта. Первоначальная гипотеза о том, что пониженное сопротивление пласта связано с повышенным содержанием в нем пирита, была опровергнута извлеченным керном. Пониженное сопротивление в прикамском пласте действительно связано с водонасыщением, что было доказано опробованием. Таким образом, наиболее вероятной причиной появления воды в интервале, расположенному в середине нефтенасыщенного пласта, является его повышенная аномальная проницаемость, превышающая проницаемость вмещающих пластов в 10-100 раз. За счет повышенной проницаемости по органогенным породам прикамского горизонта произошло опережающее обводнение продукции. Причем такая ситуация пока характерна для периферийных участков залежи, в скважинах, пробуренных в купольной части прикамский интервал все еще нефтенасыщен. Также это свидетельствует о необходимости изменения стратегии разработки: при продолжающейся добыче только из кровельной части залежи, под обводняющимся прикамским пластом в северокельтменском интервале будут оставаться «целики» недобываемой нефти.

Выводы. Выполнив детальную корреляцию разреза, опираясь на литопетрографическое описание керна, лабораторные исследования керна и интерпретацию высокоразрешенных сейсмических данных удалось существенно расширить представления о строении изучаемого месторождения.

Бурение скважины 1Х со сплошным отбором керна в целевом интервале позволило уточнить стратиграфический каркас, который был транслирован на весь фонд скважин. Детальный литолого-фациальный анализ позволил уточнить условия формирования отложений и выделить отличительные особенности каждого горизонта. Наилучшими ФЕС обладают структурные петротипы: баундстоны; грейнстуны; пакстоуны. Наибольшая проницаемость присуща породам прикамского горизонта. Литолого-петрофизическая типизация разреза обосновала наступившую необходимость учитывать распределение свойств каждого из горизонтов в отдельности при построении геологической модели (ГМ) и гидродинамической модели (ГДМ). Выделение сверхпроводящих коллекторов прикамского горизонта позволило объяснить опережающую обводненность добывающих скважин. Интерпретация высокоразрешенных сейсмических данных позволила определить границы органогенных построек, обладающих улучшенными ФЭС.

Список литературы

1. Михеева А.И. Строение и перспективы нефтегазоносности отложений верхневизейско-нижнебашкирского карбонатного комплекса юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. №3. 28с.
2. А.А. Архипов, Г.Ю. Кобзарев, И.Ю. Хромова, Теоретические основы и практика применения технологии расширения спектра сейсмической записи нового поколения nSeis // Геофизика. – 2021. – № 4. – С. 71-80. – EDN LJZZTJ.
3. И.Ю. Хромова, А.А. Архипов, Накопленный опыт обработки и интерпретации сейсмики высокого разрешения. Технология nSeis // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2024. – № 4(83). – С. 125-135. – EDN WIVUSS.

Развитие фильтрационно-ёмкостных неоднородностей терригенных отложений по мере их погружения

П.Н. Страхов, О.А. Богданов, А.А. Маркелова, А.Е. Котельников,

М.Э. Ромеро Барренечеа, И.Д. Логинов, Д.Д. Михальченко

Российский государственный университет дружбы народов

имени Патриса Лумумбы

E-mail: strakhov_pn@pfur.ru

Аннотация

Доклад посвящён очень важной проблеме, которой в научной литературе уделяется явно недостаточное внимание – особенностям эволюции коллекторских свойств терригенных пород по мере их погружения. Не вызывает серьёзные сомнения положение, что по мере увеличения горного давления происходит последовательное ухудшения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных отложений. При этом, как правило, не принимается во внимание характер соотношений пористости и проницаемости по мере погружения исследуемого комплекса. При сопоставлении разновозрастных пород с одинаковой пористостью большие значения проницаемости имеют более древние разности. В докладе проанализированы разновозрастные породы Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинций. Приводится гипотеза, объяснявшая механизм развития процессов уплотнения, влияющих на свойства пустот терригенных отложений.

Ключевые слова

Моделирование, трудноизвлекаемые запасы, коллектор терригенные отложения, глубина залегания, горное давление, пористость, проницаемость.

В докладе основное внимание уделено результатам лабораторных исследований петрофизических свойств терригенных отложений. Проанализированы свойства разновозрастных пород Западной Сибири и Восточной Сибири. Исследовались явные и функциональные неоднородности [1, 2, 3].

Изучение многопластовых месторождений позволило выявить интересную закономерность для Западно-Сибирского региона. Отмечается уменьшение граничных значений пород вниз по разрезу (рисунок 1). Для пласта ПК1 (сеноманский ярус) данный параметр составляют не менее 20%. Из пород, имеющих худшие ёмкостные свойства, как правило, крайне сложно получать притоки углеводородов, в том числе газа. При этом граничные значения юрских отложений данный параметр могут быть меньше 12% [2].

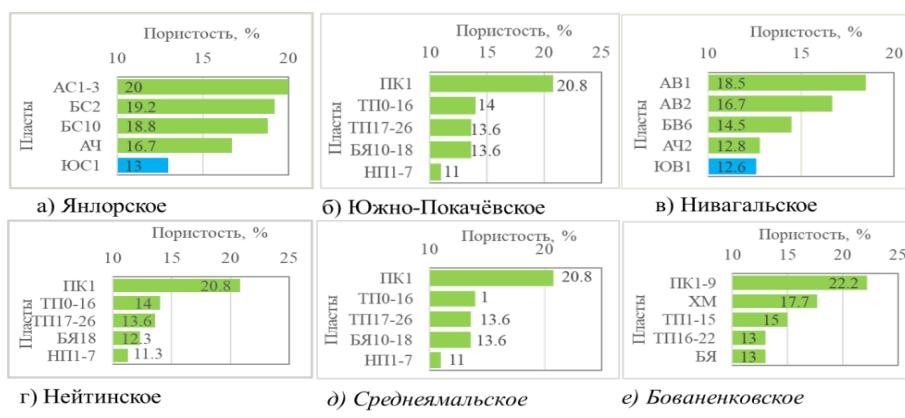


Рисунок 1 – Пример изменений по разрезу граничных значений пористости месторождений Западной Сибири

Подтверждается закономерное ухудшение пористости и проницаемости по мере увеличения глубины залегания (рисунок 2). Данная тенденция прослеживается при изучении многопластовых месторождений Западной Сибири. Обратим внимание на результаты анализа коллекции пород месторождения Вать-Ёган. Сопоставим гистограммы ФЕС пластов АВ₁, и ЮВ₁, разница в глубинах залегания составляет немногим меньше километра. Только около четверти образцов верхнеюрского пласта составляет около пористость больше 16% (граничное значение для пород АВ₁), но при этом более половины выборки имеют проницаемость лучше 10^{-15} m^2 . Получается, что увеличение горного давления менее эффективно способствуют ухудшению фильтрационных свойств, тогда как пористость уменьшается значительно лучше. С точки зрения общепринятых положений уплотнения терригенных отложений на первый взгляд представляется парадоксальным.

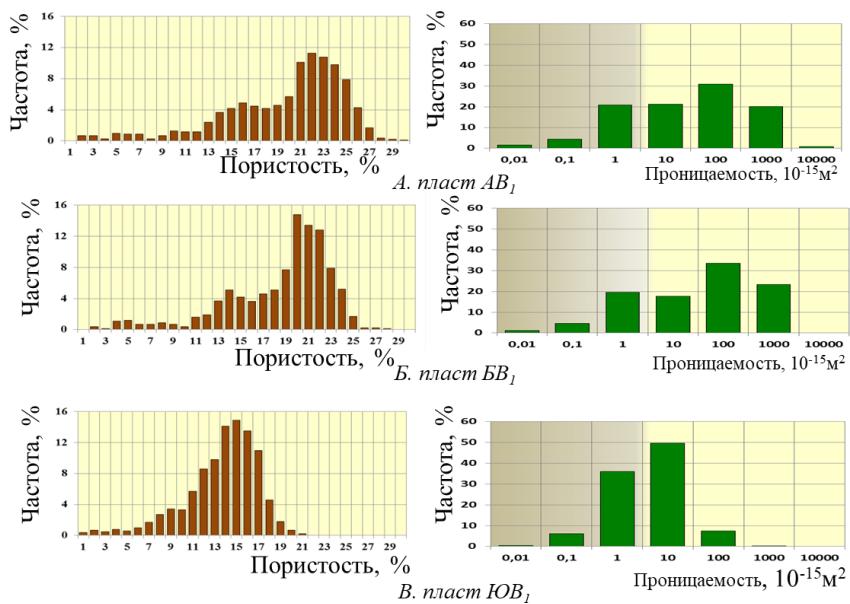


Рисунок 2 – Гистограммы фильтрационно-ёмкостных свойств ряда пластов
Вать-Ёганского месторождения

Остановимся на результатах анализа функциональных неоднородностей фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных пород, залегающих на различных глубинах. В частности, при сопоставлении образцов с близкими ёмкостными свойствами Пякяхинского месторождения (рисунок 3а) наибольшие значения проницаемости характерны для пород пласта БУ18 (глубина залегания изменяется от 3221 м до 3344 м), несколько меньшие величины соответствуют разностям пласта БУ6 (2671 – 2694 м) и наихудшие фильтрационные свойства будут характерны для представителей пласта ПК18 (2150 – 2202 м). Аналогичная закономерность фиксируется при исследовании выборки образцов Западно-Тугровского месторождения (рисунок 3б). Как правило, породы нижнеюрского отдела (глубина залегания отложений изменяется от 2352–2401 м) имеют лучшую проницаемость, чем среднеюрские разности (2200–2328 м). В принципе, нельзя полностью исключить распространение в более старых отложениях трещин, но вероятность такого события представляется минимальной, так как присутствие данного типа пустот в исследуемых образцах не отмечается.

Также заслуживают внимания материалы изучения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных породах непской свиты Непско-Ботуобинской антеклизы (рисунок 4), современная глубина которых не превышает 1.5 км [3]. Однако длительная

история развития вендинских отложений позволяет предполагать возможность их нахождения на значительно большей глубине в прошлом. На это косвенно указывает отсутствие пород посткембрийского – доюрского диапазона. Встречаются образцы, пористость которых составляет первые проценты, но при этом их проницаемость превышает 10^{-15} м^2 . При этом визуальные обследования пород не позволили выявить в них микротрешины. В ряде случаев это вызывает определенные трудности при подсчете запасов углеводородов в данном регионе. Нередко удается получить притоки нефти из терригенных отложений, пористость которых по материалам промыслового-геофизических и лабораторных исследований не превышает 5%. Вероятно, это может быть обусловлено доминированием в составе пустотной системы достаточно крупных разностей, которые определяют существование дренирующего комплекса отложений.

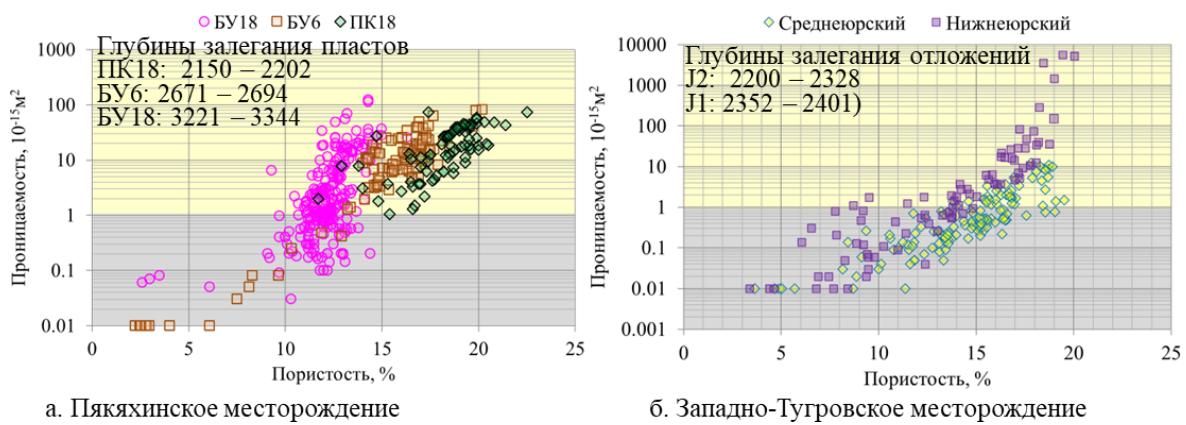


Рисунок 3 – Примеры соотношений пористости и проницаемости месторождений Западной Сибири

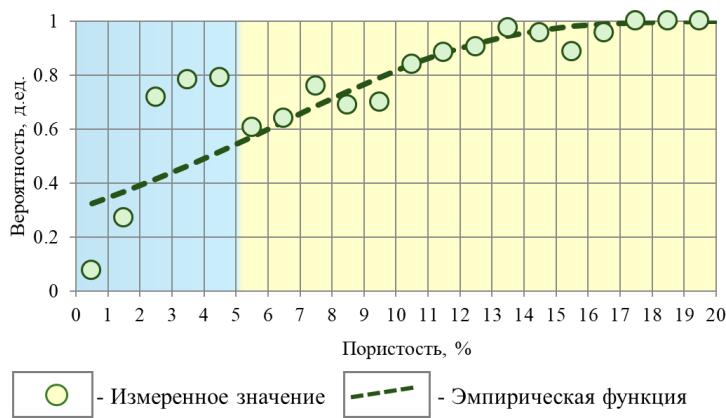


Рисунок 4 – Пример соотношений вероятностей формирования фильтрующей системы от пористости терригенных пород непской свиты Чаяндинского месторождения

В качестве гипотезы относительного улучшения фильтрационных свойств более погруженных терригенных отложений, имеющих практически одинаковую пористость, вероятно, следует признать особенности проявление процессов гравитационного уплотнения. Рост горного давления способствует сокращению объема пустот. Как известно, это может произойти после удаления из них жидких флюидов, сжимаемость которых существенно ограничена. Для удаления их из наиболее мелких пор и капилляров требуется создание существенно большего давления, чем из крупных пустот. В результате из последних вода (реже – углеводороды) может интенсивно уходить на ранней стадии эпигенеза, определяя тем самым существенное сокращение объема данных пустот. В то же время уплотнение капилляров и очень мелких пор

осуществляется очень плохо. Однако по мере увеличения горного давления рассматриваемые преобразования будут происходить более значимо. Таким образом, правомерно предположение, что в глубокопогруженных отложениях мелкие поры и капилляры подвержены более интенсивному воздействию процессов механического уплотнения. Следует заметить, что они очень незначительно влияют на фильтрационные свойства пород. Поэтому сопоставляя интегральные значения пористости с проницаемостью, измеренных для разновозрастных образцов, которые испытывали на себе более значительное воздействие горного давления, мы приходим к заключению, что прослеживается только кажущее улучшение фильтрационных свойств пород. Остаётся без внимания то, что такое положение осуществилось, преимущественно, вследствие наиболее существенного ухудшение структурно-ёмкостных параметров мелких пор и капилляров. Происходит значительно сокращение объёмов очень мелких пустот, которые практически не влияют на формирование фильтрующих путей в породах.

Исследуя характер воздействия процессов гравитационного уплотнения на пустотное пространства необходимо иметь в виду, что ухудшение структуры сравнительно крупных пустот также должно происходить, правда менее интенсивно. Тем не менее, в ряде случаев данные преобразования могут создать благоприятные условия для ликвидации коллекторов в определённых зонах и, следовательно, усложнять движение флюидов в процессе разработки залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами, а также способствовать формированию ловушек неструктурного типа.

Список литературы

- 1. Страхов П.Н. Исследование неоднородностей нефтегазоносных отложений. Страхов П.Н., Колосков В.Н., Богданов О.А., Сапожников А.Б. // Информационно-внедренческий центр «Маркетинг». 2005. – 76 с.*
- 2. Страхов П.Н., Маркелова А.А. Природные резервуары нефти и газа. // Москва. РУДН. 2025. – 102 с.*
- 3. Макарова А.А. Геология и перспективы нефтегазоносности восточной части непско-ботуобинской антеклизы (якутская часть) // Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. М. РУДН. 169 с.*

Изучение внутришельфовых прогибов установленного генезиса как ключ к решению вопроса о происхождении Камско-Кинельской системы прогибов

**A.C. Хаюзкин¹, Я.С. Косарев¹, А.Н. Кольчугин¹, В.П. Морозов¹, М.Ф. Валидов¹,
А.Ф. Сафаров², А.М. Калимуллин²**

¹К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

²ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

E-mail: alexeykhaiuzkin@mail.ru

Аннотация

В работе приведена характеристика некоторых внутришельфовых прогибов/впадин установленного генезиса и их краткое сравнение с некоторыми эволюционными и седиментационными особенностями развития Камско-Кинельской системы прогибов. Рассмотрение основных причин формирования внутришельфовых прогибов позволило провести аналогии между условиями формирования Камско-Кинельской системы прогибов и внутришельфовыми прогибами тектонического и гидрохимического генезиса.

Ключевые слова

Камско-Кинельская система прогибов, ККСП, внутришельфовые впадины, доманиковые отложения

Для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нефтематеринской считается доманиковая формация. Начав своё накопление в семилукское время в пределах большей части Волго-Уральского бассейна, с мендымского времени ее формирование проходило преимущественно в осевых частях системы внутришельфовых впадин, именуемой Камско-Кинельской. Обрамляя своды, она представляла из себя систему структурных понижений, где развивались процессы некомпенсированного осадконакопления. Вопрос причины образования системы прогибов является предметом споров среди различных групп исследователей.

В мировой практике выделяются внутришельфовые впадины тектонической, гидрохимической и эрозионной природы. Изучение эволюции и генезиса таких впадин может ответить на некоторые вопросы образования Камско-Кинельской системы прогибов.

Среди внутришельфовых впадин тектонического генезиса стоит обозначить прогиб Лишуй, развитый в Восточно-Китайском море [Zhu et al., 2024]. Прогиб Лишуй является типичным задувовым рифтовым бассейном, развитым в окрестностях окраин Евразийской, Тихоокеанской и Филиппинской плит. В течении синрифтовой стадии развития прогиба, совпадающей с развитием трансгрессии, в прогибе установился черносланцевый режим осадконакопления. Среди других прогибов тектонического генезиса стоит упомянуть бассейн Брауз, расположенный на северо-западном шельфе Австралии, на юге Тиморского моря. Он является одним из главных нефтегазовых бассейнов Австралии [Stephenson and Cadman, 1994]. Бассейн Брауз представляет из себя систему полуграбенов, параллельную активной континентальной окраине. Образование бассейна произошло в позднем карбоне в результате внутриплатформенного рифтинга Вестральского супербассейна [Tovagliari and George, 2014; Rinke-Hardekopf et al., 2018].

Названные тектонические внутришельфовые впадины имеют ряд сходств с Камско-Кинельской системой прогибов. Так, прогиб Лишуй и бассейн Брауз сформировались в областях тектонической активности. В свою очередь Камско-Кинельская система прогибов (ККСП), имеющая преимущественно субмеридиональное простижение, в позднем девоне формировалась параллельно зонам субдукции и

островодужным системам [Puchkov, 2009; Ivanov et al., 2013], получившим развитие восточнее, что может косвенно указывать на возможность образования ККСП в качестве задугового рифового бассейна

Отдельного внимания заслуживают внутришельфовые прогибы, сформированные по гидрохимическим причинам. Например, Мальдивская карбонатная платформа, расположенная в экваториальной части Индийского океана, состоит из двух параллельно-ориентированных гряд-атоллов, в понижении между которыми заключена основная часть платформы (прогиба) [Aubert and Droxler, 1996; Betzler et al., 2011]. В пределах прогиба широко распространены покмарки, связанные с миграциями флюидов по карбонатным породам. Постоянное истечение газа или жидкости деструктивно влияет на нелитифицированную или слаболитифицированную карбонатную породу, в результате чего порода становится ещё более рыхлой, и слабосвязанной. Такая порода, под влиянием новых выбросов и истечений, приобретает пластичность, в итоге выносится и переотлагается. Различными авторами выделено как минимум 6 различных структур покмарков, отличающихся размерами, своей внутренней геометрией и механизмом возникновения. Диаметры таких понижений находятся в интервале от 30 до 3000 м, а глубина их развития достигает 180 метров.

Не исключено, что подавленное карбонатонакопление в осевых частях ККСП было связано в том числе с высачиванием флюидов (например, CO₂, формирующийся при разложении органического вещества в диагенезе), что привело к дополнительному обособлению прогибов относительно сводовых участков палеобассейна, где распространялось карбонатное осадконакопление. В отдельных работах псевдобрекчевые структуры в породах доманиковых отложений действительно интерпретируются как признаки течения флюидов [Готтих и Писоцкий, 2006]. Однако сформировать доказательства таких процессов в настоящее время представляется сложной и нетривиальной задачей.

Среди внутришельфовых впадин эрозионного генезиса стоит упомянуть плато Чатем на шельфе Новой Зеландии. Плато имеет сравнительно плоскую геометрию вершины при средней глубине воды в 400 м, а также крутой северный и сравнительно пологий южный склон. После отделения Южно-Тасмановского поднятия от Восточной Антарктиды, открылся масштабный проток, через который с раннего олигоцена могли проходить глубоководные течения. В результате этого образовалось Антарктическое циркумполлярное течение (АЦМ), а также, предположительно, Тихоокеанское глубоководное западное пограничное течение (ТГЗПТ). Материал, сносящийся турбидитными потоками с Новозеландских коллизионных структур, течениями разносится по щельфу по системе глубоководных каналов и отлагается в виде серий осадочных образований [Steinbrink et al., 2020].

Рядом исследователей развитие подводных течений в ККСП фиксируется в вышележащих – визейских отложениях [Ларочкина, 2013]. При этом в составе депрессионных отложений обнаруживаются горизонтально-слоистые осадки, явно формировавшиеся ниже базиса волнового воздействия и при отсутствии существенной гидродинамики. В этом контексте гипотеза эрозионного генезиса ККСП, по мнению авторов, является наименее «жизнеспособной».

Таким образом, решение вопроса генезиса Камско-Кинельской системы прогибов может лежать через изучение других внутришельфовых впадин с известным происхождением. Установленные отечественными исследователями особенности развития ККСП и осадконакопления в ее осевых частях частично находят отражение в развитии внутришельфовых прогибов/впадин установленного генезиса. При этом на данном этапе вопрос происхождения Камско-Кинельской системы прогибов остается открытым.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2023-0014, а также при поддержке ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина».

Список литературы

1. Zhu Z., Li Q., Chen H., Li J., Zhang Y., Zhang W., Qin J., Geng H., Yang F. Tectonic-sedimentary evolution in a Palaeocene rifted Lishui Sag, East China Sea Shelf Basin // *Marine and Petroleum Geology*. 2024. Vol.160. P.106616.
2. Stephenson A.E., Cadman S.J. Browse Basin, Northwest Australia: the evolution, palaeogeography and petroleum potential of a passive continental margin // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 1994. Vol.111. Iss.3–4. P.337-366.
3. Tovaglieri F., George A.D. Stratigraphic architecture of an Early–Middle Jurassic tidally influenced deltaic system (Plover Formation), Browse Basin, Australian North West Shelf// *Marine and Petroleum Geology*. 2014. Vol.49. P.59-83.
4. Rinke-Hardekopf L., Reuning L., Bourget J., Back S. Syn-sedimentary deformation as a mechanism for the initiation of submarine gullies on a carbonate platform to slope transition, Browse Basin, Australian North West Shelf// *Marine and Petroleum Geology*. 2018. Vol.91. P.622-630.
5. Puchkov V. The evolution of the Uralian orogen // *Geological Society, London, Special Publications*. 2009. Vol.327. P.161-195.
6. Ivanov K.S., Puchkov V.N., Fyodorov Yu.N., Erokhin Yu.V., Pogromskaya O.E. Tectonics of the Urals and adjacent part of the West-Siberian platform basement: Main features of geology and development // *Journal of Asian Earth Sciences*. 2013. Vol.72. P.12-24.
7. Aubert O., Droxler A.W. Seismic stratigraphy and depositional signatures of the Maldives carbonate system (Indian Ocean) // *Marine and Petroleum Geology*. 1996. Vol.13. №5. P.503-536.
8. Betzler C., Lindhorst S., Hübscher C., Lüdmann T., Fürstenau J., Reijmer J. Giant pockmarks in a carbonate platform (Maldives, Indian Ocean) // *Marine Geology*. 2011. Vol.289. Iss.1–4. P.1-16.
9. Гомтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. 2006. №4(21). С.6-11.
10. Steinbrink L., Gohl K., Rießstahl F., Davy B., Carter L. Late Cretaceous to recent ocean-bottom currents in the SW Pacific Gateway, southeastern Chatham Rise, New Zealand // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2020. Vol.546. P.109633.
11. Парочкина И.А. Погребенные ловушки углеводородов в прогибах Камско-Кинельской системы // Геология нефти и газа. 2013. №6. С.38-41.

Опыт сейсмогеологической интерпретации карбонатного клиноформенного комплекса Актаныш-Чишминского прогиба (Республика Башкортостан)

Л.Н. Чанышева, Р.В. Мирнов

ООО «РН-БашНИПИнефть»

E-mail: chanshevaln@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Детализация карбонатных клиноформенных комплексов Камско-Кинельской системы прогибов – одно из наиболее актуальных направлений исследований в Волго-Уральской НГП. Особую значимость приобретает задача поиска новых объектов, способных обеспечить прирост ресурсной базы. В рамках изучения клиноформ Актаныш-Чишминского прогиба применены все накопленные геолого-геофизические материалы. По керну и диаграммам ГИС выделены седиментологические признаки, указывающие на изменения относительного уровня моря (ОУМ). Скважинные данные сопоставлены с временными разрезами по сейсмическим кубам МОГТ-3D/2D, выявлены сейсмообразы, построена секвенс-стратиграфическая модель. Результатом интерпретации является понимание строения и распространения перспективных объектов, приуроченных к клиноформенному комплексу.

Ключевые слова

Карбонатный клиноформенный комплекс, Камско-Кинельская система прогибов, данные сейсморазведочных работ, секвенс-стратиграфия, перспективные объекты.

Введение

Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) пересекает большую часть территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Одной из ветвей ККСП является Актаныш-Чишминский прогиб (АЧП), протянувшийся с северо-запада на юго-восток Республики Башкортостан. Данная форма палеорельефа существенно определила закономерности пространственного размещения залежей в разрезе палеозоя. Клиноформенный комплекс верхнедевонско-турнейского возраста здесь не является исключением – именно о нем пойдет речь далее.

О том, что бортовые зоны прогибов Камско-Кинельской системы выполнены клиноформами карбонатного и смешанного глинисто-карбонатного состава впервые было отмечено еще в 60-70-е гг. XX века в работе М.Ф. Мирчинка, Р.О. Хачатряна, В.И. Громеки и др. [1]. Но, несмотря на это, изучение клиноформ ККСП – направление актуальное и на сегодняшний день, поскольку уровень изученности территории высокоточной сейсморазведкой МОГТ-3D значительно вырос с конца прошлого столетия. Большой накопленный объем данных открывает новые возможности для более детальных исследований внутреннего строения бортовых зон и более точного картирования сложных, малоизученных объектов, какими и являются клиноформы. Для этого необходим комплексный анализ всей имеющейся разномасштабной геолого-геофизической информации с применением подходов секвенс-стратиграфии [2], которая служит руководством при геологической интерпретации сейсмических данных.

Верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс – одно из ключевых направлений геологоразведочных работ на Волго-Урале, и интерес изучения клиноформ обусловлен, прежде всего, их потенциалом нефтеносности. Особую значимость приобретает задача поиска новых объектов, способных обеспечить прирост ресурсной базы региона.

Клиноформенные комплексы приурочены к каждой из ветвей Камско-Кинельской системы прогибов, поэтому опыт детализации карбонатных клиноформ

Актаныш-Чишминского прогиба актуален в том числе и для коллег со смежных регионов.

Материалы и методы

В качестве входных данных для сейсмогеологической интерпретации применены все накопленные материалы, включая результаты сейморазведочных работ МОГТ-2D, МОГТ-3D, скважинные данные ГИС, керновый материал, шлам и промысловые данные.

Изучение кернового материала решало две задачи: поиск седиментологических признаков, указывающих на колебания относительного уровня моря (ОУМ), и определение строения элементарного клиноформенного циклита. Для первой задачи подобран керн по скважинам разнофациальных зон: шельфовой, бортовой и осевой. Для второй задачи отобран керн, характеризующий разные части разреза клиноформенного комплекса.

Каротажные диаграммы ГИС скважин с наиболее представительными признаками сопоставлялись с волновым сейсмическим полем при помощи законов «время-глубина». Далее строились композитные временные разрезы, на которых были выявлены отражения, соответствующие колебаниям ОУМ и объектам карбонатного клиноформенного комплекса. Помимо волнового поля исходных кубов сейсмических данных в анализе применялись кубы акустической инверсии. Благодаря анализу кубов импеданса, удалось более детально проследить распространение пород-коллекторов, склоновых глин и некоторых других особенностей, которые проявляются ввиду изменений плотностных характеристик среды.

Примеры

По сейсмическим участкам, расположенным в пределах бортовой зоны Актаныш-Чишминского прогиба, были построены слайсы (рисунок 1), выровненные на отражающий горизонт “D3dm”. Видно, что на поверхностных срезах отчетливо проявляется полосовидный характер рисунка клиноформенного комплекса. В свою очередь, на временных разрезах этому соответствуют многочисленные сигмовидные наклонные отражения. Построенные слайсы позволили уточнить границы простирания клиноформенного комплекса Актаныш-Чишминского прогиба. Помимо этого выявлено, что скважины приуроченные к одной полосе обладают наиболее схожим строением и свойствами, поэтому слайсы могут служить инструментом для подбора скважин-аналогов при решении промысловых задач.

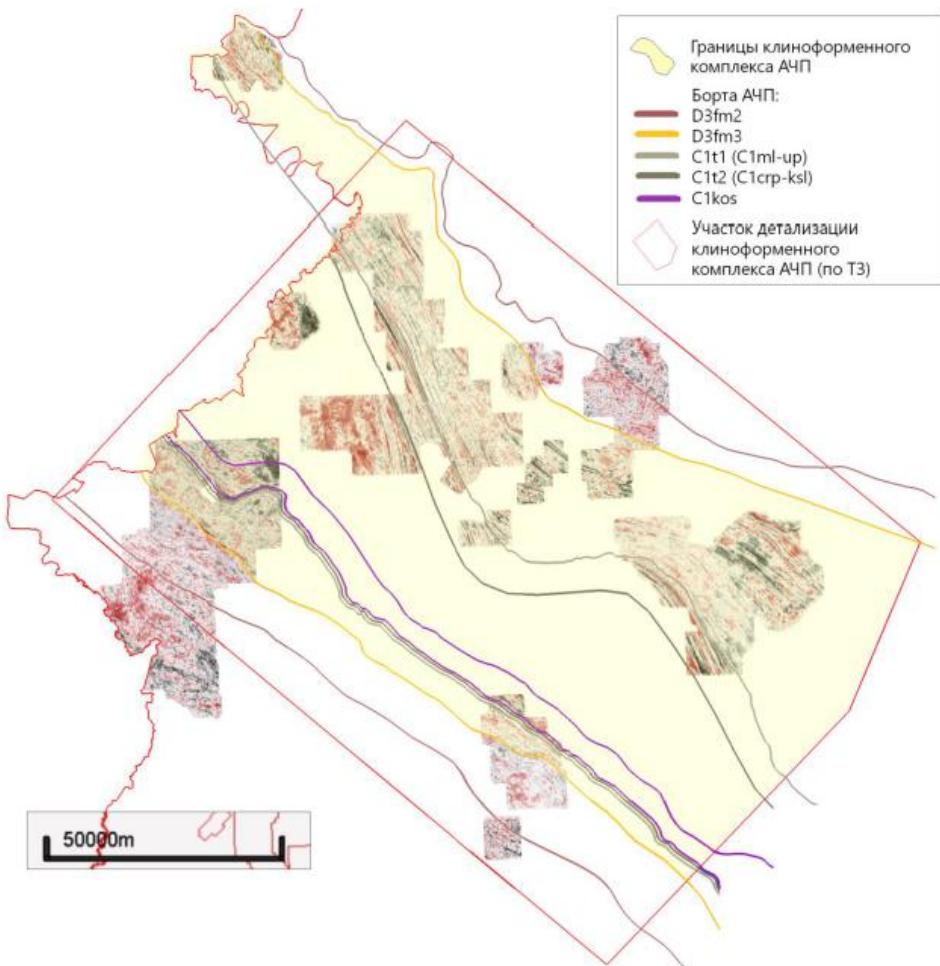


Рисунок 1 – Слайсы, выровненные на отражающий горизонт “D3dm”.

При изучении керна проведена ревизия всего имеющегося материала и подобраны интервалы, максимально полно характеризующие тело клиноформы. Скважины были сопоставлены с волновым полем, в результате чего определено строение каждого элементарного клиноформенного циклита (парасеквенции). Строение парасеквенции представлено на рисунке 2.

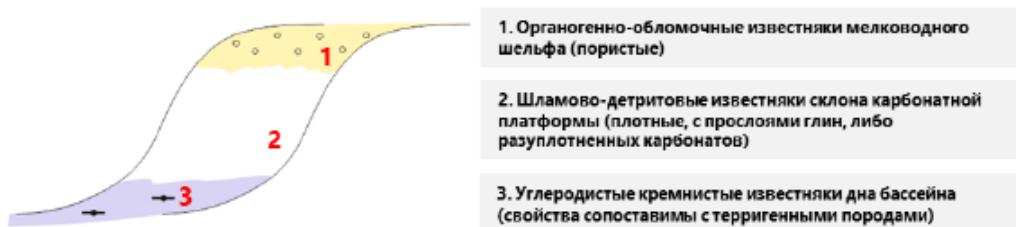


Рисунок 2 – Строение элементарного клиноформенного циклита (парасеквенции).

Выявлено, что верхние части клиноформ (цифра 1 на рисунке 2) представлены органогенно-обломочными, иногда “песчаниковидными” известняками, имеющими признаки мелководно-морского генезиса. К этой части разреза приурочено наибольшее количество прослоев пород-коллекторов. Вниз по аккумулятивному склону залегают плотные известняки, редко могут встречаться тонкие глинистые прослои (цифра 2 на рисунке 2). Подножье склона выполнено отложениями доманикового типа, кремнисто-карбонатными углеродистыми породами (цифра 3 на рисунке 2). Парасеквенции

проградировали внутрь АЧП, постепенно заполняя прогиб и формируя секвенции более крупных порядков.

На рисунке 3 показан пример сейсмического профиля в волновом поле исходного куба амплитуд и в кубе акустического импеданса. Наиболее проявлены склоновые глины, которые маркируют границы трактов низкого стояния ОУМ. По мнению авторов, в тракты низкого стояния наиболее гипсометрически приподнятые области палеошельфов выходили на дневную поверхность и подвергались размыту с последующим переотложением осадочного материала в более погруженные области шельфа. В волновом поле акустического импеданса хорошо видны пласти-коллектора, приуроченные к верхним частям клиноформ. Стоит обратить внимание, что гидродинамическая разобщенность между ними отсутствует, набор парасеквенций представляет собой единый промысловый объект. Еще одним отчетливым признаком является наличие эрозионного срезания, которое могло быть палеолагуной, заполненной глинистыми отложениями. Авторы считают, что палеолагуна образовалась в пониженной форме палеорельефа, которая, в свою очередь, появилась в результате дифференциального уплотнения пород клиноформенного комплекса.

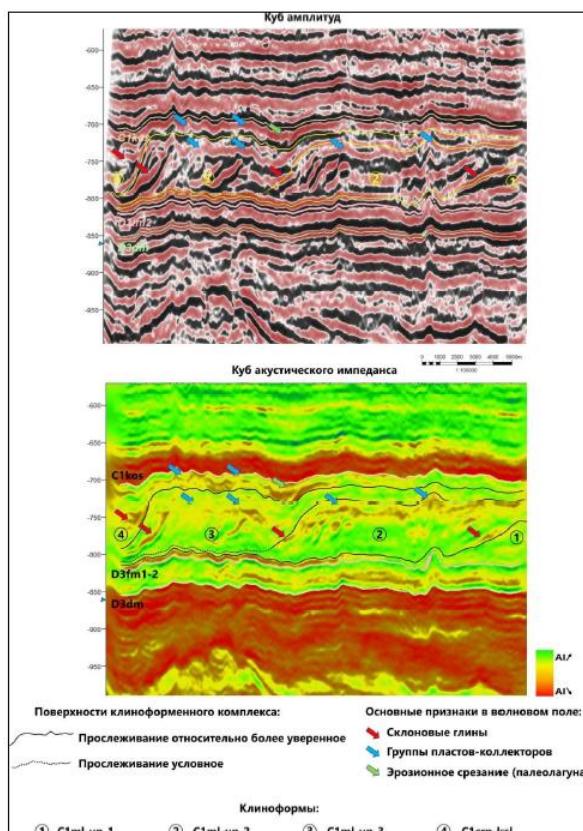


Рисунок 3 – Основные признаки, фиксируемые по материалам сейсморазведки.

На рисунке 4 представлен композитный сейсмический разрез через разновозрастные бортовые зоны АЧП. На нем видно, что проявленность отражений в волновом поле карбонатного клиноформенного комплекса разная: наблюдаются участки более подверженные интерференции (зона C1t1) и участки повышенной акустической контрастности (C1t2). При анализе скважинных данных выявлено, что клиноформы черепетско-кизеловского возраста действительно содержат в себе больше прослоев глин, чем малевско-упинские клиноформы, вероятно, это связано с регressive этапом развития палеобассейна. При наличии замкнутого контура глины могут служить флюидоупорами с высокими экранирующими свойствами, поэтому вероятность наличия

неантиклинальных ловушек нефти в верхнетурнейских клиноформах выше, чем в нижнетурнейских.

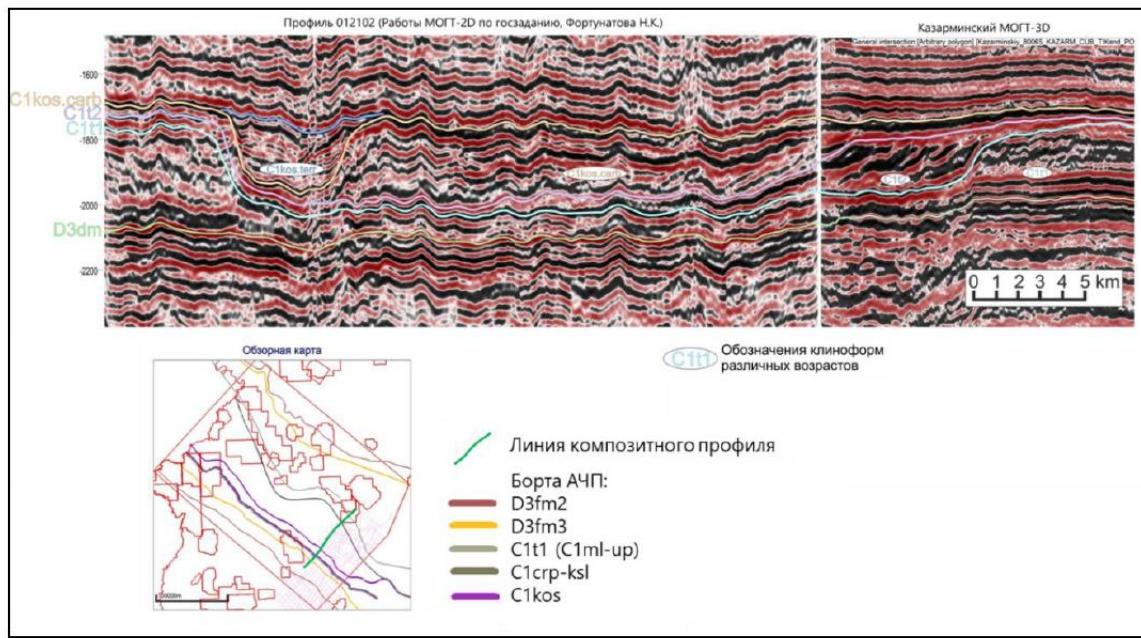


Рисунок 4 – Композитный сейсмический разрез, пересекающий вкрест Актаныш-Чишининский прогиб.

Благодаря развитию современных технологий сейсморазведки МОГТ-3Д, наличию большого накопленного объема архивных геолого-геофизических данных детализация малоизученных объектов клиноформенного комплекса выходит на новый уровень.

Результатом интерпретации является понимание особенностей строения и состава клиноформ Актаныш-Чишининского прогиба, их изменчивости в разрезе и по латерали, а также строения перспективных объектов, приуроченных к комплексу. Полученные данные позволяют дать обоснованную оценку перспектив клиноформенного комплекса по каждому из критериев нефтеносности.

Список литературы

1. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И. и др. (1965). Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М.: Наука. 214 с.
2. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Кожин В.Н., Шакирова Г.В., Колесников В.А., Терешкин В.В., Немков И.П., Соболев В.И., Гилаев Г.Г. (2021). Особенности геологического строения и развития Муханово-Ероховского прогиба в пределах Оренбургской области. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 6(354), с. 5-16.

**Обоснование углеводородного потенциала верхнеюрских рифовых комплексов
Терско-Сунженской нефтегазоносной области
(Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция)**

A.B. Чумакова, Е.И. Грохотов, Л.Д. Бузина, В.К. Волкова

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: Chumakova_AV@pers.spmi.ru

Аннотация

Северо-Кавказско-Мангышлакская провинция – один из старейших нефтегазодобывающих регионов России. Территория отличается высоким истощением углеводородных ресурсов. Перспективным направлением геологоразведочных работ является выделение поисковых объектов глубокопогруженных осадочных горизонтов. Большой интерес вызывает подсолевой карбонатный комплекс в пределах Терско-Сунженской НГО, в тектоническом отношении соответствующий надвиговой зоне Терско-Каспийского предгорного прогиба и складчатого сооружения Большого Кавказа. Залежи данного комплекса могут быть приурочены к трещиноватым коллекторам рифовых тел, осложнены многочисленными экранирующими разломами и отличаются высокими пластовыми давлениями.

Ключевые слова

Терско-Сунженская нефтегазоносная область, глубинные залежи углеводородов, подсолевые отложения, рифовые комплексы, трещиноватые коллекторы, АВПД.

Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция, являясь одним из старейших углеводородных регионов России, характеризуется высокой степенью выработки традиционных, относительно доступных запасов УВ. В этих условиях закономерным и стратегически важным направлением для восполнения ресурсной базы становится поиск и разведка новых залежей на значительных глубинах, в пределах слабо изученных или сложных геологических комплексов.

Особый интерес в данном контексте представляет Терско-Сунженская нефтегазоносная область, а именно ее глубокопогруженный подсолевой карбонатный комплекс верхнеюрского возраста. Ключевой особенностью этого комплекса является его приуроченность к зоне сочленения Терско-Каспийского предгорного прогиба и складчатого сооружения Большого Кавказа – области интенсивных тектонических деформаций и развития разрывных нарушений [1].

Целью работы является комплексный анализ геологических предпосылок и обоснование перспектив выявления новых залежей углеводородов, связанных именно с верхнеюрскими рифовыми комплексами в сложных структурно-тектонических условиях Терско-Сунженской области.

В пределах нефтегазоносной области ключевую роль в формировании ловушек углеводородов играют зоны региональных разломов (рисунок 1) [2]. Керновые исследования убедительно свидетельствуют о повышенной трещиноватости пород в приразломных блоках [3]. Именно с такими зонами тектонических дислокаций пространственно связаны выявленные залежи нефти и газа, приуроченные практически ко всем вскрытym нефтегазоносным комплексам осадочного чехла, включая надсолевые отложения верхней юры (подтверждено, в частности, данными скважины Харбижинская-21 [4]). Серия вертикальных разломов в данном случае создаёт канал миграции углеводородов, через который происходит заполнение ловушек краевых зон. Учитывая эту установленную закономерность, особенно перспективным представляется направление поисков скоплений углеводородов в подсолевом верхнеюрском комплексе.

Ожидается, что морфология залежей здесь будет определяться сочетанием бокового экранирования непроницаемыми глинизованными зонами разломов (по аналогии с вышележащими продуктивными горизонтами) и надежной региональной галоген-ангидритовой покрышкой.

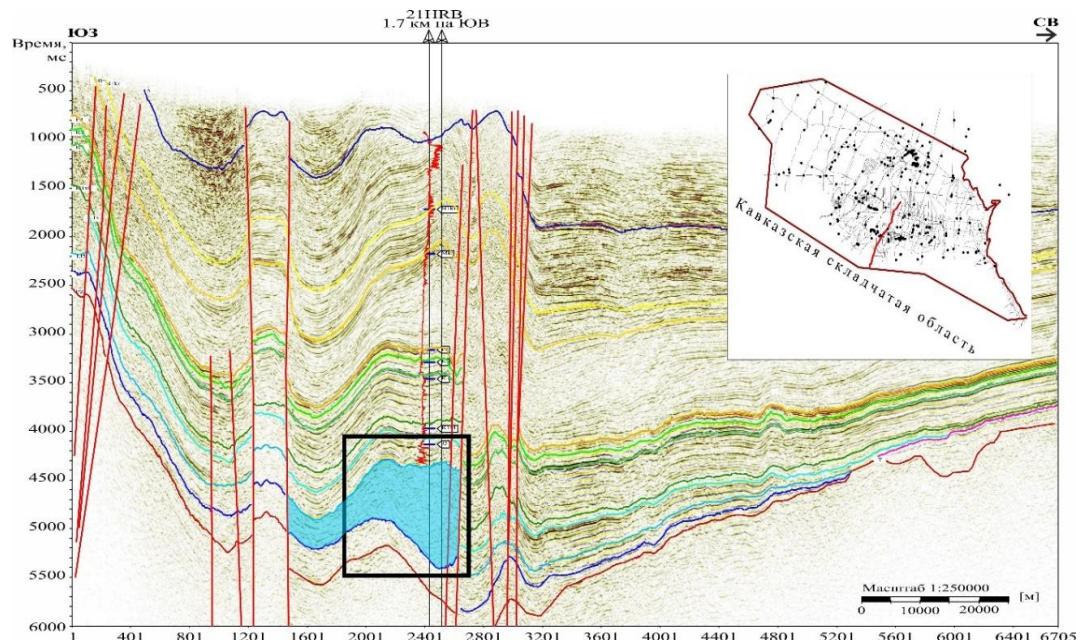


Рисунок 1 – Временной разрез по профилю 081507 (Терско-Сунженская НГО).
Закрашена область временного разреза, соответствующая подсолевым отложениям
верхней Юры [фондовые материалы, с дополнениями авторов]

В объёме верхнеюрских отложений выделяются рифовые тела, являющиеся перспективными ловушками углеводородов, формирующимиися в благоприятных палеогеографических условиях. Однако их продуктивность напрямую связана с развитием трещиноватых коллекторов, эффективность которых часто контролируется тектоническими факторами зоны сочленения. При этом поиск и освоение таких залежей сопряжены с существенными вызовами, обусловленными большими глубинами, сложной тектоникой и ожидаемыми аномально высокими пластовыми давлениями.

Ключевым этапом оценки потенциала верхнеюрских отложений является надежное выделение карбонатных рифовых тел в подсолевом комплексе по данным сейсморазведки. Рифогенные постройки обладают характерными диагностическими признаками на сейсмических разрезах. К ним относятся: выпуклая (линзовидная или куполообразная) форма отражающих горизонтов в плане и разрезе, нарушение параллельности смежных отражающих слоев, наличие внутренней хаотической сейсмической записи, отличающейся от фоновых осадочных толщ, а также часто наблюдаемые аномальные сейсмические амплитуды на их границах. Для подтверждения рифовой природы выделенных аномалий и дифференциации их от, например, тектонических блоков или вулканических тел, применяется комплексный атрибутивный анализ (когерентность, кривизна, амплитудные атрибуты, спектральная декомпозиция) в сочетании с анализом палеотектонических и палеогеографических реконструкций. Успешная идентификация таких тел, особенно в благоприятной позиции под солевой покрышкой и в зонах влияния разломов, является прямым указанием на высокоперспективные поисковые объекты. Ряд рифовых тел выделяется в разрезе подсолевого сульфатно-карбонатного комплекса верхней юры (кровля комплекса соответствует горизонту 1J3) (рисунок 2А). Максимальная мощность ловушки достигает 300 м. На разрезе, построенном с применением метода палеовыравнивания по кровле

средней юры (J2), также подтверждается активное накопление рифовых тел (рисунок 2Б).

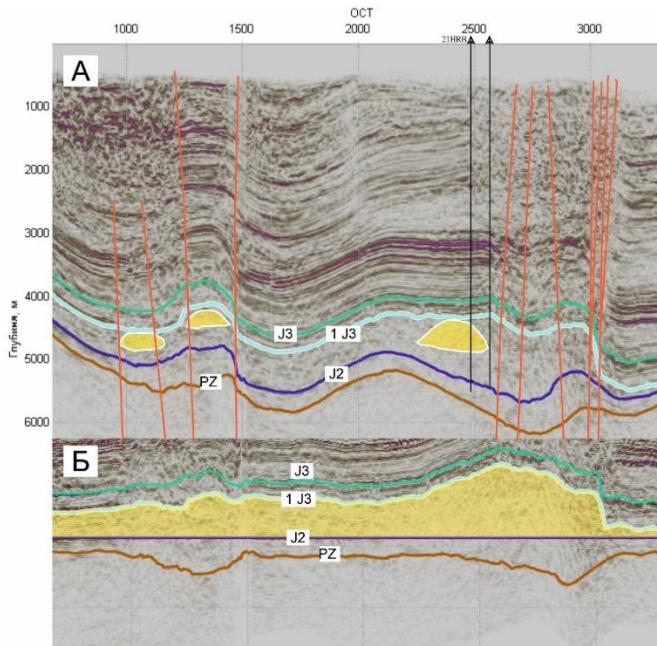


Рисунок 2 – Глубинный сейсмический разрез по профилю 085107:
А – Выделение рифовых тел верхнеюрских отложений в межблоковых пространствах;
Б – Палеовыравнивание по кровле средней юры (цветом выделен объем накопленного карбонатного материала)

Однако, учитывая значительные глубины залегания подсолевых верхнеюрских отложений (свыше 5000 м), подход, основанный исключительно на структурном факторе, методологически некорректен. Важным условием продуктивности является наличие связного пустотного пространства с повышенными коллекторскими свойствами. Для решения этой задачи критически важен комплексный анализ сейсмических атрибутов. Атрибут когерентности эффективно картирует зоны разрывных нарушений, служащие каналами миграции УВ, а атрибуты мгновенной частоты и RMS амплитуд выявляют участки аномально высокой трещиноватости и изменения петрофизических свойств пород.

Примером служат результаты обработки данных по профилю 081507: атрибутный анализ позволил выделить в подсолевой верхней юре локальное карбонатное тело рифового генезиса (рисунок 3), приуроченное к зоне региональных разломов и перекрытое соленосной покрышкой. Расчет мгновенной частоты и RMS амплитуд подтвердил закономерное увеличение трещиноватости вблизи разломной зоны. Таким образом, интеграция сейсмоатрибутных методов является необходимым инструментом для прогнозирования зон развития трещинных коллекторов и оценки поискового потенциала глубокопогруженных рифовых комплексов Терско-Сунженской НГО.

Проведённый анализ убедительно обосновывает высокий поисковый потенциал верхнеюрских рифовых комплексов в глубокопогруженных подсолевых отложениях Терско-Сунженской НГО. Ключевыми факторами перспективности выступают благоприятная тектоническая позиция в зоне сочленения Терско-Каспийского прогиба и Большого Кавказа, обеспечивающая развитие региональных разломов как каналов миграции УВ и зон формирования трещиноватых коллекторов, а также надежное комбинированное экранирование прогнозируемых залежей региональной соленосной покрышкой и боковыми глинозированными зонами разломов, что подтверждается по аналогии с доказанными залежами в надсолевой юре.

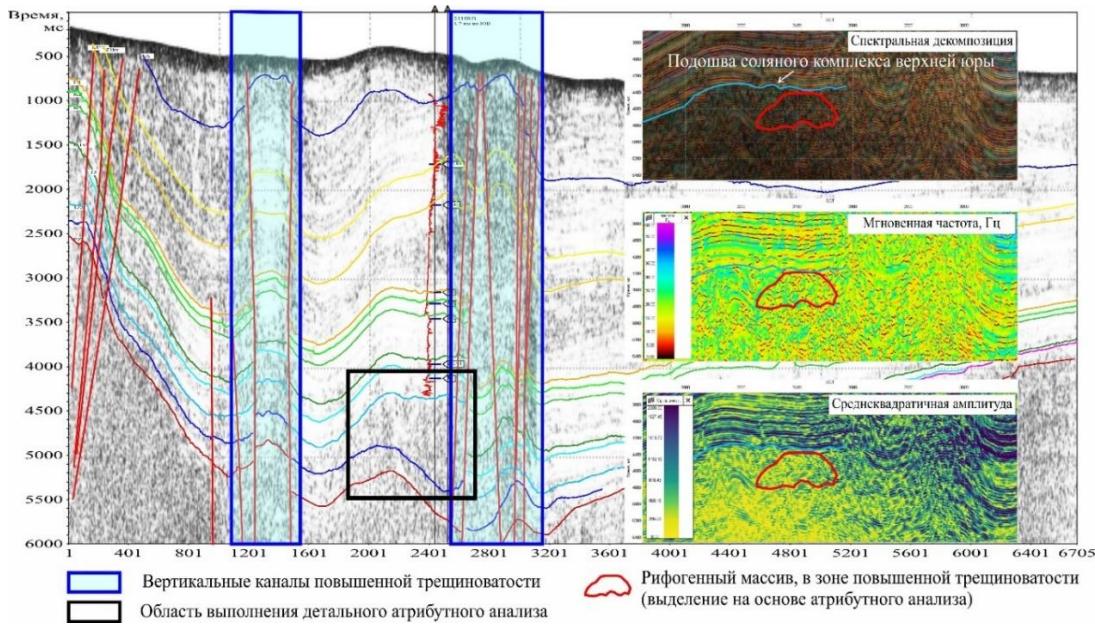


Рисунок 3 – Атрибутный анализ по временному разрез профиля 081507
(Терско-Сунженская НГО).

Прямые сейсмические признаки рифогенных тел с аномально высокой трещиноватостью, выявленные методами атрибутного и интерпретированные с учётом палеореконструкций, служат прямым указанием на наличие локальных высокоперспективных объектов. Таким образом, для подтверждения потенциала и локализации первоочередных объектов рекомендовано проведение детальных сейсмических исследований с углублённым атрибутным анализом и постановка поисково-оценочного бурения на наиболее подготовленных структурах.

Работа выполнена в рамках Государственного задания FSRW-2024-0008 «Исследование термодинамических процессов Земли с позиции генезиса углеводородов на больших глубинах»

Список литературы

1. Керимов В.Ю. Нефтегазоносность верхнеюрских карбонатных отложений Терско-Сунженской области (Северный Кавказ) [Электронный ресурс]: автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 // РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. М., 2013. 24 с. URL: https://new-disser.ru/_avtoreferats/01003299801.pdf (дата обращения: 12.10.2023).
2. Zharkov A.M., Peskov D.V., Martynov A.V. Identification of Hydrocarbon Accumulation Zones on Ancient Platforms in the Northern Part of Eurasian Lithospheric Plate. International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. 2025;38(11):2713-27. 10.5829/ije.2025.38.11b.19
3. Яндарбцев Н.Ш., Бачин С.И., Молдаев Э.Х., Гайдук В.В., Ульянов Г.В. Прогноз нефтегазоносности юрских отложений в западной части Терско-Каспийского прогиба на основе бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. 2014. № 3. С. 1–10.
4. Заурбеков Ш.Ш., Минцаев М.Ш., Черкасов С.В., Лабазанов М.М., Шаплов А.А., Дамзаев З.М. Перспективы нефтегазоносности и дальнейшие направления геологоразведочных работ в пределах Терско-Сунженской нефтегазоносной области // Территория Нефтегаз. 2015. №3.

Геохимическая характеристика отложений потенциально нефтегазоматеринских толщ малышевской, гольчихинской и шуратовской свит юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба

А.М. Яшмолкин, Ю.В. Нefедов, Н.Н. Востриков, А.В. Логинов

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: Yashmolkin_AM@pers.spmi.ru

Аннотация

Вскрытие разрезов потенциально нефтегазоматеринских гольчихинской и малышевской свит параметрическими скважинами на Пайяхской и Танамской нефтегазоносных районах и наличие скоплений углеводородов в перекрывающих отложениях (шуратовская свита) обуславливают актуальность проведенного комплексного геохимического анализа. Согласно полученным результатам, большинство образцов керна продемонстрировали высокие значения реализованного потенциала (пик S1) и почти полное отсутствие пика S2 (остаточного потенциала). На основе значений Tmax были определены степени зрелости органического вещества. По содержанию общего органического углерода отложения были дифференцированы на 5 групп. Биомаркерный анализ битумоида показал различия в генезисе исследованных отложений.

Ключевые слова

НГМТ, Rock-Eval, биомаркерный анализ, EXRP, ТОС, малышевская и гольчихинская свиты

Юго-западная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба (EXRP) входит в состав территорий Арктического региона, обладающего значительным потенциалом открытия новых месторождений углеводородов. В условиях истощения ресурсной базы традиционных нефтегазоносных провинций (Западная Сибирь, Волго-Урал) и смещения акцентов государственной энергетической политики в сторону освоения северных территорий, изучение потенциальных зон нефте- и газонакопления в пределах EXRP приобретает стратегическое значение. Кроме того, регион имеет важное значение с точки зрения геополитики и развития Северного морского пути [1].

Основная задача данного исследования — дать комплексную геохимическую характеристику гольчихинской, малышевской и шуратовской свите Юго-Западной части EXRP, определить тип и степень зрелости органического вещества и генерационный потенциал пород.

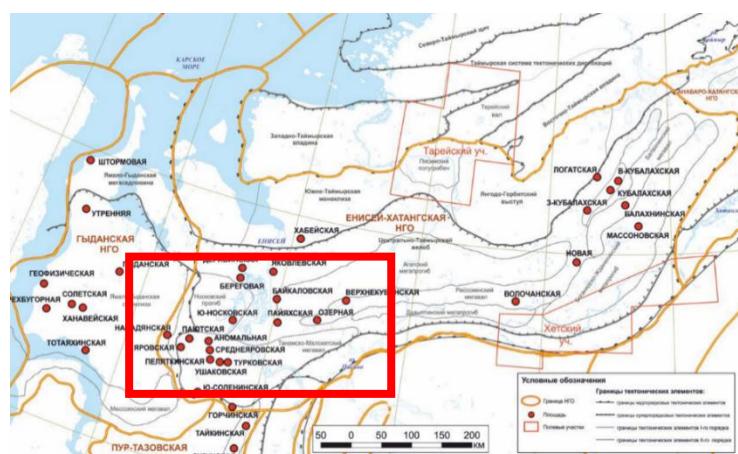


Рисунок 1 – Тектоническая схема района исследования [2]

Район исследования располагается на северной окраине Сибирской платформы в юго-западной части Енисей-Хатанского регионального прогиба, охватывает два нефтегазоносных района – Танамский и Паяхский (Танамский, Нижнеенисейский, Малохетский).

В тектоническом отношении главными структурными элементами ЕХРП в рамках изучаемого участка являются: Носковский прогиб, Танамско-Малохетский мегавал, Агапский прогиб и Рассохинский мегавал (рисунок 1).

Проблемной лаборатории глубинной метагеологии Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II была исследована коллекция керна, состоящая из 31 образца керна шуратовской, гольчихинской и малышевской свит скважин Южно-Носковская-318, Паяхская-1, Озерная-8, Соленинская-25, Верхне-Кубинская-2. В общей сложности для проводимых исследований было отобрано 9 проб керна алевролитов, глинистых алевролитов и алевроаргиллитов из 4 скважин (таблица 1).

Таблица 1 – Образцы керна, отобранные для исследований

№ обр.	Петрографическое/литологическое описание	Скважина, №	Интервал отбора	Свита	Возраст	НГР/ЛФЗ/НГО
33/Пх	алевролит глинистый	Южно-Носковская-318	3464-3479	Шуратовская свита	K ₁ sht	Паяхский
34/Пх	алевролит	Южно-Носковская-318	3413-3428	Шуратовская свита	K ₁ sht	Паяхский
40/Пх	алевролит	Паяхская-1	3453-3463	Шуратовская свита	K ₁ sht	Паяхский
42/Пх	алевролит	Паяхская-1	4000-4015	Гольчихинская свита	J ₂ - K ₁ gl	Паяхский
51/Пх	алевроаргиллит	Паяхская-1	4199-4207,3	Малышевская свита	J ₂ ml	Паяхский
52/Пх	алевролит глинистый	Южно-Носковская-318	4125-4200	Малышевская свита	J ₂ ml	Паяхский
44/Тн	алевролит	Соленинская-25	2640-2655	Гольчихинская свита	J ₂ - K ₁ gl	Танамский
47/Тн	алевролит	Верхне-Кубинская-2	3415-3430	Гольчихинская свита	J ₂ - K ₁ gl	Танамский
51/Тн	алевролит	Верхне-Кубинская-2	3580-3595	Гольчихинская свита	J ₂ - K ₁ gl	Танамский

Геохимические исследования включали: пиролитические исследования по методике-имитации Rock-Eval и определение общего содержания органического углерода подготовленных образцов кернового материала, биомаркерный анализ экстрактов образцов керна.

Изготовление шлифов и аншлифов изучаемых проб керна, их детальное микроскопическое описание, как и комплекс геохимических исследований выполнялись в Санкт-Петербургском горном университете императрицы Екатерины II.

Отбор образцов на геохимические анализы проводился из потенциально нефтегазоматеринских пород для последующего определения реализованного и остаточного генерационного потенциала данных отложений, а также выявления фациальных условий их накопления. Подготовка пород к анализу заключалась в очистке от посторонних примесей и разбивке на небольшие образцы для измельчения до фракции 250 мкм с последующей сортировкой образцов по пробиркам.

Для определения общего содержания органического углерода и общего содержания углерода изготавливаются навески измельченных проб (250мкм) образцов массой 1,5 гр. Каждая, из которых для исследований были отобраны по 2 образца каждой пробы по 200-300 мг.

Пиролитические исследования

Анализируя полученные результаты пиролитических исследований, можно отметить, что хроматограммы исследованных образцов нефтегазоматеринских толщ, характеризуются в целом высокими значениями пика S1 и низкими значениями пика S2 (в некоторых образцах практически его отсутствием).

По результатам пиролитической хроматографии установлено, что по значению реализованного потенциала (S1) изучаемые отложения, согласно классификации нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциальному (Питерс, 1994) дифференцируются на зоны нефтематеринских отложений с очень хорошим (2,0-4,0 мг УВ/г породы; 44TH) и отличным потенциалом (>4 мг УВ/г породы; 33ПХ-51ПХ, 47TH, 51TH). Значения остаточного потенциала оцениваются как низкие для всех образцов (0,0-2,5 УВ/г породы).

На основе значений Tmax были определены стадии зрелости органического вещества (катагенетической преобразованности) согласно классификации нефтематеринских пород (Тиссо Б., Вельте Д., 1991; Питерс, 1986), что позволяет оценить степень зрелости ОВ как сверхрелое (>470 °C; 33ПХ, 51ПХ, 42ПХ), ОВ поздней зрелости (450-470 °C; 34ПХ, 40ПХ, 51ПХ, 47TH, 51TH) и ОВ ранней зрелости (430-445 °C; 44TH).

Определение ТОС, ТС

Для проводимых исследований использовались те же 9 образцов керна, что использовались для пиролитических исследований.

По осредненным результатам измерений исследуемые образцы по содержанию общего органического углерода дифференцируются на следующие группы (Питерс, 1994): отличные (42ПХ; >4%), очень хорошие (34ПХ, 52ПХ, 40ПХ, 47TH; 2-4%), хорошие (51 TH; 1-2%), удовлетворительные (33ПХ, 51ПХ; 0,5-1%), бедные (44TH; <0,5%).

Расчёт водородного (НІ), кислородного (ОІ) индексов, как и индекса продуктивности (РІ) не производился по причине незначительного показателя пика S2 для всех образцов.

Биомаркерный анализ

Для биомаркерного анализа использовались экстрагированные из керновых образцов 42ПХ и 52ПХ битумоиды. Образцы керна были выбраны из числа показавших отличный генерационный потенциал (G) по результатам исследования по методике Rock-Eval.

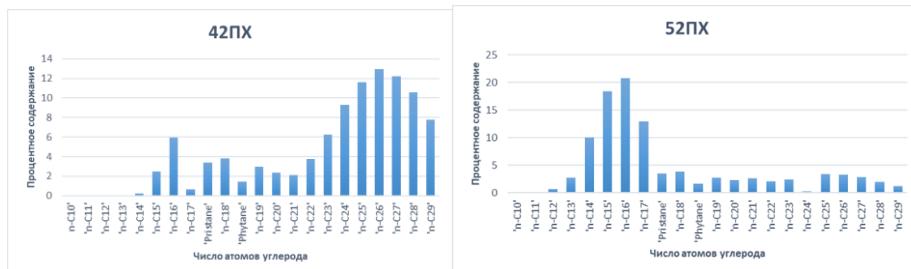


Рисунок 2 – Гистограммы распределения нормальных алканов (n-C10-n-C29) битумоидов образцов 42ПХ и 52ПХ

Состав н-алканов напрямую отражает природу исходного органического

вещества (ОВ). Для морских отложений, чье вещество сформированных преимущественно планктоном, характерно преобладание низкомолекулярных н-алканов (C_{15} – C_{17}). В противоположность этому, в континентальных отложениях с участием высшей растительности доминируют высокомолекулярные соединения (C_{27} – C_{31}) [3].

Таким образом, по распределению нормальных алканов можно предположить, что исследуемые отложения гольчихинской свиты (42ПХ) были накоплены в континентальных условиях, когда как отложения малышевской свиты (52ПХ) – в морских (рисунок 2).

В классический набор биомаркеров также входят отношения пристана (Pr), фитана (Ph), а также н-C18 и н-C17, благодаря которым можно реконструировать условия седиментации (Тиссо Б., Вельте Д., 1981). Соотношение этих биомаркеров используется как показатель окислительно-восстановительных обстановок осадконакопления. Также преобладание пристана характерно для террагенного ОВ высших растений, в то время как доминирование фитана свидетельствует о морском генезисе УВ.

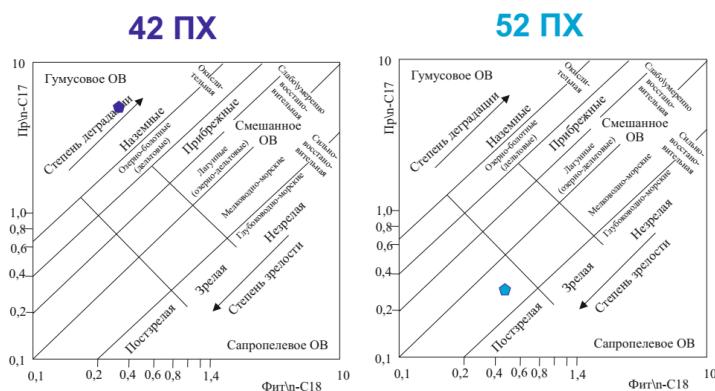


Рисунок 3 – Генетическая характеристика РОВ (по отношению $Pr/n\text{-C}17$ и $Ph/n\text{-C}18$) образцов 42ПХ и 52ПХ (диаграмма Кеннона-Кассоу)

Результаты анализа по данному набору биомаркеров подтверждают предположение о террагенном и аквагенном происхождении РОВ изучаемых образцов 42ПХ и 52 ПХ соответственно и уточняют его. Так, ОВ образца 42ПХ относится к гумусовому типу средней, ближе к высокой степени деградации, соответствующему наземным условиям формирования. ОВ образца 52 ПХ относится к смешанному типу с явным преобладанием аквагенного ОВ высокой степени катагенеза (постзрелое ОВ), соответствующее мелководно-морским условиям формирования (рисунок 3).

Список литературы

1. Указ Президента РФ от 26 октября 2020 г. N 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» / URL: http://www.scrf.gov.ru/security/economic/Arctic_strategy/
2. Петров А.Л. Генетические предпосылки нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений северного обрамления Сибирской платформы. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, 2024 г.
3. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефти верхнего докембрия юга Восточной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 166 с.

Секция 2. Повышение эффективности разработки месторождений

Optimizing Enhanced Oil Recovery in TRIZN Formations: Thermal, Chemical, Gel, Gas, Smart water and Nanotechnology Approaches

K. Abasova, F. Bagisheva

Baku Higher Oil School

E-mail :khanim.abasova.std@bhos.edu.az

Abstract

The main objective of this paper is to examine the problems associated with TRIZN reservoirs, particularly in heterogeneous settings, and to evaluate appropriate remediation methods. Six approaches are reviewed: chemical, gas injection, thermal, and gel treatments, as well as the less commonly used low-salinity smart-water flooding and nanoparticle techniques. The latter two are included due to their effectiveness, comparatively low environmental footprint, and favorable operating costs. Cross-comparison of the methods allows their deployment to be assessed under varying reservoir conditions and clarifies their respective advantages and limitations. Among the four most widely applied methods, gel treatment appears particularly advantageous in heterogeneous reservoirs. Given that many reservoirs worldwide are heterogeneous and that TRIZN-related issues are typical in such settings, the methods evaluated here can be applied to mitigate common TRIZN problems.

Keywords

TRIZN reservoirs, heterogeneous formations, enhanced oil recovery, treatment methods, reservoir heterogeneity

What is TRIZN deposits? The letters in the word TRIZN stands for terrigenous, reef, igneous, salt dome, and nappe. These reservoirs are geologically complex due to their strong heterogeneity, mixed rock typed, irregular shapes and unpredictable fluid flow behavior. To have a better understanding about them, each component should be considered separately. Terrigenous reservoirs is made of clastic sediments, so-called sandstones, shales and siltstones. These types of reservoirs can have both intralayer and interlayer heterogeneity. Planar heterogeneity is also observed in this case. Intralayer heterogeneity is sand variation within one sand layer, while interlayer is in between different sand layer. Planar heterogeneity is horizontal variation (Guo). Because of all these variations terrigenous reservoirs can be complex to extract fluids. Reef reservoirs and igneous reservoirs both possess microscopic heterogeneity, which means differences at the pore levels. They can have complex permeability and porosity distribution. Finally, salt-dome reservoirs and nappe reservoirs have interlayer heterogeneity. Since salt is impermeable, it acts like a seal making migration of fluids impossible. TRIZN zones appear as a results of tectonic activities, carbonate platform evolution, magmatic intrusions, salt tectonics and facies changes (transformation of permeable sands into impermeable muds) (Yu, 2023).

TRIZN is commonly encountered in the petroleum industry, particularly in horizontal wells, due to the factors mentioned above. Unfortunately, it creates a number of problems for the existing reservoir, namely poor sweep efficiency, unestimated pressure change, reduced production rate, uncertain reserve or cost estimation, suboptimal well placement, and so on (Craig, 1980). If the causes of these problems are investigated, it appears that many of them are related to poor porosity/permeability or strange pressure change. In detail, pressure imbalance can generate certain fractures and geologically complex faults in the reservoir. This, in turn, divides the reservoir into compartments and reduces wellbore stability. On the other hand,

TRIZNs are hardly determined by seismic or logs, which can cause wells to be drilled into low-permeability zones. Thus, the production rate of the well will be very poor, and the amount spent on the construction of this well will not be met. Increased costs are also found in pressure control for separate zones. Another issue is related to the properties of fluids. So that water, gas, or any chemical liquids injected into the well with the purpose of increasing production bypass the isolated or tight zones and flow through the high-perm parts. By keeping crude oil in isolated zones can result in early water/gas production. In general, the presence of TRIZN in the reservoir leads to lower fluid recovery, economic overprojection, wasted budget, and low-efficiency EOR.

Since TRIZN creates the problems listed above in heterogeneous reservoirs, several methods have been developed to address them, including thermal, chemical, gas injection, and gel systems. If we start discussing the thermal one, we can say that this is used for reservoirs with highly viscous oil and is aimed at raising the temperature. The application of this method is mainly dependent on the continental shelf where the reservoir is located. It is applied in 3 forms: in-situ combustion, hot-water flooding, and steam injection. By means of this technique, increasing the temperature of the oil by 50 °C causes the viscosity of the liquid to decrease by 10 times. The most effective one of the 3 listed techniques is steam injection. This is sometimes called steam cycling. This method reduces the heat of vaporization by condensing the steam pumped into the reservoir from the wellbore. After this process, the well in the production produces water first and then oil. The hot-water flooding technique is similar to steam injection, although not as effective. This form of thermal method is mostly used for thin reservoirs, and it is a bit more cost-effective rather than steam injection. Although not widespread, in-situ combustion is also used. This method consists of injecting air into the oil zone to increase the combustion temperature up to 500 °C (Caudle).

One of the common problems created by TRIZNs is water breakthrough and fractures. Hydrocarbon production from reservoirs with this type of issue decreases, while in contrast, it produces excess water. Gel systems treatment is used to heal all of them. This method mainly uses polymer gels, which have two mechanisms: blocking high-permeability zones and reducing permeability disproportionately (Wang, 2016). The gel is placed into the reservoir via injection and blocks areas that are water-swept and have high permeability. Consequently, the injected water is directed into areas that were not swept before or that have low permeability, enhancing sweep efficiency and aiding in the recovery of additional oil. According to this technique, the most effective way for fracturing-rich reservoirs is performed particle gel. In this method, the gel is prepared before being injected into the reservoir, in other words, the gelation process does not start inside the reservoir. Due to the reservoir condition, swelling time or the size of the gel particles, mm-sized swelling (Omari, 2001), pH-sensitive crosslinked polymer can be used (Sharma, 2001). On the other hand, thermally activated or foam-gel combinations can also be used. In the first case, the gel flows in fluid form until it reaches the reservoir and then solidifies in the high-permeable zones. The second one consists of temporarily blocking the water/gas high-permeable zones by means of gas injection and then using the long-term blocking ability of the gel.

The other effective method is gas injection. It is a widely applied Enhanced Oil Recovery (EOR) method used for the reservoirs where oil removal is problematic. TRIZN reservoirs are one of these reservoirs. The purpose in using gas injection is improving sweep efficiency, stabilizing reservoir's pressure, moving trapped fluids and reach to the areas that are isolated. The procedure involves injecting gases like CO_2 , N_2 , HCl and natural gas to the reservoir. It can also be mixed with oil beforehand. CO_2 injection is widely-used, because it is more effective when it comes to decreasing oil viscosity and increasing oil swelling. It is also environmentally friendly. However N_2 injection is more cost-effective and is able to create better pressure drive. It is mainly used in gas cap expansion and gravity-stable floods. (Gas reinjection, 2025) It should also be added that several more mechanisms can be done, like

decreasing viscosity of oil, vaporization of oil, swelling crude oil and reduction of interfacial tension. In order to get miscible gas flooding, minimum miscible pressure, shortly MMP, should be present.

Chemical injection is another usable method for treating TRIZN deposits. As gas injection it is also enhance oil recovery (EOR) technique that is utilized to increase production of reservoirs. It is also used controlling formation's damage rate, managing corrosion, improving permeability and developing flow characteristics. (Tota-Maharaj, 2021) There are several chemicals that are applied for TRIZN deposits: surfactants, polymers, alkalis, solvents, scale inhibitors, corrosion inhibitors, biocides and asphaltene, dispersants. (Enhanced oil recovery, 2025) To know the exact chemical that should be used, the main problem should be detected. For example, is controlling bacteria growth to prevent plugging is the main objective then biocides should be deployed. If increasing fluid viscosity is important, then polymers should be used, and so on. Chemical injection can be done in four ways: continuous injection, batch injection, zonal injection and downhole injection. In case of continuous injection the process is done in steady pace by injecting low-concentration chemicals, while batch injection is a periodic treatment with higher concentration. Zonal injection is only done to some zones of the reservoir. Finally, when it comes to downhole injection, chemicals are passes through tubings. (Oilfield scale inhibition, 2025)

To decide which method is the best for TRIZN deposit treatment, their comparison should be carried out. There are some criterias that should be considered for both chemical and gas injection. First of all, both methods are effective in terms of EOR efficiency. However gas injection has more limitations. The condition should miscible and CO_2 injection is only usable when oil is light. When it comes to reservoir sustainability, for heterogeneous and carbonate formations chemical treatment is advisable. However, for light oil reservoirs gas injections should be used. The issue is that gas treatment is not effective if the reservoir has tight or fractured formations. For it to happen, injectivity should be good (Chen, 2023). Formation damage is another important criteria that should be thought about. Chemical injection minimizes it compared to gas injection. Chemical treatment does not required complex infrastructure, only tanks, pumps and lines. On the other hand, using gas injection means there should be compressors, separators and recycle loops. If the gas is CO_2 , then special equipment is constructed to prevent corrosion. In terms of price, chemical treatment is cheaper due to its simple infrastructure. The only downside of chemical injection compared to gas injection is environmental impact. If chemicals are not handled carefully, there can be spills that are harmful to the nature. However, its advantages mentioned above makes it a better option (ALKharraa, 2023).

Gel systems and thermal methods can be compared based on several factors. These factors include purpose, accessibility, effectiveness in TRIZN, cost, and environmental impact. The thermal method is used to reduce the viscosity of high-viscous oils, and the gel is used to isolate high-permeable zones. As can be seen from its purpose, the thermal method is mainly suitable for reservoirs with heavy or viscous hydrocarbons, while gel treatment is suitable for heterogeneous and fractured reservoirs. It is quite common to have geological fractures or faults in reservoirs where TRIZN is available. Considering this factor, it can be said that the gel treatment method is more effective. Because this technique affects high-perm water-swept zones directly, thermal heat cannot fully reach all the fractures. From the cost point of view, gel treatment is more efficient, because they can be installed directly with an injection well, while special tubing or generators are required for the thermal method. Finally, in terms of environmental effect, the gel method is safer, because the thermal one requires high energy and water usage, and causes a carbon footprint. If we compare the gel method used PPG (polymer particle gel), it has many advantages. For example, these types of gels exist for almost every kind of reservoir mineral and water salinity. They need only one component during the injection. There is no need for excess water waste as PPGs can be produced with water from

the field itself. These types of properties make the gel treatment method more effective specifically for TRIZNs (Yin, 2015).

Finally, looking at the comparison of the chemical injection and gas treatment, it can be clear which technique is the most recommendable choice. Gel treatment works better if the reservoir has heterogeneous and fractured formation with unexpectedly early water breakthrough. Chemical injection is used for reservoirs with moderate or high permeability. However, it requires increased displacement efficiency, which is a limitation. Gel treatment promise longer lifespan. The period can last from months to even years. Chemical treatment indicates decreased effect as time passes, since chemicals degrade over time. In addition gel usage is cost-effective, because the volume of gel that is needed is tend to be lower than the volume of chemicals. Plus, chemical treatment has the risk of emulsion or precipitation. Due to these reasons gel treatment is the best option out of all four methods (Al-Delfi, 2022).

One of the most effective ways to deal with TRIZN is the smart-water (low salinity) technique. This method is mainly used for sandstone and carbonate reservoirs. Carbonate reservoirs, which account for a significant portion of the global production rate, are often initially oil-wet, resulting in low oil production. Many studies show that applying smart-water flooding to a reservoir can change its wettability from oil-wet to water-wet (Baker, 2018). Here, the main goal is to reduce the residual oil saturation by increasing the wettability of the reservoir and supporting the reservoir permeability. Formation water, modified low-salinity water, seawater, and deionized one can be used for these purposes. Research shows that modified low salinity and deionized water develop the oil recovery factor better than the other two. According to laboratory studies, water flooding can enhance oil recovery with various types of water like brine, seawater, low salinity, and so on, especially in carbonate reservoirs. It is possible to achieve considerable economic benefits and mitigate the environmental effects linked to greater oil production by enhancing oil extraction from carbonate reservoirs (Buriro, 2023). One of the main advantages of this method is that it is effective in terms of both capital and operational cost, unlike the traditional EOR method. Moreover, this method can be used not only in the early stage of the reservoir but also for the later life cycle. If LSW is implemented appropriately, hydrocarbon recovery efficiencies could potentially improve by up to 40% of OOIP, which would correspond to a decrease in residual oil saturation of up to 20% pore volume (Kazankapov, 2014). As it is a promising solution for the secondary oil recovery process, it is used for both offshore and onshore fields. To improve this technique, it is sometimes combined with the gel method. The synergetics of these two methods not only increases recovery but also reduces environmental and operational risks. So, here, before injecting the water into reservoir, the gel should be settled. After that LSW settles in unswept tight zones and improves oil displacement. This combination helps to increase wettability and sweep efficiency at the same time. The fact that both methods use water-based solutions makes them eco-friendly enough. The combination of smart-water low salinity flooding and gel treatment enhances oil recovery by as much as 15–20% compared to using either method individually in a carbonate reservoir (Hussein, 2020).

The second method that can be offered is nanoparticle injection. The mechanism consists of injecting small particles (1-100nm) to the reservoir in order to increase oil recovery by changing fluid and rock interactions. Nanoparticles gets absorbed by rocks, increase wettability and as a result, lead to smooth oil displacement. They gather on the surface of the fluid and decrease interfacial tension. It aids oil mobilization. Additionally, they are able to withstand high pressure, temperature and salinity. Though this method is not widely-used and its experimental phase still continues, successful results indicates that it can be adopted very soon. In fact, within seven years (from 2015-2022) 570 publications were published discussing the nanoparticle injection for TRIZN zones. The main key of their success is their ultra-small size that allow them to go deeper even if the pore spaces are tight. These particles are effective in harsh conditions and low permeability reservoirs. One of the experimentations indicates

nanofluids that flow in both homogeneous and heterogeneous cores are able to improve recovery of oil. In low-perm cores (~2.8 mD), nanofluid and CO₂ injections managed to achieve successful water-gas cycles. Nanofluids increased swept volume. For this, they penetrated tight pores and changed wettability (Zhang, 2023). Another experiment **shows that** nanoemulsions **that are done** with nanoparticle, surfactant and solvent achieved **40–107% increase in recovery** in comparison to seawater injection, with up to **60% recovery** (Ahmadi, 2022).

References :

1. Ahmadi, A. (2022). *Insight into Nano-chemical Enhanced Oil Recovery from Carbonate Reservoirs Using Environmentally Friendly Nanomaterials*.
2. Al-Delfi, A. K. (2022). *Polyacrylamide Polymer Gel Systems for Conformance Control Technology: A Review*. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 9.
3. ALKharraa, H. (17 11 2023 2.). *Microscopic CO₂ Injection in Tight Rocks: Implications for Enhanced Oil Recovery and Carbon Geo-Storage*.
4. Baker, H. A. (2018). *Enhanced Oil Recovery using Smart Water Injection*. *Journal of Engineering*.
5. Buriro, M. A. (2023). *Advances in smart water flooding: A comprehensive study on the interplay of ions, salinity in carbonate reservoirs*. *Journal of Molecular Liquids*.
6. Caudle, B. *Thermal methods*. *Petroleum production: Recovery of oil and gas*.
7. Chen, X. (2023). *Investigation of Polymer-Assisted CO₂ Flooding to Enhance Oil Recovery in Low-Permeability Reservoirs*
8. Craig, F. (1980). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*.
9. Enhanced oil recovery. (02 06 2025.)
10. Gas reinjection. (2025).
11. Guo, R. *A Review of Methods for Studying Reservoir*. *Academic Journal of Science and Technology*.
12. Hussein, K. (2020). *Hybrid EOR techniques: A review of smart water and polymer/gel flooding combinations for enhanced sweep efficiency in carbonate reservoirs*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
13. Kazankapov. (2014). *Enhanced oil recovery in Caspian carbonates with “smart water”*. Moscow, Russia: SPE.
14. Oilfield scale inhibition. (27 01 2025)
15. Omari, C. (2001). *New Size-Controlled Microgels for Oil Production*. Society of Petroleum Engineers.
16. Sharma, A. (2001). *Evaluation of a pH-Sensitive Polymer for Gravel Packing Operations*. SPE.
17. Tota-Maharaj, K. (2021). *The Influence of Production Chemicals on the Quality of Oilfield Produced Water*. *Journal of sustainable development of energy, water and environment systems*.
18. Wang, Z. (2016). *Effect of reservoirs heterogeneity on injection pressure and placement of preformed particle gel for conformance control*. Scholars' Mine.
19. Yin, Z. (2015). *Comprehensive Review of Polyacrylamide Polymer Gels for Conformance Control*. *Petroleum Exploration and Development*.
20. Yu, W. (24 02 2023). *Diagenetic Evolution and Its Impact on Reservoir Quality of Tight Sandstones*.
21. Zhang, J. (2023). *Experimental investigation of nanofluid enhanced oil recovery by spontaneous imbibition*.

Анализ разработки залежи нефти на упруговодонапорном режиме с помощью эмпирических и прокси-моделей

I.B. Афанаскин

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти»

E-mail: ivanafanaskin@gmail.com

Аннотация

Рассматривается задача анализа разработки нефтяной залежи, разрабатываемой на упруговодонапорном режиме. Проведен кросс-корреляционный анализ показателей работы скважин. На его основе построены эмпирические модели для дебита жидкости. Построены модели обводнения скважин на основании подхода Баклея-Леверетта (Buckley-Leverett based fractional flow model). Оценены начальные и остаточные запасы нефти. Предложена эмпирическая модель для расчета забойного давления по данным о динамическом уровне, устьевых давлениях, дебите жидкости и обводненности.

Ключевые слова

Прокси-модели, эмпирические модели, упруговодонапорный режим, кросс-корреляционный анализ, модель Баклея-Леверетта.

Рассмотрим проблему анализа разработки нефтяной залежи, разрабатываемой на упруговодонапорном режиме. В рамках этой темы рассмотрим 4 задачи.

Задача 1 – определение взаимовлияния скважин. Метод кросс-корреляции (Cross-Correlation Analysis) исследует временные зависимости между дебитами скважин, определяя влияющие и зависимые скважины [1, 2]. Кросс-корреляционный анализ используется для выявления зависимостей между временными рядами дебитов, забойных давлений или других параметров скважин. Он позволяет определить:

1. Связаны ли добывающие и нагнетательные скважины.
2. Какой временной лаг (задержка) между изменением режима нагнетания и реакцией добывающих скважин.
3. Какие скважины оказывают наибольшее влияние друг на друга.
4. Связаны ли добывающие скважины? Как именно они связаны?

Кросс-корреляция между дебитами двух скважин i и j определяется по формуле:

$$C_{ij}(\tau) = \frac{\sum_t ((q_i(t) - q_i^m)(q_j(t-\tau) - q_j^m))}{\sqrt{\sum_t (q_i(t) - q_i^m)^2 \sum_t (q_j(t-\tau) - q_j^m)^2}}, \quad (1)$$

где $q_i(t)$ – дебит скважины i в момент времени t , $q_i^m(t)$ – средний дебит скважины i , $q_j(t-\tau)$ – дебит скважины j , сдвинутый на τ относительно момента времени t , $q_j^m(t)$ – средний дебит скважины j , $C_{ij}(\tau)$ – коэффициент корреляции между скважинами i и j с временным лагом τ .

Интерпретация коэффициентов $C_{ij}(\tau)$:

- $C_{ij}(\tau) > 0$ – увеличение дебита одной скважины связано с увеличением другой.
- $C_{ij}(\tau) < 0$ – увеличение дебита одной скважины связано с уменьшением другой.

Коэффициент $C_{ij}(\tau)$ по сути – линейный коэффициент корреляции (коэффициент корреляции r-Пирсона) и является мерой прямолинейной связи между переменными.

Максимум $C_{ij}(\tau)$ при $\tau > 0$ означает, что изменение режима в нагнетательной скважине предшествует реакции добывающей – есть гидродинамическая связь. Если нет значимой корреляции, связь между скважинами слабая или отсутствует.

Если между двумя добывающими скважинами высокая корреляция, они могут работать из одной дренажной области. Если корреляция отрицательная, возможно,

скважины конкурируют за запасы. На первый взгляд эти два понятия (работа из одной дренажной области и конкуренция за запасы) похожи. Однако разница между этими понятиями есть, и она весьма существенная. Эта разница связана с механизмом взаимодействия скважин в пласте и характером изменения их дебитов и давлений.

Рассмотрим работу добывающих скважин из одной дренажной области. Если две скважины имеют высокую положительную корреляцию, это означает, что изменения их дебитов или забойных давлений происходят синхронно. Физическое объяснение:

1. В пласте может быть единая гидродинамическая система без выраженных барьеров.

2. Потоки жидкости могут свободно перераспределяться между этими скважинами.

3. Это может говорить о достаточной пористости и проницаемости, отсутствии зон низкой проницаемости между ними.

Рассмотрим случай конкуренции добывающих скважин за запасы. Если между двумя добывающими скважинами отрицательная корреляция, это может означать, что они находятся в одной дренажной области, но влияют друг на друга с противоположным эффектом. Физическое объяснение:

1. Пласт имеет ограниченные возможности пополнения флюидов, отбор одной скважиной уменьшает доступность флюида для другой.

2. Возможно, между скважинами существует зона низкой проницаемости или градиенты давления, которые вызывают перераспределение потоков.

3. Конкуренция особенно характерна для зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами или при наличии непроницаемых барьеров.

Ограничения метода кросс-корреляции:

1. Метод основан на линейных зависимостях, а в реальных пластах возможны нелинейные эффекты. Они особенно ярко проявляются при анализе газового фактора, обводненности, дебитов нефти и воды.

2. Если в скважинах нет значимого изменений дебита или закачки, метод не покажет связи.

3. Метод может давать ложные связи, если две скважины реагируют на один и тот же внешний фактор (например, изменение давления в пласте).

Для оценки связи между скважинами будем считать коэффициенты корреляции $|C_{ij}|<0.3$ слабыми, $0.3\leq|C_{ij}|<0.5$ средним и $|C_{ij}|\geq0.5$ сильным.

Рассмотрим пример использования предложенного метода на одном из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Изучаемая залежь нефти невелика и эксплуатируется 6 скважинами. Залежь массивного типа, по геохронологической шкале относится к башкирскому ярусу. Коллектор представлен порово-кавернозным известняком. Будем анализировать работу скважины № 1 и ее взаимодействие со скважинами №№ 2 и 3. Расстояние между скважинами 1.5-2 км. Результаты кросс-корреляционного анализа дебита жидкости для оценки связей скважин №№ 2 и 3 со скважиной № 1 приведены ниже (таблица 1). Анализировались и другие скважины, но связи с ними оказались незначительными, так как коэффициенты корреляции были слабыми.

Таблица 1 – Результаты кросс-корреляционного анализа

Номер скважины	$C_{ij}(\tau)$	p-значения для $C_{ij}(\tau)$	τ_{ij}
2	0,52	4,8E-5	-153
3	0,68	8.5E-7	-149

Задача 2. Моделирование дебита жидкости. В результате анализа кросс-корреляции была предложена линейная множественная регрессионная модель [1, 2] для дебита жидкости скважины №1 с учетом влияния скважин №№ 2 и 3. Она включает свободный член, автокорреляцию и влияние соседних скважин с временным лагом. История дебитов скважин №№ 1-3, результаты моделирования и оценка качества моделей приведены на рисунке ниже (рисунок 1). Сочетание автокорреляции с влиянием двух соседних скважин действительно улучшает модель дебита жидкости.

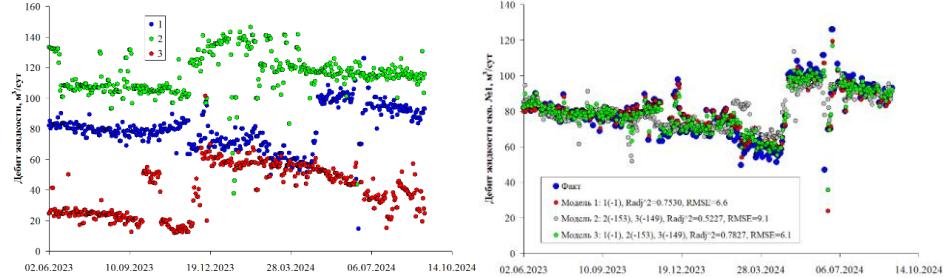


Рисунок 1 – История дебитов скв. №№1-3 (слева) и модель дебита для скв. № 1 (справа)
 Radj^2 – скорректированный (на число коэффициентов) коэффициент детерминации

Задача 3. Моделирование обводненности. В базовом случае обводнение скважины описывается моделью Баклея-Леверетта [3]. На основе этого модели можно формулировать различные прокси-модели. Для случая, когда вся извлеченная из залежи жидкость компенсируется притоком воды из вне можно предложить следующую прокси-модель обводнения скважины:

$$S(t + \Delta t) = S(t) + \frac{b_w}{V_p} q_o(t), \quad (2)$$

$$w(t) = \frac{k_{rw}(S)}{k_{rw}(S) + k_{ro}(S) \frac{\mu_w b_w}{\mu_o b_o}}, \quad k_{rw}(S) = A \left(\frac{S - S_{wcr}}{1 - S_{wcr}} \right)^\alpha, \quad k_{ro}(S) = B \left(\frac{1 - S_{owcr} - S}{1 - S_{owcr} - S_{wcr}} \right)^\beta, \quad (3)$$

где $S(t)$ - водоносимость, Δt - временной шаг, V_p - дренируемый поровый объем, $q_o(t)$ – дебит нефти, $w(t)$ - обводненность, $k_{rw}(S)$ и $k_{ro}(S)$ – относительные фазовые проницаемости (ОФП) по нефти и воде, μ_o и μ_w – динамические вязкости нефти и воды, b_o и b_w – объемные коэффициенты нефти и воды, S_{wcr} и S_{owcr} – насыщенность связанной водой и остаточной нефтью, A , α , B , β – коэффициенты аппроксимации лабораторных функций ОФП.

На рисунке ниже (рисунок 2) приведены результаты расчетов по предложенной модели обводнения. На историческом периоде получено хорошее совмещение расчетной и фактической кривых, коэффициент детерминации 0.9810. С помощью формулы для насыщенности (2) оценен дренируемый поровый объем, с учетом которого рассчитаны начальные геологические запасы нефти. С учетом прогноза обводненности при заданном дебите жидкости оценены извлекаемые запасы нефти.

Задача 4. Расчет забойного давления. Забойное давление является важным параметром для контроля разработки и анализа взаимовлияния скважин. Проблемой является малое количество замеров забойного давления по сравнению с количеством замеров динамического уровня жидкости в затрубном пространстве и устьевых давлений для фонтанных скважин. Классическая гидростатическая формула для затрубного пространства [4] не дала удовлетворительной оценки забойного давления. Поэтому было предложено несколько эмпирических моделей, основанных на представлениях о физике процессов в скважине:

$$P_w = a_1 P_a + a_2 (H - H_d) [\rho_o (1 - w) + \rho_w w], \quad (4)$$

$$P_w = a_1 P_a + a_2 P_b + a_3 (H - H_d) [\rho_o (1 - w) + \rho_w w] + a_4 q_l (1 - w), \quad (5)$$

$$P_w = a_1 P_a + a_2 P_b + a_3 (H - H_d) \rho_o (1 - w) + a_4 (H - H_d) \rho_w w + a_5 q_l^{a_6} (1 - w)^{a_7}, \quad (6)$$

$$P_w = a_0 + a_1 P_a + a_2 P_b + a_3 H \rho_o (1 - w) + a_4 H \rho_w w + a_5 q_l^{a_6} (1 - w)^{a_7}, \quad (7)$$

где P_w – забойное давление, P_a – затрубное давление, P_b – буферное давление, H – глубина определения забойного давления, H_d – динамический уровень в затрубном пространстве, ρ_o и ρ_w – плотности нефти и воды, q_l – дебит жидкости, $a_0..a_7$ – коэффициенты регрессионных моделей.

Рассмотрено 4 модели, формулы (4)-(7). Модель 1, формула (4), является вариацией на тему классической гидростатической модели. Модели 2 и 3, формулы (5) и (6), уточняют модель 1 с учетом устьевых давлений и потерь на трение в НКТ. Модель 4, формула (7), является попыткой уйти от необходимости замеров динамического уровня. Наилучший результат дает модель 3. Результаты приведены ниже (рисунок 3).

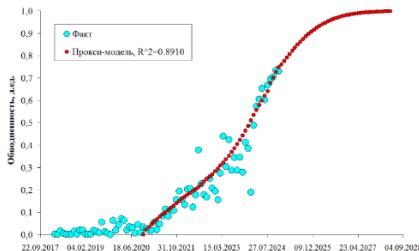


Рисунок 2. Модель обводнения

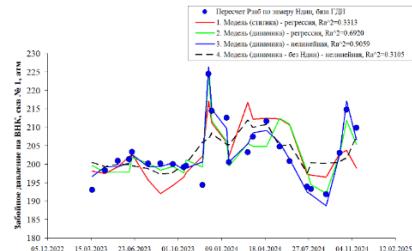


Рисунок 3. Модели для забойного давления

Выводы:

1. Кросс-корреляционный анализ подтвердил межскважинную гидродинамическую связность и наличие характерных задержек отклика, что указывает на эффективную водонапорную поддержку и позволяет ранжировать влияющие скважины для оперативных мероприятий.
2. Регрессионные прокси-модели, учитывающие лаговые воздействия и автокорреляцию, дают более устойчивое описание и краткосрочный прогноз показателей по сравнению с изолированными эмпирическими зависимостями.
3. Прокси-модель на базе фракционного потока (Buckley–Leverett) адекватно описывает рост обводнённости при упруговодонапорном режиме и позволяет получить оценки дренируемого объёма и запасов.
4. Эмпирические модели расчёта забойного давления с учётом устьевых давлений и потерь в НКТ пригодны для восстановления P_w при редких замерах и для оперативного контроля режимов работы скважин и последующего анализа, например при CRM-моделировании.
5. Предложенный рабочий процесс обеспечивает быстрый и воспроизводимый анализ для залежей на упруговодонапорном режиме. Для надёжности интерпретации рекомендуется дополнять его частичными корреляциями, каузальными тестами и сверкой с материальным балансом.

Список литературы

1. Bendat J.S., Piersol A.G. *Random Data: Analysis and Measurement Procedures*. Wiley, 2010.
2. Jensen J.L., Lake L.W., Bui T.D., Al-Yousef A., Gentil P. *Interwell connectivity and diagnosis using correlation of production and injection rate data in hydrocarbon production*. Texas Engineering Experiment Station, 2004.
3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. *Подземная гидромеханика*. М.: Недра, 1993.
4. Мищенко И.Т. *Скважинная добыча нефти*. М.: Изд-во «Нефть и газ», 2003.

К вопросу влияния сухокислотных композиций на вторичное осадкообразование при проведении кислотных обработок пласта

T.T. Белова

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти»

Email: belova.tatiana92@mail.ru

Аннотация

Кислотная обработка коллекторов, сложенных песчаником, повышает проницаемость, но в процессе дальнейшей работы скважины возможно снижение проницаемости за счёт реакции с нефтью и глинами, которые могут вступать в реакцию с HF и HCl, отделяясь от поверхности породы и накапливаться в узких поровых каналах. Кислотные составы должны обеспечивать ряд требований, такие как низкая коррозионная активность, отсутствие образования комплексных отложений, высокая эффективность разделения эмульсии, стабилизация асфальтенов и др. Сухокислотные составы обладают такими преимуществами как облегченная доставка, удобство и длительность хранения, возможность одновременного сочетания в одном кислотном составе ряда кислот и других компонентов, замедленного характера растворения породы пласта-коллектора.

Ключевые слова

Кислотная обработка, сухокислотная композиция, вторичное осадкообразование

Одной из основных проблем кислотных обработок терригенных коллекторов является проблема совместимости минералов пласта с различными жидкостями кислотной обработки и добавками, содержащимися в этих жидкостях [1]. Совместимость подразумевает, что проницаемость не будет уменьшаться, когда основная технологическая жидкость кислотной обработки будет взаимодействовать с породой. Данное понятие совместимости главным образом применимо к терригенным коллекторам, т.к. эти коллекторы являются потенциальными объектами для образования загрязнения в них [1,2].

Загрязнение пласта терригенного коллектора может быть обусловлено наличием силикатных материалов (кварца, полевого шпата, глин и т.д.). Для удаления таких загрязнений и увеличения проницаемости ПЗП используют обработки грязевой кислотой. Грязевая кислота представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот, при различной их концентрации [2,3].

Органические и неорганические отложения являются одной из основных проблем при добыче нефти. Кислотная обработка коллекторов, сложенных песчаником, повышает проницаемость, но в процессе дальнейшей работы скважины возможно снижение проницаемости за счёт реакции с нефтью и глинами, которые могут вступать в реакцию с HF и HCl, отделяясь от поверхности породы и накапливаться в узких поровых каналах [2,3]. Кислотные составы должны обеспечивать ряд требований, такие как низкая коррозионная активность, отсутствие образования комплексных отложений, высокая эффективность разделения эмульсии, стабилизация асфальтенов и др. Для снижения рисков рассмотрены варианты с использованием органических кислот [3]. Сухокислотные составы обладают такими преимуществами как облегченная доставка, удобство и длительность хранения, возможность одновременного сочетания в одном кислотном составе ряда кислот и других компонентов, замедленного характера растворения породы пласта-коллектора [4].

Для создания и подбора наиболее эффективной основы сухокислотной композиции рассмотрена возможность одновременного сочетания в одном кислотном составе ряда кислот. Наиболее важным свойством кислотного состава является растворяющая способность. Тестовые испытания проводились, оценивались по растворению 10 грамм кварцевого песка в течение 24 часов и рассчитывались по формуле 1. Результаты тестирования представлены на рисунке 1.

$$P = \frac{(m - m_0)}{m} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где P – растворяющая способность, %;

m – навеска кварцевого песка, г;

m_0 – масса кварцевого песка после воздействия кислотного состава, г.

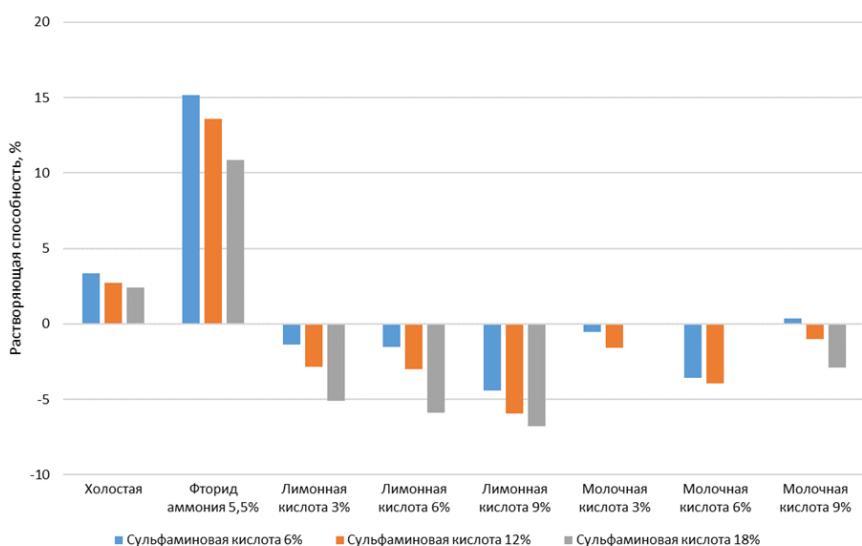


Рисунок 1 – Растворяющая способность кислотных составов.

По результатам тестирования отмечается, что при увеличении в растворе процентного содержания сульфаминовой кислоты наблюдается тенденция снижения эффективности растворения кварцевого песка. Кислотный состав с добавлением фторида аммония (5,5%) и сульфаминовой кислоты 6, 12, 18% эффективнее на 11,84, 10,87, 8,46% соответственно. Наиболее эффективный результат растворяющей способности (15,18) получен в кислотном составе сульфаминовой кислоты (6%) и фторида аммония (5,5%), при увеличении концентрации сульфаминовой кислоты также отмечается снижение эффективности. Результаты тестирования сульфаминовой кислоты с лимонной кислотой концентрацией 3, 6, 9%, а также молочной кислоты концентрацией 3, 6, 9% показывают отсутствие растворяющей способности. Предположительно добавление данных органических кислот вызывает вторичное осадкообразование.

Список литературы

1. Ганеева Ю.М., Барская Е.Е., Охотникова Е.С. [и др.] Распределение парафиновых углеводородов и асфальтенов в кислотной водонефтяной эмульсии // Нефтехимия. – 2018. – Т. 58, № 6. – С. 742-750. – DOI 10.1134/S0028242118050052. – EDN YM0UJV.

2. Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф. [и др.] Исследование особенностей взаимодействия нефти и кислотных систем в условиях пористой среды // Труды

Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2017. – № 4(289). – С. 132-142. – EDN ZXHRRZ

3. Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф. [и др.] Разработка термостабильного сухокислотного состава на основе сульфаминовой кислоты // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2019. – № 4(297). – С. 186-198. – DOI 10.33285/2073-9028-2019-4(297)-186-198. – EDN WYCFUG.

Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф. [и др.] Эффективные кислотные составы на основе сульфаминовой кислоты // 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. 108-109. – EDN QOPJDF.

How the Shale Revolution is Shaping the Future of the Oil and Gas Market

Binh T. Bui

PetroVietnam University

E-mail: binhb@pvu.edu.vn

Abstract

The shale revolution, driven by advances in horizontal drilling, multi-stage hydraulic fracturing, and cyclic gas injection, has reshaped the oil and gas industry over the past two decades. In the United States, these technologies transformed ultra-low permeability shale formations into commercially viable resources, increasing crude oil production from 5 million bpd in 2008 to more than 12 million bpd by 2019. Horizontal drilling became the standard after 2010, with nearly 200,000 horizontal wells completed by the end of 2023, accounting for more than 80% of all new wells in the US. This success is now being replicated in Argentina, making the country a leading unconventional producer.

The common driver in both cases is the “mass manufacturing” approach, which industrializes oil production through standardized well designs, repeatable workflows, multi-well pad drilling, and continuous process optimization. Supported by a competitive oilfield service market and a skilled technical workforce, this model has reduced drilling times from months to weeks and cut well costs by half over the past decade. New technologies such as precision geosteering, advanced completion designs, real-time drilling analytics, and cyclic gas injection continue to improve efficiency and productivity.

Applying these methods and technologies to conventional reservoirs could significantly expand global production capacity and place sustained downward pressure on crude oil prices. This paper argues that in a period of slowing economic growth and potential financial deleveraging, abundant supply from both unconventional and conventional developments could extend a prolonged phase of relatively low oil prices. Such a scenario would have far-reaching implications for energy policy, investment strategies, and the competitive position of oil-producing nations.

Keywords

Shale revolution, horizontal drilling, hydrolic facturing, oil and gas market.

Introduction

The oil and gas industry continues to play a critical role in ensuring global energy security, despite the rapid growth of renewable energy. By the end of 2023, the three dominant fossil fuels still accounted for more than 77% of the world’s total energy mix, with oil at 34%, coal at 28%, and natural gas at 23% (IEA, 2023). Global oil consumption currently averages about 100 million barrels per day, worth an estimated 6 to 8 billion USD each day, or roughly 2 to 3 trillion USD annually. This is approximately the entire GDP of Russia in 2023. Global natural gas consumption averages about 4 trillion cubic meters per year, worth an estimated 1.1 to 1.4 trillion USD annually, roughly equal to the entire GDP of Indonesia in 2023. The economic value of the oil and gas sector is reflected not only in its production volumes and revenues but also in its contribution to the global economy. Crude oil production alone represents roughly 2 to 3% of global GDP, a scale comparable to the entire global mining industry. Natural gas production adds another 1.5 to 2% of global GDP, depending on price fluctuations and annual output.

Despite the growth of renewable energy, oil and gas will not be replaceable in the near future. As of 2024, proven global crude oil reserves are estimated at roughly 1.7 trillion barrels, while natural gas reserves stand at about 6.9 quadrillion cubic feet; at current production rates, these resources could last another 50 to 60 years. However, extraction is becoming increasingly

difficult as the most accessible fields are depleted and new large discoveries remain rare. One key indicator showing this trend is the Energy Return on Investment (EROI), the ratio of energy gained from a barrel of oil to the energy required to produce it. In the early days of the industry, average EROI values ranged from 50 to 100, meaning that the energy equivalent of one barrel could yield 50 to 100 barrels in return. By the 1970s, U.S. crude oil EROI had already fallen to around 30. For shale oil, it typically ranges between 5 and 10, meaning that producing one barrel requires the energy equivalent of 0.1 to 0.2 barrels, while Canadian oil sands are even lower, with an EROI of just 3 to 5 (Hall et al. 2009). Financial costs follow a similar trend: conventional fields once produced oil at \$5 to \$15 per barrel, whereas unconventional sources such as shale now require \$40 to \$70 per barrel. Stricter environmental regulations, covering wastewater treatment, emissions control, and site restoration, have further increased overall investment requirements. Consequently, the viability of oil and gas production increasingly depends on three pillars: technology, which determines recovery efficiency and cost competitiveness; policy, which shapes investment conditions and regulatory frameworks; and management, which influences operational execution, risk control, and long-term sustainability.

The United States is a prime example of how rapidly a nation can reshape its energy landscape. In less than two decades, it transitioned from being the world's largest net energy importer to a net exporter of crude oil and natural gas. This transformation was driven by the large-scale commercialization of shale resources, enabled by two pivotal technologies, namely horizontal drilling and multi-stage hydraulic fracturing. Together, these techniques unlocked vast ultra-low-permeability formations once considered uneconomic, propelling U.S. oil production to record highs while significantly reducing drilling and completion costs. Average well construction times fell from several weeks to one or two weeks, improving capital efficiency and accelerating project cycles.

Over the past two decades, the United States has seen a dramatic surge in oil and gas output. From 2008 to the present, crude oil production has climbed from about 5 million barrels per day to more than 12 million barrels per day (**Figure 1**), propelling the United States past Saudi Arabia and Russia to become the world's largest crude oil producer (EIA 2023). In 2023, average crude output reached 12.9 million barrels per day, maintaining its global lead over Saudi Arabia (~10.2 million b/d) and Russia (~9.4 million b/d). The United States is also the world's largest natural gas producer, with annual output of about 36 Tcf, roughly equal to the combined production of Russia (~22 Tcf/year) and Iran (~9 Tcf/year) (EIA 2024a).

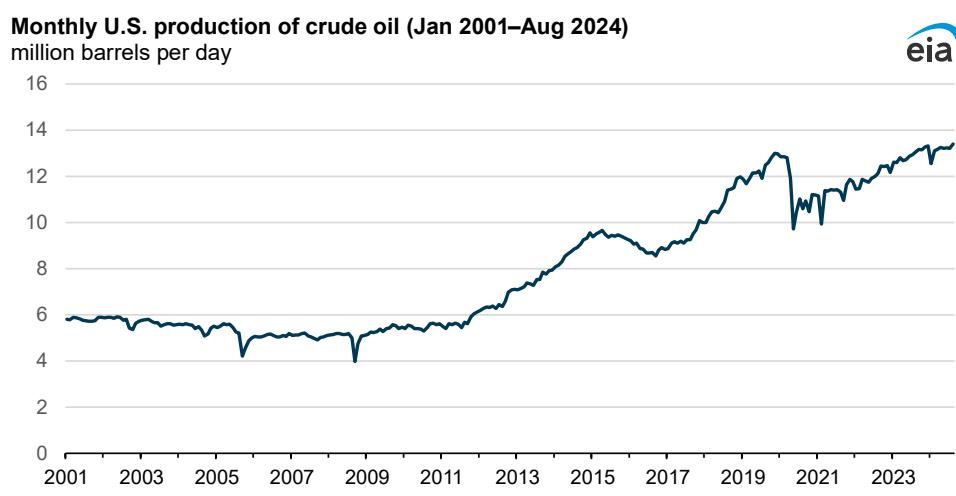


Figure 1. Annual U.S. crude oil production (EIA 2024a).

As of the end of 2023, the United States held an estimated 47.1 billion barrels of crude oil reserves and 374.3 Tcf of natural gas (EIA 2024b). In terms of oil reserves, the United States ranks 11th globally, significantly lower than Venezuela at approximately 303 billion barrels,

Saudi Arabia at approximately 267 billion barrels, and Russia at approximately 108 billion barrels. For natural gas, United States reserves are approximately 22% of Russia's 1,688 Tcf and approximately 31% of Iran's 1,203 Tcf, which are the two largest reserve holders worldwide (BP 2023). Russia's crude oil reserves are more than double those of the United States, yet in 2023 its crude oil production of approximately 9.4 million barrels per day was about 73% of United States production. In natural gas, Russia's reserves are more than 4.5 times greater than those of the United States, although its annual output of approximately 22 Tcf is only about 61% of United States production.

A key distinction between the United States and the rest of the world lies in the composition of its reserves, with more than 60% of oil and nearly 75% of natural gas coming from unconventional sources, primarily shale oil and gas, which have very low per-well productivity and cannot be extracted using conventional technology. Major unconventional plays such as the Permian Basin (in Texas and New Mexico), the Bakken Formation (North Dakota), and the Marcellus-Utica Shale (Pennsylvania and Ohio) account for most of the country's unconventional oil and gas reserves. The Permian Basin is the largest shale oil-producing region in the United States, with estimated oil reserves exceeding 20 billion barrels and production of approximately 6 million barrels per day as of June 2024, representing about 40% of total U.S. oil output. The Bakken Formation is the second most important unconventional resource, with reserves of approximately 7.4 billion barrels. Although production there has declined somewhat in recent years, it still maintains an output of around 1.2 million barrels per day. The third key region includes the Eagle Ford and Marcellus-Utica shale plays. Eagle Ford currently produces nearly 1 million barrels per day, while the Marcellus-Utica is one of the largest natural gas fields in North America. Natural gas production in the Marcellus-Utica exceeds 35 Bcf/day, accounting for more than one-third of total U.S. natural gas output. The Marcellus Shale alone is considered the largest shale gas field in the United States, with gas-in-place estimates exceeding 1,400 Tcf, while recoverable resources are substantially lower.

Notably, the U.S. oil and gas industry operates under a free-market system and is not controlled by state-owned enterprises as in other countries. As of 2023, more than 900 privately owned small and medium-sized companies were engaged in oil and gas production, particularly in shale oil and gas development. The United States also has a large and modern energy infrastructure, including more than 2.6 million km of oil and gas pipelines, over 120 refineries, and several major LNG export terminals such as Sabine Pass, Freeport, and Corpus Christi. This infrastructure not only ensures domestic energy security but also enables the United States to serve as a global energy supply hub. The development of infrastructure and the market-based model have been decisive factors in making the United States the world's leading oil and gas producer and exporter over the past two decades.

The U.S. shale experience highlights the decisive interplay between technological innovation, a transparent and competitive business environment, supportive regulatory frameworks, and a dynamic oilfield services sector. In the current energy era, these factors are as critical as, if not more critical than, resource endowment. The shale revolution has not only redefined U.S. energy markets but also offers valuable insights for oil and gas development globally. Accordingly, this paper aims to review the key enabling technologies behind the shale revolution and to discuss their potential implications for the future of the global oil and gas market.

Unconventional resources

Unconventional resources are oil and gas deposits that differ from conventional reservoirs in terms of geology, technology, and economics, as they cannot be produced efficiently using traditional vertical drilling and natural reservoir pressure. Instead, they are trapped in low-permeability formations such as shale, tight sandstone, coal seams, or oil sands, requiring advanced extraction techniques like hydraulic fracturing, horizontal drilling, or

thermal recovery. Economically, they are considered unconventional because their development typically involves higher costs and greater technological effort, although advances in technology and changes in market conditions can gradually shift them toward being more conventional. In broader energy discussions, the term may also extend to non-traditional sources such as oil shale or gas hydrates, highlighting the evolving nature of what is considered “unconventional”.

In other words, unconventional reservoirs are formations where hydrocarbons cannot naturally flow into a vertical wellbore at commercially viable rates using the conventional method of lowering the bottomhole pressure. Looking at the equation for flow rate toward a vertical well under steady-state conditions, it becomes clear that several factors can make production uneconomical, including high fluid viscosity, low reservoir permeability, thin formation thickness, depleted reservoir pressure, or a combination of these. In the literature, the most commonly cited examples are high-viscosity reservoirs (such as oil sands) and low-permeability formations (such as tight reservoirs).

A shale reservoir is a specific type of unconventional reservoir where oil or natural gas is generated and stored within fine-grained sedimentary rock called shale. Shale has extremely low permeability, meaning that hydrocarbons are trapped tightly within tiny pores and natural fractures. While shale is one type of tight formation, not all tight formations are shale. It is also important to note that not all U.S. unconventional production comes from shale formations. Therefore, the term “shale revolution” can be somewhat of a misnomer.

Despite significant technical challenges and relatively low profit margins, the global potential of unconventional oil and gas remains substantial. Unconventional oil reserves are estimated at around 419 billion barrels, while unconventional gas resources amount to roughly 7,576 Tcf. About 50 countries have been identified as having promising prospects and are already developing such resources. Major holders of unconventional gas reserves include China, Argentina, Algeria, the United States, and Canada, while leading unconventional oil reserves are found in the United States, Russia, China, Iran, and Argentina (**Figure 2**). These figures underscore the strategic importance of unconventional hydrocarbons, especially as reserves and production from conventional fields continue to decline.

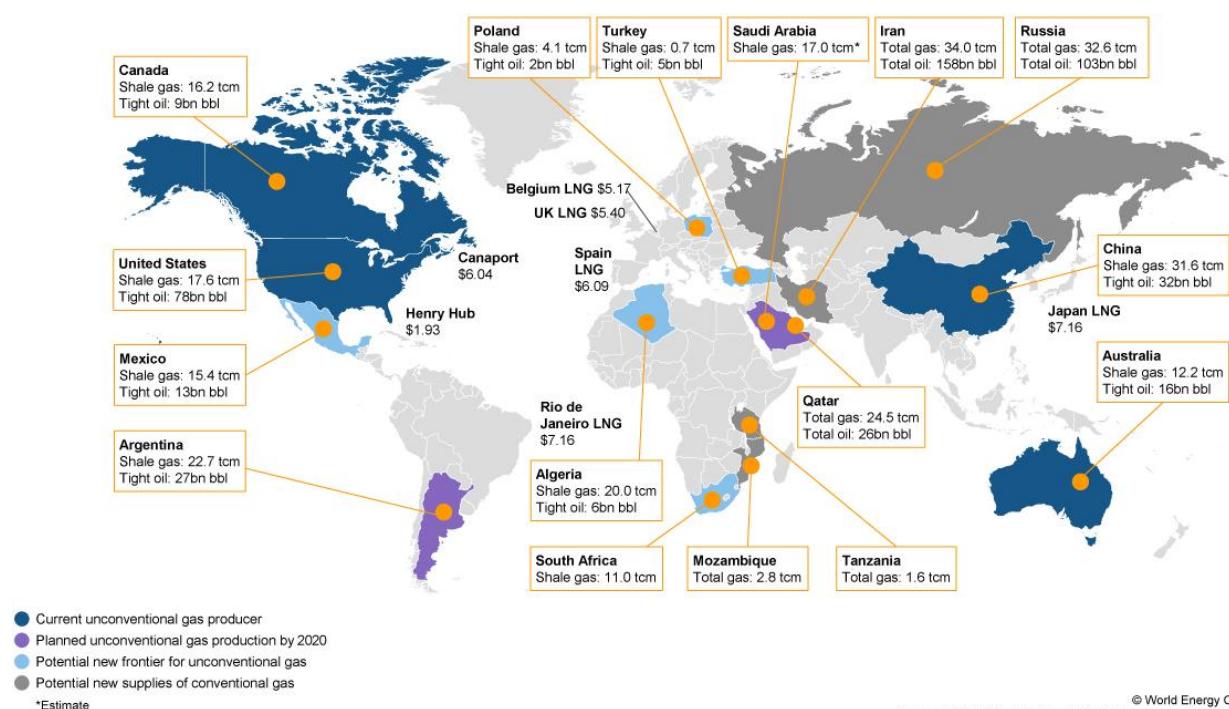


Figure 2. Global distribution of shale and tight oil reserves (World Energy Council, 2016).

The growth of the U.S. oil and gas industry over the past two decades has been driven by a convergence of factors, most notably policy, finance, and technology. First, a legal framework that allows private ownership of subsurface resources has created a favorable foundation, encouraging thousands of private companies to enter the sector. Second, following the early-2000s tech bubble, the U.S. government introduced a series of economic stimulus packages that channeled capital into shale production. Loose monetary policy helped sustain global economic growth, resulting in relatively steady oil and gas demand over the past three decades and providing a stable market for producers. At the same time, a well-developed and trusted financial market, with effective capital-raising tools such as equities, bonds, and venture capital, has played a critical role in funding high-risk exploration and production projects, particularly in shale oil and gas.

In addition, favorable tax policies, modern transport and pipeline infrastructure, a highly competitive market environment, and a culture of transparency have all contributed to a dynamic and efficient oil and gas ecosystem. However, the key factor in the long-term success of the U.S. petroleum industry has been systematic investment in research and development, particularly research that is rigorous, innovative, and practically applicable. Equally important are the breakthrough technological advancements, especially in horizontal drilling and multi-stage hydraulic fracturing, which have enabled the successful commercialization of shale oil and gas resources.

Origin of the shale revolution

After the oil crises of 1973 and 1979, the U.S. government recognized that reliance on imported oil, particularly from the Middle East, posed a serious threat to national energy security. In response, the United States launched a long-term strategy to build self-sufficiency in oil and gas production, with a strong focus on investing in advanced technologies to improve energy efficiency and boost oil production output. This strategy was implemented through the creation and funding of large-scale petroleum research programs, with particular emphasis on developing methods to extract tight oil and gas, resources whose reserves had been identified since the 1970s but were not economically recoverable with conventional technologies.

One of the pioneering initiatives was the Eastern Gas Shales Project (EGSP), launched in 1976 with funding from the U.S. Department of Energy (DOE). The program focused on studying shale formations in the Appalachian region, including the Marcellus and Utica Shales. Its activities encompassed exploratory drilling, core sampling, stratigraphic analysis, and testing reservoir stimulation methods such as hydraulic fracturing. The EGSP provided the scientific foundation and geological data that later underpinned the development of shale oil and gas extraction technologies. In parallel, the Gas Research Institute (GRI), a nonprofit organization established in 1976, became a key driver of applied research in the natural gas industry. Funded through a tax on domestic gas consumption, GRI invested hundreds of millions of dollars throughout the 1980s and 1990s. Its projects focused on developing low-cost multi-stage hydraulic fracturing techniques, efficient horizontal drilling methods, production monitoring systems, and, notably, supporting research in the Barnett Shale region of Texas, later recognized as the birthplace of the shale gas revolution. In addition, the National Energy Technology Laboratory (NETL), a research center under the DOE, has served as a central hub for developing, testing, and transferring advanced extraction technologies to the private sector. NETL's work has included not only research into multi-stage hydraulic fracturing and directional drilling, but also the creation of digital geological models to identify prospective zones within low-permeability formations.

Thanks to over two decades of sustained investment, by the early 2000s the United States had built a robust scientific and technical foundation capable of shifting from research to commercialization. Private companies such as Mitchell Energy successfully applied these advancements in practice, most notably by combining horizontal drilling with hydraulic

fracturing to produce gas from the Barnett Shale. This milestone marked the beginning of the U.S. unconventional oil and gas revolution.

Horizontal drilling

Since the late 19th century, numerous inventions have marked the evolution of directional drilling (**Figure 3**). The whipstock, first used in California in the 1890s, was the earliest tool for deflecting the drill bit and steering the wellbore. In 1929, H. John Eastman invented a magnetic surveying instrument, first applied at Huntington Beach, California, which made it possible to measure a well's inclination and azimuth, enabling precise directional drilling. By the 1940s, the development of the bent sub and downhole motor allowed for more flexible changes in drilling direction without relying entirely on drill string rotation. The combination of the whipstock, bent sub, and downhole motor formed the standardized directional drilling assembly that remains in widespread use today.

The introduction of measurement-while-drilling (MWD) systems in the 1970s improved drilling accuracy and speed by providing real-time data on well inclination and azimuth. In 1978, Teleco Oilfield Services, in collaboration with the U.S. Department of Energy, experimented with transmitting signals through drilling fluid, paving the way for continuous MWD technology in the early 1980s. MWD significantly reduced the time and cost of well surveying, enabled precise directional control, and laid the groundwork for horizontal drilling. In other words, measurement and directional control formed the foundation for modern directional drilling. The major breakthrough in directional drilling came in the 1980s, when horizontal drilling was successfully applied in the Barnett Shale (Texas), enabling access to laterally oriented reservoirs. From the 1990s onward, rotary steerable systems (RSS) were developed, allowing continuous adjustments to the drilling direction without stopping drill string rotation, thereby providing precise control over the wellbore trajectory.

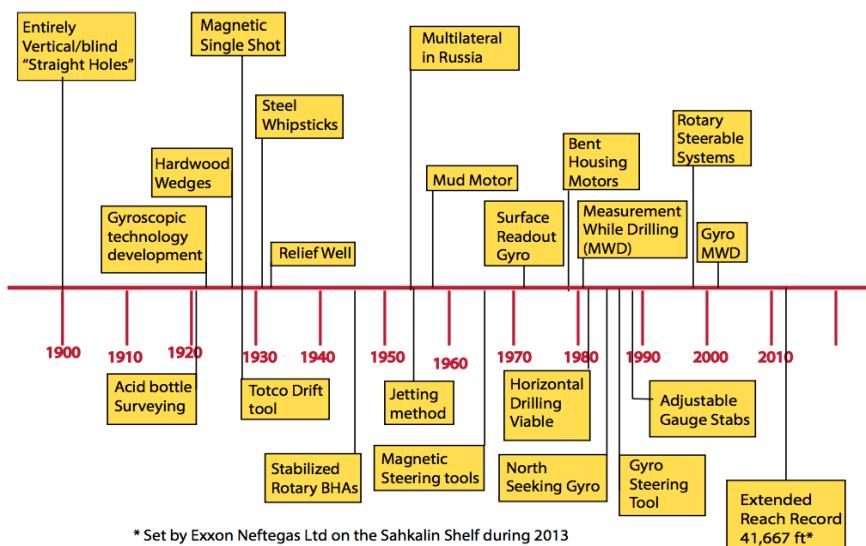


Figure 3. Important technology advancements in directional drilling (IADC 2015).

In addition to the well-known benefits of directional drilling, horizontal drilling extends the wellbore within the reservoir, increasing the flow area from the formation into the well by 20-30 times compared with vertical wells. Expanding this flow area not only boosts recovery but also enhances the effectiveness of multi-stage hydraulic fracturing by creating more extensive flow channels, significantly increasing production. As a result, the volume of oil or gas recovered from a single well can be many times higher while the cost increase remains relatively moderate. Although longer horizontal sections raise drilling costs, the cost per unit of lateral length decreases substantially (**Figure 4**) as the horizontal section lengthens. Consequently, the current trend is to drill wells with horizontal sections typically ranging from

3 to 5 km (**Figure 5**). This is the determining factor enabling unconventional oil and gas companies to reduce costs.

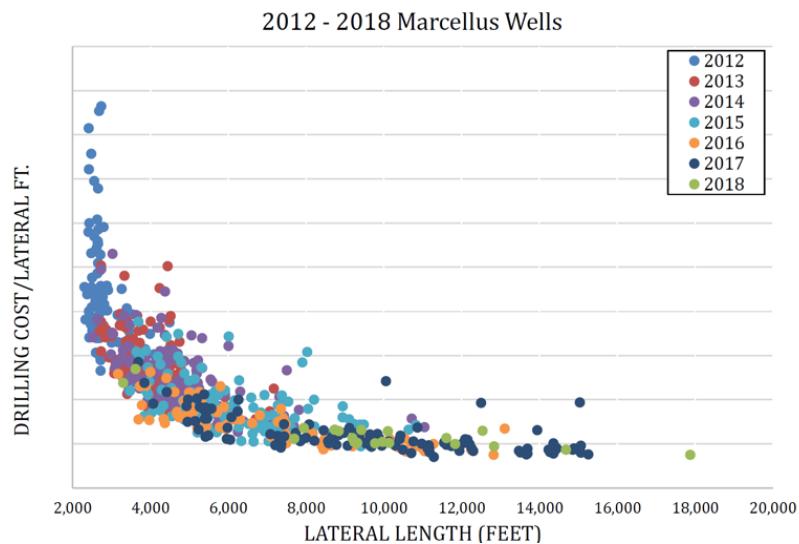


Figure 4. Variation of drilling cost per foot of the lateral with lateral length (Doak et al., 2018).

The United States has been a global pioneer and leader in horizontal drilling. Since 2010, horizontal drilling has become the standard method for shale oil and gas production, particularly in regions such as the Permian Basin, Marcellus, and Haynesville. Today, most new wells in the United States employ horizontal drilling combined with multi-stage hydraulic fracturing. By the end of 2023, nearly 200,000 horizontal wells had been drilled in the country. Although this is still a small fraction of the more than 4 million wells drilled across the United States to date (**Figure 6**), EIA data indicate that over 80% of all new wells in 2023 were horizontal (EIA 2024b). Horizontal drilling has thus become the dominant trend and a requirement for shale oil and gas development, a pattern that is likely to shape new well designs worldwide in the future.

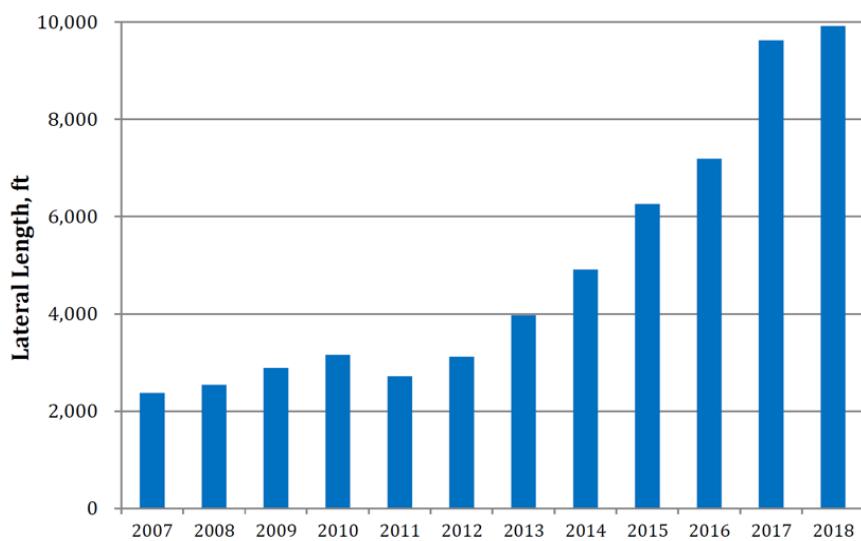


Figure 5. The evolution of lateral length in the Marcellus (Doak et al., 2018).

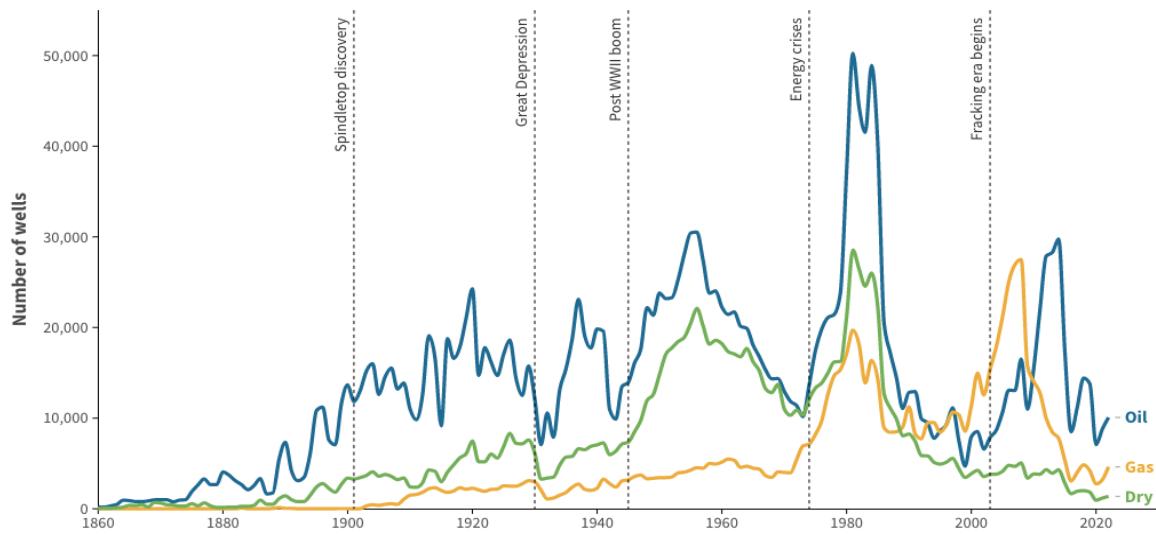


Figure 6. Number of new wells drilled in the U.S. (IGS, 2025).

Hydraulic Fracturing

Hydraulic fracturing involves using hydraulic energy to create fractures around a wellbore, increasing permeability so fluids can flow more easily to the well. The process begins by pumping a high-pressure fluid into the well, typically composed of water, proppant (usually sand), and a small amount of chemicals. The high pressure fractures the rock formation, and the proppant particles hold these fractures open once the pressure is released, allowing fluids to flow freely to the well. The fracturing fluid is primarily water (about 90-95%), combined with sand (5-9%) and a small proportion of chemicals (0.5-2%) that serve functions such as reducing friction, killing bacteria, and protecting equipment.

The idea of creating fractures in rock formations around a well to enhance production dates back a long time, but it only gained global attention in the early 2000s with the U.S. shale revolution. The history of fracturing began in 1862 when Edward Roberts recognized the potential of using explosives in oil extraction, applying the method to a well in 1865. This technique increased oil production from several wells by 1,200% in just one week. Explosive-induced wellbore fracturing became widespread throughout the late 19th and early 20th centuries. Today, this approach is still used and classified as explosive fracturing, though its application is limited due to safety regulations.

The modern form of hydraulic fracturing in use today began in the 1940s with research and testing by Floyd Farris at Stanolind Oil (now BP). In 1947, the first hydraulic fracturing experiment was conducted in southwestern Kansas, United States. Although it was not successful, it marked the beginning of modern hydraulic fracturing. By 1949, Halliburton successfully completed two commercial tests, paving the way for the commercialization of hydraulic fracturing in the 1960s and 1970s. Initially, water was used as the fracturing fluid, with sand as the proppant. By the 1970s, polymers were added to increase fluid viscosity and enable use in higher-temperature formations. During the oil price crisis of the 1970s, the U.S. government funded extensive hydraulic fracturing research, focusing on tight formations. Additives were introduced to adjust viscosity, reduce friction, kill bacteria, and prevent equipment corrosion, significantly improving the ability to carry proppants deep into fractures. Meanwhile, proppants such as natural sand, lightweight ceramics, and even aluminum were developed to keep fractures open after fracturing was completed.

During the 1980s and 1990s, advances in well measurement and monitoring equipment allowed engineers to better understand fracture propagation mechanisms. Pressure, temperature, and flow sensors, along with geological modeling, enabled real-time adjustments to fracturing pressure, improving both safety and efficiency. This period also saw the introduction of numerical simulation models to design fracturing programs, fluids, and

proppants tailored to specific formations, using commercial software. These tools allowed engineers to simulate fracture geometry, pressure, pumping rates, and proppant effectiveness before field operations. In the late 1980s, slickwater, a low-viscosity fracturing fluid with friction-reducing additives, was first tested. Although adoption was limited at the time, slickwater later became a cornerstone of modern shale fracturing. By the late 1990s, multi-stage fracturing techniques were being developed, particularly for horizontal wells in shale formations. A notable example occurred in 1998, when Mitchell Energy successfully conducted a multi-stage hydraulic fracturing test in a horizontal well at the Barnett Shale, Texas, marking the beginning of the U.S. shale revolution..

In the past decade, multi-stage hydraulic fracturing technology has advanced significantly, with a focus on technical efficiency, automation, and environmental impact reduction. Drilling practices have shifted toward long horizontal wells with 30 to 60 stages, creating networks of fractures along the wellbore. Wells are often drilled in parallel from a single well pad (**Figure 7**), typically spaced over 650 ft apart, forming a network that enhances economic efficiency. Proppants have also evolved, with ultralightweight proppants, and resin-coated proppants gradually replacing conventional sands to maintain conductivity and fracture integrity under high in-situ stress. Meanwhile, fracturing fluids have been significantly improved. Next-generation slickwater fluids maintain high proppant transport efficiency while minimizing the use of harmful and expensive chemicals. Advanced monitoring technologies have also been widely adopted to optimize production. Microseismic monitoring is commonly used to determine fracture orientation and extent, while fiber-optic DAS/DTS systems provide real-time acoustic and temperature data within the well. In addition, digital monitoring platforms and real-time data analytics using artificial intelligence are increasingly applied, allowing fracturing operations to be adjusted flexibly and more efficiently.

Since its commercialization in the late 1990s, multi-stage hydraulic fracturing technology has been applied extensively across the United States. According to IPAA (2018), it is estimated that more than 2 million wells, both conventional and shale, have undergone fracturing to date. Most shale wells are hydraulically fractured, with an average of 10,000 to 20,000 new wells drilled and fractured each year, primarily in the Permian Basin, Eagle Ford, Bakken, and Marcellus Shale. IPAA (2018) reports that hydraulic fracturing has enabled the production of over 7 billion barrels of oil and 600 Tcf of natural gas. Additionally, a Harvard University study estimates that shale oil and gas development created approximately 2.7 million jobs in the United States during the first decade of the shale revolution. A 2013 study by the U.S. Chamber of Commerce projected that hydraulic fracturing could generate 3.5 million jobs nationwide by 2035.

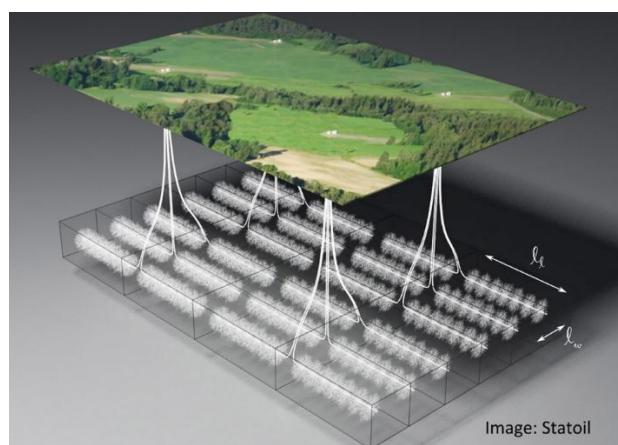


Figure 7. So dE "<https://dnicolasespinoza.github.io/9-PadFrac.pStatoil.com>).

For a successful hydraulic fracturing operation, each well typically consumes between 10,000 and 40,000 m³ of water and 1,500 to 3,000 tons of proppant. On average, U.S. fracturing operations use roughly 400 million m³ of water annually, equivalent to the yearly water consumption of Hanoi, the capital city of Vietnam. In terms of cost, hydraulic fracturing alone amounts to approximately \$4-6 million per well, accounting for 40-60% of total well expenses. The cost structure varies depending on the well and the location. For example, at the Eagle Ford field (**Figure 8**), the largest cost component is completion equipment and materials, which represent about 40-50% of total costs. This is followed by well treatment services at 20-25%, proppant (frac sand) at 10-15%, and other expenses such as completion fluids and coil tubing.

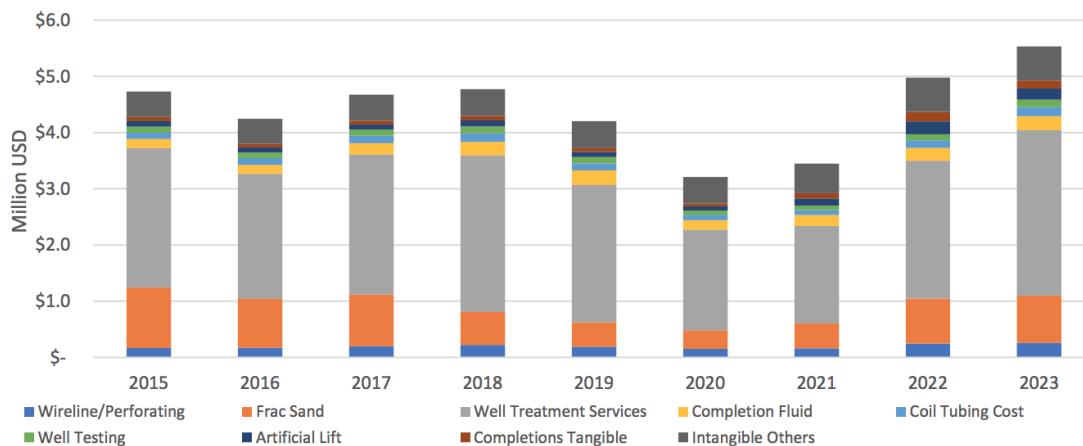


Figure 8. Hydraulic fracturing cost in the central Eagle Ford (Mubarak et al., 2019).

One of the key factors behind the success of hydraulic fracturing in the United States is not just the technology itself, but the organizational model and specialized service market that supports it. Unlike in many other countries, where fracturing technology is often confined to state-owned companies or large multinational corporations, the United States has dozens, if not hundreds, of private firms capable of independently supplying equipment, chemicals, personnel, and managing fracturing operations. A transparent, competitive market helps lower costs, accelerate deployment, drive continuous technological innovation, and easily scale operations. At the same time, the workforce structure is streamlined, consisting mainly of technical operators, with only a small proportion of engineers and supervisors, thanks to the standardization and automation of hydraulic fracturing processes.

Enhanced oil recovery

Production from shale oil and gas wells declines rapidly, often dropping by 80-90% within the first one to two years because of the reservoir's physical characteristics. Even with modern technologies, recovery factors remain low, about 4-7% for oil and 20-30% for gas, compared with average recovery rates of roughly 30% for conventional oil and 60-80% for conventional gas. This steep decline results in lower profit margins and shorter production lifespans, forcing operators to optimize costs. Given such low recovery factors, improving recovery through enhanced techniques is essential for the economic sustainability of shale development. Even a modest 1% increase in recovery can generate millions of dollars in additional revenue per well. According to the U.S. Energy Information Administration (EIA 2013), technically recoverable resources from shale total approximately 345 billion barrels. Using an estimated recovery factor of 7% for shale oil, a 1% increase in the global oil recovery factor could potentially unlock an additional 50 billion barrels, equivalent to 1.5 years of global oil production.

Recovery methods in shale reservoirs therefore extend beyond typical production practices, relying on innovative approaches that integrate advanced technologies and tailored strategies to improve recovery efficiency. Interestingly, many of these techniques, initially

developed for unconventional resources, are now being adapted for conventional reservoirs. This suggests that shale enhanced oil recovery methods could provide valuable insights and technologies applicable to a broader range of oil and gas developments.

To enhance recovery efficiency, the cyclic gas injection process, commonly referred to as huff and puff has been extensively studied and applied over the past decade, particularly in major shale plays such as the Eagle Ford, Bakken, and Permian. The method is implemented in three stages: (1) injection (huff) - high-pressure gas is injected into the producing well over a period ranging from several days to weeks, (2) soaking - the well is shut in to allow the injected gas to diffuse into the reservoir matrix and mix with the oil, and (3) production (puff) - the well is brought back onstream, during which the pressure decline facilitates the recovery of the oil-gas mixture at the surface (**Figure 9**).

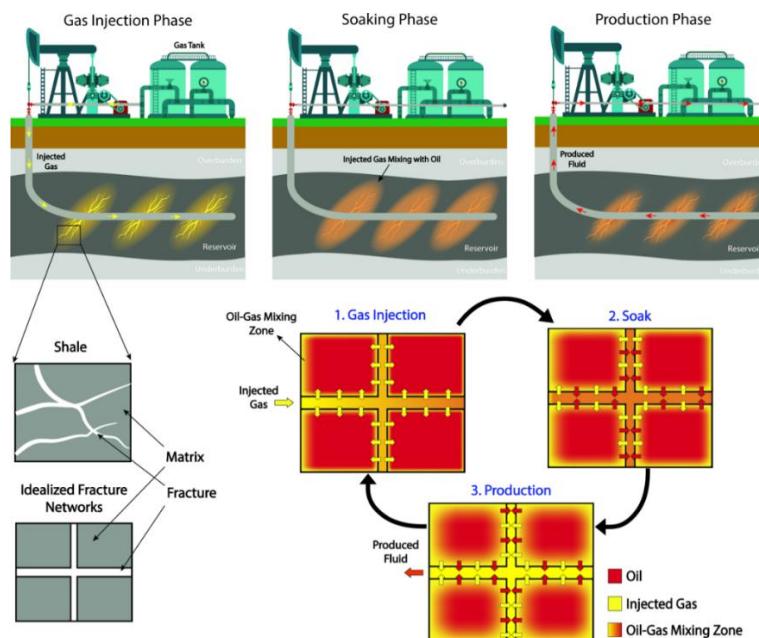


Figure 9. Illustration of huff-and-puff technique (Meybodi et al., 2024).

The most commonly utilized injection gases include CO₂, natural gas rich in light hydrocarbons, and liquefied petroleum gas. Among these, CO₂ is considered the most effective due to its ability to swell crude oil, reduce interfacial tension, and decrease viscosity, thereby enhancing oil mobility within tight reservoir rock structures. This technique can increase oil production by 30-70% compared to natural decline, with recovery factors reaching 15-20% of the original oil in place (OOIP) in certain cases. Additionally, it can extend well life by 3-5 years and improve economic returns by 20-50%. In terms of cost, each CO₂ injection cycle typically requires an investment of USD 0.5-1.5 million per well, depending on reservoir depth.

The huff-and-puff technique offers a significant advantage over conventional enhanced oil recovery methods in that it can be implemented in a single well without the need to drill additional injection wells, thereby substantially reducing initial capital investment. Moreover, this method enables selective application to wells with high potential, rather than requiring field-wide deployment as in traditional enhanced oil recovery strategies. Implementation costs are typically 30-50% lower compared to continuous interwell injection.

This reflects a broader trend in enhanced oil recovery development, shifting from field-scale applications toward well-centric approaches. The shift is largely driven by insights from shale oil development in the United States, where huff-and-puff operations have demonstrated strong economic efficiency when applied directly to individual wells. With the advancement of reservoir modeling technologies, intelligent sensing systems, and the integration of artificial intelligence for real-time data analytics, single-well enhanced oil recovery is not only

technically feasible but also represents a promising direction for revitalizing mature and depleted fields in Vietnam and worldwide.

One of the distinguishing features of enhanced oil recovery in shale reservoirs is the use of a single-well approach. Unlike conventional reservoirs, which typically employ multiple wells with separate injectors and producers, shale oil recovery often relies on individual wells that function as both injector and producer. This method is particularly well-suited to the low permeability formations, where traditional multi-well systems may be less effective. Single-well enhanced oil recovery techniques, such as the huff-and-puff method, enable targeted interventions that maximize recovery from individual wells without requiring extensive infrastructure or multi-well coordination. Beyond shale applications, this innovation has implications for conventional enhanced oil recovery. In mature or marginal conventional fields, single-well methods could offer a cost-effective alternative where drilling additional wells is not feasible. They may also prove beneficial in tight or poorly connected zones within conventional reservoirs, where fluid communication is limited. Additionally, single-well techniques can serve as simplified pilots for early-stage enhanced oil recovery evaluation, reducing upfront infrastructure investment. Advances in cycle design, injection fluids, and reservoir monitoring from shale-based enhanced oil recovery may further inform and enhance conventional enhanced oil recovery practices, particularly in optimizing recovery and improving real-time reservoir management.

Implication for future oil and gas market

Since the early 1990s, advances in directional drilling have enabled the United States to deploy horizontal wells, extending the wellbore laterally within the reservoir and thereby increasing contact with oil- or gas-bearing rock. At the same time, multi-stage hydraulic fracturing technology has been applied to create hundreds of artificial fractures in the formation, boosting permeability and allowing hydrocarbons to flow toward the wellbore. Today, horizontal sections in shale wells typically range from 3 to 5 km in length, with hundreds of fractures along the well, enabling initial production rates of several hundred to over a thousand barrels per day.

Compared with conventional wells, shale wells are drilled in a much shorter time thanks to significant technological advancements. While a conventional well can take one to three months to complete (**Figure 10a**), a shale well typically requires only one to two weeks for drilling (**Figure 10b**). Total well completion, including hydraulic fracturing, usually takes two to three weeks, and often less than two weeks. This rapid pace is achieved through three main factors. First, modern drilling technology with precise directional control reduces the time required for the horizontal section. Second, multiple wells are drilled from a single pad, minimizing rig setup and relocation time. Third, efficiency improves over time as drilling teams gain experience and optimize procedures for each well. Additionally, shale wells often feature smaller wellbores with a single casing string, significantly reducing casing and cementing time and allowing continuous drilling operations.

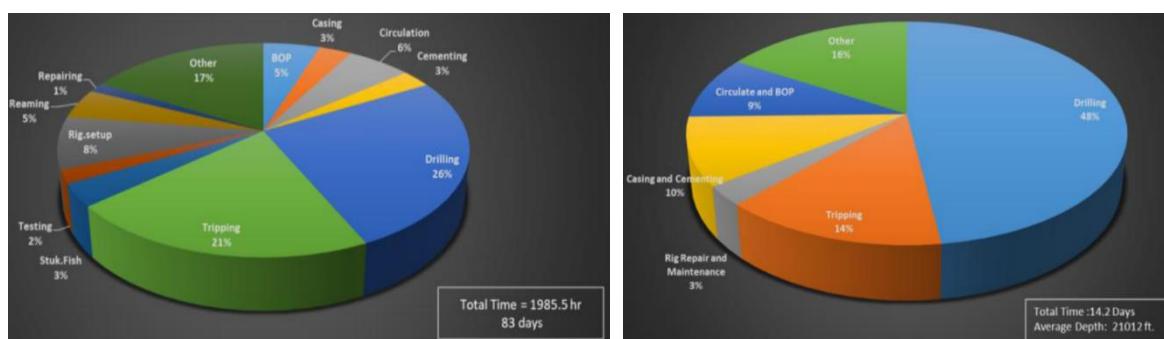


Figure 10. Drilling time distribution (AlMuhaideb and Noynaert, 2021).

Reducing drilling time is a key factor in significantly lowering costs for shale oil and gas operations. With rig rental and operating costs ranging from \$30,000 to \$100,000 per day, shorter drilling durations can save millions of dollars per well. The cost per foot drilled has also fallen sharply due to the use of smaller wellbores (**Figure 11**), dropping to just \$0.20 per foot and bringing the drilling cost of a 7 km well length to approximately \$5 million. According to EIA reports, the cost to drill and complete a shale well in the Permian Basin decreased from around \$10 million in 2012 to roughly \$6 million in 2023. Similarly, at the Eagle Ford (Texas), the total cost to drill and complete a well with a 10,000-ft vertical section and a 9,600-ft horizontal section (total length about 6 km) is under \$10 million, as summarized by Mubarak et al. (2019) in **Figure 12**.

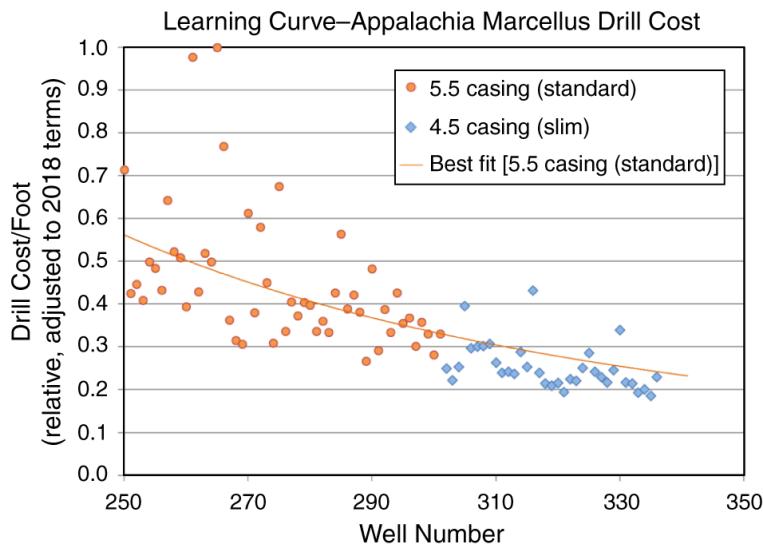


Figure 11. Drilling cost per foot at the Marcellus (Schumacker and Volgelsberg 2019).

Drilling cost reductions in shale have had profound implications for the industry, as they allow operators to remain profitable despite steep production decline rates and relatively low recovery factors. By lowering well costs through innovations such as pad drilling, walking rigs, advanced bit design, and real-time geosteering, shale producers have been able to reduce breakeven prices, improve capital efficiency, and drill more wells with the same investment. When these cost-saving practices are applied to conventional reservoirs, the impact can be equally significant. Lower drilling costs not only enhance the economics of conventional projects but also make smaller or previously marginal fields commercially viable. Techniques pioneered in shale, including faster drilling cycles, batch operations, and automation, can shorten development timelines and extend the productive life of mature fields by enabling cheaper infill drilling. As a result, transferring shale-driven efficiencies to conventional reservoirs not only boosts recovery economics but also unlocks additional resources, offering operators broader opportunities and greater sustainability across both unconventional and conventional assets.

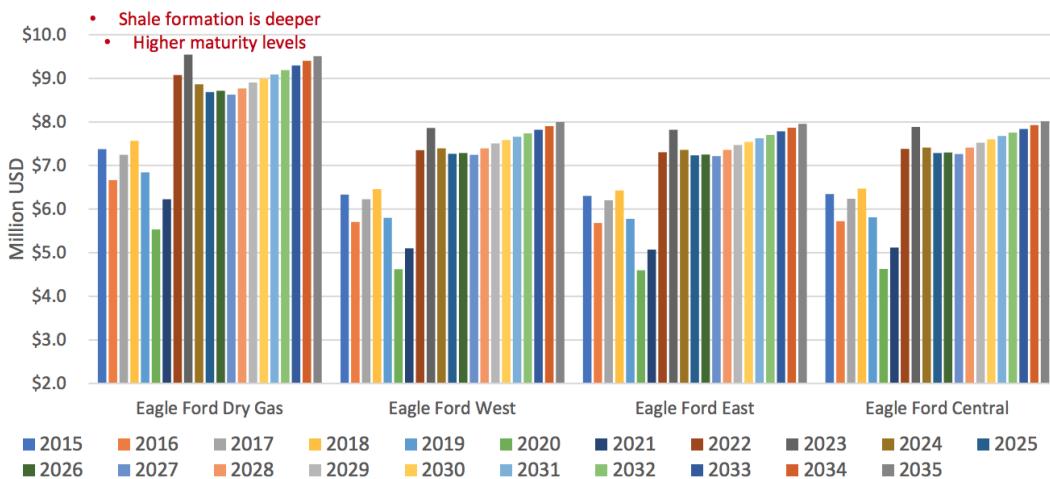


Figure 12. Chi phí khoan và hoàn thi a các give had profound implicaMubarak et al. 2019).

One notable factor is the number of new wells drilled annually in the United States, which has exceeded 50,000 in some years (Figure 6). In recent years, the United States has drilled approximately 15,000-20,000 new oil and gas wells each year, accounting for over one-third of global new well activity (**Figure 13**) with the total cost of drilling and completing these wells being nearly equivalent to Vietnam's GDP in 2020. Although individual shale wells generally produce significantly less than conventional wells and experience faster decline rates, the large number of wells offsets overall production loss. Unlike traditional field development models, which focus on maximizing recovery across an entire reservoir, unconventional oil and gas production in the United States relies primarily on increasing well density and optimizing output at the individual well. This reflects a shift from geology-driven development, dominated by major and national companies, to an industrialized model in which many operators can participate. As a result, competition and innovation in technology and investment have been strongly encouraged.

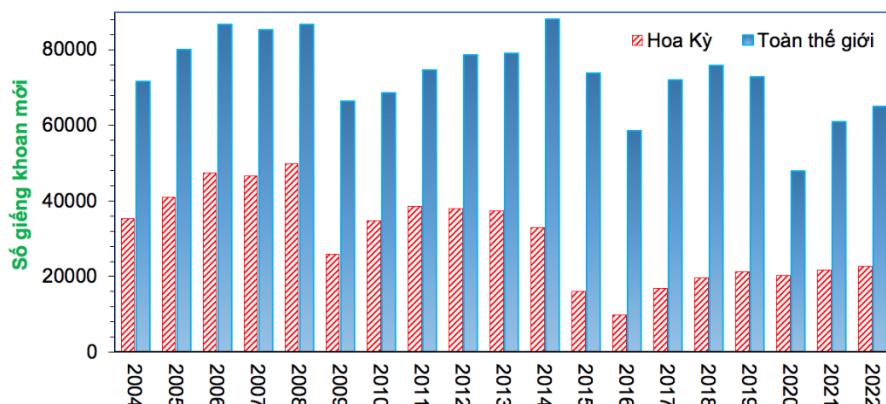


Figure 13. Number of new well drilled each year (Bui and Luong 2024).

The mass manufacturing approach is now being replicated in Argentina's Vaca Muerta formation, which already supplies about 400,000 bpd, nearly half of the country's oil output. By adopting U.S. drilling and completion practices, Argentina has accelerated and emerged as a leading unconventional producer. If the mass manufacturing approach were applied to conventional reservoirs globally, it could reshape the future of oil and gas production. Conventional reservoirs generally offer much higher recovery factors and longer production lifespans than shale wells, so scaling up drilling density and applying shale-style cost and efficiency improvements could dramatically increase overall recovery and accelerate production rates. This would not only make smaller and marginal conventional fields more

economically viable but could also extend the life of mature reservoirs through cheaper infill drilling. Such a shift would represent a move away from traditional, geology-driven field development strategies toward a more industrialized, manufacturing-like model with broader participation, competition, and innovation. In effect, global oil and gas output could be expanded despite natural decline trends, as the system becomes less dependent on giant discoveries and more reliant on continuous drilling activity. However, this approach would also bring challenges: it requires massive ongoing capital investment, robust service sector capacity, and highly ethical management. Still, the implications suggest that if shale-inspired drilling models were applied globally to conventional reservoirs, the industry could see both higher recovery and more resilient supply, fundamentally altering how oil and gas resources are developed in the future.

In addition to large-scale, industrialized development models, a key factor enabling the United States to maintain high drilling intensity is the existence of a broad and competitive oilfield services market. Today, hundreds of private companies in the United States possess the technical capability to drill complex horizontal wells. This creates a diverse service market that drives technological innovation, reduces costs, shortens project timelines, and avoids dependence on a few large firms. In contrast, in many other countries with centralized development models, only national oil companies or large multinational corporations have the financial, technical, and regulatory capacity to drill horizontal wells. This concentration makes well deployment more complex, more expensive, and less flexible in responding to market fluctuations.

Another notable distinction of the U.S. model lies in the workforce structure for operations. In the United States, most well construction is carried out by trained technical workers rather than engineers, which reduces labor costs and enhances operational efficiency. In many other countries, however, drilling is still performed directly by engineers or highly specialized personnel, leading to higher labor costs and limiting the ability to rapidly scale up well numbers. For example, SM Energy, a U.S.-based independent shale producer, operates with a workforce of around 660 employees, about one-tenth the size of Vietsovpetro, the long-standing Vietnam-Russia joint venture, yet produces more oil. This stark contrast highlights the industrial efficiency of the U.S. shale model, where companies rely heavily on advanced technologies, outsourcing, and streamlined operations to maximize productivity. Vietsovpetro, by comparison, reflects a traditional, labor-intensive approach typical of national oil company structures, with broader responsibilities that include offshore logistics, marine services, and support functions that in the U.S. would often be outsourced. As a result, while both companies produce comparable volumes of oil, SM Energy achieves this with only a fraction of the workforce, underscoring the efficiency gap between industrialized shale development and conventional offshore operations. These differences not only illustrate disparities in technical expertise and economic conditions but also help explain why the U.S. unconventional oil and gas model can be deployed rapidly and at lower cost than in most other countries, despite geological and technical challenges.

The U.S. shale revolution has provided valuable lessons for conventional oil and gas production. First, horizontal drilling techniques have been optimized to achieve very long lateral sections, significantly increasing reservoir contact and boosting output. Second, multi-stage hydraulic fracturing creates hundreds of artificial fractures along the horizontal wellbore, greatly enhancing reservoir permeability and enabling hydrocarbons to flow to the well at commercial rates. Initially used primarily in ultra-low-permeability shale formations, multi-stage hydraulic fracturing is now also applied immediately after well completion in conventional reservoirs to increase production. This proactive fracturing of conventional wells has become a common practice to maximize recovery rates early in the well's life cycle, especially during periods of high oil prices. The implications of this trend for the future oil market are significant. By applying shale-derived technologies in conventional fields, operators

can accelerate production, increase recovery factors, and improve project economics. Early and proactive fracturing of conventional wells not only captures more value at the start of production but also helps unlock bypassed hydrocarbons, extending the productive life of mature reservoirs. Widespread adoption of these practices could stabilize global oil supply, reduce reliance on new large-scale discoveries, and lower breakeven costs, making the industry more resilient to price volatility. In effect, the transfer of shale-inspired drilling and completion methods to conventional reservoirs signals a shift toward more industrialized, efficiency-driven oil development, with the potential to reshape competition and supply dynamics in the global oil market.

The United States has also developed a range of enhanced oil recovery technologies to address the steep production declines typical of unconventional reservoirs. Unlike conventional fields, where recovery is often boosted through large-scale injection networks, these efforts focus on optimizing recovery rates at individual wells. Techniques such as huff-and-puff gas injection, re-fracturing, and bottomhole pressure optimization are applied directly to single wells to extend productive lifespans and improve total recovered volumes. This well-by-well enhanced oil recovery model reflects a flexible approach that relies heavily on real-time production data and the unique geological characteristics of each well. Moreover, the integration of digital technologies, including modeling, big data analytics, and artificial intelligence, has further enhanced operational optimization and decision-making. The implications of this innovation are far-reaching for the oil market. By tailoring recovery techniques to individual wells and leveraging digital tools, operators can sustain production longer, increase ultimate recovery, and reduce the cost per barrel produced. This flexibility allows shale producers to remain competitive even in volatile price environments, while also setting a precedent for conventional operators seeking to improve recovery efficiency without committing to expensive, field-wide projects. If widely adopted in conventional reservoirs, these shale-inspired approaches could lower decline rates, extend field life, and contribute to a more stable global oil supply. Ultimately, the combination of well-specific enhanced recovery and digital optimization represents a paradigm shift in reservoir management, one that could reshape both the economics and resilience of future oil production.

In the short term, an influx of new dollars into the financial system, combined with expansionary fiscal policies, can stimulate economic growth and push U.S. equity markets to new highs. Liquidity-driven momentum often boosts consumer spending, corporate earnings, and investment flows, creating strong demand across sectors, including energy. At the same time, supply chain redistribution and deglobalization trends are fueling large-scale investment in domestic manufacturing, infrastructure, and energy security. For oil and gas, this environment translates into stable short-term demand for hydrocarbons to support industrial activity and transport, while also reinforcing the role of U.S. shale as a flexible supplier capable of responding quickly to market signals.

Over the longer term, however, structural risks become more pronounced. Both the U.S. stock market and bond market are already trading at elevated levels, with signs of bubble dynamics amplified by years of ultra-low interest rates and liquidity injections. As stimulus fades and the debt services cost grows, inflationary pressures reemerge, or interest rates rise, financial markets could face sharp corrections. Deglobalization also introduces higher production costs and less efficient trade flows, which may limit global growth and suppress long-term energy demand. In this context, the oil and gas industry may experience periods of volatility: near-term opportunities for better prices could be followed by slower growth, tighter capital availability, and more cautious demand outlooks.

At the same time, it can be anticipated that technical advances from shale oil and gas production, particularly horizontal drilling, multi-stage hydraulic fracturing, and enhanced oil recovery methods, when widely applied to conventional fields, will significantly improve recovery factors and economic performance. In other words, the shale technologies when

applied to conventional formations would greatly improve the productivity of the sector. These technologies not only optimize output from declining fields but also reduce per-barrel production costs, thereby contributing to an increase in global oil supply over the medium to long term. In a context where energy demand growth is slowing due to looming financial market volatility and the ongoing shift toward renewable energy, the broader adoption of such technologies is likely to place downward pressure on oil prices and increase price volatility in the future.

Ultimately, the convergence of financial market cycles, deglobalization, and technological transfer from shale underscores a paradox for oil and gas. In the short run, demand and prices may remain strong, buoyed by stimulus and industrial reshoring, but in the long run, higher efficiency, rising supply, and slower demand growth could create a more volatile, lower-priced environment. This dual outlook favors producers that combine cost efficiency and technological adaptability with financial resilience to weather rapid swings in the global energy market.

Concluding remarks

The shale revolution has demonstrated how technological innovation and an industrialized approach to resource development can fundamentally alter the dynamics of the oil and gas industry. What began as a solution to unlock ultra-low-permeability reservoirs has evolved into a scalable model that is now being adapted for conventional fields worldwide. Horizontal drilling, multi-stage hydraulic fracturing, and single-well enhanced oil recovery have redefined the technical and economic limits of hydrocarbon production, while digital technologies and process standardization continue to drive cost reductions and efficiency gains. These advances ensure that oil supply will remain abundant in the medium to long term.

Yet this abundance also brings new challenges. The broader adoption of shale-derived technologies in conventional reservoirs will likely place sustained downward pressure on oil prices and amplify volatility, particularly in an era marked by slowing global economic growth, financial market fragility, and the restructuring of supply chains under deglobalization. The result is a paradoxical outlook: while producers are better equipped than ever to extract hydrocarbons efficiently, the very success of these technologies may erode profitability by extending oversupply and constraining price recovery.

For policymakers, investors, and oil-producing nations, this evolving landscape demands strategic adaptation. Energy policy must account for both the resilience of supply and the risks of prolonged price weakness, while investment strategies should prioritize technological flexibility, cost efficiency, and financial resilience. Ultimately, the lessons of the shale revolution underscore that future competitiveness in the oil and gas sector will depend not simply on resource endowment, but on the ability to innovate, industrialize, and adapt to a more volatile and interconnected global energy system.

References

1. AlMuhaideb A. and Noynaert S. 2021. *A 20 years systemic study of drilling practices in a geothermal venture reveals insightful findings*. Paper SPE-206092-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE. DOI: 10.2118/206092-MS.
2. Bui B.T. and Luong H.L. 2024. *Effect of field viscometer dial readings on the estimation of drilling fluid frictional pressure loss using Herschel-Bulkley model*. *Geoenergy Science and Engineering Journal*, **236**: 212697. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212697.
3. BP. 2023. *Statistical Review of World Energy 2023*. Link: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Accessed 1/5/2025.

4. Doak J, Kravits M., Spartz, M. and Quinn, P. 2018. Drilling extended laterals in the marcellus shale. Paper SPE-191783-18ERM-MS presented at the SPE/AAPG Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. DOI: 10.2118/191783-18ERM-MS.
5. EIA. 2013. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. Technical report, U.S. Energy Information Administration.
6. EIA. 2023. Monthly energy review-december 2023. U.S. Energy Information Administration. Link: <https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly>. Accessed 23/5/2025.
7. EIA. 2024a. U.S. crude oil production established a new record in August 2024. U.S. Energy Information Administration. Link: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63824>. Accessed 1/5/2025.
8. EIA. 2024b. U.S. crude oil and natural gas proved reserves, Year-end 2023. U.S. Energy Information Administration, Washington, D.C., USA. Link: <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves>. Accessed 1/7/2025.
9. Hall C.A.S., Balogh S.B., and Murphy D.J.R. 2009. What is the minimum EROI that a sustainable society must have? *Energies*, 2(1), 25-47. DOI: 10.3390/en20100025.
10. IADC. 2015. Evolution of directional drilling since 1900. The International Association of Drilling Contractors. Link: <https://iadc.org/wp-content/uploads/2015/08/preview-dd.pdf>. Accessed 11/3/2025
11. IEA. 2023. World energy outlook 2023. International Energy Agency, Link: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Accessed 11/5/2025.
12. IGS. 2025. Four million wells and counting: The history of oil and gas drilling in the U.S. Boston University Institute for Global Sustainability. Link: <https://visualizingenergy.org/four-million-wells-and-counting-the-history-of-oil-and-gas-drilling-in-the-u-s>.
13. IPAA. 2018. Hydraulic fracturing. Link <https://www.ipaa.org/fracking>. Accessed 10/5/ 2025.
14. Meybodi H.E., Ma M., Zhang F., Rui Z., Rezaeyan A., Ghanizadeh A., Hamdi H., and Clarkson, C.R., 2024. Cyclic gas injection in low-permeability oil reservoirs: Progress in modeling and experiments, *SPE Journal*, 29, 11: 6217-6250. DOI: 10.2118/223116-PA.
15. Mubarak S., Shawaf A., and MacPhee M. 2019. Slimhole unconventional well-design optimization enables drilling performance improvement and cost reduction. *SPE Drilling and Completion*, 34 (04): 426-440. DOI: 10.2118/192953-PA.
16. World Energy Council. 2016. World energy resources: Unconventional gas - a global phenomenon. Technical report.

Динамика ударно-волнового импульса в жидконасыщенной пористой среде

O.YO. Валиахметова

Уфимский государственный нефтяной технический университет
Email: v9174121007@gmail.com

Аннотация

Исследовано воздействие ударно-волнового импульса (УВИ) на пористую среду, насыщенную пузырьковой жидкостью. Эта задача имеет важное прикладное значение для нефтегазовой отрасли, так как большинство коллекторов содержат породы, насыщенные жидкостью с газовыми пузырьками. Понимание механики УВИ позволяет оптимизировать процессы разработки и добычи углеводородов. В работе изучены распространение ударных волн в пузырьковой жидкости и эволюция УВИ в пористой среде при различных значениях объемного газосодержания. Численное решение получено с применением метода контрольного объема.

Ключевые слова

Едарная труба, ударно-волновой импульс (УВИ), трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), упругая пористая среда, многофазная среда, секция насыпной среды (СНС), пузырьковая жидкость.

Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), сосредоточенных в низкопроницаемых пористых средах с высокой степенью кольматации и сложной структурой пор, является ключевым вызовом для нефтегазовой отрасли. Исследование механизмов распространения УВИ в гетерогенных средах, насыщенных многофазными флюидами, фундаментально для разработки эффективных решений повышения нефтеотдачи. Учет особенностей распространения ударных волн в многофазных средах находит широкое применение в таких областях, как сейморазведка, гидроакустика и геофизика. Важно отметить, что в нефтегазовой отрасли изучение свойств этих волн в пористых средах прямо способствует улучшению интерпретации данных наблюдений и прогнозированию поведения флюидов в пластах. Распространение волн в пористых средах и импульсное воздействие волн давления на стенки пор сжимаемого материала являются предметом экспериментальных и теоретических исследований в работах [1,2]. Влияние полного и частичного насыщения на характеристики распространения волн в упругой пористой среде исследовано в работах [3], где также представлено численное решение для моделирования этого процесса [4].

В данной работе численно исследовано распространение ударных волн: динамика отражения и проникновения фронта в пористую среду с чистой и пузырьковой жидкостью. Проведен сравнительный анализ отраженных волн по амплитуде импульса и напряжению. При этом использовались следующие значения параметров газовой фазы, жидкости или зернистой среды: $p_0=1.01325$ бар, $T_0=290$ К, $\rho_{s0}^0=1700$ кг/м³, $a_s*=2.0$ мм, $\eta_\mu=1.0$, $\eta_m=1.0$, $t_{s0}=0.1$ мс, $\rho_{l0}^0=1000$ кг/м³, $C=1500$ м/с, $\mu_r=0.001$ Па·с, $\Sigma=73$ мН/м, $\rho_{g0}^0=1.29$ кг/м³, $B=287$ Дж/(кг·град), $\lambda_g=0.0259$ Вт/(м·град), $c_g=1.005$ кДж/(кг·°C) и модули упругости $\lambda_{s*}=2\cdot10^7$, $\mu_{s*}=2\cdot10^7$.

В приведенных ниже расчетах приняты условия: длина трубы составляет 2,5 м, а внутренний диаметр равен 100 мм. Высота камеры высокого давления (КВД) составляет 500 мм, камеры низкого давления (КНД) – 2 м. Для помещения зернистой среды предусмотрена секция насыпной среды (СНС) высотой 1 м. Предполагалось, что частицы песчаника имеют диаметр 0.5 мм.

Для теоретического исследования использована система уравнений масс, импульса, энергии и числа пузырьков, представленные в работе [5].

Для пористой среды примем следующее допущение – скелет будем считать упругим.

Рассмотрим динамику ударно-волнового импульса, для случая, когда в СНС помещен песчаник, насыщенный водой (рис. 1). Из-за резко возросшего акустического импеданса насыщенной среды происходит частичное отражение ударного импульса от пористой среды с жидкостью, что приводит к появлению отраженной волны амплитудой 1.16 бар (рис. 1, эпюра 1). При переходе ударной волны из КНД в насыщенный жидкостью песчаник, начальный импульс делится на составляющие «быструю» и «медленную» (рис. 1, эпюра 2). В песчанике формируется волна с меньшей амплитудой. Переданная в песчаник ударная волна распространяется с эффективной скоростью равной 500 м/с, определяемой модулем объемной упругости насыщенной пористой среды и её плотностью.

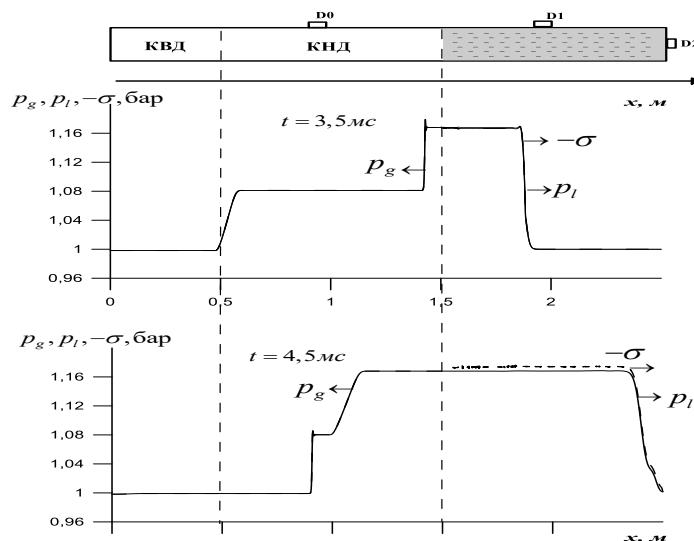


Рисунок 1 - Схема ударной трубы и эпюры ударно-волнового импульса по пространству для случая падения волны из газа в насыпную среду, насыщенную жидкостью.

В насыпной среде, насыщенной жидкостью, ударная волна характеризуется снижением давления за фронтом. Поскольку жидкость обладает значительно меньшей сжимаемостью, чем газ, волна распространяется с меньшей амплитудой и более пологим фронтом. Параллельно наблюдается развитие медленной волны, распространяющейся в том же направлении, что и основная (быстрая) волна. Расчеты показывают, что скорость этой медленной волны совпадает со скоростью быстрой волны и составляет 480 м/с (рис. 1, эпюра 2). Таким образом, ударная волна при переходе в песчаник с чистой жидкостью претерпевает усиление амплитуды перепада давления в два раза (с 1.08 до 1.16 бар). Скорость распространения волны в насыщенной среде возрастает по сравнению с газовой fazой и определяется гидроупругими свойствами порово-жидкостной системы.

При переходе ударной волны из газа в песчаник с пузырьковой жидкостью (рис. 2) происходит деформация фронта, обусловленную акустической неоднородностью и высокой сжимаемостью. Динамика волны в такой двухфазной пористой среде определяется: свойствами песчаника, газосодержанием и характеристиками импульса (амплитуда давления, длительность, крутизна фронта). Наблюдаются резкое снижение скорости распространения фронта давления при входе в среду – до 460 м/с по сравнению с его значением в однородной газовой среде КНД. Это объясняется повышением эффективной сжимаемости жидкости дисперсной газовой fazой в порах.

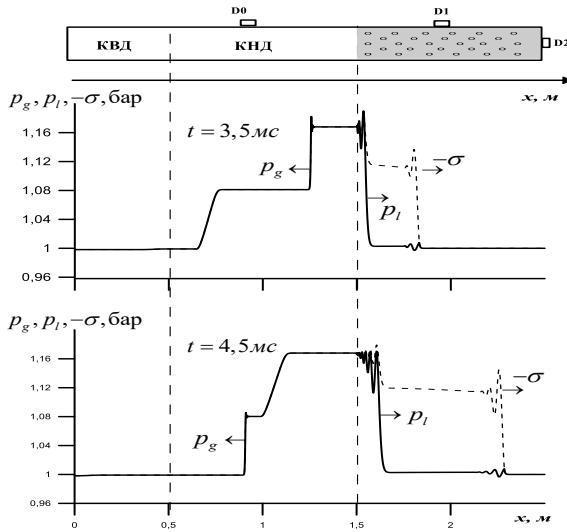


Рисунок - 2. зернистая среда насыщена пузырьками.

Прохождение ударного импульса через границу "газ–пористая насыпная среда" сопровождается снижением амплитуды давления (рис. 2). Это затухание обусловлено значением динамического модуля упругости насыщенной среды.

Глубокое понимание взаимодействия волн и пористой среды является ключом к улучшению технологий разработки месторождений, увеличивая коэффициенты извлечения углеводородов и снижая затраты. Кроме того, это знание может применяться для разработки новых методов повышения нефтеотдачи, минимизации экологических рисков и увеличения общих производственных показателей в нефтегазовой отрасли.

Список литературы:

1. Донцов В. Е., Маслов В. А. Структура и динамика "медленной" волны давления в пористой среде, насыщенной жидкостью с пузырьками газа// Прикладная механика и техническая физика.–1994. Т. 35, выпуск 1. С.95–98.
2. Донцов В. Е., Накоряков В. Е. Распространение ударных волн в пористой среде, насыщенной жидкостью с пузырьками растворимого газа // Прикладная механика и техническая физика. – 2000. – Т. 41, № 5(243). – С. 91-102. – EDNONTICX.
3. Губайдуллин А.А., Болдырева О.Ю., Дудко Д.Н. Распространение возмущений давления в насыщенной пузырьковой жидкостью пористой среде // Ученые записки Казанского университета. Серия: Физико-математические науки. – 2015. – Т. 157, № 1. – С. 101-106. – EDN TTMTWX.
4. Ахметов А.Т., Гималтдинов И.К., Азаматов М.А.[и др.]Зондирование водогазонасыщенных насыпных сред переотраженными волнами непосредственно после воздействия ударной волны // Письма в Журнал технической физики. – 2022. – Т. 48, № 1. – С. 23-26. – DOI 10.21883/PJTF.2022.01.51874.18834. – EDN BYNTRE.
5. Гималтдинов И.К., Валиахметова О.Ю., Численное исследование динамики прохождения волнового импульса из газа в пористую среду, насыщенную пузырьковой жидкостью. // Прикладная механика и теоретическая физика. – 2024. – Т. 65, № 6. – С. 282-294. – EDN GWVFGW.

Повышение точности прогноза технологических показателей разработки для новых месторождений на основе истории разработки пластов аналогов

I.В.Гайдамак^{1,2}, И.А.Дьячук¹, Е.В.Князева¹, М.А.Пристов¹

¹Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», ПИНШ

²Тюменский государственный университет

Аннотация

Представлена новая методика, позволяющая повысить точность прогнозных технологических показателей разработки для нефтяных месторождений, не имеющих фактических показателей. Предлагаемый метод основан на выборе пласта – аналога и использовании фактических показателей разработки для настройки фильтрационной модели по изучаемому пласту. Для преобразования динамики отбора жидкости и обводненности используется методика трех кривых, позволяющая преобразовать интересующие параметры из показателей пласта – аналога к изучаемому пласту. Таким образом, предлагаемая методика состоит из двух этапов: выбор пласта – аналога, корректировка фильтрационной модели по изучаемому пласту, что позволяет повысить точность прогноза технологических показателей разработки для пластов, не имеющих своей истории разработки.

Ключевые слова

Нефтяное месторождение, пласты-аналоги, метрики близости объектов, метод t-SNE, метод трех кривых, технологические показатели разработки.

На первом этапе работы собирается база данных о геолого-физических характеристиках более чем 1000 разрабатываемых пластов 230 месторождений.

Основные признаки, по которым проводится поиск пластов-аналогов, - средние эффективные нефтенасыщенная и водонасыщенная толщины, отношение нефтенасыщенных толщин к водонасыщенным, проницаемость, вязкости нефти и воды в пластовых условиях, коэффициенты пористости, песчанистости, нефтенасыщенности пласта, расчлененность, начальное пластовое давление, давление насыщения нефти газом, газосодержание, коэффициент вытеснения (водой), а также ряд комплексных параметров.

Потенциальные пласты-аналоги для целевого пласта рассматриваются среди пластов того же типа коллектора и периода осадконакопления, что и целевой пласт.

На первом этапе поиска необходимо провести предобработку данных: разобраться с некондиционными значениями, выбросами, а также убрать эффект масштаба в рассматриваемых характеристиках пластов.

Близость объектов выявляется на основе двух подходов: на основе евклидового расстояния и на основе метода машинного обучения t-SNE (t-distributed Stochastic Neighbor Embedding).

Каждое месторождение (после масштабирования данных) может быть представлено как объект в многомерном пространстве: $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, где x_i – значение i -й характеристики месторождения (координаты x_i – признаки, n – количество признаков). Тогда расстояние между объектами можно посчитать по евклидовой метрике:

$$d(X, Y) = \sqrt{(x_1 - y_1)^2 + (x_2 - y_2)^2 + \dots + (x_n - y_n)^2} \quad (1)$$

где x_i – значение i -й характеристики месторождения X , y_i – значение i -й характеристики месторождения Y .

Второй подход к выявлению месторождений-аналогов – на основе метода t-SNE. Метод t-SNE позволяет снизить размерность признакового пространства, сохраняя локальную структуру данных (например, из 15-мерного пространства перевести объекты в 2-мерное пространство так, чтобы объекты, близкие в исходном пространстве, были близки и в новом).

На рисунке 1 представлена визуализация близости месторождений для целевого объекта М/Н-ААА. Все месторождения отображаются в преобразованных координатах. Расстояние между ними и целевым объектом используется в качестве метрики близости.

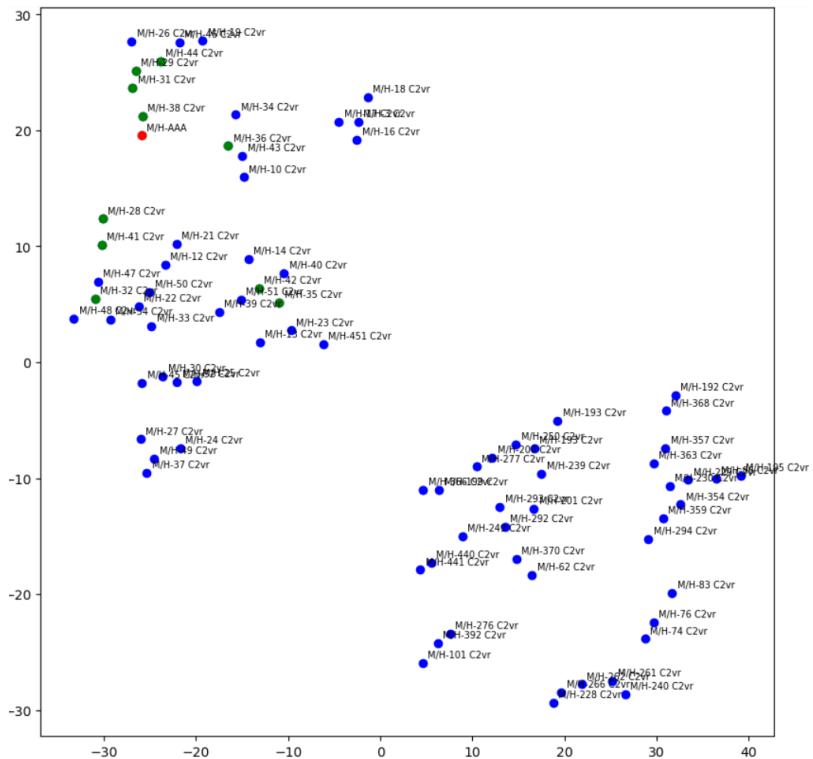


Рисунок 1 – Визуализация по методу t-SNE месторождений, среди которых ведется поиск аналога для М/Н-ААА. Красным цветом – целевой объект (М/Н-ААА), зеленым цветом – 10 ближайших объектов по евклидовой метрике, синим – остальные месторождения

Таким образом, совмещая две метрики близости, можно отобрать месторождения-аналоги для дальнейшего анализа.

На втором этапе предлагаемого подхода выбирается пласт – аналог, подходящий к изучаемому пласту с позиции реализуемой системы разработки: тип коллектора (терригенный, карбонатный), пласты одновозрастные (C_2vr , C_2b , C_1bb , C_1t , и т.д.), режим эксплуатации (режим истощения, водонапорный режим, заводнение), тип залежи (ЧНЗ, ВНЗ, контактные запасы) и начальная обводнённость.

После выбора пласта – аналога по фактическим показателям разработки совмещенными с проектными показателями строятся графики дебита жидкости, действующего фонда скважин, обводнённости и темпа отбора от НИЗ.

Для адаптации показателей пласта – аналога к изучаемому пласту используется методика «трех кривых» [1, 2, 3].

1. По данным разработки пласта-аналога рассчитаем зависимости в безразмерном виде (рисунок 2):

Обводненность – «отбор от НИЗ»

$$\bar{f}(\eta) = \frac{f(\eta)}{f(\eta)_{\max}}$$

Безразмерный дебит жидкости

$$\overline{q_{\text{ж}}^{\text{с}}} = \frac{q_{\text{ж}}}{q_{\text{ж max}}}$$

Безразмерный действующий фонд

$$\overline{n_o} = \frac{n_o}{n_{o \text{ max}}}$$

Информация представляется в размерном и безразмерном виде.

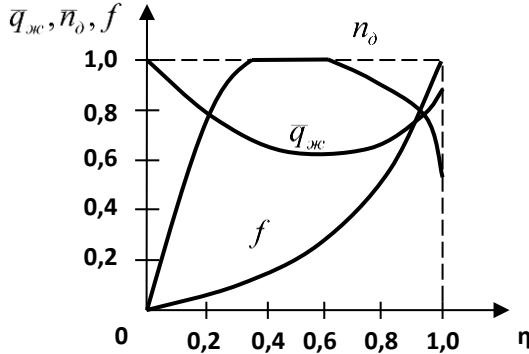


Рисунок 2. – Безразмерные показатели

2. По результатам расчетов на ФМ исследуемого пласта рассчитывается функция

$$\frac{dQ_{\text{ж}}}{dt} = F(t)$$

(зависимость темпа отбора жидкости от времени).

3. На пласте – аналоге рассчитывается зависимость $\frac{dQ_{\text{ж}}}{dt} = F_1(f)$ и увязывается с

зависимостью $\overline{f}(\eta) = \frac{f(\eta)}{f(\eta)_{\text{max}}}$ (обводненность – «отбор от НИЗ». Данная функция позволяет перенести его на исследуемый пласт и получить для него свои три кривые $\overline{f}(\eta)$, $\overline{q_{\text{ж}}^{\text{с}}}$, $\overline{n_o}$ с учетом динамики добычи жидкости из ФМ. Далее, выполняется линейная аппроксимация на каждом из отрезков и находится уравнение прямых вида $y = a - bx$ из каждой из трех величин $\overline{f}(\eta)$, $\overline{q_{\text{ж}}^{\text{с}}}$, $\overline{n_o}$ (рисунок 3).

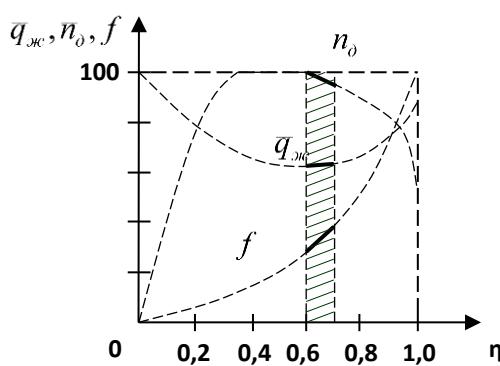


Рисунок 3 – Аппроксимация безразмерных величин

4. По полученным линейным уравнениям переходим от годовых показателей к помесечному расчету, с уточнением динамики обводненности полученной по пласту – аналогу.

Предлагаемый подход проиллюстрирован на рисунках 4,5 на примере обоснование обводненности по пласту-аналогу.

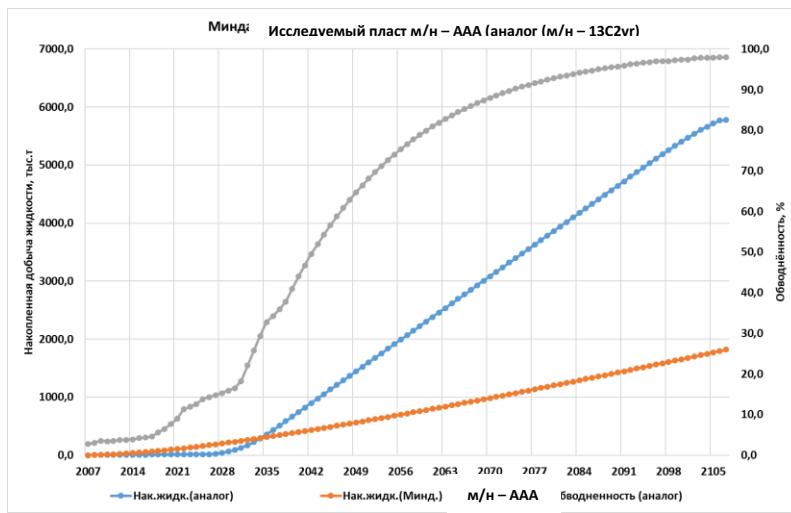


Рисунок 4 – Сопоставление накопленной добычи жидкости (пласт – аналог, исследуемый пласт) и обводненности (пласт – аналог)

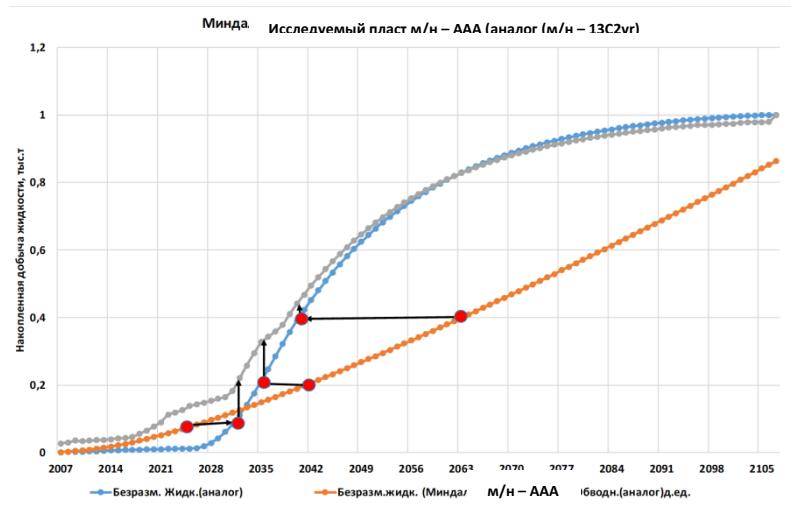


Рисунок 4 – Пример получения динамики обводненности для изучаемого пласта по безразмерным параметрам

Предлагаемый подход повышает точность прогноза технологических показателей разработки для новых месторождений на основе истории разработки пластов аналогов.

Список литературы

1. Методика БашНИПИнефть для анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений. Е.А. Агиуллина, С.А. Дунаев, Е.В. Лозин, В.З. Минликаев, В.Т. Никитин, В.П. Родионов, Э.М. Тимашев, В.В. Чиняев, БашНИПИнефть, 2002, 36-37с.
2. Сергеев В.Б., Кузилов И.А., Дзюба В.И. К вопросу расчета технологических показателей разработки месторождения. Труды БашНИПИнефть, вып. 49, 1977, 131-136 с.
3. Тухвалдин В.З., Сатаров М.М., Леви Б.И. Методика прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных месторождений при перспективном планировании. ОНТИ, БашНИПИнефть, Уфа, 1976, 55 с.

Анализ влияния морфологии реагентов, ингибирующих гидратообразование, на эффективность их свойств методом диэлектрической спектроскопии

A.A. Галиуллин, И.В. Лунев, Б.З. Камалиев

К(П)ФУ, Институт физики

E-mail: www.ag95@mail.ru

Аннотация

Методом диэлектрической спектроскопии исследованы кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) на основе водорастворимых полиуретанов. Выявлена корреляция между температурой переохлаждения образцов ΔT и диэлектрическими параметрами, которая, в свою очередь, связана с морфологией исследуемых ингибиторов. Полученные в работе результаты могут способствовать развитию технологий проектирования кинетических ингибиторов гидратообразования, направленных на повышение их эффективности.

Ключевые слова

Газовые гидраты, кинетические ингибиторы гидратообразования, температура переохлаждения, диэлектрическая спектроскопия, диэлектрическая релаксация, энергия релаксации.

Как известно, при добыче нефти и газа в скважинах, трубопроводах и другом оборудовании при определенных условиях (температура и давлений) формируются гидраты природных газов. Эти подобные льду соединения, состоят из кристаллической каркаса, образуемого молекулами воды, структурированными водородными связями, и молекул газа в его полости [1]. Частицы гидрата, образованные в трубопроводе, осаждаются внутри на стенках, что может привести к образованию гидратной пробки и его полной закупорке. Это способствует увеличению эксплуатационных расходов, снижению эффективности транспортировки флюидов, в крайних случаях приводит к промышленным авариям.

Сотрудниками Химического института им. А.М. Бутлерова КФУ были получены перспективные кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) на основе водорастворимых полиуретанов [2]. Температура переохлаждения является важным параметром при оценке эффективности ингибиторов. Методика оценки эффективности описана в работе [3].

Диэлектрическая спектроскопия является мощным методом исследования растворов, эмульсий, коллоидных и других сложных систем.

Целью данной работы является выявление связи между температурой переохлаждения требуемой для образования гидратов и диэлектрическими параметрами, зависящими от геометрии боковых цепей (длины и разветвленности) некоторых фрагментов в молекуле полимера КИГ.

Исследования диэлектрических параметров растворов ингибиторов методом диэлектрической спектроскопии проводились на измерительном комплексе Nocontrol BDS 80. Комплекс включает в себя низкочастотный и сверхвысокочастотный спектрометры (Alpha-analyzer – от 3 мГц до 20 МГц; Agilent N5247A – от 100 МГц до 67 ГГц), а также терmostат LIOP LT-900 (-40 °C ÷ +100 °C, точность поддержания температуры ±0,1 °C).

Диэлектрические измерения проводились в частотном диапазоне от 100 МГц до 67 ГГц и температурном диапазоне от 3 °C до 20 °C, с шагом 3 °C. Измерения проводимости проводились в частотном диапазоне от 100 Гц до 1 МГц, при температуре 20 °C.

Разветвленность и геометрия боковых цепей полимеров, а также длина алкильных фрагментов влияет на сольватацию растворенных в воде реагентов. Это в свою очередь отражается на диэлектрических свойствах полученных растворов, таких как диэлектрическая проницаемость ϵ_s , время релаксации τ , и энергия активации процесса диэлектрической релаксации ΔE [4, 5]. Несомненно, существует связь между структурой молекул ингибиторов гидратообразования эффективностью ингибирования и диэлектрическими свойствами водных растворов КИГ.

По полученным функциональным зависимостям наблюдается следующая тенденция – с увеличением диэлектрической проницаемости ϵ_s растет значение температуры переохлаждения ΔT , а значит увеличивается эффективность ингибирующих свойств. Происходит это за счет ослабления водородных связей, благодаря увеличению количества гидрофобных взаимодействий и влияет на эффективность ингибирующих свойств КИГ.

На ряду с диэлектрическими свойствами, которые описывают вращательную подвижность заряженных частиц, информацию о трансляционной подвижности сообщает сквозная проводимость σ_0 , которая так же связана с морфологией растворенных реагентов [6]. Как и в случае диэлектрических параметров наблюдается определенная тенденция, с увеличением проводимости растут значения ΔT . Более разветвленная структура боковых фрагментов полимерных цепочек приводит к образованию дополнительного канала проводимости и так же связана с эффективностью ингибирующих свойств КИГ.

Таким образом, диэлектрическая проницаемость ϵ_s и сквозная проводимость σ_0 являются важными параметрами при оценке эффективности ингибиторов гидратообразования.

Развитые в данной работе представления могут помочь развитию технологий проектирования молекулярного дизайна кинетических ингибиторов гидратообразования в сторону увеличения их эффективности и показывают большой потенциал метода диэлектрической спектроскопии в исследовании коллоидных систем.

Финансирование экспериментов осуществлялось за счет средств, выделенных Казанскому федеральному университету на выполнение государственного задания в сфере научной деятельности (Номер проекта: FZSM-2023-0012).

Список литературы

1. Манаков А.Ю., Пеньков Н.В., Родионова Т.В. и др. Кинетика процессов образования и диссоциации газовых гидратов // Успехи химии. 2017. №9(86). С.845-869.
2. Farhadian A., Kudbanov A., Varfolomeev M.A., et al. Waterborne Polyurethanes as a New and Promising Class of Kinetic Inhibitors for Methane Hydrate Formation // Scientific Reports. 2019. №9(9797)
3. Pavelyev R.S., Zaripova Y.F., Yarkovoi V.V. et al. Performance of Waterborne Polyurethanes in Inhibition of Gas Hydrate Formation and Corrosion: Influence of Hydrophobic Fragments // Molecules. 2020. №25(5664).
4. Vogel V., Möbius D. Hydrated polar groups in lipid monolayers: Effective local dipole moments and dielectric properties // Thin Solid Films. 1988. №2(159), С.73-81.
5. Maribo-Mogensen B., Kontogeorgis G.M., Thomsen K. Modeling of Dielectric Properties of Complex Fluids with an Equation of State // Journal of Physical Chemistry B. 2013. №12(117), С.3389-3397.
6. Лунев И.В., Хамзин А.А., Попов И.И. и др. Изучение водных растворов производного каликс[4]резорцинаrena низких концентраций методом диэлектрической спектроскопии // Доклады Академии наук. 2014. № 6(455). С.656-660.

Разработка комплексной программы по выработке не дренируемых запасов на зрелых месторождениях Западной Сибири

P.I. Гафтулхатов

ООО «Лукойл-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз»

E-mail: robert98g@mail.ru

Аннотация

В условиях высокой выработанности и ограниченного территориального расширения рациональное вовлечение остаточных ресурсов на зрелых месторождениях приобретает стратегическое значение. Работа посвящена разработке концепции интеграции пластов БВ5 и БВ6 одного из зрелых объектов в единый объект разработки на основе геолого-физического моделирования, трассерных исследований и анализа фильтрационных характеристик. Стратегия направлена на повышение коэффициента извлечения нефти и эффективности эксплуатации.

Ключевые слова

Остаточные запасы, нестандартный подход, повышение нефтеотдачи, моделирование.

Введение

Снижение дебитов скважин на зрелых месторождениях требует нестандартных решений, направленных на вовлечение остаточных запасов. Цель — разработка программы, способной сократить темпы падения добычи до 5%. Задачи включают геологический анализ, выявление зон остаточных запасов, формирование ГТМ и технико-экономическую оценку.

Общая характеристика месторождения М4

Месторождение М4 (Западная Сибирь) характеризуется значительным возрастом разработки и сложной многопластовой структурой. Основные пласти — АВ, БВ, ЮВ и Ач. Пласти БВ5 и БВ6, с выработанностью свыше 80%, сохраняют остаточные запасы в застойных, слабо дренируемых зонах.

Из-за высокой плотности пробуренных скважин и ограниченного бурового фронта управление разработкой требует интеграции усилий. Хотя БВ5 и БВ6 в проектной документации рассматриваются раздельно, данные трассеров и динамики пластовых давлений свидетельствуют о наличии фильтрационных связей. Суммарные остаточные запасы по пластам оцениваются в несколько миллионов тонн.

Геологическое строение

Пласти залегают в среднеюрской толще и представлены песчано-алевритовыми коллекторами с пористостью 18–22% и проницаемостью до 200×10^{-3} мкм². Между ними — глинистая перемычка (4–10 м), не имеющая устойчивых «окон слияния», но возможны зоны разуплотнения. Залежи пластово-сводовые, площадь перекрытия — до 85%.

Текущее состояние разработки

Разработка велась системой заводнения. В настоящее время отмечаются признаки истощения: снижение дебитов, рост обводнённости (до 90–95%), остаточные запасы в труднодоступных зонах.

Неэффективность закачки и неравномерный охват привели к частичному вытеснению. Текущий режим не учитывает межпластовые перетоки, а фонды скважин включают значительное число неработающих или малодебитных объектов. Нагнетательные скважины демонстрируют избыточную приёмистость, нарушая

управляемость фильтрационных потоков. Анализ показал необходимость пересмотра стратегии разработки, включая переход к объединённой эксплуатации.

Межпластовые связи

Каротаж и трассерные исследования подтвердили наличие техногенных и природных каналов между пластами. Быстрый отклик по трассерам и схожая динамика давления указывают на наличие гидродинамической связи.

Обоснование объединения

Согласно ГОСТ Р 32359-2013, объединение пластов обосновано при геологическом родстве, сходных фильтрационных свойствах, пластовых режимах и доказанной гидродинамической связи. Анализ показал, что:

- пласты расположены в пределах одного стратиграфического уровня;
- обладают схожими литологическими и фильтрационными характеристиками;
- насыщены нефтью одинакового состава;
- демонстрируют синхронную динамику давления.

Глинистая перемычка утратила изолирующие свойства на ряде участков, что подтверждено геофизикой и трассерами. Объединение позволит улучшить управляемость системой разработки, сократить дублирующие элементы инфраструктуры и повысить эффективность вовлечения остаточных запасов.

Геолого-технические мероприятия

Предлагается перераспределить закачку с перегруженного пласта БВ5 в БВ6 для формирования водонапорной подушки. Планируется вовлечение в работу ранее остановленных нагнетательных скважин, а также оптимизация их приёмистости. В добывающем фонде целесообразно отказаться от межпластовых переходов в пользу дострелов — планируется проведение 84 таких операций (прибавка ~3 т/сут на скважину).

Также предлагается бурение 20 боковых горизонтальных стволов (БВГС), ориентированных на зоны остаточной насыщенности. Ожидаемый прирост — до 9–10 т/сут на скважину. Эти меры обеспечат стабилизацию добычи и рост КИН при снижении плотности скважинной сетки.

Экономическая оценка

Анализ вариантов показал, что объединённая стратегия (вариант №1) обеспечивает прирост условного NPV на 10% по сравнению с базовым сценарием.

Экологическая безопасность

Мероприятия соответствуют нормативам в области охраны окружающей среды. Воздействие на ландшафт, водные и почвенные ресурсы сведено к минимуму. Предусмотрены изоляционные меры: цементирование, герметизация, химическая обработка. Отрицательное влияние на социальную среду отсутствует.

Выводы

Объединение пластов БВ5 и БВ6 в единый объект разработки обосновано геологически, промыслово и экономически. ГТМ обеспечивают прирост КИН, улучшение охвата запасов и оптимизацию системы ППД. Предложенная стратегия применима для других зрелых объектов региона. Работа будет продолжена на этапе пилотной реализации и последующей адаптации модели на основе фактических данных.

Список литературы

1. Разработка нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск – Тюмень: НаукаСервис, 2004. – 332 с.
2. ГОСТ 32359-2013. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. - Введ. 01.01.2015. - М.: Стандартинформ, 2014.

3. Закон РФ № 2395-1 «О недрах». - Введ. 21.02.1992 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.consultant.ru/popular/nedr/> (дата обращения: 24.02.2025).

4. Мельников В. Н. Обоснование показателей выработки запасов на основе функций относительных фазовых проницаемостей и опыта эксплуатации объектов-аналогов: дис. ... канд. техн. наук: 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / Тюмен. индустр. ун-т. Тюмень, 2023. Науч. рук.: д-р техн. наук, проф. Стрекалов А. В.

5. Протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС от 07.12.2021 № 8373. — М.: Минприроды России, Роснедра, 2021. — 6 с. Тема: Дополнение к технологическому проекту разработки Локосовского месторождения.

Успешный опыт строительства многоствольной скважины с МГРП для месторождений ТРИЗ: от геологии к технологии

Ю.А. Головацкий, В.Р. Сыртланов, И.А. Ишимов

Группа Компаний «ТОФС»

E-mail: Yury.Golovatskiy@tofsgroup.ru

Аннотация

Эволюция технологий разработки низкопроницаемых месторождений направлена на увеличение длины горизонтальных стволов и роста количества ГРП для увеличения добычи с каждой скважины. Еще одним направлением является применение многоствольных скважин с многостадийным ГРП, что позволяет добиться вовлечения запасов в разработку при существенно снижении количества скважин.

Целью работ является подготовка геолого-технических решений по экономически рентабельной разработке низкопроницаемых объектов.

В работе показаны стадии геологической и технологической проработки решений, обоснование и успешный опыт строительства первой в России двуствольной скважины с МГРП для ачимовского объекта в Западной Сибири и опыт тиражирования.

Ключевые слова

Многоствольные скважины, МГРП, моделирование, трудноизвлекаемые запасы, матрица применимости

Введение

В настоящее время в России разработка низкопроницаемых месторождений ТРИЗ становится все более актуальной. Совершенствование технологий строительства горизонтальных скважин с многостадийными ГРП и введение налоговых льгот при разработке месторождений ТРИЗ, позволило нефтяным компаниям России начать активную разработку месторождений, которые ранее не представляли интереса по экономическим причинам.

Месторождения аналоги

Одним из параметров, позволяющих улучшить экономику разработки низкопроницаемых коллекторов, является длина горизонтального участка скважин с МГРП. Как правило прирост по дебиту нефти в случае удлинения скважины окупает затраты на продолжение бурения и делает рентабельным дальнейшую разработку.

На канадских месторождениях средняя длина горизонтального участка скважин увеличилась с 2007 г. до настоящего момента с 1000 м до 2400 м, есть примеры длины горизонтального ствola 3500м. Ряд участков на рассмотренных месторождениях разбурены многоствольными скважинами (от 2х до 9ти стволов). Многоствольные скважины бурятся примерно в 5% случаев, но есть примеры активного внедрения многоствольных скважин среди операторов Канады [1].

Компания Lightstream Resources на своем участке объекта Bakken видит свои перспективы в применении двуствольных скважин. Концепция Lightstream Resources для разработки участка 1 миля*1 миля следующая (Рисунок 1):

- Bakken 1.0 – горизонт 1600м с 8 ГРП (8 штук на участок)
- Bakken 2.0 – горизонт 1600м с 15-20 ГРП (8 штук на участок)
- Bakken 3.0 – двуствольные скважины, стволы по 1600м с 15 ГРП на ствол (4 штуки на участок)

Новые скважины могут быть сразу запланированы как двуствольные, или второй ствол бурится с целью уплотнения сетки скважин таким образом, чтобы первый

(основной) ствол остался в добыче. Для этого требуется тип заканчивания TAML3 с селективным доступом в боковой ствол. Наиболее типичным является расположение двух стволов параллельно на расстоянии 200м.

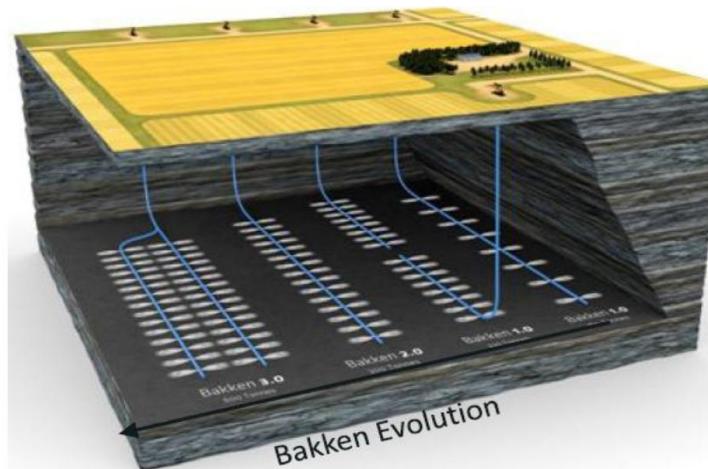


Рисунок 1 - Эволюция заканчивания на месторождении Bakken

Выполненные технико-экономические расчеты показывают, что для объектов разработки с абсолютной глубиной залегания более 2000м, что типично для Западной Сибири, строительство двуствольной скважины с МГРП на 15-20% дешевле строительства двух скважин с аналогичной длиной горизонтальных секций.

Кроме того, применение многоствольных скважин дает экономию в поверхностном обустройстве и погружном оборудовании, что приводит к снижению как капитальных, так и операционных затрат.

Матрица эффективности технологий

Для определения оптимальной системы размещения, бурения и заканчивания скважин на неразбуренном участке месторождения был использован подход, заключающийся в построении матрицы эффективности [2, 3].

Матрица эффективности представляет собой многопараметрическую зависимость какого-либо критерия эффективности (NPV или FOPT/CAPEX и т.п.) от геологических и технологических параметров, варьируемых в диапазоне, характерном для разрабатываемых объектов, построенную на основе имитационной модели пласта (или элемента разработки).

Суть метода состоит в расчете ограниченного числа вариантов имитационной модели с построением гиперповерхности отклика на основе методов планирования экспериментов и ее верификации путем выборочной проверки отдельных точек прямым гидродинамическим расчетом.

Результатом расчетов является матрица эффективности - таблица соответствия целевого параметра (производного от добычи нефти, например, Q/CAPEX) по вариантам, соответствующим всевозможным наборам варьируемых параметров, на основе которой легко выбирается оптимальный для фиксированных значений варианта разработки (рисунок 2).

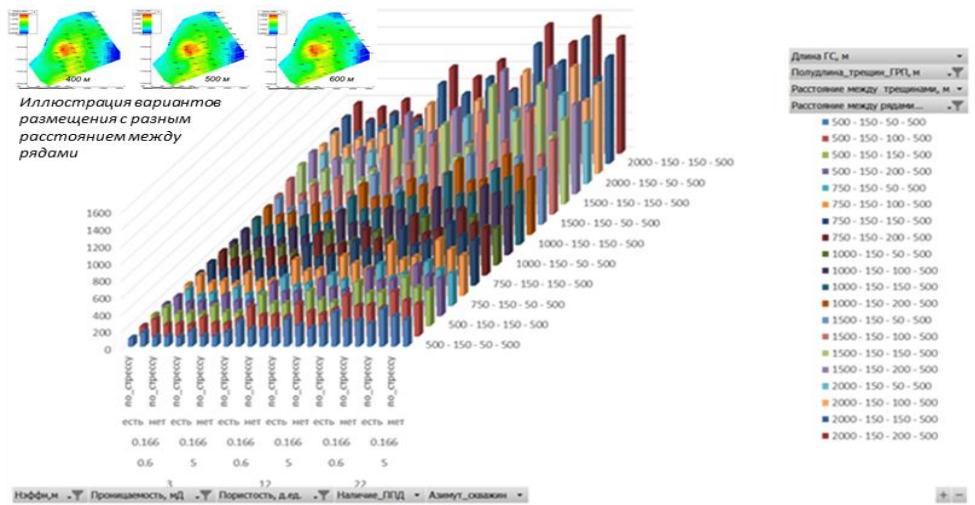


Рисунок 2 - Представление матрицы эффективности в виде сводного графика в Excel

Примеры

В работе представлен успешный опыт заканчивания первой в России двуствольной скважины с МГРП для ачимовского объекта в Западной Сибири. Конструкция скважины представлена на рисунке (Рисунок 3).

Показана возможность заканчивать скважины от двуствольных до пятиствольных с селективным доступом в каждый ствол и с выполнением МГРП.

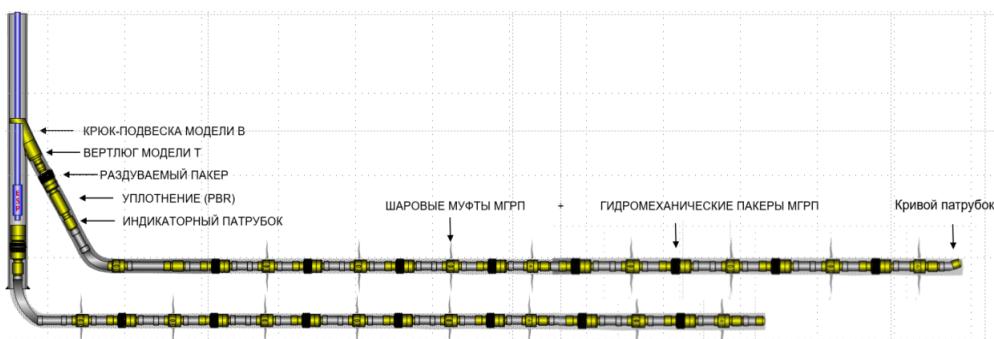


Рисунок 3 - Конструкция построенной двуствольной скважины с МГРП в каждом стволе

Цель работы:

- Построить первую в России многоствольную скважину с 8-зонным МГРП каждого ствола. Оборудование заканчивания скважины ТОФС

Особенности заканчивания скважины:

- ТОФС был применен комплексный сервис услуг, включающий геологическое сопровождение работ, в т.ч. геологическое моделирование, проектировка гидродинамической модели, оптимизация разработки месторождения, а также сервис по заканчиванию скважин, обеспечивающий техническое и технологическое сопровождение работ.

- Привлечение высококвалифицированного персонала
- Эффективная коммуникация всех департаментов ТОФС
- Решение нестандартных задач и обеспечение техническими рекомендациями

Результаты:

- Построена двуствольная скважина по уровню заканчивания ТАМЛ-3 с МГРП в каждом стволе. Строительство скважины, разводка стволов и расстановка оборудования по стволам выполнены в строгом соответствии с геологической моделью ТОФС

- Выполнено 8-зонное МГРП в каждом из стволов (130 тн проппанта на стадию согласно расчетам ТОФС)
 - Увеличение притока нефти в 2 раза по сравнению с одностольной скважиной
 - Выполнено геолого-техническое сопровождение строительства скважины
 - Произведено подтверждение рабочих характеристик оборудования, программного обеспечения и инженерной поддержки
 - На 20% снижены затраты на инфраструктуру и бурение

Учитывая результат проделанной работы можно говорить о возможности тиражирования строительства многоствольных скважин с МГРП (с количеством стволов до пяти и возможностью селективного доступа в каждый из стволов). На рисунке (Рисунок 4) представлено возможное заканчивание пятиствольной скважины с МГРП.



Рисунок 4 - Пример заканчивания пятиствольной скважины

Выводы

Успешный опыт строительства двустольной скважины с МГРП подтвердил, что для строительство двустольной скважины с МГРП на 15-20% дешевле строительства двух скважин с аналогичной длиной горизонтальных секций (оценка Заказчика).

Технико-экономические расчеты показывают трехствольная скважина дает экономию порядка 25-30%. Кроме того, многоствольные скважины позволяют экономить на поверхностном обустройстве и погружном оборудовании, что приводит к снижению как капитальных, так и операционных затрат.

Технология перешла на стадию тиражирования и в настоящий момент сервисами ТОФС в РФ успешно построено 10 двустольных скважин с МГРП на низкопроницаемых объектах, что позволяет существенно улучшить экономику проектов и перейти к полномасштабной разработке ранее экономически неэффективных месторождений.

Список литературы

1. SPE-182572-MS. *Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs.* V.B. Karrov, N.V. Parshin, D.I. Sleptsov, Y.A. Golovatskiy, I.A. Ishimov. 2016.
2. SPE-206541-RU. *Опыт оптимизации размещения и параметров трещин МГРП для многоствольной скважины на основе гидродинамического моделирования.* В.Р.Сыртланов, Ю.А.Головацкий, Д.А.Бормашов, 2021.
3. SPE-134424-MS. *How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal and Vertical Fractured Completion.* Economides, M.J., Martin, A.N. 2010.

Разработка месторождений высоковязкой и битуминозной нефти. Перспективы увеличения добычи и технологический потенциал

C.И. Губанов, П.В. Рошин

Самарский государственный технический университет

E-mail: gubanovsi.samgtu@gmail.com

Аннотация

В работе рассмотрены основные вызовы, с которыми сталкивается нефтяная промышленность в области разведки, разработки и добычи высоковязкой (ВВН) и битуминозной нефти. Рассмотрены основные подходы к разработке месторождений ВВН, а также оценены перспективы увеличения добычи ВВН на основе применения комплексных технологий и методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова

Высоковязкие нефти, трудноизвлекаемые запасы, битуминозная нефть, методы увеличения нефтеотдачи, комплексное термохимическое воздействие

Запасы высоковязкой нефти и природного битума являются перспективным источником поддержания и увеличения добычи для компаний-недропользователей. Заинтересованность Российской Федерации в вовлечении этих запасов в разработку отражена в федеральном проекте «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», а также в «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года».

Обзор мировых источников показал, что приоритетом последних лет является использование горизонтальных скважин в комбинации с интенсивными технологиями вторичного вскрытия, теплового и физико-химического воздействия на пласт.

Прогрев пласта по отношению к высоковязкой нефти остаётся основным интенсифицирующим фактором. На месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной области в терригенных отложениях использовались, как правило, циклические паротепловые обработки добывающих скважин. Однако они оказались в большинстве случаев безуспешными, так как в процессе закачки пара с температурой более 300 °C приёмистость пласта снижалась в 3-4 раза, а при отборе был получен лишь слабый приток продукции со следами нефти. Вероятная причина - блокирование фильтрационных потоков из-за уменьшения сечений проточных каналов от воздействия высокой температурой и набухания природного монтмориллонита [1].

Помимо теплового воздействия с середины 2000-х годов применялись горизонтальные скважины на залежах с относительно небольшой площадью и толщиной. Но и их применение также сопровождалось осложнениями. При вводе в эксплуатацию они часто давали высокообводнённую продукцию, а из-за высокой проницаемости пород-коллекторов, наличия подстилающей пластовой воды и опережающего обводнения приходилось прекращать форсированный отбор жидкости.

Из вышесказанного необходимо отметить, что для повышения температуры целесообразно использовать подземные источники тепла, так как в этом случае уменьшаются теплопотери и снижается экологическая нагрузка на окружающую среду [2].

Одним из перспективных направлений в области повышения добычи ВВН и битуминозной нефти является технология комбинированного термохимического воздействия. Принцип действия заключается в использовании термохимического разогревающего состава на основе композиции органических кислородосодержащих соединений с предварительной кислотной обработкой пласта на основе органических

растворителей и кислот для активации или возобновления работы нефтяных скважин с высокой вязкостью нефти, продуктивность которых снижена из-за парафино-гидратных и асфальтосмолистых отложений, закупоривающих фильтрационные каналы и нарушающих связь скважины с флюидонесущим пластом, а также для регулирования процесса разработки и повышения нефтеотдачи неоднородных по проницаемости и низкотемпературных пластов. При этом комбинированный термохимический состав в процессе закачки в пласт повышает подвижность флюида, вовлекает в разработку неохваченные в разработку участки залежи, активирует кислотные составы для увеличения проницаемости призабойной части пласта добывающих скважин, не требует дополнительного наземного оборудования и привлечения бригады КРС. Сокращаются затраты времени на проведение закачки по сравнению с другими технологиями, что уменьшает время простоя скважин. Важным преимуществом данной технологии является ее экологичность и снижение углеродного следа благодаря использованию органо-растворимых соединений [3].

Список литературы

1. Губанов С.И. Обоснование метода интенсивного термобарического воздействия на залежи высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов: монография / С. И. Губанов. – Самара: ИП Малянов С. К., 2025
2. Imran, Ali. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production / Ali Imran, S. I. Gubanov, K. A. Ovchinnikov, V. A. Olkhovskaya, G. A. Kovaleva, E. Galunin, A. Tkachev // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 194 (107554). - 2020
3. Патент на изобретение № 2776539. Способ термохимической обработки нефтяного пласта с трудноизвлекаемыми запасами. МПК E21B43/243. Опубликовано: 22.07.2022 г. Заявитель: Никишин Игорь Александрович, Марилов Сергей Валерьевич, Марилов Сергей Сергеевич, Овчинников Кирилл Александрович, Губанов Сергей Игоревич

Критерии экономической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти

A.B. Денисов¹, Э.А. Шахвердиев¹, Т.Т. Мажренова^{1,2}

¹Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе

²Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина
E-mail: denisovav@mgri.ru

Аннотация

На официальном и экспертом уровнях неоспорим факт сокращения в общем объеме нефтедобычи в России традиционных запасов углеводородов, имеющих низкую себестоимость добычи, и роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТрИЗН). В 2023 г. в Минэнерго оценили долю ТрИЗН в запасах углеводородного сырья в 60% с большой вероятностью ее увеличения до 70% к 2030 году. Наряду с ухудшением условий их залегания, геолого-физических характеристик и свойств нефти, важной характеристикой добычи углеводородов ТрИЗН является существенное увеличение капитальных и операционных затрат и как следствие увеличение себестоимости их добычи. По этой причине попытки установления качественных и количественных критериев стимулирования ТрИЗН нефти не сходит с научно-технологической повестки дня. В представленном докладе рассматривается возможность использования себестоимости добычи 1 тонны нефти без налога на добычу полезных ископаемых в качестве показателя для характеристики различных категорий ТрИЗН, контроля критической рентабельности разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТрИЗН, а также для обоснования условий получения налоговых льгот.

Ключевые слова

Рентабельность, трудноизвлекаемые запасы нефти, себестоимость добычи нефти

В 2023 г. в Минэнерго оценили долю ТрИЗН в запасах углеводородного сырья в 60% с большой вероятностью ее увеличения до 70% к 2030 году. По этой причине попытки установления качественных и количественных критериев стимулирования ТрИЗН нефти не сходит с научно-технологической повестки дня [1-10]. Исчерпывающее определение ТрИЗ нефти приведено в работе [10]: «Нерентабельными трудноизвлекаемыми запасами признаются жидкие и газообразные углеводородные запасы залежей, с крайне низкими геологическими, физическими, технологическими параметрами и неблагоприятными территориально-климатическими условиями залегания, экономическая эффективность добычи которых, определяется в установленном законом порядке в зависимости от волатильности и конъюнктуры энергетического и валютного рынков». Как видно из предложенного определения, ключевой задачей успешной разработки этих запасов является трансформация их из категории «нерентабельные» в категорию «рентабельные». Оценки себестоимости добычи нефти в России по данным различных источников изменяются в широких пределах, так, например, по оценкам консалтинговой компании Rystad Energy 20-50 долларов за баррель, по данным МИНЭНЕРГО 15-40-45 долларов за баррель, до данным Роснефти 2,5 долларов за баррель, по данным Газпромнефти 15 долларов за баррель. Согласно данным Росстата [7] динамики изменения себестоимости добычи 1 т нефти, если пересчитать значение за 1 кв.2024 г. по курсу 1 доллар = 90 руб. получим 47 долларов за баррель. Дополнительно, для оценки себестоимости добычи нефти без НДПИ можно ориентироваться на нормативы определения расходов для расчета налога на дополнительный доход (НДД) от добычи углеводородного сырья, представленного в

налоговом кодексе: предельные расходы на добычу углеводородного сырья составляли в 2024 году: $7140 \times 1,284 = 9168$ руб/т и 10168 руб/т добычи сверхвязкой нефти.

Существенные различия в оценках себестоимости добычи нефти в России свидетельствуют об отсутствии унифицированного подхода к использованию этого показателя из-за различия отечественных и зарубежных методик, оценки и учета или не учета в себестоимости налогов на добычу нефти и зачастую зависит от предпочтений заинтересованных сторон [1-10]. Кроме этого, себестоимость динамическая величина, которая изменяется с течением времени и склонна увеличиваться при разработке объектов.

Согласно действующей в нефтегазовой отрасли методике [3] по планированию, учету и калькуляции себестоимости добычи нефти и газа, при формировании себестоимости добычи углеводородов учитываются налоги, пошлины и прочие платежи, в том числе налог на добычу полезных ископаемых, при этом доля налога на добычу полезных ископаемых в себестоимости добычи нефти может составлять более 50%, как на примере эксплуатационного объекта представленного на рис.1. Для определения реальной производственной себестоимости добычи нефти, характеризующий процесс добычи, необходимо вывести налог на добычу полезных ископаемых за рамки себестоимости.

В период планового хозяйствования себестоимость добычи 1 т нефти входила в число основных показателей эффективности вариантов проекта разработки, характеризующих производственные затраты на единицу добываемой продукции [2]. Таким образом себестоимости добычи 1 т. нефти без НДПИ может являться качественным универсальным показателем, характеризующим эффективность разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТрИЗ нефти.

Использование его с другими стоимостными показателями – ценой 1 т. нефти Нетбэк и НДПИ на 1 т. нефти позволит контролировать условие критичных границ «рентабельности» ЦНН – НДПИ – СДН > 0 , где:

ЦНН - цена нефти нетбэк;

НДПИ - налог на добычу полезных ископаемых;

СДН - себестоимость добычи нефти.

Этот приемлемый подход рекомендуется использовать для обоснования права получателя льготы по НДПИ и переходу на режим НДД с последующим уменьшением НДПИ.

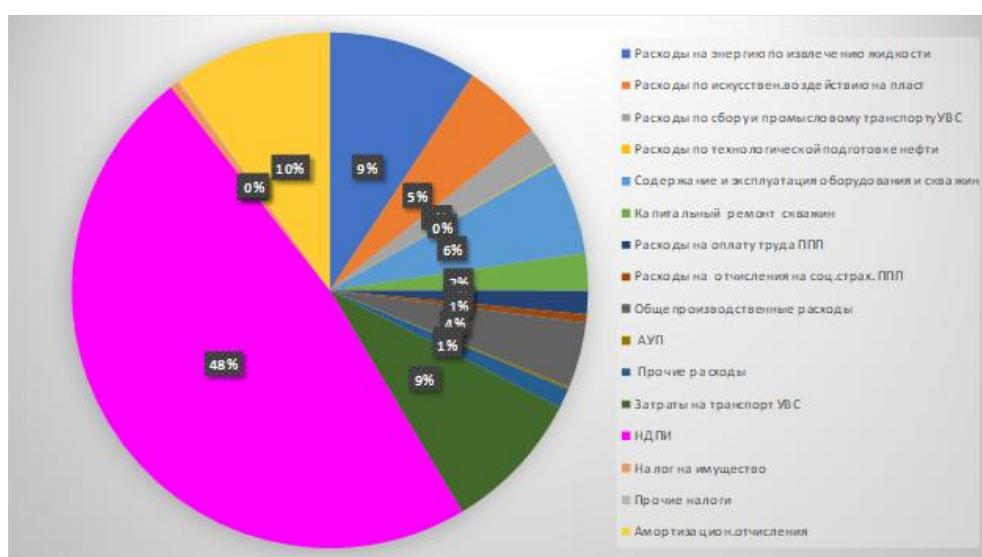


Рисунок 1 – Пример распределения затрат входящих в себестоимость добычи 1 т. нефти для объекта разработки Западной Сибири по данным 2018 г.

Отнесение тех или иных запасов к категории трудноизвлекаемых обусловлено в первую очередь наличием осложняющих факторов и условий их разработки:

- сложность геологического объекта: размеры залежи, низкая проницаемость коллекторов, тектонические разломы, недонасыщенные коллектора, подгазовые залежи, повышенная трещинноватость, высокая неоднородность коллектора, засоленные коллектора, глубокие горизонты, АВПД, АНПД.
- физико-химические свойства флюидов: недозрелые коллектора, высокая вязкость нефти, битуминозные породы, высокое содержание СО₂, высокое содержание серы, высокое содержание парафина, высокое газосодержание нефти.
- географические: инфраструктурная ограниченность, экстремальные климатические условия.
- временные: начальная или поздняя стадия разработки.

Работа с данной категорией запасов потребует повышенных затрат на проведение большого количества геологоразведочных и исследовательских работ, значительных капитальных затрат на бурение большого количества высокотехнологичных скважин и проведение операций многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП), строительство инфраструктуры в труднодоступных районах, дополнительных затрат на разработку и внедрение технологий повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Соответственно есть необходимость определения реальной производственной себестоимости добычи нефти различных категорий ТрИЗН для определения условий их рентабельной разработки и необходимости предоставления налоговых льгот.

Необходимо отметить, что при определенных условиях НДПИ может являться эффективным инструментом или «экономическим» методом повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Например, для объекта, представленного на рис.2 рентабельный период и разработка должны закончиться в 2048 г, но снижение после 2048 г. с НДПИ_1=6000 руб/т до НДПИ_2=4000 руб/т позволит продлить рентабельный период разработки, получить дополнительную добычу нефти 131 тыс.т, получить дополнительный доход бюджета 523 млн.руб. и дополнительный доход предприятия с которого также рассчитывается налог НДД.

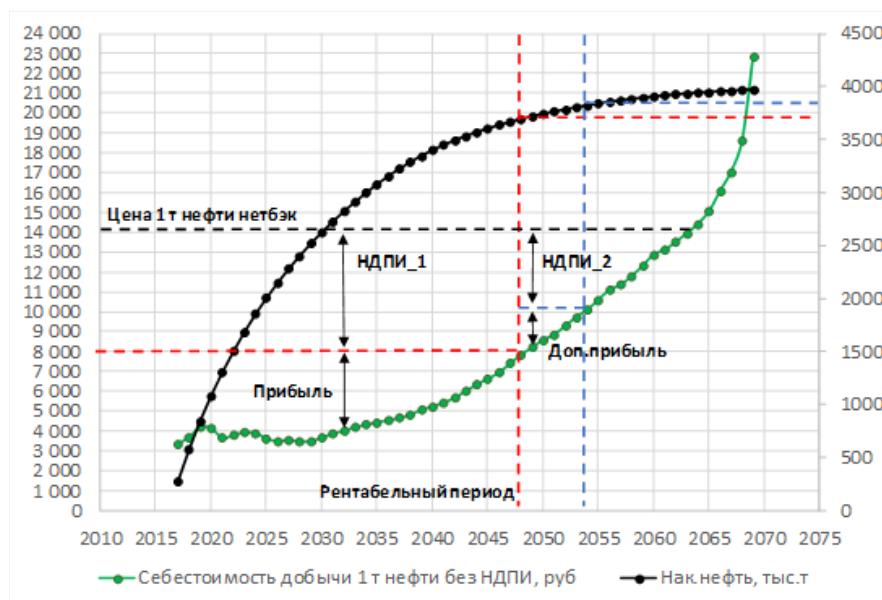


Рисунок 2 -Динамика накопленной добычи нефти и себестоимости добычи 1 т нефти объекта разработки с высокой выработанностью

Выводы

Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа от 29.12.1995 г. нуждается в обновлении и доработках в части ТрИЗ, с добавлением затрат на НИР, НИОКР, патентные разработки, дополнительные программы исследований.

Себестоимость добычи 1 тонны нефти без НДПИ может являться унифицированным качественным показателем для контроля критической рентабельности разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТрИЗ и может использоваться для обоснования условий получения налоговых льгот.

Целесообразно создание базы данных с фактическими данными себестоимости добычи тонны нефти (по месяцам, кварталам, годам) по эксплуатационным объектам разработки для возможности экспертной оценки, сравнения проектов по льготируемым категориям и контроля рентабельности.

Временное снижение ставки налогов НДПИ и НДД представляется эффективным инструментом трансформации нерентабельных проектов в рентабельные, что в итоге стимулирует внедрение инновационных технологий ПНП и ИДН, разработку ТрИЗН и позволит получить дополнительный доходы бюджета и увеличить рентабельный КИН залежей.

Список литературы

1. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. *Оценка эффективности инвестиционных проектов*. – М.: Дело, 2015. – 1300 с.
2. Крылов А.П., Глотовский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. *Научные основы разработки нефтяных месторождений*. – М. – Л.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1948.
3. *Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа*. 1995.
4. *Налоги в нефтедобыче: реформа 2020*. VYGON Consulting - Ноябрь 2020 г.
5. *Определение качественного и количественного экономического критерия для стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти* / А.В. Денисов, Э.А. Шахвердиев, Т.Т. Мажренова // Вестник РАН. –2025. –Т. 25. –№ 1. С. –60-73.
6. Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров С.Н., *О технико-экономическом обосновании добычи ТрИЗ: как не наступить на старые грабли* // Neftegaz.RU ФЕВРАЛЬСКИЙ ВЫПУСК №2 (98) 2020
7. *Себестоимость добычи нефти в Российской Федерации*. РОССТАТ.
https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/seb_dob_neft_1kv-2024.xlsx
8. *Стochasticкая модель оценки оптимальной системы разработки месторождений в условиях экономического риска*. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В., Мыльников Д.А., Павлов М.А., Шахвердиев Э.А. // Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. –С. 39-43.
9. *Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов* / Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). –С. 78-87.
10. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. *Проблемы трансформации углеводородного сырья в нерентабельную категорию трудноизвлекаемых* // Нефтяное хозяйство, 2022, №4, – С. 38-43, DOI:10.24887/0028-2448-2022-4-38-43.

Роль ионов Mg^{2+} и Ca^{2+} рапы Сасык-Сиваш (Крым) в стабилизации водонефтяных эмульсий

С.Л. Доненко, И.Л. Доненко

ГОУ ВПО Кыргызско-Российский Славянский университет
им. первого Президента Российской Федерации Б.Н. Ельцина

E-mail:sofiadonenko56@gmail.com

Телефон: +79785410783

Аннотация

Исследована роль ионов Mg^{2+} и Ca^{2+} рапы Сасык-Сиваш (Крым, Сакский район) в стабилизации водонефтяных эмульсий. Методами кинетики седиментации, фрактального анализа ($D = 1.72 \pm 0.05$) и молекулярной динамики выявлены критические концентрации ионов ($[Mg^{2+}] = 0.18$ М, $[Ca^{2+}] = 0.07$ М), индуцирующие бифуркации в системе. Разработана гибридная ИИ-модель ($AUC = 0.94$), интегрирующая данные экспериментов, УЧП и бифуркационный анализ. Результаты позволяют оптимизировать управление эмульсиями в нефтедобыче.

Ключевые слова

Водонефтяная эмульсия, фрактальная кластеризация, ИИ, рапа, многомасштабное моделирование, кинетика седиментации.

Введение. Управление устойчивостью водонефтяных эмульсий остается ключевой задачей в нефтедобыче, где неконтролируемое расслоение фаз приводит к значительным технологическим и экономическим потерям. Особый интерес представляют эмульсии, стабилизированные многовалентными ионами, такими как Mg^{2+} и Ca^{2+} , которые способны формировать сложные межфазные структуры. Рапа озера Сасык-Сиваш, обладающая уникальным составом с преобладанием этих ионов, служит природной моделью для изучения таких систем. Однако механизмы стабилизации в условиях переменной ионной силы и температуры до сих пор не получили исчерпывающего объяснения из-за нелинейного характера взаимодействий и недостатка комплексных подходов, объединяющих эксперимент, теорию и вычислительные методы.[1]

Существующие работы сосредоточены преимущественно на классических параметрах (межфазное натяжение, ζ -потенциал), игнорируя роль фрактальной морфологии агрегатов и критических бифуркационных переходов.[4] Кроме того, прогнозирование поведения эмульсий в реальных пластовых условиях требует преодоления ограничений детерминированных моделей за счёт интеграции методов искусственного интеллекта.

В данной работе предложен метаподход, сочетающий:

1. Экспериментальный анализ кинетики седиментации и фрактальной структуры эмульсий с варьируемым содержанием Mg^{2+} и Ca^{2+} .

2. Многомасштабное математическое моделирование — от молекулярной динамики (расчет потенциалов DLVO) до уравнений в частных производных, описывающих пространственно-временную эволюцию дисперсной системы.[5]

3. Бифуркационный анализ для идентификации критических концентраций ионов, провоцирующих переходы между устойчивыми режимами.

4. Гибридную нейронную сеть, прогнозирующую стабильность эмульсий на основе экспериментальных данных, фрактальных параметров и результатов численного моделирования.[6]

Новизна исследования заключается в установлении количественной связи между фрактальной размерностью агрегатов ($D \approx 1.72$) и кинетикой седиментации, а также в

разработке алгоритма управления эмульсиями, учитывающего точки бифуркации в системе. Практическая значимость работы подтверждается рекомендациями по оптимизации состава пластовых вод для нефтяных месторождений Крымского региона.

Основная часть. В качестве объектов исследования использовались рапа озера Сасык-Сиваш и модельные нефти. Химический состав рапы, определенный методом ионной хроматографии на системе Thermo Scientific Dionex ICS-5000+, включал ионы Mg^{2+} (0.2–1.5 M), Ca^{2+} (0.1–0.8 M) и характеризовался значением pH 7.5–8.2, измеренным pH-метром Mettler Toledo SevenCompact. Пробы рапы отбирались в трёх точках акватории для учёта пространственной неоднородности. Модельные нефти готовились на основе смеси декалина и толуола (7:3 об./об.) с добавлением C₇-асфальтенов (5–20 мас.%), выделенных по методу ASTM D6560-12, что позволило имитировать нефти различной степени смолистости. Эмульсии формировались при соотношении водной (рапа) и нефтяной фаз 3:7 (об./об.). Процесс диспергирования осуществлялся на ультразвуковом диспергаторе SONICS VCX-750 в импульсном режиме (5 сек/5 сек) при скорости 1500–5000 об/мин и амплитуде 70%. Время обработки варьировалось от 10 до 30 минут для достижения медианного размера капель (d_{32}) в диапазоне 10–50 мкм. Полученные эмульсии стабилизировались в терmostатируемой камере Julabo F32 при температурах 25–80°C ($\pm 0.1^\circ\text{C}$) в течение 24 часов, с периодом Кинетика седиментации исследовалась методами лазерной дифракции и турбидиметрии.[10] Распределение частиц по размерам (0.01–1000 мкм) измерялось в режиме реального времени на анализаторе Mastersizer 3000 (Malvern Panalytical), с расчётом скорости седиментации через изменение медианного диаметра (d_{50}) каждые 15 минут.[7] Параллельно оптическая плотность эмульсий регистрировалась на спектрофотометре Shimadzu UV-2600 при длине волны 600 нм с использованием кварцевой кюветы Hellma (10 мм), калиброванной по стандартным сусpenзиям латекса NIST SRM 1963.

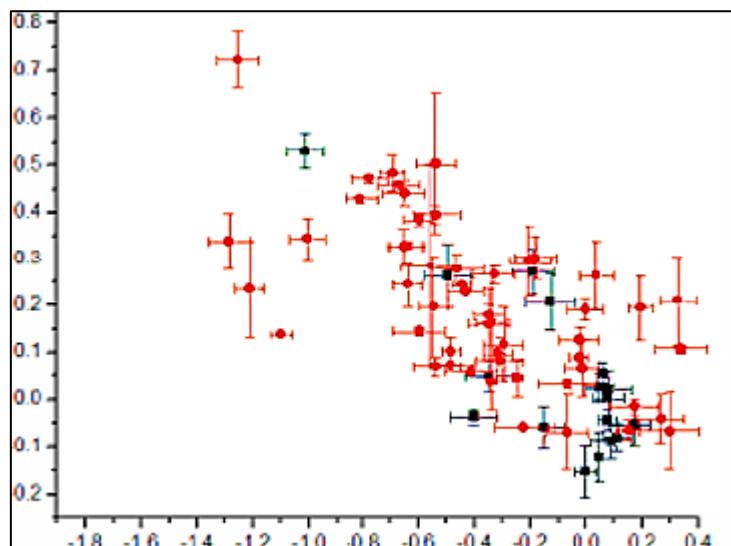


Рисунок 1. Оценка формирования эмульсий.

Фрактальная морфология агрегатов изучалась методом сканирующей электронной микроскопии (SEM, Hitachi SU-8010). Образцы фиксировались в эпоксидной смоле с последующим напылением золота (толщина 5 нм) и анализировались при ускоряющем напряжении 5 кВ и увеличении $\times 5000$. Фрактальная размерность (D) рассчитывалась алгоритмом box-counting в программе ImageJ (плагин FracLac) путём построения зависимости $\log(N)$ от $\log(1/\varepsilon)$, где N — число покрывающих боксов, а ε — их размер, в диапазоне 2–512 пикселей с шагом 2^n .

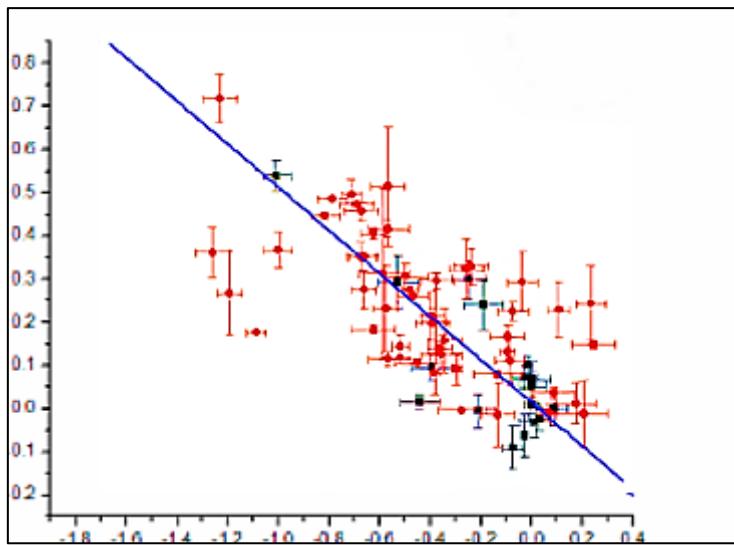


Рисунок 2. Фрактальная зависимость.

Электрохимические свойства оценивались через измерение ζ -потенциала на анализаторе Zetasizer Nano ZS (Malvern Panalytical) методом электрофоретической подвижности в стандартной ячейке DTS1070 от 25°C до 27°C, и межфазного натяжения методом висячей капли (ADSA-P) на тензиометре KSV CAM 200 с точностью ± 0.1 мН/м. Все эксперименты проводились в трёх повторностях, данные обрабатывались в OriginPro 2022 с применением линейной регрессии и ANOVA, погрешности представлены как стандартное отклонение с 95% доверительным интервалом. Визуальным контролем фазового расслоения.[8]

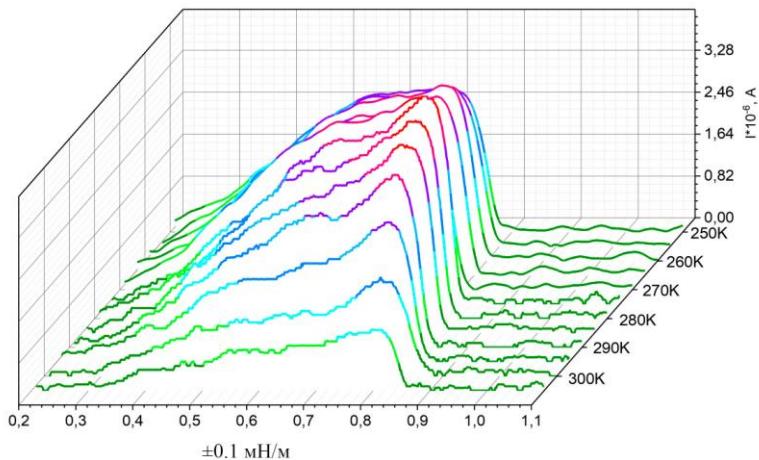


Рисунок 3. Оценка электрохимических свойств

Для анализа взаимодействия ионов Mg^{2+} и Ca^{2+} с поверхностью нефтяных капель проведено молекулярно-динамическое моделирование в пакете GROMACS 2023. Потенциалы межчастичных взаимодействий задавались в рамках силовых полей CHARMM36 (вода и ионы) и OPLS-AA (углеводороды), обеспечивающих точное описание электростатических и ван-дер-ваальсовых сил.

Результаты. Определены критические концентрации ионов Mg^{2+} (0.18 ± 0.02 М) и Ca^{2+} (0.07 ± 0.01 М), при превышении которых устойчивость водонефтяных эмульсий резко снижалась, а время полурасслоения сокращалось с 24 до 8 ч. Фрактальная размерность агрегатов ($D = 1.72$) коррелировала с замедлением седиментации ($R^2 = 0.87$).

Молекулярное моделирование показало сжатие двойного электрического слоя при $[Mg^{2+}] > 0.15 \text{ M}$, что подтверждено изменением ζ -потенциала ($-35 \rightarrow -18 \text{ мВ}$). Бифуркационный анализ выявил гистерезис при варьировании $[Ca^{2+}]$, а разработанная ИИ-модель ($AUC = 0.94$) точно прогнозировала устойчивость эмульсий. Установлено, что Mg^{2+} стабилизирует эмульсии при $D > 1.7$, а Ca^{2+} усиливает эффект, смещающий точку бифуркации. Результаты подтверждают ключевую роль ионов рапы Сасык-Сиваш в формировании устойчивых эмульсий.

Заключение. В ходе исследования установлено, что ионы Mg^{2+} и Ca^{2+} рапы Сасык-Сиваш оказывают существенное влияние на стабилизацию водонефтяных эмульсий. Присутствие данных ионов замедляет процесс седиментации и повышает устойчивость эмульсий, что связано с формированием прочных межфазных слоёв на границе раздела фаз.

Разработанные модели позволяют прогнозировать поведение эмульсий в пластовых условиях и могут быть использованы для оптимизации процессов добычи и переработки нефти. Полученные результаты имеют практическую значимость для нефтегазовой отрасли, особенно в регионах с высоким содержанием двухвалентных катионов в пластовых водах. Перспективы дальнейших исследований включают детальное изучение механизма взаимодействия ионов Mg^{2+} и Ca^{2+} с компонентами нефти, а также разработку методов эффективного разрушения стабильных эмульсий с целью повышения эффективности нефтедобычи.

Список литературы

1. Акимов Ю.А., Зелёный Б.А. Коллоидная химия. – М.: Химия, 2002. – 368 с.
2. Абдуллаев Р.Г., Тимербулатов И.Ф. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – 254 с.
3. Israelachvili J. Intermolecular and Surface Forces. – 3rd ed. – Academic Press, 2011. – 704 p.
4. Hunter R.J. Zeta Potential in Colloid Science. – London: Academic Press, 1981. – 386 p.
5. Дьяконов В.П. Методы моделирования в химической технологии. – М.: Химия, 2003. – 272 с.
6. Антипов А.А., Серов А.В., Петров В.В. Использование фрактального анализа при изучении агрегатов в эмульсиях // Коллоидный журнал. – 2020. – Т. 82, № 4. – С. 523–529.
7. Воронцов Д.А., Козлова И.В. Молекулярная динамика: методы и приложения. – СПб.: Лань, 2021. – 296 с.
8. Leal-Calderon F., Schmitt V., Bibette J. Emulsion Science: Basic Principles. – 2nd ed. – Springer, 2007. – 244 p.
9. Евстигнеев П.П., Королёва Ю.А. Исследование влияния ионов двухвалентных металлов на устойчивость эмульсий // Нефтехимия. – 2018. – Т. 58, № 6. – С. 583–590.
10. Chollet F. Deep Learning with Python. – 2nd ed. – Shelter Island, NY: Manning, 2021. – 504 p.

Анализ эффективности повышения производительности горизонтальных скважин с проведенным шаровым МГРП на основе численного моделирования для условий ачимовских отложений

И.М. Дроздов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: dim_rnm@mail.ru

Аннотация

Объектом данного исследования являются пластиы группы Ач, для которых достижение максимально возможного коэффициента извлечения нефти осложняется высокой степенью неоднородности, геологическими неопределенностями и плохими фильтрационно-емкостными свойствами.

Сегодня одним из основных способов разработки низкопроницаемых коллекторов нефти и газа является применение технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), позволяющего стимулировать слабодренируемые объемы путем создания системы искусственных трещин [1].

Цель данной работы: исследовать влияние седел на работу действующей нефтяной скважины для оценки эффективности их разбуривания.

Ключевые слова

Горизонтальная скважина, низкопроницаемый коллектор, многостадийный гидравлический разрыв пласта, компьютерное моделирование, интенсификация добычи нефти.

Достаточно распространенной разновидностью МГРП является шаровая технология, предполагающая применение специальных посадочных седел, активируемых путем сброса шаров различного диаметра (от меньшего к большему). Плюсы данной технологии заключаются в относительно низкой стоимости операций по стимуляции пласта и короткими сроками освоения скважины. Однако, существенным недостатком шарового МГРП является тот факт, что посадочные седла никак не извлекаются и могут приводить к возникновению местных сопротивлений при движении флюида от забоя к устью, снижая при этом производительность скважины.

Исходными данными для построения компьютерной модели являлись: инклинометрия скважины, РВТ-свойства пластового флюида, конструкция скважины (при фонтанном и механизированном способе эксплуатации), текущие параметры работы скважины (для определения ограничений) и геолого-физическая характеристика пласта.

Расчеты были проведены на основе BLACK OIL модели флюида, созданной с применением ПО «MULTIFLASH». Для инициализации начальных условий (построения кривых распределения давления и температуры, а также уточнения величины забойного давления при эксплуатации скважины на фонтане) использовалось ПО «PIPESIM».

Сегодня скважина работает в режиме автоматического периодического включения (АПВ) с соотношением времени работы к времени накопления, равным 5:25 мин. Хвостовик имеет шесть седел, диаметр которых изменяется от 21 до 63,3 мм.

В ходе выполнения работы было рассмотрено несколько кейсов работы скважины: фонтанный (с седлами исходного диаметра и разбуренным хвостовиком) и механизированный (с седлами исходного диаметра, разбуренным хвостовиком и с седлами меньшего проходного сечения).

Под “загрязненными” понимаются седла, диаметр которых меньше начального. Одной из причин уменьшения проходного сечения седел является вынос песка

(проппанта) и его последующее накопление на забое скважины вследствие высокой обводненности продукции, слабой степени сцементированности коллектора и высокими депрессиями [2].

Результаты расчетов представлены в таблице 1. Из них следует, что при эксплуатации скважины на фонтане эффект от наличия/отсутствия седел практически нулевой (сопоставим величине погрешности). Для скважины, работающей в режиме АПВ, наибольший вклад оказывает загрязнение седел, влияние карманов также сведено к минимуму.

Показатели эффекта от разбуриования седел были рассчитаны по следующим формулам:

$$\mathcal{E}\Phi_{\text{карм}} = \frac{Q_n^{\text{без седел}} - Q_n^{\text{нач. седла}}}{Q_n^{\text{без седел}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$\mathcal{E}\Phi_{\text{загр}} = \frac{Q_n^{\text{ нач. седла}} - Q_n^{\text{загр. седла}}}{Q_n^{\text{ нач. седла}}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где $Q_n^{\text{без седел}}$ – дебит нефти для скважины без седел (разбуренный хвостовик); $Q_n^{\text{ нач. седла}}$ – дебит нефти для скважины с седлами исходного диаметра; $Q_n^{\text{загр. седла}}$ – дебит нефти для скважины с загрязненными седлами.

Таблица 1 – Результаты расчетов рассмотренных кейсов

Способ эксплуатации	Параметр	Кейс			Эффект от разбуриивания, %	
		Разбуренны й хвостовик	Седла исходного диаметра	Загрязненн ые седла (на 50%)	Влияние карманов	Загрязнение
Фонтаний	Q _n , т/сут	60.96	60.95	-	0.0	-
	Q _r , тыс. м ³ /сут	30.45	30.45	-	0.0	-
	ГФ, м ³ /т	499.49	499.55	-	0.0	-
АПВ	Q _n , т/сут	6.44	6.41	5.55	0.5	13.4
	Q _r , тыс. м ³ /сут	2.03	2.07	2.11	-2.0	-1.9
	ГФ, м ³ /т	315.00	323.00	380.10	-2.5	-17.7

Проведя аналогичные расчеты для других степеней загрязнения седел (от 10% до 100%) были получены следующие зависимости (рисунок 1 и 2), по которым можно оценить текущее относительное загрязнение седел (рисунок 1) и потенциальный прирост от разбуриования хвостовика до единого внутреннего диаметра (рисунок 2).

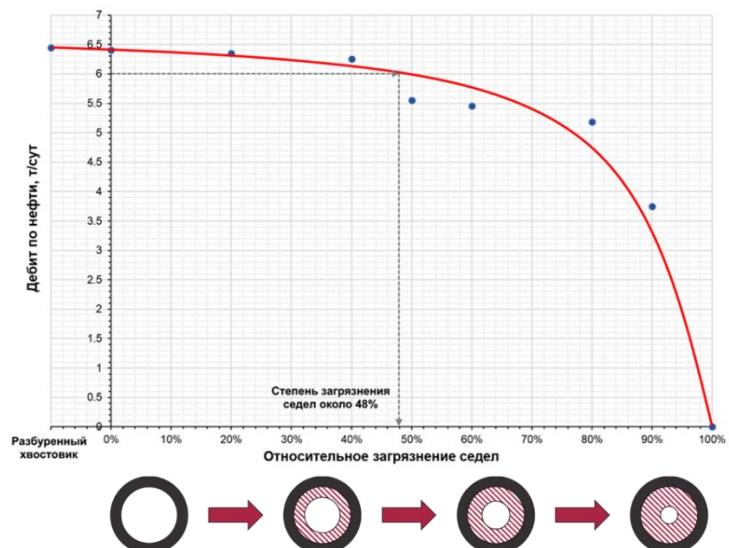


Рисунок 1 – Зависимость дебита по нефти от степени загрязнения седел

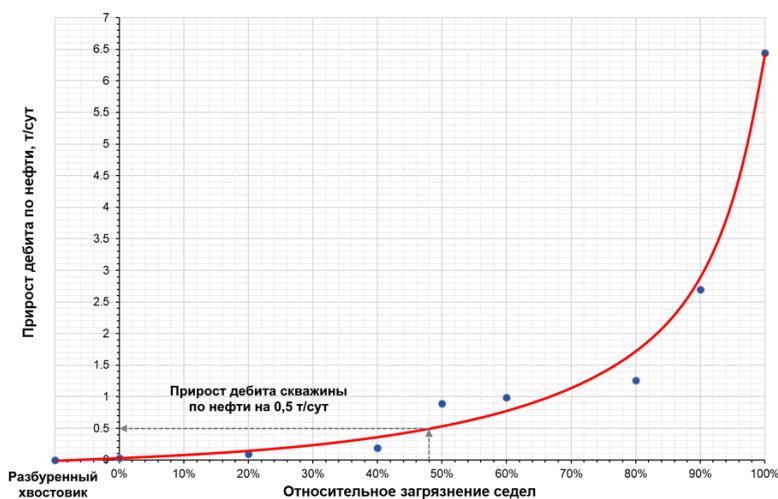


Рисунок 2 – Зависимость прироста дебита по нефти от степени загрязнения

В результате выполненных расчетов было получено, что разбуривание посадочных седел может привести к повышению производительности горизонтальной нефтяной скважины с проведенным многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Основной эффект от разбуривания складывается за счет негативного влияния загрязнения и уменьшения проходного сечения седел, оставшаяся часть приходится на формирование карманов воды и газа в местах установки муфт МГРП.

Список литературы

1. Gong D. et al., *Factors influencing fracture propagation in collaborative fracturing of multiple horizontal wells*, *Energy Engineering*, 2024, V. 121, no. 2, pp. 425-437, DOI: <http://doi.org/10.32604/ee.2023.030196>
2. Putri K. et al., *Flowback in shale wells: Proppant transport and distribution in the wellbore*, *Proceedings of the 6th Unconventional Resources Technology Conference*, DOI: <http://doi.org/10.15530/urtec-2018-2887450>

Пути решения проблем разработки нефтяных месторождений на поздней стадии в условиях реализации системы ППД

И.А. Дьячук, Е.В. Князева

Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», ПИНШ

Аннотация

Анализируются условия разработки нефтяных месторождений в начальный период и на поздней стадии разработки. Выдвигается гипотеза о механизме регенерации и переформирования нефтяной залежи на поздней стадии разработки, когда предшествующая разработка осуществлялась на искусственном-водонапорном режиме. Рассмотрение процессов, протекающих в заводнённой части коллектора позволило сформулировать концепцию добычи остаточных запасов нефти при минимальной себестоимости добываемой продукции.

Ключевые слова

Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения, поддержание пластового давления, гравитационный градиент давления, остаточная нефть, переформирование нефтяной залежи.

Подавляющее большинство крупных и средних нефтяных месторождений вступило в позднюю стадию разработки, когда средняя обводнённость добываемой продукции неуклонно растет, достигая $80 \div 95\%$. Попытки снизить или хотя бы стабилизировать рост обводненности, как правило, не приводят к желаемому результату.

Состояние объекта разработки, находящегося на поздней стадии.

Первоначально, т.е. до момента начала разработки, нефтяная залежь представляет собой систему, в которой достигнуто определённое равновесное состояние между газом, нефтью, водой и породообразующими минералами. Кроме того, в системе имеется избыточная энергия, определяемая величиной пластового давления ($P_{пл}$) и упругостью системы, которая не имеет пути реализации.

С началом отбора нефти из продуктивного пласта, начинается необратимый процесс трансформации внутрипластовой энергии. На рисунке 1 схематично показаны принципиальные отличия начальных пластовых условий от пластовых условий на поздней стадии разработки.

Начальные пластовые условия

Нефть в пласте сосредоточена в виде однородного массива, состоящего из нативной и остаточной нефти на границе породы. Нефтепроницаемость увеличивается снизу вверх. Воздействие вытесняющего агента осуществляется, как правило, фронтально, для обеспечения эффективных условий вытеснения подвижной нефти.

Энергетическое состояние пласта определяется избыточным пластовым давлением. Нефть и вода находятся в равновесном состоянии.

Подвижная (нативная) нефть, как правило, обладает ньютоновскими свойствами.

Пластовые условия на поздней стадии

Остаточная нефть хаотично рассредоточена внутри промытого порового объема пласта и представлена в виде двойных структурированных слоев, появление которых обусловлено проявлением хроматографических процессов на границе фаз. Воздействие вытесняющего агента на остаточную нефть, путем дальнейшей промывки порового пространства не эффективно (вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной).

Наличие избыточной потенциальной энергии (поровое пространство насыщено водой, привнесенной искусственно через систему ППД). Непосредственный контакт двух неродственных сред «остаточная нефть – вытесняющий агент» приводит к появлению гравитационного градиента давления на границе раздела фаз, обусловленного разницей в удельном весе между ними.

Остаточная нефть обладает структурно-механическими свойствами, вязкость и плотность остаточной нефти значительно выше, чем у нативной нефти, из которой она образована.

Рисунок 1 - Принципиальные отличия условий разработки

После прохождения фронта вытеснения в пласте формируется остаточная нефть, которая по виду залегания, физико-химическим и прочностным свойствам отличается от первоначальной нефти. На рисунке 2 представлена типичная схема замещения подвижной нефти вытесняющим агентом в поровых каналах.

Следует подчеркнуть, что область влияния вытесняющего агента на подвижную нефть увеличивается по мере освоения системы ППД и в последующем, достигая своего максимума, стремится к минимальной величине после прорыва фронта вытеснения на забой эксплуатационных скважин. Тогда как объёмное влияние вытесняющего агента на остаточную нефть в процессе разработки месторождения всё время увеличивается и достигает своего максимума в тот момент, когда вся подвижная нефть практически вытеснена водой. При этом возникает система (остаточная нефть и вытесняющий агент в поровом пространстве), обладающая запасом потенциальной энергии, реализуемой в процессах регенерации нефтяной залежи под действием гравитационных сил.

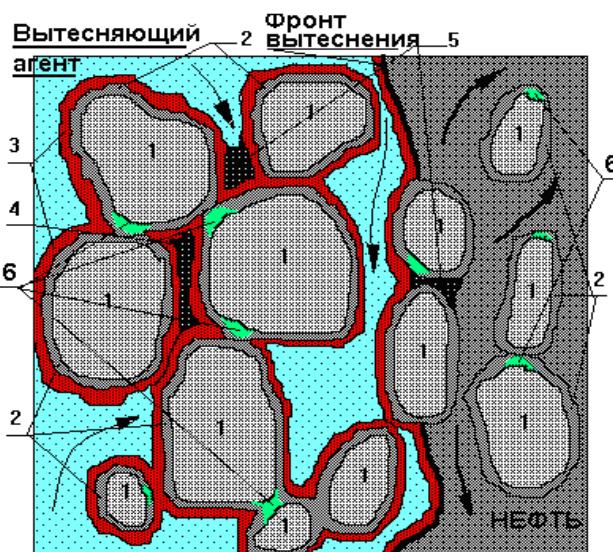


Рисунок 2 - Схема замещения подвижной нефти вытесняющим агентом в поровой среде

1 - зёрна породы; 2 - аномальные граничные слои порода-нефть; 3 - вторичные аномальные граничные слои, природа которых в основном зависит от свойств нефти и вытесняющего агента; 4 - защемлённые объемы нефти в проточных поровых каналах за счёт процесса консервации аномальными граничными слоями, имеющими разную физико-химическую характеристику, химический состав и структурные свойства; 5 - капиллярно удержанная нефть; 6 – остаточная вода.

Обратимся к рисунку 2, остаточная нефть может находиться в коллекторе в виде структурированных граничных слоёв и их сочетаний, и в виде экранированных ими зон порового пространства. Как показали опыты, в обоих случаях вовлечение остаточной нефти в фильтрационный поток возможно при течении этих слоёв с разрушенной или не разрушенной структурой.

Искусственное внедрение больших объёмов воды в нефтенасыщенный пласт приводит к появлению в нём свободной водной фазы. В результате, в заводнённой части пласта протекают квазистатические процессы, вызывающие возникновение напряжённого состояния в остаточной нефти, за счёт разных значений давлений, обусловленных действием гравитационных сил в воде и нефти. В любой точке границы раздела возникает одинаковое напряжённое состояние, определяемое разницей в плотностях контактирующих фаз. При этом в любой точке плёночной нефти возникает

одинаковый модуль градиента давления, который численно равен разнице удельных весов ($|gradP_G| = \Delta\rho * g$). В результате этого в плёночной нефти возникает напряжённое состояние, приводящее к появлению градиента давления в плёнке, направленного вертикально вверх. В случае подвижности граничного слоя уменьшение напряжения в плёнке возможно за счёт её течения вверх. Отсюда следует, что при постоянстве физико-химических свойств граничного слоя скорость течения плёночной нефти не зависит от глубины расположения контакта и является величиной постоянной.

Сопоставление градиентов давления, обусловленного разницей удельного веса пластовых жидкостей в гравитационном поле и гидродинамического, обусловленного закачкой рабочего агента в пласт, показывает, что первый превосходит второй градиент давления для больших объёмов заводнённого продуктивного пласта. У кровли пласта будет происходить накопление остаточной нефти, которая с увеличением нефтенасыщенности прикровельного участка пласта начнёт частично переходить в "свободный объём" и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Под действием гравитационного градиента давления эта нефть начнёт мигрировать в направлении естественного поднятия пласта к купольным частям и за счёт условия неразрывности потока образует новую "компактную залежь". Как факт этого процесса подметил акад. А.П. Крылов [1].

Концепция доразработки истощенной нефтяной залежи с целью увеличения КИН

Учитывая тот факт, что на поздней стадии разработки эксплуатационный объект находится в принципиально ином энергетическом состоянии относительно первоначального своего состояния, необходимо подобрать соответствующую систему воздействия. Процесс регенерации нефтяной залежи, который начинается сразу после прохождения фронта вытеснения в заводнённой части коллектора, обусловлен превалирующим влиянием гравитационного градиента на остаточную нефть. Следовательно, учитывая, что привнесённая извне вода в поровое пространство и её контакт с остаточной нефтью, по сути своей не что иное, как избыточная потенциальная энергия, необходимо создать условия для её реализации. Для этого необходимо истощённую нефтяную залежь перевести на иной, щадящий режим разработки, а систему ППД использовать именно как систему поддержания пластового давления, компенсируя лишь добываемую нефть. При этом местоположение нагнетательных скважин должно быть переориентировано, чтобы восполнение объёмов отбираемой нефти осуществлялось в подошвенную часть коллектора для создания условий по постепенному поднятию ВНК.

Общие принципы доразработки нефтяной залежи

Первый этап. Необходимо наведение элементарного порядка на скважинах (НЭП). Скважины эксплуатируются в двух геологических обстановках это чисто нефтяная залежь (ЧНЗ) или водонефтяная залежь (ВНЗ). В ЧНЗ весь продуктивный разрез скважины должен быть вскрыт, а в скважинах в ВНЗ дополнительно необходимо вскрытие части нижней водонасыщенной части [2]. После доперфорации скважины необходимо проведение ОПЗ нефтяным растворителем для обеспечения максимальной пропускной способности призабойной зоны скважины.

Второй этап. Необходимо снизить энергетическую нагрузку на пласт. Для этого следует сократить объём добываемой высокообводнённой продукции, путём снижения дебита жидкости по фонду высокообводнённых скважин (деоптимизация). При этом не рекомендуется остановка скважин. Одновременно проводится снижение приёмистости нагнетательных скважин таким образом, чтобы сохранить текущую компенсацию на уровне 100 %.

Для удобства планирования оптимизации системы разработки рекомендуется воспользоваться следующим подходом. Для всех действующих эксплуатационных скважин строится график в координатах, предложенных Вогелем [3],

$$\bar{q} = \frac{q}{q_{\max}} ; \bar{P} = \frac{P_c}{P_{pl}}, \quad (1)$$

где q , P_c – соответственно дебит скважины и забойное давление, q_{\max} , P_{pl} – соответственно дебит скважины при снижении забойного давления до нуля и пластовое давление.

Приведение параметров $P - q$ по фонду скважин к безразмерному виду позволяет представить весь массив скважин в виде единой корреляционной зависимости

Третий этап по оптимизации существующей системы разработки. Используя структурные карты, построенные по кровле продуктивного коллектора, определяются скважины, которые вскрыли мини антиклинальные поднятия кровли коллектора, сопоставимые со средней толщиной коллектора. Из этого списка формируется список скважин, находящихся в простое, и на них проводятся специальные промысловые исследования. Целью этих исследований является установление факта накопления нефти в стволе скважины и скорости накопления. Для этого необходимо определить местоположение водонефтяного раздела в скважине (ВНР) и статический уровень.

Повторное исследование, проведённое в скважине через известный временной промежуток, позволит определить скорость накопления нефти в стволе скважины. Зная эту скорость, скважина вводится в эксплуатацию, при этом отбор жидкости из скважины не должен превышать скорости накопления нефти в стволе скважины. Соблюдение этого условия эксплуатации позволит в дальнейшем отбирать безводную продукцию.

Четвертый этап – снижение обводнённости на действующем фонде скважин. Предлагается внедрение технологии ограничения водопритока в скважину с помощью «хвостовика».

Предлагаемая технология снижения обводнённости продукции нефтяных добывающих скважин базируется на ранее неописанном процессе, имеющем место на границе раздела фаз «нефть - вода» в капиллярах коллектора. В результате её применения минимизируется накопление воды в интервале продуктивного горизонта, увеличивается дебит жидкости при снижении обводнённости добываемой продукции.

Предлагаемая технология позволяет кардинально изменить ситуацию и естественным путем создать фильтрационные сопротивления для движения воды и обеспечить беспрепятственный приток нефти. Для этого отбор жидкости из скважины производится ниже подошвы продуктивного пласта, что препятствует накоплению в стволе скважины воды, следовательно, нефтеносные пропластики в создавшихся условиях контактируют с нефтяной средой, что исключает противодействие фильтрации нефти со стороны сил поверхностного натяжения и образование упорядоченно-структурированных слоев. Фильтрация же воды из водоносных пропластков в нефтяную фазу будет затруднена [4].

Пятый этап – смена местоположения нагнетательных скважин. Анализ промысловых данных показывает, что существует разница в характере обводнения добывающей скважины в зависимости от ее местоположения относительно нагнетательной, выше или ниже по наклону пласта.

С теоретической точки зрения, добывающие скважины, находящиеся ниже нагнетательной скважины по наклону пласта, обводняются быстрее, чем добывающие скважины, находящиеся выше нагнетательной. Что является следствием проявления гравитационного градиента давления. Проведённый анализ эксплуатационных характеристик скважин показал, что теоретические предпосылки полностью подтверждаются промысловыми данными.

Таким образом, все нагнетательные скважины должны находиться ниже

добывающих относительно кровли коллектора. Тем самым, добывающие скважины находятся на купольных поднятиях кровли пласта, где локализуются и будут локализоваться остаточные запасы нефти, а нагнетательные скважины образуют приконтурное заводнение для этих участков пласта.

Шестой этап – локальное применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ). Рекомендуется к применению на локальных участках пласта, который характеризуется мини – антиклинальным поднятием кровли, но не вскрыт скважиной. Для выработки этого участка пласта предлагается ближайшие скважины перевести на ФОЖ.

Установление форсированного режима эксплуатации производится на каждой выбранной скважине индивидуально. Принцип установления оптимального режима эксплуатации заключается в установлении дебита по жидкости, который позволит создать достаточный градиент давления для выноса нефтяного скопления из купола, расположенного на заданном расстоянии от скважины [5].

$$\frac{dP}{dL} \geq \Delta\gamma * H / L \quad (2)$$

Условие (2) является необходимым и достаточным условием для выноса нефтяных скоплений, находящихся в купольных поднятиях

Заключение

Выдвигаемая гипотеза о механизме регенерации и переформирования нефтяной залежи на поздней стадии разработки позволяет сформулировать основные рекомендации, направленные на повышение рентабельности добычи нефти на этой стадии. По своей сути, все они направлены на снижение энергоемкости всей системы разработки, а, следовательно, к снижению затрат на добычу нефти, что позволит продлить срок рентабельной разработки месторождения и существенно повысить степень выработки запасов нефти.

Список литературы.

1. Крылов А.П. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с её обсуждением / А.П. Крылов М. – Текст : непосредственный // Нефтяное Хозяйство. - 1974. № 8. С. 33.
2. Дьячук И.А. и др. Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложнённых контактными запасами (на примере пласта DInж Белебеевского нефтяного месторождения) // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. - № 4. С. 81-89.
3. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells//PTJ. – 1968. January. P. 83 – 92.
4. Баграмов К.А., Дьячук И.А., Луценко А.А., Репин Д.Н., Тян. Н.С., Хасанов М.М. Патент РФ № 2161246 от 27.12.2000 г. Способ снижения обводненности продукции нефтяных добывающих скважин,
5. Дьячук И.А. Патент РФ № 2116436 от 27.07.1998 г. Способ разработки нефтяного месторождения на заключительной стадии с помощью установления форсированного режима отбора жидкости.

Analysis of low-salinity water injection on rock wettability and oil displacement in sandstone reservoirs

I. Emil, D. Vugar

BHOS, Baku higher oil school
E-mails: emil.ismayilov.std@bhos.edu.az

Abstract

This research focuses on the processes of Low-Salinity Water Injection (LSWI), specifically in sandstone reservoirs. Highlighted are the changes in wettability and how they affect the extraction of oil. Recent field and laboratory research is evaluated to identify some important geochemical and physical processes, including ion exchange, pH rise, double layer expansion, and particle migration. The degree of success has been influenced by the mineral composition of the rock, the type of brine, and the initial wettability. The salinity, ionic composition, and geochemical compatibility of the injection water are among the factors taken into account when designing a brine injection. Further discussion is also necessary regarding the need for pre-site screening and combining LSWI with other EOR methods.

Keywords

Enhanced oil recovery, wettability alteration, low-salinity water flooding, sandstone reservoirs, ion exchange, fines migration

Theory

The application of Low-Salinity Water Injection (LSWI) has the potential to increase oil productivity through enhanced oil recovery (EOR) techniques, particularly in sandstone oil reservoirs by modifying the wettability of the rock to more favorable conditions [1,2]. Research has shown that the enhancement of displacement efficiency can also be achieved by lowering the water's salinity or modifying its ionic composition [3].

Several explanations have been proposed to better understand this effect. The multicomponent ion exchange (MIE) hypothesis states that divalent cations like Ca^{2+} and Mg^{2+} attached to clay particles and oil-bearing channels within porous media can be exchanged by monovalent cations from low-salinity brines, thus increasing oil recovery [4]. The increase in pH, accompanied by carbonate dissolution or hydroxyl ion generation, leads to the release of acidic oil species, which is described as the "pH increase mechanism" [5]. The ionic strength reduction leads to an increase in the thickness of the diffuse electrical double layer. This, in turn, weakens the adhesion of oil to the mineral surfaces which is explained by the double-layer expansion model [6]. Furthermore, fines migration can enhance the microscopic displacement efficiency by selectively blocking highly permeable domains [7].

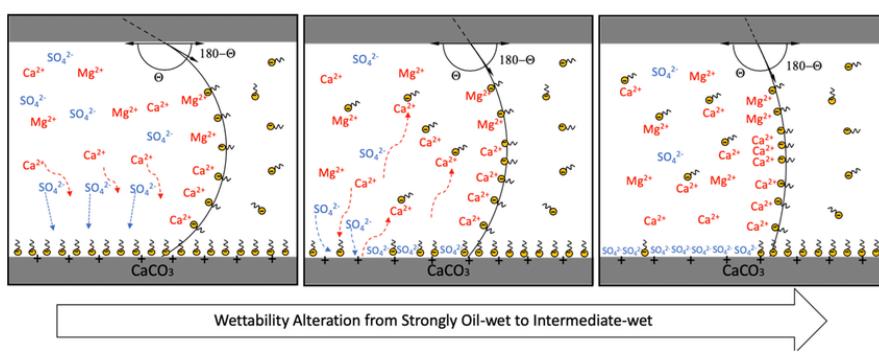


Figure 1- Multi-component ion exchange (MIE) [19]

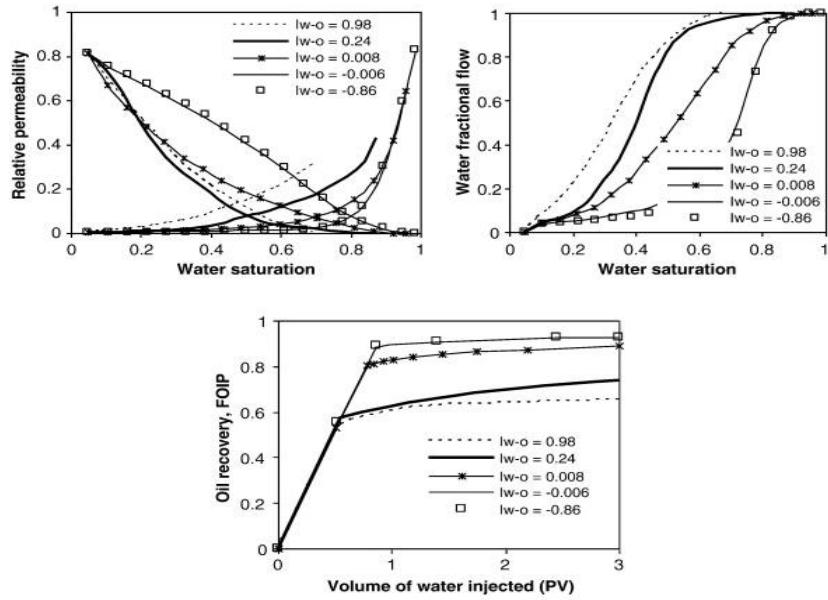


Figure 2 – Relative permeability and Oil Recovery dependence on the amount of present low-salinity water. [3]

The results provided above demonstrate the significant influence of wettability (water-oil wettability index, $iw\text{-}o$) on waterflood performance.

Relative permeability curves confirm that water-wet systems ($iw\text{-}o \sim 0.98$) promote greater early water mobility and significantly faster oil displacement, but result in higher residual oil saturation, which might be found unfeasible for certain conditions.

Fractional flow analysis indicates that an increase in water-wetness shifts water breakthrough to achieve lower water saturations, while oil-wet systems delay the breakthrough while reducing displacement efficiency.

The FOIP trend line indicates that mixed-wet to slightly oil-wet environments (-0.006 to 0.86) achieve the highest ultimate recovery factor, being close to 1 (100%), whereas strongly water-wet environments lead to ~0.7(70%) FOIP.

Injection of low-salinity water can physico-chemically alter rock properties, including wettability, potentially allowing the achievement of optimal or suboptimal conditions, further enhancing the ultimate oil recovery factor compared to conventional high-salinity water flooding.

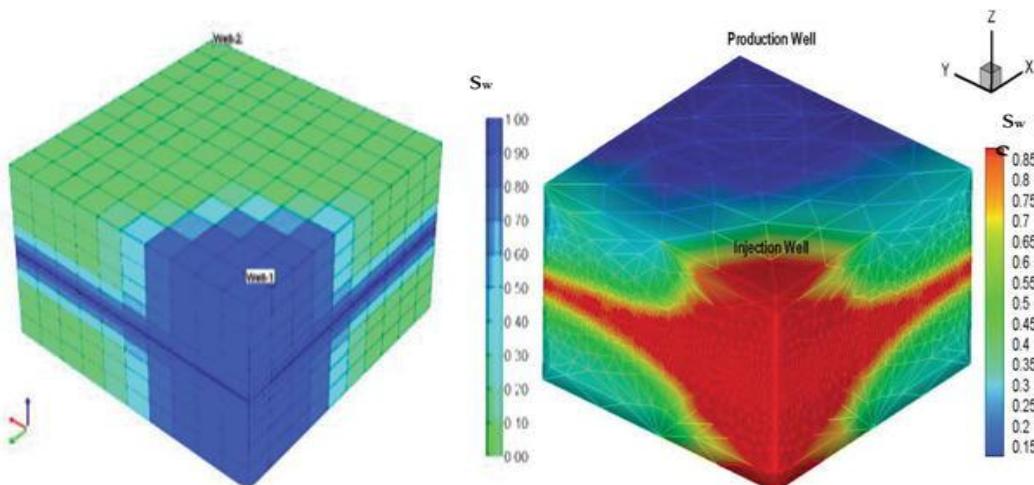


Figure 3 - [18] The LSWI in situ design and optimization criteria hinge on the mineralogy and spatial distribution of formation water, its composition, as well as the rock's initial wettability. Field pilot trials, such as those performed in the North Sea, support these criteria.

Table 1 – Summary of selected field trials of LSWI in sandstone reservoirs

Field / Location	Reservoir Lithology	Incremental Recovery (% OOIP)	Key Mechanisms Identified	Reference
Prudhoe Bay, Alaska	Sandstone	8–12	MIE, pH rise	[8]
Snorre, North Sea	Sandstone	~5	Double-layer expansion	[9]
Endicott, Alaska	Sandstone	6	MIE, fines migration	[10]

The table summarizes field observations after low-salinity water injection (LSWI) and the respective performance across different sandstone reservoirs. The study reported incremental oil recovery, ranging from 5% to 12% of OOIP, which is considered significant for mature waterflooded fields. The key mechanisms differ by reservoir, which suggests that LSWI effectiveness strongly depends on the rock-fluid interaction and individual reservoir properties and structure. LSWI success depends on reservoir mineralogy, brine chemistry and specific wettability alterations across the production system.

References

1. *Bernard (1967) Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores.*
2. *Jadhunandan & Morrow (1995) Effect of Wettability on Waterflood Recovery*
3. *Tang & Morrow (1999) Influence of Brine Composition and Fines Migration*
4. *McGuire et al. (2005) Low Salinity Oil Recovery—An Exciting New EOR Opportunity for Alaska. (SPE 93903)*
5. *Lager et al. (2006, 2008) Low-Salinity Oil Recovery—An Experimental Investigation; LoSal™ EOR*
6. *Yousef et al. (2011) Laboratory Investigation of LSWF in Sandstones. (SPE 141631)*
7. *Nasralla & Nasr-El-Din (2011–2014) Impact of LSW on Wettability and Recovery.*
8. *Austad et al. (2010–2012) Mechanisms of LSW in Sandstones.*
9. *Hiorth et al. (2010) Impact of Pore Water Chemistry on Surface Charge/Wettability.*
10. *Zeinijahromi et al. (2016) LSWI and Fines Migration: Modeling & Experiments.*
11. *Skauge et al. (2010) Core-to-Field Modeling of LSWF.*
12. *Qiao & Johns (2015–2017) Surface Complexation/Wettability Models for LSWI.*
13. *Bedrikovetsky et al. (2001–2014) Fines Transport Models.*
14. *Seccombe et al. (2010) LoSal™ Field Trial Evidence. (SPE 129564)*
15. *Webb et al. (2014) LoSal™: From Lab to Field.*
16. *Morrow & Buckley (2011) Review: Improved Oil Recovery by LSWF.*
17. *Sorop et al. (2010–2012) State of the Art and Challenges.*
18. *Numerical Study of Low Salinity Water Flooding in Naturally Fractured Oil Reservoirs*
19. https://www.researchgate.net/figure/Multi-component-ion-exchange-MIE-mechanism-in-carbonates_fig2_332100904

Увеличение темпа разработки нижнепашийских отложений терригенного девона путем ввода ранее отключенных пластов

A.G. Зайдуллин
СП «Татнефть-Добыча»
E-mail: ZaydullinAG@tatneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрена возможность возобновляемости запасов и увеличения добычи нефти нижнепашийских отложений терригенного девона Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения путем горизонтальной и вертикальной миграции. На основе анализа разломов, динамики работы скважин, пересчета запасов нефти, превышения накопленной добычи по сравнению с подсчитанными запасами делается вывод о восполнении нефти до настоящего времени. Это повышает эффективность добычи нефти в старом нефтегазоносном районе, где возможно наращивать добычу сегодня и в будущем.

Ключевые слова

Моделирование, трудноизвлекаемые запасы, водонефтяной контакт, миграция нефти, гравитационный градиент давления.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция на протяжении более 80 лет является одним из ведущих регионов по добыче углеводородного сырья, а на территории Республики Татарстан (РТ) суммарная добыча нефти превысила 3 млрд т. Постепенное уменьшение ежегодного прироста запасов углеводородов (УВ) в этом регионе, а также высокая степень выработанности основных продуктивных горизонтов определяет необходимость привлечения высокоспециализированных исследований для повышения эффективности нефтеотдачи пластов.

Впервые более 20 лет назад в Татарстане группой специалистов ТатНИПИнефть, КГУ, ИОФХ им. Арбузова под руководством Р.Х. Муслимова, И.Ф. Глумова, Р.Р. Ибатуллина было начато изучение процессов восполнения запасов нефти, которые предполагались на основе отбора легких миграционных флюидов из скважин с аномальными параметрами работы по продуктивности в пределах участков залежей, находящихся в начале последнего этапа разработки [1]. Аномальные параметры работы скважин выделены специалистами ТатНИПИнефть по результатам статистического анализа геолого-промышленной информации, начиная с 1955-го г., и сводятся к следующим:

- а) накопленная добыча по скважине превышает 0,5–1 млн т;
- б) в 4 скважине зарегистрирована инверсия дебитов – период долговременного роста дебита нефти после естественного его падения на фоне общей падающей добычи на площади и месторождении;
- в) стабильное сохранение дебита более 100 т/сут на протяжении длительного периода;
- г) длительный период работы добывающей скважины – более 40 лет;
- д) низкий водонефтяной фактор – менее 0,5 м³/сут на протяжении длительного периода эксплуатации скважины.

Скважины, в работе которых зарегистрирован хотя бы один из рассматриваемых параметров, названы аномальными, остальные отнесены к категории нормальных скважин (Рисунок 1) [2].

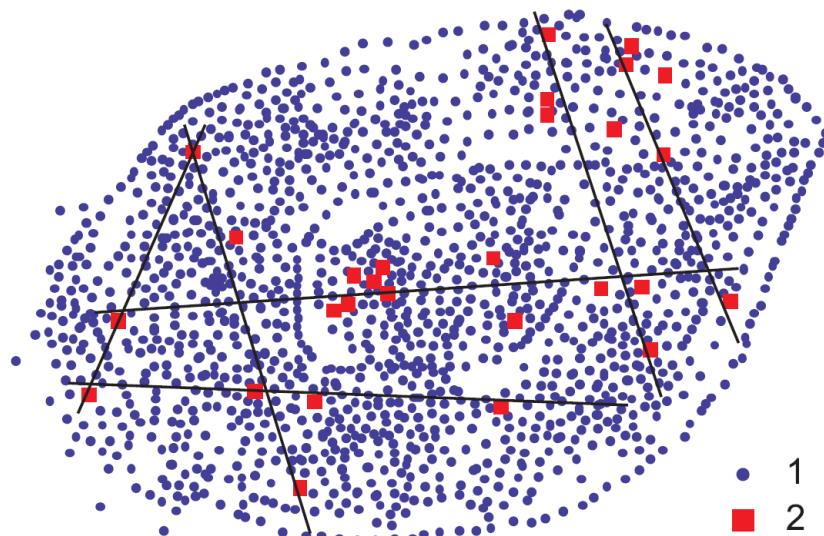


Рисунок 1- Схема расположения аномальных скважин Миннибаевской площади

На рисунке 2 показана динамика отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в течение 40 лет их эксплуатации. Как видно, максимальные значения этого параметра зафиксированы в 1962, 1976 и 1991 годах, то есть с периодичностью в 14-15 лет. Причем эффект отличия отношений дебитов более заметен в начальные годы разработки, затем он затухает по мере интенсификации техногенных воздействий на пласт и тотального применения внутренконтурной закачки воды под избыточным давлением нагнетания, но потом на фоне снижения заводнения интенсивность его проявления вновь усиливается.



Рисунок 2- Динамика отношения средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин

Согласно выдвигаемой гипотезе механизма регенерации нефтяной залежи, остаточная нефть, мигрируя по поровым каналам под действием градиента давления, который обусловлен разницей в удельном весе вытесняющего агента и остаточной нефти, будет скапливаться у кровли продуктивного пласта и перетекать в области, где запас внутренней энергии для нее будет минимальным при данных термодинамических условиях [3].

На подвижность остаточной нефти влияют два градиента давления:

- гидродинамический – происходит за счет разности давлений в зоне отбора нефти и в зоне закачки вытесняющего агента, направление действия, как правило, параллельно кровле, подошве пласта;

- гравитационный – происходит за счет разности удельного веса нефти и вытесняющего агента (воды), направление действия – строго вертикальное, действует в любой точке пласта. То есть остаточная нефть начинает мигрировать в кровельную часть пласта и там скапливается, с уходом остаточной нефти происходит увеличение сечения между зернами породы, что в свою очередь увеличивает фазовую проницаемость по воде. Происходит снижение сопротивления среды для движения воды, а значит влияние гидродинамического градиента давления на движение остаточной нефти снижается. С увеличением нефтенасыщенности прикровельного участка пласта накопленная нефть частично переходит в «свободный объем» и меняет свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, увеличивается подвижность, снижается вязкость нефти). Под действием гравитационного градиента давления эта нефть мигрирует в направлении естественного падения пласта к купольным частям пласта и за счет условий неразрывности потока образует новую «компактную залежь». Этот процесс рельефно проявляется себя по мере продвижения фронта вытеснения, за которым остаются остановленные скважины (бездействующие, в том числе консервированные, пьезометрические). Здесь проявляется эффект накопления нефти под действием гравитационного градиента давления [4]

Подтверждением данной теории доразработки истощенных продуктивных пластов могут служить факты из промысловой практики, дающие подтверждение описанным процессам в пластовых условиях на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

На основании стратиграфического анализа и анализа исторических данных скважин Миннибаевской площади выделены обводненные участки, с длительно простояющими скважинами, проведена техническая и технологическая экспертиза на возможность выполнения углубления забоя с возвратом ранее отключенных обводненных пластов. По результатам выборки в период с 2022г – 2023г на Миннибаевской площади выполнен возврат отключенных обводненных пластов на 5 скважинах. Результаты выполненных мероприятий по вовлечению в работу ранее отключенных объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1- Показатели работы скважин

Скв	Показатели до ГТМ						Текущие данные				
	Дата ГТМ	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв-ность, %	Рпл, атм	Рзаб, атм	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв-ность, %	Рпл, атм	Рзаб, атм
*407	16.04.2023	9,2	0,06	98	181	30	132	9,1	93	123	78
*508	24.05.2023	17,4	0,01	99	162	112	180	7,8	95	108	80
*591	09.08.2023	0	0	0	171		217	13	93	96	39
*809	15.12.2023	9,8	0,2	97,4	135	79	81,5	2,8	96	142	103
*3Н	08.12.2022	24,6	1	95,12	150	43	110	7,1	92,5	98	74

Выводы

Выдвигаемая гипотеза о механизме регенерации и переформирования нефтяной залежи на заключительной стадии разработки позволяет сформулировать основные рекомендации, направленные на повышение рентабельности добычи нефти на этой стадии. Для подтверждения исследований возобновляемости запасов было проведены работы по приобщению отключенных пластов на 5 скважинах Миннибаевской площади, среднесуточный прирост дебита по нефти на скважину составил 7,5 т/сут.

Дополнительно определены 12 скважин кандидатов для продолжения работ по приобщению нижнепашийских отложений. Проведение данных мероприятий позволяют продлить срок рентабельной разработки месторождения и существенно повысить степень выработки запасов нефти.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х, Плотникова И.Н. Учет процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений.// Георесурсы 2018. №3.-С.186-192.
2. Хисамов Р.Х., Ибатуллин Р.Р. Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи Ромашкинского месторождения.// Георесурсы 2012. №5.-С.48-51.
3. Дьячук, И.А. К вопросу о формировании иных условий разработки нефтяных месторождений в условиях завершающей стадии [Электрон. ресурс] / И.А. Дьячук // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 1. – С. 93-140.
4. Дьячук, И.А. Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводненных скважин [Электрон. ресурс] / И.А. Дьячук // Георесурсы – 2015. – № 1. – С. 70-76.

Численное исследование влияния расстояния между скважинами на коэффициент извлечения нефти с использованием модели дискретных трещин

A.C. Ильин^{1,2}, С.П. Родионов^{1,2}, Д.Ю. Легостаев^{1,2}, О.Н. Пичугин²

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН

²Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», ПИНШ
E-mail: antonilyin7@gmail.com

Аннотация

В работе рассмотрена задача о вытеснении нефти водой из трещиновато-пористого коллектора. Фильтрация в трещиновато-пористом коллекторе описывается с помощью модели дискретных трещин, которая, в отличие от модели двойной пористости-проницаемости, позволяет наиболее детально описать фильтрационные процессы. Численные исследования проведены для вариантов систем трещин, полученных с помощью случайной генерации. Исследованы особенности и закономерности фильтрационных потоков для систем трещин с различной структурой и различной степени связности. Проведено исследование влияние характерного расстояния между скважинами (плотность сетки скважин) на эффективность выработки запасов в условиях трещиноватого коллектора.

Ключевые слова

Трещиновато-пористый пласт, трещиноватость, модель дискретных трещин, эквивалентная проницаемость, коэффициент извлечения нефти.

Коллекторы трещиноватого типа имеют широкое распространение и содержат значительную долю запасов углеводородов [1]. При этом трещиноватость горных пород оказывает значительное влияние на процессы разработки нефтяных месторождений [2]. В частности, заводнение трещиноватых коллекторов может приводить к быстрым прорывам воды к добывающим скважинам. В связи с этим, проблема планирования и организации системы поддержания пластового давления в трещиновато-пористых пластах особенно актуальна [3]. В частности, одной из задач является определение оптимального расстояния между скважинами (плотность сетки скважин). Известно, что в общем случае в условиях порового коллектора увеличение плотности сетки скважин приводит к увеличению нефтеотдачи [4], однако для трещиноватых коллекторов данный вопрос остается открытым. Необходимо отметить, что строение системы трещин связано с высокой степенью неопределенности, что осложняет процессы гидродинамического моделирования трещиновато-пористых коллекторов и принятия решений при управлении разработкой месторождений.

Целью настоящей работы является исследование влияния характерного расстояния между областями добычи и закачки на величину коэффициента извлечения нефти в трещиновато-пористых коллекторах для систем трещин с различной структурой. Исследование проведено на примере трех вариантов систем трещин с разной степенью связности, полученных с помощью случайной генерации. Для задания распределения трещин по длинам использовался степенной закон [5], с помощью которого можно описать присущую системам пластовых трещин разномасштабность. В первом варианте система трещин характеризуется слабой степенью связности. Во втором варианте система трещин находится на пороге связности. Для третьего варианта система трещин является сильно связной. Для исследования фильтрационных процессов в трещиновато-пористом коллекторе использовалась модель дискретных трещин, которая позволяет

непосредственно описать течение в каждой трещине системы. Подробное описание методов и подходов, используемых в работе, представлено в [6,7].

На рис. 1 приведена расчетная зависимость коэффициента извлечения нефти от расстояния между областями добычи и закачки L' для трех вариантов систем трещин. Видно, что для первого варианта наблюдаются наибольшие значения коэффициента извлечения нефти. При этом величина η слабо зависит от L' . Это связано с тем, что система трещин преимущественно состоит из изолированных друг от друга трещин, которые оказывают незначительное влияние на процесс вытеснения нефти. При увеличении связности системы трещин увеличиваются характерные размеры локально связных кластеров трещин, которые могут оказаться сопоставимыми с характерными расстояниями между областями добычи и закачки. Так, для второго варианта системы трещин при $L' \leq 400$ м наблюдаются низкие значения η , связанные с прорывом воды по связному кластеру трещин. Резкий рост величины η при $L' > 400$ м связан с «разрывом» прямой связи по системе трещин между областями закачки и добычи, здесь величина L' становится больше характерного размера связных кластеров трещин. Для третьего варианта связь по системе трещин между областями добычи и закачки наблюдается при всех значениях L' , при этом имеет место монотонный рост величины η с увеличением L' .

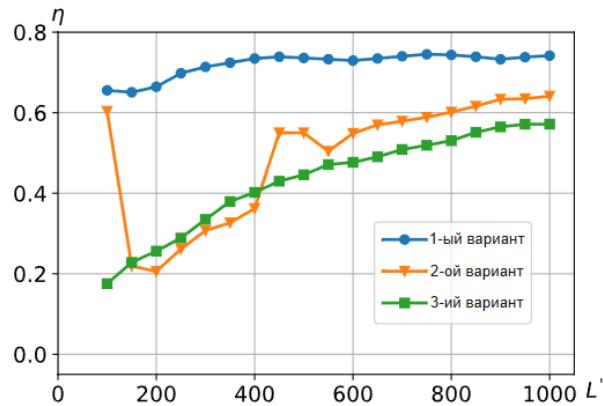


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента извлечения нефти η от характерного расстояния между областями добычи и закачки L' для первого (слабо связная система трещин), второго (система трещин находится на пороге связность) и третьего (сильно связная система трещин) вариантов системы трещин.

Таким образом, в работе исследовано влияние характерного расстояния между областями закачки и добычи на эффективность извлечения нефти из трещиновато-пористых коллекторов для систем трещин различной степени связности. Показано, что в условиях достаточно развитой системы трещин малые расстояния между скважинами могут приводить к существенному снижению величины коэффициента извлечения нефти. При этом для всех рассмотренных случаев увеличение расстояния между зонами нагнетания и отбора приводит к повышению эффективности извлечения нефти. Когда система трещин находится на пороге связности, наблюдается слабо предсказуемое поведение коэффициента извлечения нефти. Установлено, что в отличие от порового коллектора, в условиях достаточно развитой трещиноватости размещение добывающих и нагнетательных скважин на малом расстоянии друг от друга в зависимости от структуры системы трещин является либо неэффективным, либо связано с повышенным риском раннего обводнения.

Список литературы

1. Nelson R.A. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Professional Publishing, 2001. 352 p.
2. Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента // Георесурсы. 2021. № 23(3). С. 90–98.
3. Пичугин О.Н., Родионов С.П., Соляной П.Н., Гавриль А.С., Косяков В.П., Кошеверов Г.Г. Принципы оптимизации систем заводнения месторождений, осложненных малоамплитудными тектоническими нарушениями // Российская нефтегазовая техническая конференции SPE, Москва, Россия. 2015.
4. Закиров С.Н. Анализ проблемы «плотность сетки скважин-нефтеотдача». М: Издательский Дом «Грааль», 2002. 314 с
5. Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. *Scaling of fracture systems in geological media* // *Reviews of Geophysics*. 2001. № 39(3). P. 347-383.
6. Легостаев Д.Ю., Родионов С.П. Численное исследование двухфазной фильтрации в трещиновато-пористой среде на основе моделей пороупругости и дискретных трещин // Прикладная механика и техническая физика. 2021. № 62(3). С. 126–136.
7. Legostaev D. Yu., Rodionov S. P. Numerical Investigation of the Structure of Fracture Network Impact on Interwell Conductivity // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2024. № 45(5). P. 2076–2084.

Опыт эффективной эксплуатации скважин в осложненных условиях

A.A. Isaev

ООО "УК "Шешмаойл"

E-mail: isaeff-oil@yandex.ru

Телефон: +79179012180

Аннотация

Для увеличения коэффициента подачи штангового насоса и дебита установки, снижения износа штанговых винтовых насосов разработан комплекс оборудования по отбору газа из скважин. Разработаны и внедрены новые типы центраторов штанговых колонн, предупреждающих их истирание и обрывы в искривленных скважинах. Разработаны и внедрены: клапан тарельчатый всасывающий, клапан всасывающий каплевидный, клапан увеличенного проходного сечения, насос дифференциальный для наклонных и горизонтальных скважин, насос дифференциальный с откачкой газа из цилиндра в затрубное пространство. Разработаны и внедрены установки для ОРЭ, газопесочные якоря специальной конструкции, муфты ДММ против АСПО. На примере ООО "УК "Шешмаойл" и других нефтяных компаний представлена статистика о внедрении.

Ключевые слова

Штанговый винтовой насос, комплекс оборудования по отбору газа, клапан всасывающий, насос дифференциальный, центратор, ОРЭ, АСПО, механические примеси

Мобильная установка по откачке газа из затрубного пространства с последующей закачкой его в нефтяной трубопровод КОГС включает в себя трехступенчатый поршневой компрессор с электрическим взрывозащищенным приводом, станцию управления, технологические трубопроводы, систему сбора конденсата, запорные и предохранительные элементы, систему автоматической регулировки давления газа (редуктор) на входе. Система сбора конденсата является сепаратором для сброса капельной жидкости и механических примесей, система снабжена датчиком уровня. Технологические трубопроводы представляют собой рукава напорно-всасывающие и рукава высокого давления с системой обогрева. Затрубные задвижки на скважинах оборудованы специальным узлом, позволяющим замерять динамический уровень с возможностью подсоединения устьевого дозатора. Одна установка КОГС обслуживает в среднем 4-5 скважины. Внедрение КОГС на скважинах продолжается. Несколько КОГС установлены на объектах ООО УК "Шешмаойл" по экологическому назначению, чтобы улучшить экологическую обстановку на кусте скважин и рядом расположенных населенных пунктов. Установки КОГС являются полностью герметизированной системой. Опыт эксплуатации 280 установок КОГС с 2011 г. показывает, что снижение затрубного давления с последующим повышением динамического уровня позволяет оптимизировать режим работы скважинного насоса.

Разработаны и внедрены новые типы центраторов штанговых колонн для УШВН, предупреждающих их истирание и обрывы в искривленных скважинах. Благодаря таким центраторам штанговый винтовой насос на скв.3324 АО "Шешмаойл" был установлен с зенитным углом 83 градуса (в месте установки насоса). На других скважинах центраторы УШВН установлены в местах с наибольшей интенсивностью набора кривизны. Разработана методика расстановки центраторов по глубине искривленных скважин. Высокая интенсивность искривления значительно влияет на обрывность штанги, часто обрывы штанг происходят возле "колен" с интенсивностью 2 град/10 м и более.

Предложена расчетная схема и математическая модель крутильных колебаний насосных штанг в двух искривленных участках скважины, с двумя приведенными дисками. Увеличение размеров и массы приведенных дисков, количества приведенных дисков, приближение искривленных участков к винтовому насосу приводит к снижению круговой частоты вращения и жесткости штанговой колонны математической модели.

Штанговый глубинный насос с клапаном тарельчатым всасывающим ШГН-КТВ предназначен для подъема из скважины штанговым насосом продукцию, содержащую высоковязкую нефть, эмульсию. Всасывающий клапан состоит из седла, тарельчатого запорного элемента с направляющим хвостовиком с упором, размещенными в корпусе. Корпус клапана приворачивается на нижний ниппель трубного насоса. Клапан открывается за счет перепада давления, а закрывается за счет веса запорного элемента. Штанговый глубинный насос с клапаном тарельчатым всасывающим внедряется в компании с 2011 года, эксплуатировался более чем на 10 скважинах и показал свою работоспособность при вязкости до 0,9 Па^{*}с, газовом факторе до 15 м³/т, механических примесях до 0,46%. Преимущества КТВ:

1. За счет увеличенного проходного сечения клапана, снижается гидравлическое сопротивление в клапане.

2. Улучшаются условия заполнения высоковязкой жидкостью цилиндра насоса.

3. Снижается вероятность выделения газа из нефти при входе в цилиндр.

4. Клапан тарельчатый имеет хвостовик, движущийся в направляющих обеспечивающих его центровку относительно седла и предотвращающих возможность его осевого смещения, что позволяет ему работать в скважинах с большим углом наклона до 45°.

5. При добыче в осложнённых условиях (высоковязкая нефть, наличие асфальто-смолистых отложений) увеличивается вероятность возможного зависания или залипания тарельчатого и шарикового всасывающего клапана, конструкция ШГН-КТВ, позволяет, перецепив канатную подвеску на устьевом штоке, приспустив колонну штанг принудительно воздействовать наконечником плунжера на тарелку клапана, обеспечить посадку на седло и запустить его в работу без подъёма ГНО.

Максимальная наработка одного из ШГН-КТВ уже составила 1531 сут. Положительный эффект получен за счет дополнительно добытой жидкости и увеличения межремонтного периода (Δ по жидкости составляет 0,2-1 м³ в сутки) (ремонты на скв №3506: до внедрения 3 ПРС за 4 месяца, после внедрения наработка 712 сут без ПРС).

Насос дифференциальный для наклонных и горизонтальных скважин НД-НГС предназначен для подъема продукции, в том числе вязкой нефти, из вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. Насос НД-НГС состоит из цилиндров разного диаметра с установленными в них плунжерами клапанами. Верхний нагнетательный шток-клапан жестко соединен с колонной штанг, а нижний всасывающий клапан подвижно соединен с верхним шток-клапаном. При ходе колонны штанг вверх нагнетательный клапан принудительно закрывается, а всасывающий за счет перепада давления открывается. При ходе колонны штанг вниз принудительно закрывается всасывающий клапан и открывается нагнетательный. Оборудование НД-НГС внедряются в компании УК «Шешмаил» с 2016 года, на 9 скважинах. НД-НГС показал свою работоспособность при вязкости до 0,35 Па^{*}с, газовом факторе 10 м³/т, механических примесях до 0,3 %. Преимущества НД-НГС:

1. Конструкция НД-НГС обеспечивает принудительное закрытие нагнетательного и всасывающего клапанов, и открытие нагнетательного клапана, предотвращая их зависание или залипание.

2. Насос дифференциальный НД-НГС с принудительным закрытием и открытием нагнетательного и всасывающего клапанов обеспечивает их эффективную и надёжную

эксплуатацию при добыче высоковязкой нефти, с наличием асфальто-смолистых отложений.

3. Конструкция НД-НГС позволяет его эксплуатацию в наклонных и горизонтальных скважинах при углах наклона ствола скважины и скважинного насоса до 90°.

Максимальная наработка установки НД-НГС составила 1217 сут по настоящее время. Положительный эффект получен за счет дополнительно добытой жидкости (скв. № 262г до внедрения, трубный насос был спущен на глубину 880 м при зенитном угле 38°, НД-НГС спустили на глубину 1160 м при зенитном угле 81°. Дебит жидкости вырос с 6,5 м³/сут до 16,8-17,2 м³/сут).

Насос дифференциальный с откачкой газа из цилиндра в затрубное пространство НД-ОГ предназначен для эксплуатации скважин с повышенным газовым фактором и (или) с низким динамическим уровнем жидкости, при котором у стандартного насоса (ШГН) случается срыв подачи продукции. Дифференциальный насос ДН-ОГ состоит из цилиндров верхнего большего диаметра и нижнего меньшего диаметра, соединённых между собой блоком бокового клапана. В цилиндрах соответственно размещены полые плунжера, соединённые между собой полым штоком. В нижнем цилиндре установлен всасывающий клапан, а в нижнем плунжере нагнетательный клапан. В начале хода плунжеров вверх открывается всасывающий клапан, и продукция скважины поступает в нижний цилиндр, а в полости цилиндров между плунжерами создаётся разряжение. В конце хода плунжеров вверх нижний плунжер меньшего диаметра выходит из цилиндра в полость блока бокового клапана большего диаметра и газ, скопившийся под нижним плунжером, поступает в полость верхнего цилиндра в зону разряжения между плунжерами. При ходе плунжеров вниз закрывается всасывающий клапан и открывается нагнетательный, а также боковой клапан, продукция, поступившая в нижний цилиндр, через нижний полый плунжер, полый шток и полый верхний плунжер перетекает в полость над насосом, а газ, поступивший в полость цилиндров между плунжерами, вытесняется через боковой клапан в затрубное пространство.

Насос дифференциальный НД-ОГ внедрён в компании АО «Шешмаайл» в 2017 году на 3 скважинах. НД-ОГ показал свою работоспособность при вязкости до 0,1 Па*с, газовом факторе 30 м³/т, механических примесях до 0,35 %. Преимущества НД-ОГ:

1. Конструкция НД-ОГ позволяет в процессе работы производить откачу газа из цилиндра насоса под плунжером и вытеснение его в затрубное пространство скважины.

2. Насос дифференциальный с откачкой газа из цилиндра в затрубное пространство обеспечивает предотвращение срыва подачи и увеличение коэффициента наполнения штангового глубинного насоса. Насос НД-ОГ рассчитан на работу при динамических уровнях близких к приёму насоса.

Максимальная наработка установки НД-ОГ уже составила 1436 сут. Положительный эффект получен за счет дополнительно добытой жидкости (скв. № 3240 до внедрения трубный насос работал с параметрами длина хода 1,8 м, число двойных ходов 3,3 мин. с подпором на приеме насоса в 50-70 м. НД-ОГ спущенный на ту же глубину работал с длиной хода 2,1м, частотой 2,2 кач.мин, при этом полезный ход плунжера 1,8 м. Дебит жидкости вырос с 2,5-3,7 м³/сут до 6,3-7,0 м³/сут) при этом уровень жидкости постоянно колебался на приеме насоса. Динамограмма «пистолетом» свойственна для данного насоса, в этот период сжимается газ в межплунжерном пространстве с последующим вытеснением его в затрубное пространство.

Штанговый глубинный насос с клапаном всасывающим каплевидным ШГН-КВК предназначен для эксплуатации скважин с вязкими и высоковязкими нефтесодержащими жидкостями. Насос с клапаном всасывающим каплевидным состоит из всасывающего клапана, цилиндра с ниппелями и плунжера с нагнетательным

клапаном (рис.16). В свою очередь всасывающий клапан состоит из корпуса с направляющими, корпуса седла, держателя седла, седла и калевидного клапана. Всасывающий клапан приворачивается на нижний ниппель трубного насоса. Клапан открывается при ходе плунжера вверх из-за создания разряжения над всасывающим клапаном. За счет смещения вниз, относительного к длине, центра тяжести клапана и наличия направляющих рёбер корпуса его можно использовать на скважинах с большим углом наклона в сравнении с ШГН с шариковыми клапанами. Оборудование внедрено в компании УК «Шешмаойл» с 2020 года на 5 скважинах. ШГН-КВК показал свою работоспособность на скважине № 3820 после бурения при освоении скважины, при вязкости до 1,075 Па^{*}с, газовом факторе 7 м³/т, и содержанием механических примесей 0,354 %. Преимущества ШГН-КВК:

1. Снижается гидродинамическое сопротивление как в ламинарном, так и в турбулентном потоке, что способствует лучшему заполнению цилиндра жидкостью;
2. Улучшаются условия посадки клапана на седло и снижается вероятность запаздывания закрытия или «недозакрытия» клапана, обеспечивается весом клапана;
3. Стабилизируется направление потока жидкости в клапанной клетке и снижается вероятность образования при обтекании запорного элемента завихрений жидкости, что снижает вероятность выделение газа из жидкости;
4. Меньшая контактная площадь задней части клапана снижает вероятность его «залипания» в верхней точке подъема при контакте с клапанной клеткой.

Положительный эффект получен при проведении ПРС. Так на скв. 3820, до внедрения провели 3 ПРС за 3 месяца, засорение насоса отсутствие подачи, промывка. После внедрения ШГН-КВК насос отработал 114 суток без ПРС, и продолжает работать на данный момент. Максимальная наработка на одной из скважин составила 358 сут.

Клапан увеличенного проходного сечения твердосплавный «КУПС-Т» для штанговых глубинных насосов предназначен к работе в среде вязких и высоковязких нефтей, а также в средах с высоким содержанием мех. примесей. Всасывающий клапан состоит из седла, сферического запорного элемента с направляющим хвостовиком и ограничителем хода, размещенными в корпусе. Корпус клапана соединяется с нижним ниппелем удлинительным трубного насоса вместо серийного шарикового всасывающего клапана. Клапан открывается за счет перепада давления, а закрывается за счет веса запорного элемента (в сравнении со стандартными шариковыми клапанами в вязких средах). Конструкция клапана предусматривает возможность регулировки усилия поджима шарика к седлу за счёт увеличения или уменьшения веса грузов, устанавливаемых на направляющей оси. Клапан увеличенного проходного сечения совместно с трубным насосом внедряется в компании с 2019 года, эксплуатируется на 4 скважинах и показал свою работоспособность при вязкости до 0,2 Па^{*}с, газовом факторе до 15 м³/т, механических примесях до 0,78%. Преимущества «КУПС-Т»:

1. Увеличенное проходное сечение клапана «КУПС-Т» в три раза больше сечения клапана V11-225, что значительно снижает гидравлическое сопротивление в клапанном узле при прохождении потока жидкости и улучшает условия заполнения высоковязкой жидкостью цилиндра насоса.

2. Конструкция запорного элемента в виде сферы соединённой со штоком подвижном в направляющих и увеличенное проходное сечение, обеспечивают плавное обтекание потоком и снижают вероятность образования завихрений потока и интенсивного выделения газа. Выполнение запорного элемента увеличенного веса в виде сферы со штоком подвижно расположенным в направляющих обеспечивает оптимальные условия посадки на седло, снижает вероятность запаздывания закрытия «КУПС-Т».

Максимальная наработка одного из клапанов составила 761 сут. Положительный эффект получен за счет дополнительно добытой жидкости и увеличения меж ремонтного периода (Δ по жидкости на одной из скважин составляет до 5 м^3 в сутки).

Получение стойких мелкодисперсных водно-углеводородных эмульсий инвертного типа для обработки нефтегазовых скважин

P.M. Каримов¹, К.А. Фатхуллин^{1,2}, Р.Н. Бахтизин¹, Д.В. Федотов^{1,2}

¹ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет,

²ООО «Крезол-Нефтесервис»

E-mail: karimov_rinat@mail.ru

Телефон: +79174325658

Аннотация

Проведены экспериментальные исследований по отработке технологии получения стойких мелкодисперсных водно-углеводородных эмульсий инвертного типа для приготовления технологических жидкостей и промывочных растворов, используемых при осложнениях и разработке трудноизвлекаемых залежей. В качестве модельных для получения и инвертирования эмульсий использовались смеси водопроводной воды и дизельного топлива. Инвертирование и стабилизация эмульсий проводилось комплексным физико-механическим воздействием. Для оценки структуры и типа полученных в ходе экспериментов эмульсий применялись визуальные, микроскопические, электрические и реологические методы. Стабильные мелкодисперсные обратные эмульсии получены при ультразвуковой обработке на резонансной частоте 19 кГц для смесей воды и дизельного топлива в соотношениях до 30/70 с использованием неионогенных липофильных эмульгаторов в концентрации от 5 до 10 % масс. Полученные результаты используются для приготовления дешевых эффективных водно-углеводородных моющих растворов – удалителей асфальтоэмоловых отложений на основе обратных эмульсий.

Ключевые слова

Обратные эмульсии, инверсия фаз, химические реагенты, растворители парафиноотложений, моющие растворы, ультразвуковая обработка, эмульгаторы, стабильность

Благодарность

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 24-29-00196).

В современных условиях добычи углеводородов всё более значимым становится применение химических реагентов, позволяющее эффективно справляться с технологическими осложнениями как в процессах бурения и добычи, так и промыслового сбора и подготовки к транспорту. Широкое распространение получили растворители, диспергаторы на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), различные ингибиторы, деэмульгаторы, а также кислотные и щелочные растворы, блокирующие агенты и жидкости глушения. Основное назначение данных реагентов заключается в обеспечении требуемого технологического эффекта: увеличении нефтеотдачи, предотвращении коррозии, регулировании текучести, разрушении устойчивых эмульсий и решении ряда иных задач [1-4]. Высокая стоимость ряда химических реагентов, особенно углеводородных растворителей и синтетических ПАВ, значительно влияет на себестоимость эксплуатации. На ряде месторождений затраты на их использование могут составлять до 30–50 % от совокупных эксплуатационных расходов [2, 3]. При этом выполнение технологических операций по обработке внутренней поверхности зачастую требует расхода реагентов, превышающего минимально необходимый для создания полноценной пленки смачивания [5-7]. Одним

из перспективных направлений оптимизации этих процессов является переход от традиционных однофазных систем к многофазным эмульсионным растворам, где наряду с активной фазой присутствует балластная фаза с целевыми добавками. При этом эмульсии могут использоваться как самостоятельно, так и в сочетании с физическими методами воздействия (тепловыми, гидродинамическими, ультразвуковыми, магнитными, электромагнитными и др.). Ключевая идея технологии заключается в замещении однофазных составов эмульсиями прямого («масло в воде», o/w) или, что встречается чаще, обратного типа («вода в масле», w/o). Такой подход позволяет существенно снизить объём дорогостоящей углеводородной составляющей за счёт использования водной фазы, в которую могут вводиться соли, ПАВ и ингибиторы. В данном случае вода выполняет роль дешёвой балластной среды и носителя активных компонентов, а углеводородная часть, представляемая дистиллятами или растворителями, сохраняет функцию активного реагента, при этом её количество сокращается до 50-80 %.

В качестве объектов исследования были использованы модельные системы, что обусловлено предварительным характером работы, основной задачей которой являлась проверка выдвинутой гипотезы о применимости обратных эмульсий химических реагентов на примере углеводородных растворителей АСПО. Для отработки методики формирования устойчивых мелкодисперсных эмульсий инвертного типа в лабораторных условиях применялись смеси дистиллированной воды и дизельного топлива. В рамках экспериментов оценивалась результативность различных способов получения инвертных эмульсий при варьировании соотношения фаз. Для достижения требуемой дисперсности и снижения вязкости использовалось комбинированное физико-химическое воздействие: лабораторная гидравлическая мешалка совместно с ультразвуковым кавитатором (рисунок 1). Полученные системы характеризовались мелкодисперсной структурой, при этом для повышения их устойчивости проводился подбор реагентов с различным значением гидрофильно-липофильного баланса (ГЛБ) и их дозировок (см. таблицу 1).

Перемешивание смеси дистиллированной воды и дизтоплива на мешалке и с помощью ультразвуковой установки производилось в мерных стаканах объемом 200 мл в течение 5 минут. Мощность гидравлической мешалки устанавливалась на максимум – 1500 об/мин, режим ультразвуковой обработки подбирался визуально путем регулирования мощности генератора, подбора типа волновода и резонансной частоты в среднем диапазоне от 20 до 40 кГц. Структура и дисперсность полученных эмульсий контролировалась путем измерения вязкости, косвенными методами (методы «змейки» и «разбавления») и с помощью инвертированного микроскопа, в то время как стойкость оценивалась путем измерения электростабильности (см. рисунок 2).



Рисунок 1 – Гидравлическая мешалка (слева) и ультразвуковой лабораторный комплекс (справа) для получения эмульсий

Таблица 1 – Список эмульгаторов для приготовления обратных эмульсий

№	Тип и марка эмульгатора	ГЛБ	Описание
1	ПЭГ40 (Полиэтиленгликоль-40)	~13-15	Неионогенный гидрофильный эмульгатор. Хорошо растворим в воде и полярных растворителях, смягчает текстуру эмульсию и стабилизацию капель в o/w-системах
2	ТВИН80 (полисорбат 80)	15	Неионогенный гидрофильный эмульгатор. Обеспечивает высокую растворимость в воде, стабилизацию масляных капель и улучшение подвижности компонентов
3	Глицерил стеарат SE (Glyceryl Stearate SE)	12	Самоэмульгирующийся гидрофильный эмульгатор. За счет добавления стеарата калия («SE» – самостоятельно эмульгируется) образует стабильные o/w-системы
4	Цетеариловый спирт (пальмитиновый спирт)	15,5	Жирный спирт на растительной основе. Выполняет роль загустителя, стабилизатора и соэмульгатора, создавая плотную текстуру и предотвращая расслоение
5	СПАН80 (сорбитанmonoолеат)	4,3	Неионогенный липофильный эмульгатор. Обеспечивает высокое качество сродства к масляной фазе и поддерживает стабильную водно-масляную систему
6	СПАН60 (сорбитан monoстеарат)	4,7	Неионогенный липофильный эмульгатор. Обеспечивает высокое сродство к масляной фазе, используется для стабилизации и восстановления обратных эмульсий.



Рисунок 2 – Приборы для оценки структуры и свойств эмульсий (слева на право – ротационный вискозиметр Модель 800, инвертированный микроскоп NIB-100 и прибор для оценки электростабильности ПЭС-1000)

Результаты исследования реологических свойств и стабильности эмульсий, полученных с помощью ультразвуковой обработки при минимально необходимых дозировках эмульгатора СПАН-80 представлены в таблице 2. Контрольные тесты, проведенные методами микроскопии, «змейки» и разбавления подтвердили «w/o» тип полученных эмульсий. Результаты контрольных испытаний подтвердили высокую стабильность и тип полученных w/o эмульсий. Наилучшее показатели получены для эмульсий при соотношении компонентов, соответствующих точке инверсии фаз (ДТ/вода – 3:7).

Таблица 2 – Значения вязкости и электростабильности полученных эмульсий

Измеряемый параметр эмульсии	Соотношение дизельного топлива к воде (ДТ/вода)					
	10/90		30/70		50/50	
скорость сдвига, об/мин	прямой ход	обратный ход	прямой ход	обратный ход	прямой ход	обратный ход
вязкость, сПз	3	50	50	200	50	100
	6	50	25	200	50	100
	30	10	5	60	20	30
	60	5	5	42,5	12,5	20
	100	3	3	30	12	21
	200	1,5	1,5	22,5	7,5	16,5
	300	1	1,5	20	12	16
	600	2,5		12,5		19,5
электростабильность, В		23		154,6		195,6
удельная электропроводность, мкСм/см		17,11079944		2,54559112		2,012006069

Таким образом, на основании вышеописанных исследований с модельными смесями дизельного топлива и воды была отработана оптимальная рецептура и методы получения стабильных обратных w/o эмульсий типа «вода в масле» в плоть до содержания водной фазы в 90 %. Устойчивые мелкодисперсные обратные стабильные w/o эмульсии для технологических жидкостей и моющих водно-углеводородных растворах на основе смесей дистиллятов и воды могут быть получены комплексным физико-химическим воздействием за счет ультразвуковой обработки (19 кГц) и добавления до 5-10 % масс. неионогенного липофильного эмульгатора СПАН80 (сорбитан моноолеат). Результаты, полученные в ходе исследований, позволяют отработать практические аспекты рецептуры и технологии получения дешевых эффективных водно-углеводородных моющих растворов – удалителей асфальтоэмоловарифиновых отложений на основе обратных эмульсий, а в последующем и других технологических жидкостей и обрабатывающих составов.

Список литературы

1. Аверьянов К.А. Основы нефтепромысловой химии. – М.: Недра, 2016. – 304 с.
2. Соловьев А.Н., Павлов А.П. Поверхностно-активные вещества в нефтедобыче. – М.: Химия, 2013. - 264 с.
3. Abdurakhmanov A., Yusupov N. Modern chemical reagents in oilfield applications: a review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, Vol. 185, pp. 106-120. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106598>.
4. Thomas S. Enhanced oil recovery – An overview. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, 2008, Vol. 63(1), pp. 9-19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>.
5. Трушин А.А., Чернышев В.И. Проблемы коррозии в нефтегазовом комплексе. – М.: ООО «ИНФРА-ИНЖИНИРИНГ», 2021. - 228 с.
6. Кривошеин Г.Ю., Пичугин В.П. Растворители АСПО и их применение. – Уфа: БашГУ, 2012. – 138 с.
7. Мотус Л.Н., Гончаров В.И. Методы интенсификации нефтедобычи. – М.: ВНИИОЭНГ, 2019. – 216 с.

Анализ данных гидроудара при проведении гидроразрыва пласта

Д.В. Кашапов¹, М.С. Максимов¹, Р.М. Хуснияров²

¹ООО «ФРАК ГРАДИЕНТ»

²Уфимский университет науки и технологий

E-mail: kashapovd@frac-gradient.ru

Аннотация

Работа посвящена обработке данных при проведении ГРП с целью определения геометрии трещин, точек их инициации при проведении повторного ГРП. Ключевым наблюдением является гидроудар (хаммер-эффект), возникающий после остановки закачки жидкости. Данные регистрировались на устье скважины, однако исходный сигнал содержали шумы, поэтому были опробованы различные методы фильтрации и выбран наилучший. Далее, используя методы частотного анализа, были разработаны и протестированы алгоритмы для определения точки инициации трещины повторного ГРП.

Ключевые слова

нефтяная скважина, гидроудар, хаммер – эффект, собственные колебания, фильтрация сигналов, частотный анализ

Разработка трудноизвлекаемых запасов без ГРП практически. С учетом быстрого темпа падения дебита, возникает вопрос проведение повторного ГРП. В большинстве случаев проводят «слепой ГРП», который зачастую является малоэффективным. Ключевая проблема — неопределенность: какие именно старые трещины активируются при нагнетании жидкости и требуется ли дополнительная закачка. Теория [1-4] предполагает, что анализ гидроудара (хаммер-эффекта) при остановке насосов может дать ответы для диагностики трещин.

Исследование фокусируется на точки инициации трещин и определение скорости волны при ГРП с использованием математических методов (спектральный анализ, интерполяция, преобразования сигналов). Основные данные поступают с высокочастотных датчиков давления (ВЧД), но их точность снижают шумы, помехи и обрывы (рисунок 1). Для решения этой проблемы применяются методы очистки и предобработки данных, позволяющие выделить полезный сигнал и повысить точность анализа для эффективной интерпретации.

Для подавления шумов — фильтры различные фильтры: скользящее/экспоненциальное/медианное среднее, Калмана. Все методы реализованы на языке Python. Наилучшим методом очистки выступил вейвлет-анализ: сигнал декомпозируется на частотные компоненты, что позволяет удалить шумовые частоты и сохранить полезную часть сигнала для дальнейшего анализа.

После очистки сигнала используется частотный анализ, который позволяет определить отклики различных элементов в скважине.

Используя построенную на основе хаммер-эффекта спектrogramму, происходит определение ключевых точек на скважине, которые соответствуют различным элементам конструкции. На основе определения этих точек и элементов скважины, высчитываем скорость волны в скважине, и с учетом этого рассчитывается точка инициации трещины ГРП.

Список литературы

1. Байков В.А. К оценке геометрических параметров трещины гидроразрыва пласта / В.А. Байков, Г.Т. Булгакова, А.М. Ильясов, Д.В. Карапов // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2018. – № 5. – С. 64–75.
2. Ляпидевский В. Ю., Неверов В. В., Кривцов А. М. Математическая модель гидроудара в вертикальной скважине // Сиб. электрон. матем. изв. 2018. №15. С. 1687–1696
3. Башмаков Р.А. Собственные колебания жидкости в скважине, сообщающейся с пластом, при наличии трещины ГРП / Р.А. Башмаков, Д.А. Насырова, В.Ш. Шагапов // Прикладная математика и механика. – 2022. – Т. 86. – № 1. – С. 88–104.
4. Шагапов В.Ш. Затухающие собственные колебания жидкости в скважине, сообщающейся с пластом / В.Ш. Шагапов, Р.Башмаков, Г.Р. Рафикова, З.З. Мамаева // Прикладная механика и техническая физика. – 2020. – №. 4. – С. 1–14.

Проектирование интеграции для моделирования процессов выпадения гидратов в призабойной зоне скважин и оценки влияния на продуктивность

A.B. Колбеко, Р.М. Ганопольский

Тюменский Государственный Университет

E-mail: stud0000108724@study.utmn.ru

Аннотация

Предложен алгоритм для моделирования процессов образования гидратов в призабойной зоне скважин, реализация которого предлагается как расширение возможностей программного комплекса tNavigator посредством интеграции с API tNavigator server. Рассмотрены современные тенденции развития нефтегазовой отрасли и вызовы при разработке месторождений со сложными геологическими условиями, где гидратообразование в пласте негативно влияет на продуктивность. Проанализированы возможности и ограничения актуальной реализации модели гидратообразования в tNavigator, а также обоснована необходимость интеграции модели Леонтьева одновременной кольматации и супфозии частиц для учета выпадения гидратов и изменения параметров порового пространства. Представлена блок-схема алгоритма, реализующая данное расширение. Алгоритм позволяет динамически оценивать влияние гидратов на проницаемость и продуктивность скважин. Предполагается, что программная реализация предложенного алгоритма позволит обеспечить точность моделирования и повысит надежность разработки трудноизвлекаемых запасов в условиях аномальных залежей.

Ключевые слова

Моделирование, тепломассоперенос, гидратообразование, программирование, разработка расширения, API tNavigator server

Исторически развитие нефтегазодобычи начиналось с разработки наиболее доступных месторождений. В Западной Сибири это были сеноманские отложения с благоприятными характеристиками, где не требовалось сложного моделирования процессов добычи.

В настоящее время наблюдается тенденция к освоению более сложных месторождений как в России, так и за рубежом. В Западной Сибири активно разрабатываются трудноизвлекаемые запасы (Баженовская, Ачимовская свиты), а в Восточной Сибири - месторождения с проблемными геологическими условиями (Бюкские, Курносовские свиты). Эта тенденция характерна для мировой нефтегазовой отрасли в целом, где простые месторождения постепенно подходят к завершению цикла разработки, на место которых в разработку приходится вводить более сложные месторождения.

Например, месторождение Эльгин в Великобритании (Море Север) характерны сложные условия добычи из-за высокого давления и температуры [1]. В Австралии при освоении месторождений углеводородов в бассейне Кэрнс также встречаются проблемы с трещиноватостью, особенностями аккумуляции и накопления углеводородов в породе [2, 3].

При разработке таких месторождений возникают общие технические вызовы:

1. Увеличение сроков бурения скважин
2. Разработка залежей в не типовых условиях, потребность учета фазовых переходов
3. Необходимость применения новых методов воздействия на пласт для интенсификации добычи

4. Эффективный выбор методов воздействия определяется использование эффективных методов моделирование физических процессов, протекающих в пласте

Для решения этих задач требуется применение современных методов численного моделирования процессов тепломассопереноса, что становится необходимым условием эффективной разработки.

Современные коммерческие гидродинамические симуляторы позволяют моделировать системы с двойной пористостью и проницаемостью (Dual Porosity - Dual Permeability, DP-DK), предоставляют модели флюидов Black Oil для месторождений, для которых не требуется учитывать фазовые переходы, композиционные модели для залежей с возможностью ретроградной конденсацией газа, индикация гидратообразования, методы теплового воздействия на пласты [4, стр. 251]. Разработанных моделей и методов хватает для решения задач в нефтегазовой отрасли для моделирования сложных коллекторов с высокой естественной трещиноватостью пласта, сланцевые формации и карбонатные коллекторы, решатели позволяют учитывать взаимодействие между матрицей (пористой средой) и трещинами (высокопроницаемыми каналами).

Сравнение перечисленной функциональности, поддерживаемых моделей и методами среди наиболее популярных современных решателей представлено в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение функциональных возможностей

Название решателя	Поддержка моделей и методов
ECLIPSE	Есть поддержка моделей двойной пористости и двойной проницаемости, моделирование взаимодействия между матрицей и трещинами через параметры обмена флюидами, тепловые методы воздействия SAGD, VAPEX, BUTEX, CSS, ISC.
CMG	Есть поддержка моделей двойной пористости и проницаемости, возможность моделирования трещиноватых коллекторов, включая естественную и индуцированную трещиноватость, тепловые методы воздействия SAGD, VAPEX, BUTEX, CSS, ISC.
tNavigator	Есть высокопроизводительный решатель для больших моделей месторождений, полная поддержка моделей DP-DK, есть возможность работы с трещинами различной природы (естественные, гидроразрыв пласта), тепловые методы воздействия SAGD, VAPEX, BUTEX, CSS, ISC, индикация гидратообразования.

Можно заметить, что в документации лишь одного из рассмотренных симуляторов заявлено наличие функциональности по идентификации выпадения гидратов, а в остальном функциональность по большей части взаимозаменяема. Наиболее вероятно, что потребность в подобной функциональности возникла вследствие возникновения задач со стороны нефтегазовых компаний СНГ в моделировании залежей с аномальными температурами и давлениями, в процессе которых могут достигаться условия гидратообразования в пласте, вследствие чего проявляется негативное влияние на динамику разработки. Задача рентабельной разработки аномальных залежей и предупреждения образования гидратов в пласте рассматривается в современных публикациях Российских авторов [5], однако еще не была представлена в зарубежной литературе.

Учитывая, что в достаточной мере открытым, расширяемым, распространенным и доступным программным комплексом для моделирования в СНГ является tNavigator, остановимся на его рассмотрении. Обращаясь к документации его реализации можно найти, что симулятор использует модель образования гидраты Ирвинга Ленгмюра, при этом гидраты не оказывают влияния на течение флюидов и не учитываются в расчете. Этот параметр является отчетным и, в первую очередь, показывает, возможно ли их формирование или нет [4, стр. 451-456].

Эффект выпадения частиц можно было бы попробовать учесть, например, используя некоторую адаптацию модели одновременной кольматации и суффозии частиц Леонова, применив ее для оседания частиц гидраты в скелете породы. Таким образом можно попробовать динамически определять свободную пористость и проницаемость коллектора для вытесняемого флюида. Математическая постановка и оценка применимости модели Леонтьева, для задачи оценки изменения параметров порового пространства скелета породы твердыми частицами суспензии была рассмотрена в статье [6].

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(mc)}{\partial t} + \operatorname{div}(cw) = \frac{\partial(m)}{\partial t}, \\ \frac{\partial(1-c)m}{\partial t} + \operatorname{div}((1-c)w) = 0, \\ w = -\frac{k(m)}{\mu} \operatorname{grad}P, \\ \frac{\partial(m)}{\partial t} = f(m, c, |\operatorname{grad}P|). \end{array} \right.$$

||
▼

$$\frac{\partial m}{\partial t} = -\gamma_1(m_0 - m)|\operatorname{grad}P| - \gamma_2 cm, \quad \gamma_1, \gamma_2, m_0 = \text{const.}$$

Рисунок 1, модель кольматации и суффозии Н.Е. Леонтьева

где c – объемная концентрация частиц в суспензии; w – скорость фильтрации звёсси; η – вязкость суспензии; m – пористость; $k(m)$ – проницаемость пористого скелета.

Таким образом, можно реализовать некоторое расширение, посредством которого учесть динамическое изменение фильтрационных параметров сетки при расчете на прогноз, обусловленное выпадением гидратов, интегрируя в расчетный цикл tNavigator модель кольматации и суффозии Леонтьева [6]. Опираясь на предоставляемый API tNavigator разработчиками для интеграции с программным комплексом. Подобное расширение может позволить получить решение для некоторых актуальных проблем современной нефтегазовой отрасли России, перечисленных ранее.

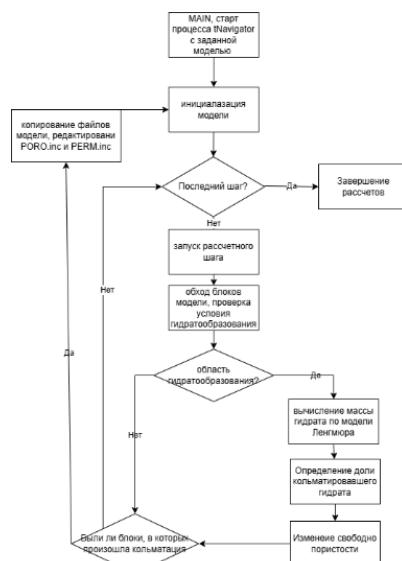


Рисунок 2, блок схема интеграции для учета изменения пористости/проницаемости

Список литературы

1. *Maslin Elaine High-pressure high-temperature developments in the UK Central North Sea / Maslin Elaine* – текст: электронный // научно-практический журнал: *OE Offshore Engineer. The Future of Offshore Energy & Technology.* – 2014 – URL: <https://www.oedigital.com/news/455434-the-hpht-challenge> (дата обращения: 16.04.2025)
2. *Adam H. E. Bailey, Lidena K. Carr, Russell Korsch. Australia's Onshore Basin Inventories – foundational knowledge synthesis for better design of precompetitive data acquisition / Journal article on the Cairns Basin petroleum systems / The APPEA Journal – 2023 - Vol 63 - P. 209-214.* – DOI: 10.1071/AJ22045. - URL: <https://www.publish.csiro.au/aj/fulltext/AJ22045>- Текст: электронный (дата обращения: 16.04.2025)
3. *Slatt R.M., O'Brien N.R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks / AAPG Bulletin. - 2011. - Vol. 95, No. 12. - P. 2017–2030. - DOI: 10.1306/03301110159.*
4. Техническое Руководство *tNavigator 24.2: Rock Flow Dynamics.* - Москва, 2024. – с. 4389 – URL: <https://irmodel.ru/news/vyshel-novyj-reliz-tnavigator-24-2> (дата обращения: 16.04.2025).
5. Тройникова, А. А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях: / Тройникова, А. А. / Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. - Москва, 2022. - 142 с.
6. Самсонов К. Ю. Методика определения технических параметров ограничения водопритока / К. Ю. Самсонов, А. П. Шевелев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2016. - Т. 2. № 2. - стр. 121–130.

Перспективы применения термохимических жидкостей для борьбы с конденсатными банками при эксплуатации газоконденсатных месторождений

Н.А. Козырев, А.О. Малахов

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

E-mail: nikita-13.09@mail.ru

Аннотация

В России добыча газового конденсата стабильно растёт: в 2019 году достигнут рекорд — 35,7 млн тонн, при среднегодовом росте 6,7% с 2000 года; к 2030 году ожидается увеличение добычи до 57 млн тонн. Основная проблема разработки — ретроградная конденсация в призабойной зоне, приводящая к снижению газонасыщенности, проницаемости и продуктивности скважин. Для её решения применяются закачка ПАВ, повышающая подвижность конденсата, и термогазохимическое воздействие, обеспечивающее разогрев пласта, растворение конденсата в газе и образование микротрещин. Совмещение этих методов усиливает эффект: пенообразование улучшает вынос конденсата, расширяется зона охвата и стабилизируется добыча, что делает подход перспективным для разработки коллекторов с низкой проницаемостью.

Ключевые слова

Газовый конденсат, ПАВ- заводнение, термогазохимическое воздействие, повышение коэффициента извлечения конденсата.

Добыча газового конденсата в РФ продолжает динамично расти. Так в 2019 году добыча сырого (или нестабильного) газового конденсата в России вышла на новый рекорд — 35,7 млн тонн (около 813 тыс. барр/сут.). Данный показатель в целом демонстрирует устойчивый рост — с 2000 года среднегодовые темпы увеличения добычи газового конденсата в стране составляют 6,7%. За период с 2000 до 2019 доля газоконденсата в общем объеме российской нефтедобычи (сырая нефть и конденсат) увеличилась с 3,3% до 6,8%. Учитывая внушительный объем российских запасов, базовый сценарий предполагает, что к 2030 году добыча газового конденсата в стране увеличится на 60%, выйдя на отметку около 57 млн тонн в год (1,3 млн барр/сут.), а среднегодовые темпы роста в период с 2020-го по 2030 годы составят 4,3%. [1]

Конденсат начинает выпадать при давлении, которое меньше, чем давление конденсации. Скапливаясь, конденсат уменьшает эффективную толщину газовой части. Это приводит к снижению добычи по газу. Так как карбонатный коллектор наиболее плотный, уменьшение проницаемости по газу из-за образования конденсата до 80%. [2,3]. Скопление жидкого конденсата вокруг ствола скважины наносит серьезный ущерб значительному снижению относительной проницаемости по газу, поскольку снижается газонасыщенность и, следовательно, значительно снижается продуктивность газа [4].

Существует несколько механизмов воздействия на газовых конденсат. Закачка химических реагентов может повысить продуктивность газовых скважин за счет изменения состояния смачиваемости до «газофильного» состояния. Так, применение ПАВ-заводнения способствует увеличению подвижности конденсата, тем самым облегчая его вынос на поверхность (Рисунок 1).

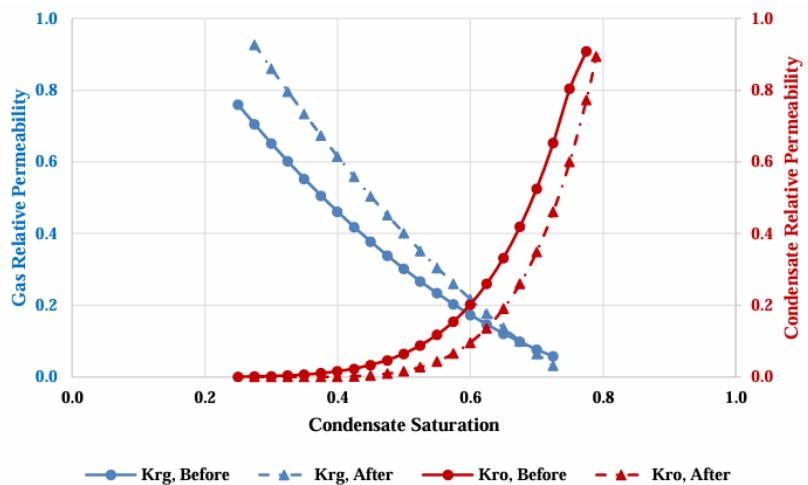


Рисунок 1 – Результат ОФП конденсата при ПАВ- заводнении

Метод ТГХВ (термогазохимического воздействия) способствует разогреву призабойной зоны пласта и выделению газа, что позволит вывести двухфазный флюид в однофазную область путем растворения конденсата в газе (Рисунок 2). Данная технология также характеризуется импульсным воздействием. Так импульсное выделение газа способствует созданию микротрещин, увеличивая пористость и уменьшая капиллярные силы, что благоприятно влияет на вынос конденсата.

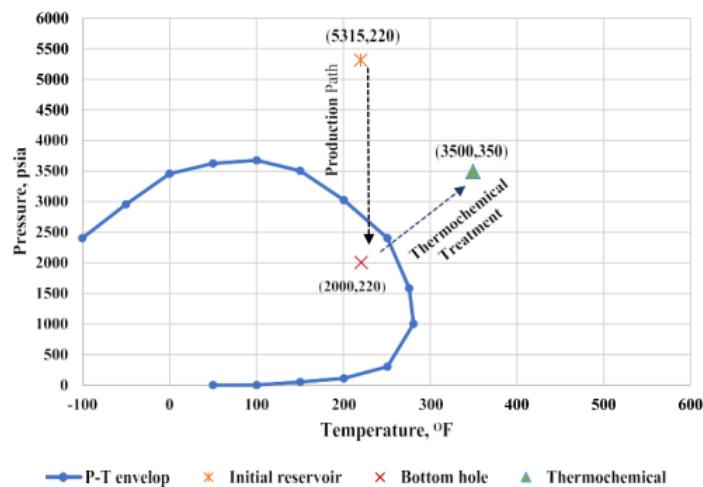


Рисунок 2 – Р-Т-диаграмма предполагаемого перехода флюида путем реагирования ТХС

Комбинация закачки ПАВ и термохимии способствует выделению пены, разогревая флюид, модифицируя фазовое состояние конденсата и способствуя его движению к скважине. Такой комплексный подход позволяет не только увеличить коэффициент извлечения конденсата, но и продлить срок эффективной эксплуатации скважины. По сравнению с традиционным применением ПАВ, совмещение с термохимией обеспечивает более глубокое проникновение реагентов в пласт и стабильный эффект во времени.

Таким образом, применение ПАВ на основе термохимии позволит не только модифицировать фазовое состояние конденсата, но еще и увеличить зону охвата закачки ПАВ. Данный метод можно рассматривать как перспективное направление повышения нефте- и газоотдачи, так как он сочетает в себе преимущества химического и теплового воздействия. Синергия эффектов открывает возможность для оптимизации разработки

коллекторов с низкой проницаемостью, где традиционные методы показывают ограниченную эффективность.

Список литературы

1. Сэйгерс М, Гальцова А, Самарин К. Рост добычи газоконденсата в России // «НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ». 2021. №3-4.
2. Омарова Г. М. Отложения газовых конденсатов в газовых скважинах // Молодой учёный апрель. 2023. №16 (463)
3. Asgari A. Methanol treatment in gas condensate reservoirs: A modeling and experimental study // Chemical Engineering Research and Design. 2014. Vol. 92, № 5. P. 876–890.
4. Maleki M.R. A simulation study of the enhancement of condensate recovery from one of the Iranian naturally fractured condensate reservoirs // J Pet Sci Eng. 2012. Vol. 92–93. P. 158–166.

Реальновременная интерпретация вибраций КНБК, полученных с забоя, для коррекции режимов бурения скважин

C.A. Лукьянов

ООО «Фидель», СамГТУ, г. Самара, Россия

E-mail: sem@luckyanov.ru

Аннотация

Несмотря на санкционное давление в отечественном бурении, активно применяются новейшие импортозамещенные и мировые образцы устройств, внедряется предиктивный анализ и искусственный интеллект. Тем не менее, в части телеметрического оборудования наблюдается определенное затишье, обусловленное, в первую очередь, ограничениями, связанными со скоростью передачи данных с забоя во время бурения. В этой статье мы не будем рассматривать экзотические каналы связи, переосмысление электромагнитных телеметрических комплексов, а также штучные испытания гидравлических пульсаторов различных конструкций, которые пока по различным причинам не получается использовать повсеместно. Данная работа посвящена углубленному изучению классических данных от известных телесистем с гидравлическим каналом связи, которые позволяют нам существенно увеличить скорость строительства скважин, повысить безопасность работ, а также получить более своевременно представление о геологии забоя.

Ключевые слова

Гидроканал, телесистема, бурение, скважина, нефть, импортозамещение, канал связи, мнемоника, диагностика, каротаж.

Современные технологии бурения скважин требуют повышения информативности процесса и минимизации рисков аварий при одновременном увеличении скорости проходки [1,2]. В условиях санкционных преград особенно актуальным становится использование доступных данных телесистемы для исследования состояния забоя и КНБК[3,4,5]. Целью работы является разработка методики коррекции режимов бурения на основе вибрационных параметров, регистрируемых забойной телесистемой, с целью повышения эффективности и безопасности буровых работ.

Исследование проводилось с использованием телесистемы SureShot с модулем резистивиметрии, которая позволяет регистрировать осевые, латеральные и крутильные вибрации в реальном времени. Для анализа данных применялись машинное обучение и сравнение с эталонными данными [6,7]. Разработан оригинальный алгоритм обработки вибрационных сигналов, позволяющий оперативно интерпретировать данные и предлагать корректировку режима бурения, в том числе расхода бурового раствора [8,9].

Установлено, что вибрационные данные телесистемы могут быть использованы как индикаторы литологического состава пород, а также как показатели состояния КНБК. Выявлены характерные паттерны вибраций, соответствующие переходу между различными типами пластов. Реализация упрощенного предложенного алгоритма позволила повысить скорость проходки и снизить количество аварийных ситуаций при бурении 4x скважин.

Полученные результаты демонстрируют высокую практическую ценность использования вибрационной информации в режиме реального времени. Подтверждена возможность применения вибрационных данных не только для диагностики технического состояния оборудования, но и для прогнозирования геологических изменений. Это открывает возможности для широкого внедрения подобных решений в

практику отечественного бурения, особенно в условиях ограниченного доступа к зарубежным технологиям.

Заключение.

Разработанная методика коррекции режимов бурения на основе анализа вибрационных данных телесистемы способствует повышению эффективности и безопасности буровых работ. Предложенный подход может быть внедрен в телеметрические комплексы и стать основой для дальнейших исследований в области цифровизации и автоматизации процессов строительства скважин.

Список литературы

1. Живаева, В. В. Минимизация сломов КНБК и повышение скорости проходки при бурении нефтегазовых скважин / В. В. Живаева, С. А. Лукьянов // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 5. – С. 53-59. – DOI 10.17122/ngdelo-2023-5-53-59. – EDN QKZXFH.
2. Лукьянов, С. А. Анализ инцидентов при проводке скважины с горизонтальным окончанием / С. А. Лукьянов, А. Г. Косырев, В. И. Евсеев // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 282-292. – EDN ATBCAA.
3. Живаева, В. В. Импортозамещение и тенденции в современном ННБ / В. В. Живаева, С. А. Лукьянов // Инженер-нефтяник. – 2024. – № S5. – С. 62-65. – EDN ROHQKY.
4. Лукьянов, С. А. Особенности развития индустрии забойной электроники / С. А. Лукьянов, В. В. Живаева // Бурение и нефть. – 2021. – № 7-8. – С. 57-59. – EDN OVLLYU.
5. Zhivaeva, V. V. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic / V. V. Zhivaeva, S. A. Lukyanov // Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World / Editors: Svetlana Igorevna Ashmarina, Jakub Horák, Jaromír Vrbka, Petr Šuleř. – Cham: Springer Nature, 2021. – Р. 133-139. – DOI 10.1007/978-3-030-60929-0_18. – EDN KGSYOQ.
6. Лукьянов, С. А. Разработка алгоритма построения модели вероятности возникновения прихвата с использованием методов машинного обучения / С. А. Лукьянов, Е. О. Игнатьева, И. И. Гусманов // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 2, № 1(16). – С. 89-94. – EDN UZWIVJ.
7. Лукьянов, С. А. Оценка характера и уровня вибраций при бурении скважин Ковыктинского КГМ телесистемами с гидравлическим каналом связи / С. А. Лукьянов, В. В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 12-14. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-12-14. – EDN CTJDSS.
8. Никитин, В. И. Моделирование выноса частиц шлама на участке горизонтальной скважины в программном комплексе ANSYS Fluent с учетом вращения бурильной колонны и параметров реологической модели Гершеля-Балкли / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 2(362). – С. 32-36. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-2(362)-32-36. – EDN HKSBYA.
9. Никитин, В. И. Моделирование потока буровой промывочной жидкости при обтекании замковых соединений бурильных труб в программном комплексе ANSYS / В. И. Никитин, Н. Д. Бурахин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 4(364). – С. 11-15. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-4(364)-11-15. – EDN XDQKDX.

Синергетические жидкости ГРП для трудноизвлекаемых запасов: от лабораторного эксперимента к полевым испытаниям

И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева
К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий
E-mail: ildarmannanov@mail.ru

Аннотация

Проведено экспериментальное исследование возможности создания жидкости для гидравлического разрыва пласта (ГРП), обладающей синергетическим эффектом. Специальные свойства разработанной жидкости позволяют не только инициировать трещину, но и генерировать дополнительную энергию в призабойной зоне пласта (ПЗП) за счет управляемой термохимической реакции. Данная реакция обеспечивает поддержание давления раскрытия трещины, способствует ее очистке и снижает сопротивление течению флюидов в околоскважинном и внутритрещинном пространстве, что приводит к значительному увеличению проницаемости. Высокая проникающая способность и низкие потери на трение позволяют создавать дополнительное давление непосредственно в трещине, формируя условия для образования значительного стимулированного объема породы (SRV). Экспериментально подтверждено, что применение такой жидкости позволяет достичь синергетического эффекта, повышающего эффективность проведения ГРП.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы, сланцевые запасы, гидравлический разрыв пласта, slick water, stimulated reservoir volume, термохимические составы.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является ключевой и практически безальтернативной технологией освоения сланцевых месторождений нефти и газа, а также низкопроницаемых коллекторов, к которым относятся отложения баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых свит. Перспективность этих запасов для нефтегазодобывающего сектора России огромна, однако их разработка сталкивается с существенными вызовами: крайне низкая проницаемость, высокие фильтрационные потери, быстрое падение дебитов и низкая конечная нефтеотдача. Традиционные технологии ГРП зачастую невозможны в этих отложениях или не обеспечивают рентабельной добычи в таких условиях.

Освоение нетрадиционных коллекторов (низкопроницаемые терригенные и карбонатные породы, сланцы, плотные песчаники) сопряжено с рядом вызовов, ключевыми из которых являются необходимость создания высокопроводимой сети трещин и эффективного истечения флюида к забою скважины. Традиционные технологии ГРП часто оказываются недостаточно эффективными из-за быстрой потери давления раскрытия, высоких фильтрационных потерь и недостаточной площади контакта с пластом.

Добыча углеводородов из нетрадиционных коллекторов требует применения специализированных технологий, направленных на максимизацию стимулированного объема породы (SRV). Под SRV понимается количественная характеристика зоны воздействия, созданной в низкопроницаемой породе-коллекторе в результате формирования многокомпонентной системы трещин сложной морфологии [1].

Комбинация технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пласта (ГРП) обеспечила возможность промышленного освоения ранее недоступных запасов. Тем не менее, процесс интенсификации притока в таких условиях сопряжен со значительными трудностями, обусловленными особыми геомеханическими свойствами пород, среди которых:

аномально высокое давление разрыва;
интенсивное проявление эффекта стресса закрытия;
высокая прочность и жесткость породной матрицы породы;
значительные значения горного давления.

Одним из решений поставленной задачи является проведение импульсных разрывов. Импульсный гидроразрыв пласта (ГРП) — относительно новый метод, при котором давление нагнетания повышается за доли секунды, создавая множество микротрещин. Гидроразрыв пласта может осуществляться различными методами, такими как взрывная волна, высвобождение высокоэнергетических газов и использование термохимических жидкостей

Одним из альтернативных решений является использование термохимических жидкостей ГРП [1,2,3]. При этом жидкости наряду с традиционными свойствами жидкостей ГРП обладают и альтернативными свойствами. Термохимические жидкости - это те жидкости, которые при реакции могут вызвать сильную экзотермическую реакцию. Реакция может одновременно генерировать высокое давление и высокую температуру.

Существующие и изученные технологические приемы инициации термохимической реакции могут предусматривать как инициацию с применением кислотных активаторов, так и на основе энергетики самого пласта за счет нагрева жидкости при пластовой температуре для активации реакции.

С использованием реакторов высокого давления Paar 4566 HP/HT изучены варианты различных термохимических комбинаций составов, позволяющих активизировать реакцию и показано, что термодинамика процесса является гибкой в вопросе регулирования энергетики процесса за счет активных компонентов.

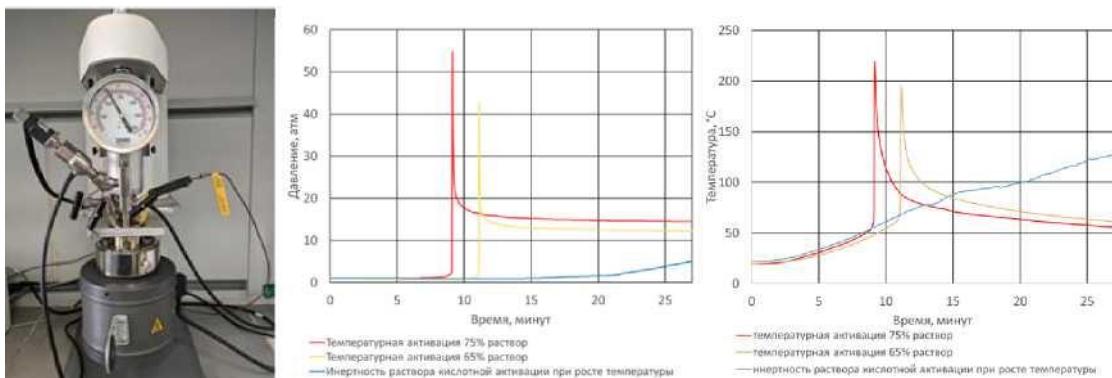


Рисунок 1 – Реактор высокого давления и результаты моделирования термодинамики термохимической реакции

Предлагается инновационная синергетическая технология ГРП, сочетающая три последовательных эффекта генерации давления в пласте:

Гидравлический эффект: Закачка жидкости на основе "slick-woter" (обедненный проппантом раствор) с помощью насосных агрегатов высокого давления для инициирования и распространения первичной трещины ГРП.

Термохимический эффект: В составе жидкости-носителя размещаются

компоненты реагенты, которые вступают в экзотермическую газогенерирующую реакцию при достижении температуры пласта. Задержка начала реакции обеспечивает ее инициацию не в стволе скважины, а непосредственно в созданной трещине.

Тепловой эффект: Сопутствующее химической реакции значительное тепловыделение (разогрев) приводит к локальному повышению температуры пласта в окрестности трещины.

Комплексные лабораторные исследования в реакторах высокого давления и имитация воздействия на керновый материал подтвердили перспективность предлагаемого решения. Например, результаты изучения разницы давлений при гидравлическом разрыве и импульсном разрыве за счет активного разупрочнения породы продуктами реакции показывают возможности значительного снижения давления разрыва, развивающегося насосным оборудованием. На рисунке 2. Представлены результаты т.е. фотографии иллюстрирующие разрыв на образцах кернового материала при имитации гидро-разрыва традиционного и с использованием термохимической жидкости .



Рисунок 2 – Фотография результата имитации разрыва образца (слева разрыв жидкостью при $P_{разр}=2,85\text{МПа}$; справа термохимической жидкостью $P_{разр}=0,47\text{МПа}$)

Возможность сочетания свойств была изучена как на синтетических, так и гуаровых системах жидкости ГРП. Результаты позволяют констатировать возможность промышленного применения предлагаемого подхода. На рисунке 3 представлен вариант сшитого геля ГРП на гуаровой основе насыщенный активными термохимическими компонентами, свойства которого полностью соответствуют стабильности и устойчивости системы

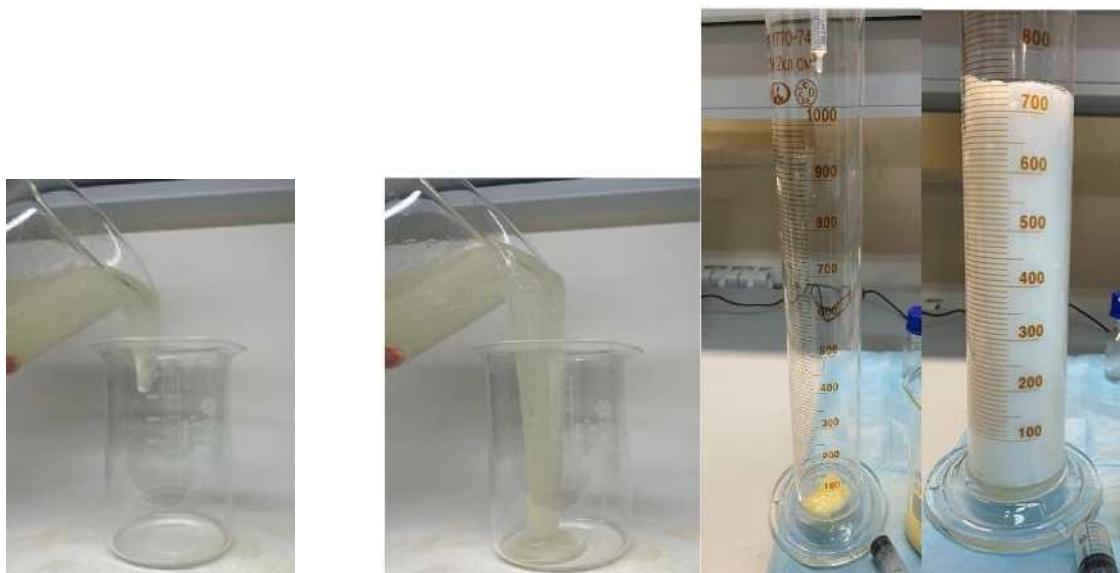


Рисунок 3 – Фотография сшитого термохимического геля ГРП (слева визуализации реологии; справа визуализация активации)

Комбинация указанных эффектов приводит к мультиплекативному результату: Дополнительное давление раскрытия: Выделяющийся в результате реакции газ (N_2) создает избыточное давление, которое дополнительно раскрывает трещину,

увеличивает ее проводимость и противодействует эффекту стресса закрытия (stress shadow effect).

Уменьшение фильтрационных потерь: Нагрев пласта снижает вязкость пластового флюида (нефти) в дренируемой зоне, что уменьшает сопротивление течению и улучшает условия для обратной отдачи жидкости после ГРП.

Микротрециноватость: Резкий скачок давления и температуры может инициировать развитие вторичной сети микротрещин от основной магистральной трещины, значительно увеличивая дренируемый объем пласта (SRV - Stimulated Reservoir Volume).

Очистка трещины: Энергия выделяющегося газа способствует более эффективной очистке ствола скважины и трещины от технологических жидкостей и выносу продуктов реакции.

Таким образом, предлагаемый подход в решении задачи ГРП в нетрадиционных коллекторах является перспективным и требует дальнейшей адаптации под конкретные пластовые условия.

Список литературы

1. Tariq, Z., Aljawad, M. S., Mahmoud, M., Abdulraheem, A., & Al-Nakhli, A. R. (2020). *Thermochemical acid fracturing of tight and unconventional rocks: Experimental and modeling investigations*. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 83, 103606. <https://doi:10.1016/j.jngse.2020.103606>
2. Lei Wang, Bowen Yao, Minsu Cha, Naif B. Alqahtani, Taylor W. Patterson, Timothy J. Kneafsey, Jennifer L. Miskimins, Xiaolong Yin, Yu-Shu Wu, Waterless fracturing technologies for unconventional reservoirs-opportunities for liquid nitrogen, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 35, Part A, 2016, Pages 160-174, ISSN 1875-5100, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.052>.
3. Маннанов И.И., Варфоломеев М.А., Ганиева Г.Р., Милютина В.А. Эмульсионно-сuspензионная бинарная термохимическая композиция для гидравлического разрыва пласта, способ ее получения и способ ее использования Патент на изобретение RU 2830736 C1, 25.11.2024. Заявка № 2024107709 от 25.03.2024.

Адаптация технологии пенокислотной обработки призабойной зоны пласта для промысловых условий

A.O. Малахов, Л.Е. Куликова, Е.В. Маратканова
К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий
E-mail: AlOMalahov@kpfu.ru

Аннотация

Проведена дополнительная проработка технологии с применением пенокислоты для обработки призабойной зоны пласта. Улучшена технология подготовки с адаптацией под реальные промысловые условия и возможности оперативной подготовки готового состава на устье скважины с применением традиционной обвязки трубопроводов и компрессорного оборудования.

Ключевые слова

Обработка призабойной зоны, пена, кислота, премикс, технология

В настоящее время актуальным стоит вопрос проведения по технологиям обработки прискважинных зон пласта добывающих скважин неоднородных карбонатных отложений с аномальноизким пластовым давлением с применением пенных и пенокислотных составов с целью увеличения добывных возможностей за счет улучшения фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта, снижения скин-эффекта обеспечения дренирования ранее не задействованных зон пласта в результате физико-химического воздействия.

В процессе эксплуатации скважины возникает значительное количество осложняющих факторов:

- несовершенство технологии глушения скважин;
- снижение проницаемости прискважинной зоны пласта (ПЗП) в процессе выполнения ремонтных работ;
- выпадение асфальто-смолистых и парафиновых отложений в ПЗП и т.д.

Все это приводит к снижению проницаемости ПЗП и ухудшению выработки пласта.

В большинстве случаев на снижение проницаемости ПЗП влияет несколько факторов одновременно. Поэтому для интенсификации притока скважин предлагается комплексно использовать комбинацию химического воздействия за счет обработки ПЗП пенными составами с последующей очисткой пласта от продуктов реагирования созданием «мягкой» регулируемой репрессии.

В процессе освоения скважины после пенной обработки происходит более полное удаление из прискважинной зоны пласта продуктов реакции кислоты с породой. Объясняется это тем, что в период воздействия происходит полное или частичное разделение фаз пены и свободного газа, находившегося в пене, что способствует лучшей очистке прискважинной зоны пласта от продуктов реакции и их выносу на поверхность.

Существенным преимуществом пенной обработки с ПАВ, по сравнению с раствором ПАВ является ее способность кратно увеличить охват обрабатываемого пласта. Объясняется это проникновением пены в трещины с различной проницаемостью.

Ранее командой НИЛ Методов увеличения нефтеотдачи КФУ были продемонстрированы перспективные реагенты для создания пенокислоты и перечень лабораторных исследований демонстрирующий процесс разработки технологии, получения физико-химических характеристик готовых пенных составов и подтверждения эффективности пенокислоты, в т.ч. при пластовых условиях [1,2].

Однако вопросы адаптации для внедрения и испытания технологии ранее не рассматривались с точки зрения промысловых условий.

Были проведены дополнительные исследования с целью адаптации технологии пенокислотной обработки к промысловым условиям организации подачи реагентов при стандартизованных ОПЗ. Была предложена технология с применением кислотного премикса (состав пенокислоты включающий пенообразующий ПАВ, ингибитор коррозии и стабилизатор ионов железа) и отдельной подготовки маточного раствора стабилизатора ионов железа. Далее были проведены лабораторные исследования с целью определения оптимальных параметров приготовления ПКС: скорости замешивания присадок, скорости растворения маточного раствора стабилизатора в премиксе и подтверждение параметров самой ПКС. Так же были проанализирован сам маточный раствор и определена его оптимальная концентрация и технология приготовления (рисунок 1).

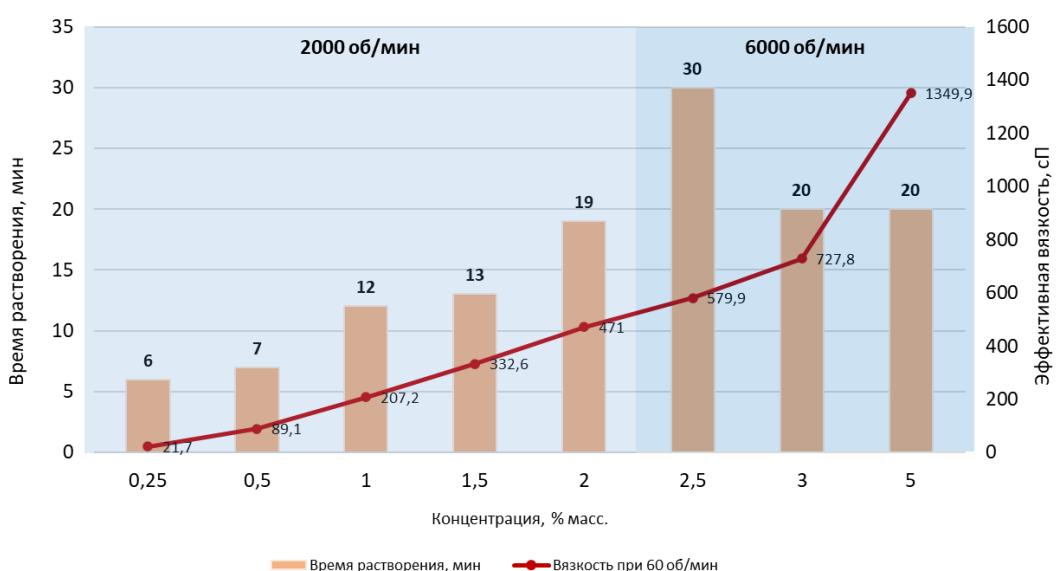


Рисунок 1 – Параметры маточного раствора в зависимости от загрузки и условий подготовки

В итоге была получена методика приготовления ПКС обеспечивающая скорость подготовки (не более 5 минут) и снижающая риски преждевременного пенообразования, которая довольно хорошо адаптируется под существующие обвязки и агрегаты, применяемые при ОПЗ.

Список литературы

1. Dmitrieva A. Y. et al. Study of optimal thermo-foam acid treatments of carbonate reservoirs (Russian) //Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2024. – Т. 2024. – №. 07. – С. 39-43.
2. Malakhov A. O. et al. Evaluation of the Effectiveness of the Acid Treatment of Low-Permeability Carbonate Reservoirs Using a Developed Foam-Acid Composition Through Physical Modeling and 3D and 4D Tomography on Core Models //SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – SPE, 2024. – С. D011S004R005.

Применение термогазохимического состава для обработки призабойной зоны пласта с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений для условий Ашальчинского месторождения (лабораторное моделирование)

E.B. Маратканова, В.А. Милютина, А.О. Малахов

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

E-mail: katya-maratkanova@mail.ru

Аннотация

В докладе изложены результаты лабораторного тестирования термохимического состава (ТХС), применяемого в качестве основного рабочего агента в технологии термогазозимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью ее очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Объектом для возможного применения ТГХВ с тестируемым ТХС является Ашальчинское месторождение. Основная цель проведенного исследования - оценка эффективности применения ТХС для обработки ПЗП с целью удаления существующих АСПО. В результате фильтрационных испытаний было установлено, что применение ТХС позволяет увеличить проницаемость кольматированного образца, а проведенный SARA-анализ нефти выявил положительное изменение ее компонентного состава - увеличение содержания насыщенных и ароматических углеводородов.

Ключевые слова

Термогазохимическое воздействие, кольматация, АСПО, бинарные смеси, тепловые методы

Проблема отложения АСПВ в призабойной зоне пласта (ПЗП) на сегодняшний день является весьма актуальной для большинства нефтедобывающих регионов РФ. [1].

Метод термогазохимического воздействия на ПЗП известен давно и применяется при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях парафинистых и высокосмолистых нефтей, к которым можно отнести и Ашальчинское месторождение. Суть метода заключается в закачке рабочего агента (как правило один или несколько химических реагентов) в скважину, с дальнейшим его активированием. Результат активации – экзотермическая реакция с высокоскоростной генерацией горячих газов. В результате продолжительного протекания реакции происходит прогрев призабойной зоны, что позволяет удалять органические отложения со ствола скважины и ПЗП [2].

В качестве рабочего агента, как в РФ, так и за рубежом наиболее часто закачивают так называемые бинарные смеси (БС) [3, 4, 5]. БС - это водные растворы двух неорганических солей, в которые в зависимости от условий применения добавляется инициатор или ингибитор химической реакции. Одним из компонентов бинарной смеси чаще всего является нитрат аммония, также используется хлорид аммония, но его использование осложняется возможностью образования хлорсодержащих веществ в пластовых условиях. Вторым компонентом БС является нитрит натрия. Выбор этих солей определен коммерческой доступностью и высоким показателем теплового эффекта реакций.

Стоит так же отметить, что данная технология не требует специальной подготовки штата и дополнительной комплексии флота, реализация технологии возможна с применением основного состава флота для кислотной обработки скважины.

В работе представлены результаты лабораторных исследований эффективности ТХС на основе нитрита натрия и нитрата аммония для удаления АСПО. Фильтрационные эксперименты (рисунок 1) проводились на насыпной модели пласта с использованием высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения. Установлено, что обработка ТХС

не только полностью устраниет искусственно созданную кольматацию (прирост проницаемости на 40,96%), но и превышает исходную проницаемость модели на 18,56%. SARA-анализ подтвердил модифицирующее воздействие продуктов реакции на нефть: увеличение доли насыщенных углеводородов на 2,2% и ароматических на 2,6%, что свидетельствует о разрушении тяжелых компонентов АСПО. Сделан вывод о высокой эффективности ТХС для обработки призабойной зоны пласта.

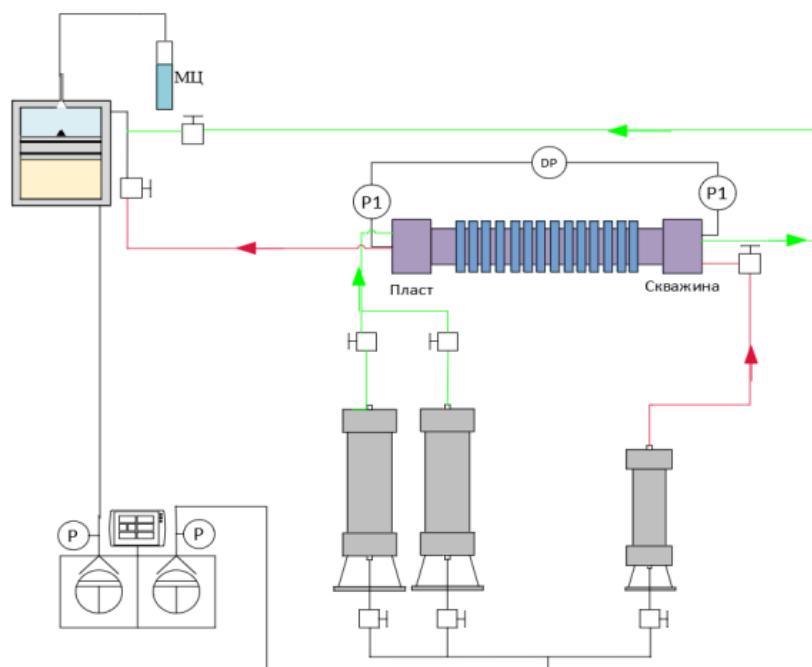


Рисунок 1 – Схема фильтрационного эксперимента

Список литературы

1. Агиуллин М. М. Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин / М.М. Агиуллин, В. М. Абдуллин, М. М. Абдуллин, С.А. Курмаев // Нефтегазовое дело. – 2004. - № 2. – С 7-13.
2. Еникеев М.Д., Латыпов Р.С., Камалов Ф.Х. и др. Методы и технологии испытания и воздействия на ПЗП. - НТВ «Каротажник», вып. 66, 2000.
3. Marwa R. Elkatory, Emad A. Soliman, Ahmed El Nemr, Mohamed A. Hassaan, Safaa Ragab, Mohamed A. El-Nemr, Antonio Pantaleo. Mitigation and Remediation Technologies of Waxy Crude Oils' Deposition within Transportation Pipelines: A Review. *Polymers* 2022, 14 (16), 3231.
4. Mohammed Qamruzzaman, Dhirendra Roy, Ravi Raman. Novel Simulator for Design and Analysis of Wax Removal Treatment from Well Flowlines Using Thermochemical Fluids. *SPE Production & Operations* 2022, 37 (02), 301-318.
5. Mohammed Qamruzzaman, Dhirendra Chandra Roy, Ravi Raman. Novel Simulator for Design and Analysis of Wax Removal Treatment from Well Flow Lines Using Thermochemical Fluids. 2021.

Анализ энергетического состояния залежей нефти с целью оптимизации геологотехнических мероприятий

М.Н. Мельников¹, И.А. Магзянов²

¹ООО НПО «Нефтегазтехнология»,

²ЗАО «Алойл»

E-mail melnikov@prongt.ru

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы выбора скважин, рекомендуемых к проведению кислотных обработок, относительно областей недокомпенсации и перекомпенсации отборов, позволяя учитывать риски кратного увеличения обводненности добываемой продукции. Оценка текущей энергетической эффективности системы поддержания пластового давления позволяет оперативно принять согласованные меры по проведению геологотехнических мероприятий, направленные на регулирование системы ППД всей залежи нефти.

С целью оценки рекомендованных к проведению кислотных обработок скважин относительно областей нарастающей пере- и недокомпенсации была построены карты коррекции компенсации наложением полей накопленной и текущей компенсации и обозначением данных областей на совмещенной карте коррекции компенсации, «эффективной карбонатности» и плотности запасов нефти пласта.

Ключевые слова

Моделирование, трудноизвлекаемые запасы, карбонатный коллектор, соляно-кислотная обработка, геологическое строение, геологотехническое мероприятие.

Основным химическим методом воздействия на призабойную зону карбонатного пласта является соляно-кислотная обработка (кислотная ванна, пенокислотная, большеобъемная, термокислотная, глинокислотная и другие). Действие соляной кислоты основано на реакции растворения щелочного известняка и доломита, в результате в породе образуются каналы растворения и увеличение проницаемости породы. Продукты реакции – водорастворимые соли, вода и углекислый газ, легко удаляются из пласта.

Промысловые исследования скважин показали, что во время кислотных обработок призабойной зоны, часто кислота не полностью нейтрализуется в пласте. Отмечается влияние высокой послойной неоднородности обрабатываемого интервала по литолого-петрофизической и физической характеристике. Чем выше неоднородность обрабатываемого пласта, тем меньше процент нейтрализации кислоты. Другим фактором, препятствующим полной нейтрализации кислоты с породой, является эффект экранизации поверхности порового пространства пород продуктами реакции, нефцеводяной эмульсии, составляющими нефти – афальтены смол и нафтеновые кислоты. Часто, блокирование поверхности порового пространства пород смолопарафиновыми отложениями значительно, что снижает эффективность соляно-кислотной обработки [1].

Еще одним из важнейших факторов, влияющих на эффективность кислотной обработки пласта, является наличие в породе сульфатных составляющих, наиболее распространенные из них это гипс и ангидрит.

Гипсовые и ангидритовые отложения по происхождению могут быть, как первичными, так и вторичными. Первичные образования происходят в лагунах и соляных озерах при испарении вод в условиях жаркого засушливого климата. В зависимости от состава и температуры испаряющихся вод в осадок выпадают или гипс,

или ангидрит. Вторичные накопления гипса возникают в процессе постседиментационного преобразования - сульфатизации.

В стадии эпигенеза сульфатизация проявляется в замещении известняков и доломитов крупными кристаллами гипса, ангидрита, а также заполнении ими пор и трещин [2].

Содержание примесей сульфатов в карбонатной породе негативно влияет на эффективность кислотной обработки пласта. Так, при растворении куском доломита и известняка на поверхности камня остаются бугорки гипса. После нейтрализации кислоты из раствора выделяются также игольчатые кристаллы гипса – выпадающий в осадок гипс закупоривает фильтрационные каналы. Количество переотложенного гипса при растворении карбонатной породы неизбежно растет в случае дисперсности его в породе и при увеличении концентрации соляной кислоты.

Величина выпадающего сульфата может быть огромной и достигать сотен килограмм. Если порода содержит 5% CaSO_4 и из них в раствор переходит 1/3 и объеме рабочего кислотного раствора 15% HCl 20m^3 , общее количество выпадающего гипса может достигать 200 кг.

Безусловно, для предотвращения отложений гипса необходимо использовать добавление в раствор серной кислоты, либо проводить удаление осадков гипса, солевыми растворами 8-10% NaCl или NH_4NO_3 , обладающих гипсовой емкостью, которые должны подаваться в скважину сразу после кислотной обработки.

Таким образом, проведение соляно-кислотных обработок в породах, содержащих сульфаты, должны преследовать цель наименьшего отложения гипса в каналах породы и наибольшего его удаления. Этого можно достичь путем учета геологического строения, литологии, а также комбинации условий обработки, правильного сочетания объема и концентрации кислотного раствора.

Помимо оценки эффективности работы скважин, нами было предложено рассмотреть энергетическое состояние пласта. Оценка расположения рекомендуемых к проведению кислотных обработок скважин относительно областей недокомпенсации и перекомпенсации необходима при назначении очередности мероприятий из-за риска кратного увеличения обводненности добываемой продукции. Для примера, области, перекомпенсированные закачкой (нарастающая перекомпенсация), обладают хорошим энергетическим потенциалом, но при этом существует риск прорыва воды от близрасположенных нагнетательных скважин, особенно на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. В случае недокомпенсации риск от прорыва воды ниже, но снижение динамики добычи нефти и жидкости по рекомендованным к проведению кислотной обработки скважинам может быть объяснена наличием областей нарастающей недокомпенсации. Поэтому оптимальными областями для проведения кислотной обработки являются участки пластов, не входящие ни в область нарастающей недокомпенсации, ни в область нарастающей перекомпенсации. Помимо этого, оценка текущей энергетической эффективности системы поддержания пластового давления позволяет оперативно принять согласованные меры, направленные на регулирование системы ППД всей залежи нефти. Основным критерием оценки сбалансированности системы ППД является оценка компенсации отборов закачкой в пластовых условиях. В результате, возможно определение эффективности системы заводнения, основываясь на построении карт компенсации. Построение карт компенсации производится на основе расчета количественного параметра скомпенсированности отборов жидкости закачкой по каждой скважине, либо по группе скважин с учётом параметра проводимости в межскважинном пространстве, геометрии расположения и уровня взаимодействия скважин. Далее на построенных картах выделяются зоны противокомпенсации (перекомпенсации и недокомпенсации), т.е. участки дисбаланса отборов и закачки.

Выбор групп добывающих и нагнетательных скважин, участвующих в соотношении (коэффициент компенсации), определяет конечный результат показателя. Включение в расчёт всех скважин залежи может дать лишь осредненный (грубый) результат. При этом теряется адресность (локализация) проблемного (недо-, перекомпенсированного) участка, на который должны быть направлены будущие мероприятия по регулированию системы ППД.

Для устранения этого недостатка были построены карты текущей и накопленной компенсации отборов закачкой. Суть метода заключается в определении ближайших соседей скважин и расчёте доли "наследства" (распределения) закачки от одной нагнетательной на окружающие добывающие скважины-наследники, и, соответственно, добычи жидкости от одной добывающей скважины на соседние нагнетательные скважины-наследницы. Когда все добывающие и нагнетательные скважины получили свое "наследство" в виде закачки и добычи соответственно, производится расчёт компенсации в точке скважины делением всей унаследованной закачки на собственную добычу жидкости в точке добывающей скважины. Для точек же нагнетательных скважин объём закачки собственный, а объём добычи жидкости суммарный и унаследованный.

Распределение долей наследования между соседями производится прямо пропорционально проницаемости к нефтяной толщине "наследника" и обратно пропорционально логарифму расстояния до него.

Полученные карты накопленной и текущей компенсации по пласту А4 исследуемого месторождения представлены на рисунке 1. С целью оценки рекомендованных к проведению кислотных обработок скважин относительно областей нарастающей пере- и недокомпенсации была построена карта коррекции компенсации наложением полей накопленной и текущей компенсации и обозначением данных областей на совмещённой карте коррекции компенсации, «эффективной карбонатности» [4] и плотности запасов пласта А4 (Рис. 2).

На основе построенных карт, видим, что по пласту А4 имеются две области нарастающей перекомпенсации – районы скважин №№ 1590, 478 и четыре области нарастающей недокомпенсации – районы скважин №№ 814, 1048, 566, 426, 413. При этом увеличение областей текущей недокомпенсации свидетельствует о необходимости корректировки стратегии разработки. В таблице 1 составился список из трех рекомендованных скважин, которые расположены в областях нейтрального энергетического состояния пласта.

Таблица 1 – Оценка приоритета проведения рекомендуемых КО (осредненный подход)

Пласт	№ скв.	Дополнительная добыча нефти, т	Коэффициент карбонатности, усл. ед.	Текущие извлекаемые запасы, т	ОНИЗ, %	Приоритетность участка по функции приоритета F(приоритета)=(ДДН, Ккарб, ТИЗ, ОНИЗ)	Приоритетность по участкам
A4	№9 (скв. 499АН)	1030.92	3.66	16096.6	4.32	0.230	1
A4	№11 (скв. 813)	720.78	5.30	14163.14	4.72	0.223	2
A4	№10 (скв. 430)	5145.37	3.98	7227.5	44.88	0.223	3

Оценка рекомендуемых скважин относительно выделенных участков по «дополнительной добычи нефти», среднему по участку коэффициенту карбонатности, среднему значению текущих извлекаемых запасов нефти на скважину и отборов от начальных извлекаемых запасов по участку позволили снизить вероятность риска от выбора неэффективных кандидатов для проведения кислотных обработок скважин.

Предложенная методика позволила оптимизировать проводимые геологотехнические мероприятия и контролировать риски низкой эффективности мероприятий по интенсификации призабойной зоны пласта на месторождении поздней стадии разработки.

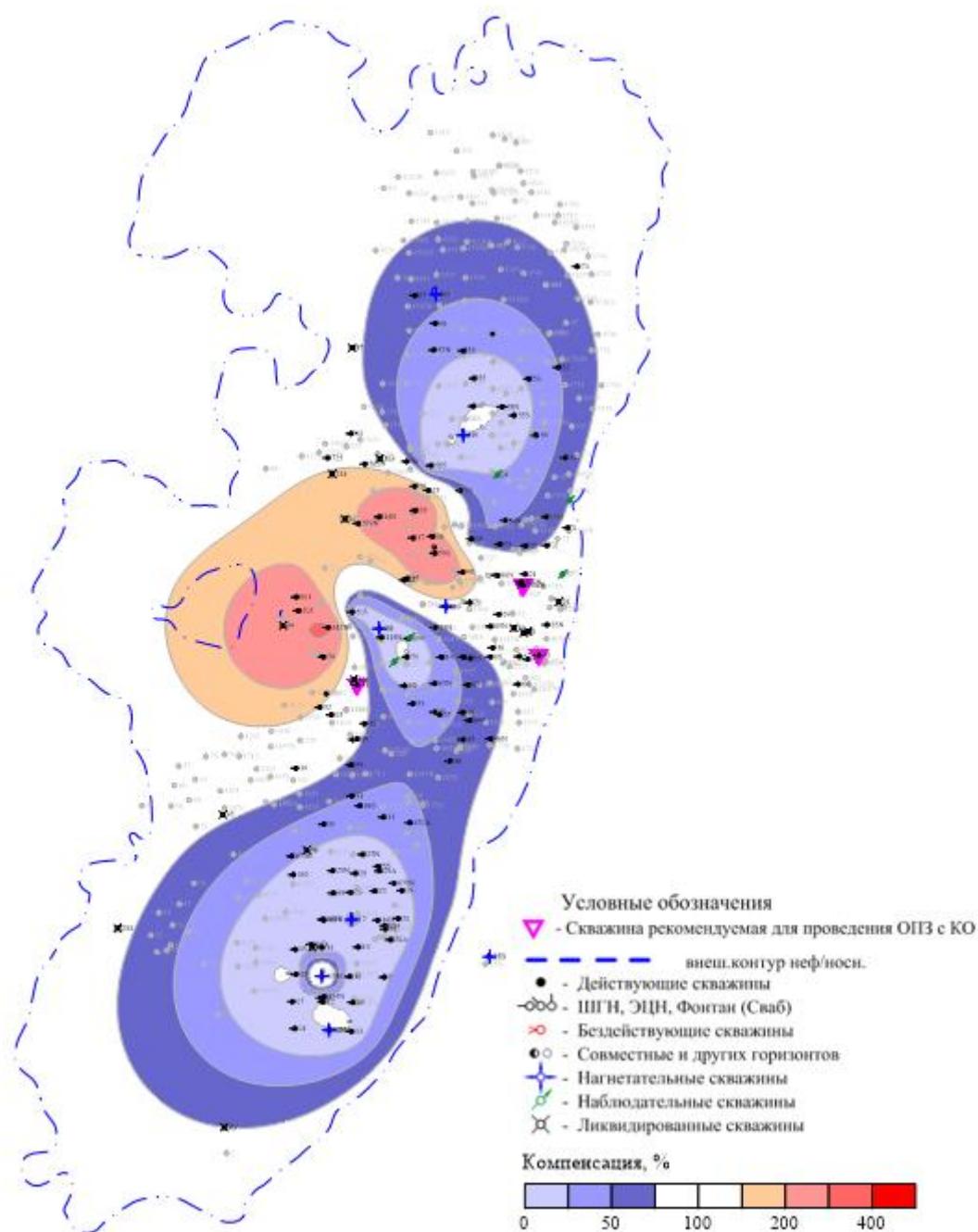


Рисунок 1 – Карта накопленной компенсации пласта А4

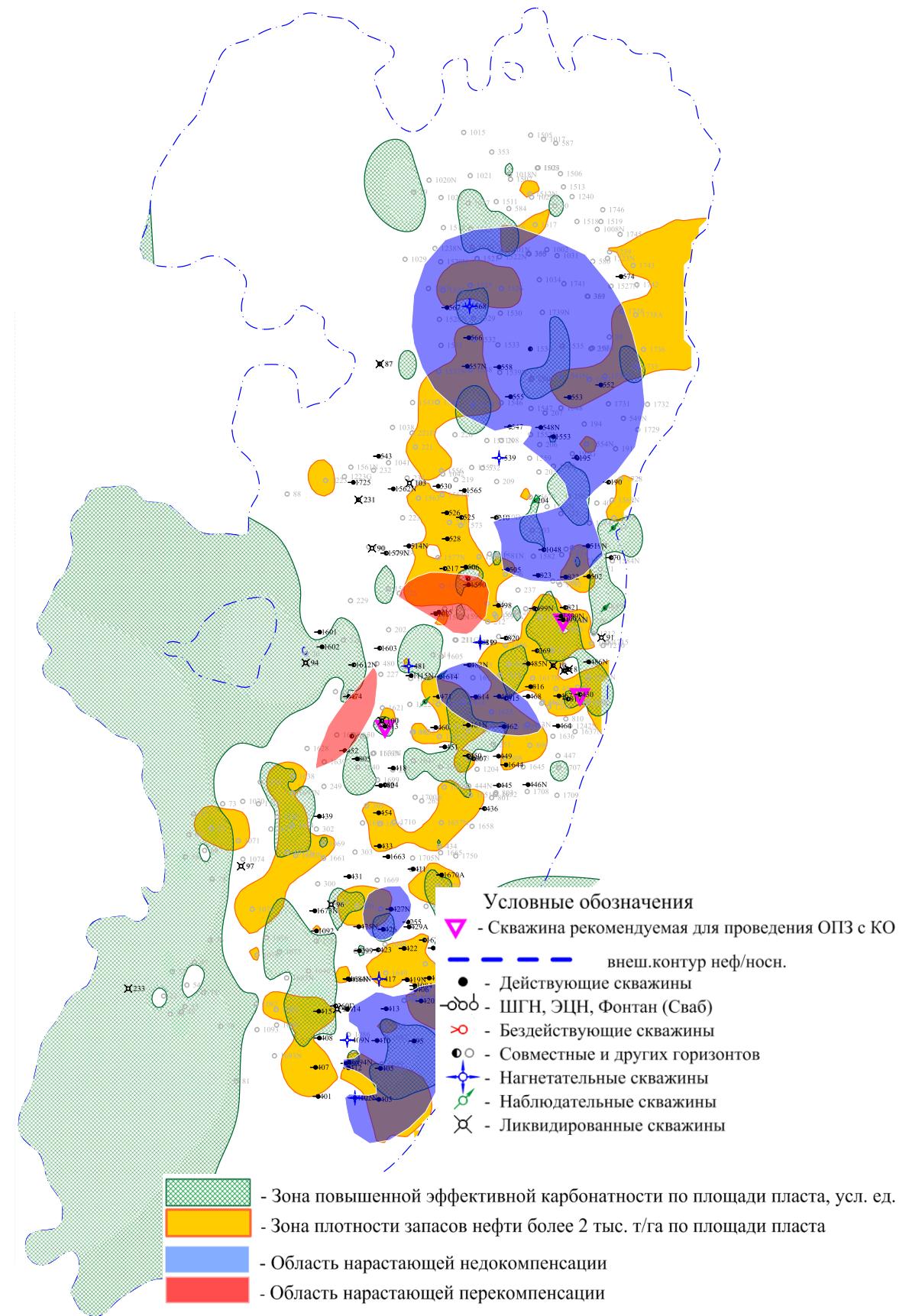


Рисунок 2 – Совмещенная карта коррекции компенсации, «эффективной карбонатности» и плотности текущих извлекаемых запасов нефти пласта А4

Список литературы

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. *Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов*. Самарское книжное издательство, 1996.
2. Александров Б.Л. *Изучение карбонатных коллекторов геофизическими методами*. М., Недра. 1979.
3. Гильманова Р.Х., Махмутов А.А., Мельников М.Н. / *Повышение выработки остаточных запасов нефти из карбонатных коллекторов сложного строения* // *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*. 2024. Т. 52. № 3 (115). С. 41-51.
4. Сагитов Д.К., Мельников М.Н., Фирсов В.В., Кузнецов М.А., Попов А.Ю. / *Альтернативный метод оценки карбонатности с целью повышения успешности соляно-кислотных обработок на примере Сорочинско-Никольского месторождения* // *Нефтепромысловое дело*. 2011. № 4. С. 20-25.

Необходимость постановки вопроса о возможности подготовки нефти ТрИЗН с учётом соответствующей проблематики

O.B. Пелипенко^{1,2,3}, И.А. Малыхин^{1,3}, С.М. Совка^{1,2}

¹ ООО «СК «Навигатор»

² ООО «ИСТОК»

³ ООО «НПФ Модуль»

E-mail: *ufs_modul@mail.ru*

Аннотация

Обозначена необходимость постановки вопроса об эффективном подходе к разделению добываемой нефтяной эмульсии на составляющие её фазы, подготовки основных её составляющих нефти и воды, в случае осуществления добычи уже трудноизвлекаемых запасов нефти (ТрИЗН). Вопрос, который все упустили из внимания, является существенным, т.к. проблематика с разделением получаемой эмульсии за счёт традиционно практикуемых методов, увеличение нефтеотдачи (различных МУН-ов увеличивающих себестоимость) хорошо известна. Что с учётом неизбежного и предполагаемого ещё более «агрессивного» (понятие, характеризующее и общеизвестное, и отраслевое, ниже процитированное) метода добычи при добыче ТрИЗН закономерно приведёт к ещё более существенному осложнению проблем, вплоть до невозможности осуществления процесса подготовки основного товара–нефти и подтоварной воды. Причём установлено (известно), что и традиционные методы работы с нефтяными эмульсиями до сих пор не обладают комплексностью в подходе к разделению эмульсии на составляющие её фазы. С этим обусловлена существующая проблематика, с которой необходимо разобраться в первую очередь.

Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы нефти; «агрессивные» методы увеличения добычи нефти; не обладающих комплексным подходом методы работы с нефтяными эмульсиями и необходимость реализации комплексного подхода к разделению эмульсии; технологическая обречённость невозможности обеспечения качества подтоварной воды из-за «эффекта обращения фаз»; укрупнение капель воды с целью её отстоя из нефти за счёт образования ещё более мелких капель с повышением её агрегативной стойкости.

Начать разъяснение о «агрессивных» методах увеличения добычи - МУН-ов, необходимо с последствий их реализации, причём необходимо подчеркнуть, что МУНы не должны рассматриваться как альтернатива технологической обречённости невозможности обеспечить качество подтоварной воды, закачиваемой в систему поддержания пластового давления (ППД), от которого зависит КИН месторождения. При этом подтоварная вода также является своего рода показателем эффективности производственного процесса разделения эмульсии на составляющие её фазы, непосредственно эффективности подготовки нефти (товара), отсюда и название «подтоварная вода».

А методы добычи ТрИЗН предполагают ещё более «агрессивные» методы, а значит, ещё более осложняют процесс подготовки, вплоть до невозможности осуществления подготовки товарной нефти и подтоварной воды. В качестве разъяснения этого достаточно будет привести характеризующую процесс применения МУН и добычу в целом, постановку самой задачи, сформулированной всеми известной международной компанией Clariant International Ltd. (Швейцария). Которая обозначила для всех неминуемую, при таком агрессивном подходе, перспективу осложнения уже без того существующей проблематики с разделением эмульсии на «безводную» нефть и

«чистую» воду на объектах подготовки - «*Если нефтесодержащие жидкости, добытые с применением методов увеличения нефтеотдачи пластов, невозможна эффективно обработать (например, разделить эмульсию на безводную нефть и чистую воду), то большинство (если не все) нефтеразработчики будут с неохотой применять методы химического увеличения нефтеотдачи пласта, склоняясь к другим, менее агрессивным и низкоэффективным методам добычи (Clariant International Ltd (Швейцария) в WO 2016/188683; EA201792568 и т.д.)*».

Известно и другое подтверждение проблематики связанное с применением агрессивных методов добычи нефти, что для увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи тяжелых высоковязких нефтей используются различные способы (микробиологическое воздействие, соляно-, термо- и глинокислотная обработка, а также обработки призабойных зон пласта водными растворами поверхностно-активных веществ и их композиций, растворами полимеров, щелочей, кислот и других химических реагентов), зачастую приводящие к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Для их разрушения на стадии подготовки нефти применяют различные реагенты-деэмульгаторы, приводящие к образованию промежуточных эмульсионных слоев на границе раздела водной и нефтяной фаз. Такие промежуточные эмульсионные слои представляют собой высокоустойчивые водонефтяные эмульсии, в которых бронирующие оболочки глобул воды могут быть стабилизированы помимо смолисто-асфальтеновых веществ, содержащихся в большом количестве в добываемой тяжелой высоковязкой нефти, различными механическими примесями, сульфидом железа и гелеобразными ассоциатами. Причиной образования гелеобразных ассоциатов в таких эмульсиях считается применение большого количества реагентов-деэмульгаторов, содержащих в своем составе гидрофобные высокомолекулярные неионогенные поверхностно-активные вещества (блоксополимеры окисей этилена и пропилена). В настоящее время высокоустойчивые водонефтяные эмульсии, стабилизированные гелеобразными ассоциатами, практически невозможно разрушить известными способами. Поэтому требуются затраты на их утилизацию, что является экономически невыгодным [1] [2].

Также необходимо учитывать, что традиционные методы третичной добычи нефти, несмотря на свою эффективность, имеют множество других недостатков, таких как попадание в грунтовые воды и последующее негативное воздействие на окружающую среду [3]. Последнее почему-то не вызвало сомнений в правильности подхода и поиска возможного альтернативного решения (которое существует), но послужило зарождению и набираемого оборот нового тренда на разработку микробных методов увеличения нефтедобычи с получением БИО-ПАВ-ов, как альтернативу химическим ПАВ-ам, из-за указанных негативных и не компенсируемых негативных последствий – попадания в грунтовые воды. Тоже самое относиться и к разработке БИО-ПАВ-ов растительного происхождения. Причём применение ПАВ-ов, обусловлено его свойствами, обеспечивающими эмульгирование за счёт снижения поверхностного натяжения. Где увеличение нефтеотдачи с помощью биоПАВ достигается главным образом за счёт эмульгирования и изменения смачиваемости [4]. Что закономерно приведёт к добыче эмульсии с высокой агрегативной стойкостью, очевидным последствием которого будут сложности (значительного умышленного осложнения) с разделением этой полученной эмульсии уже на объекте подготовки с целью получения товарной нефти и подтоварной воды (попутный газ здесь нет необходимости обсуждать).

Необходимо провести исследование, при котором закачку первого агента ПАВ-а (сульфонат эфира натриевой кислоты) не только выполнили экспериментально, но и смоделировали. Раствор поверхностно-активного вещества — этот класс соединений известен в быту как основной компонент моющих средств и мыла - эмульгатора. Оказалось, что компьютерная модель верно предсказывает коэффициент нефтеотдачи,

но упускает существенный побочный эффект. А именно, эксперимент показал, что поверхностно-активное вещество значительно снизило проницаемость породы, блокировав часть каналов в ней. Так что полагаться только на модели в решении описанной задачи явно преждевременно [5]. Также в эксперименте со вторым агентом, взвесью наночастиц в воде, проблема снижения проницаемости породы проявилась еще сильнее. Из-за небольшого размера пор и каналов в породе, которые не превышают размер наночастиц, фильтрация флюидов с наночастицами может в конечном итоге привести к критическому повреждению сланцевой породы»» — предостерегают в своей статье авторы исследования [5].

Значительное снижение проницаемости породы, связанное с применением ПАВ-ов подтверждается тем, что известно при применении деэмульгаторов, тех же ПАВ-ов с разветвленными молекулами, имеющими большой дипольный момент, сначала происходит уменьшение межфазного натяжения «вода – нефть» (свойства ПАВ-ов), однако в дальнейшем наблюдается активизация перераспределения электростатических зарядов, в результате чего существенно растет поверхностное натяжение. Следовательно, на некотором расстоянии от узла ввода деэмульгатора в нефтепровод будет иметь место постепенное накопление электростатических зарядов, величина которых на определенном этапе процесса окажется достаточной для существенного повышения устойчивости водонефтяной эмульсии [6]. Что в т.ч. и подтверждает отсутствие комплексности у этого основного метода к работе с эмульсиями. То же самое происходит и в нефтяном коллекторе при внесении ПАВ-ов.

Приведённое выше описано и хорошо известно, но в должной мере не учитывается. Потенциал протекания, возникающий в нефтяном коллекторе, приводит к появлению электрокинетических сил, которые до последнего времени не учитывались при рассмотрении фильтрации в процессе разработки нефтяных месторождений. Электрокинетическим силам противостоит гидродинамическая (лобовая) сила, которая стремится оторвать и переместить элементарный объем насыщающей среды относительно скелета коллектора по направлению к скважине. Установлено, что возникновение в пласте даже небольших потенциалов протекания (десятки вольт на 1 м) - суммарное электрокинетическое давление существенно выше гидродинамического. При этом фильтрация прекращается, и насыщающая среда удерживается на поверхности скелета породы-коллектора. Это может служить основой для объяснения многих аномальных явлений, наблюдавшихся в процессах фильтрации пластовых жидкостей. Вероятно, что этими явлениями можно объяснить аномально высокие вязкости эмульсий, затухание фильтрации и потери проницаемости в нефтяных пластах [7].

Известно, что для создания нефтяной эмульсии, смеси несмешивающихся жидкостей, необходимо провести работу с затратами энергии. Тогда, исходя из логики, для её (эмulsionии) разделения необходимо не затратить энергию, а каким-то образом её скомпенсировать («вывести»). Т.к. законы сохранения энергии должны учитываться и при работе с эмульсиями. В которой в совокупности аргументации указывается на располагающий процесс к укрупнению капель за счёт получения более мелких капель – что и происходит без компенсации (без реализации комплексного подхода). Т.к. известно — «Чем меньше их размер, тем большая поверхность и тем выше запас свободной энергии», этим и обусловлена возможность достижения перераспределения «свободной энергии» [8]. Соответствие «закону сохранения энергии» может обеспечить только комплексный подход к разделению эмульсии [9]. Который основан на этом логичном и закономерном принципе - скомпенсировать («вывести»), тем самым обеспечивая подготовку всех составляющих эмульсии. И этот подход, основанный на электрокинетических явлениях и являющимся электрохимическим способом разделения эмульсии - единственным способом комплексного подхода ко всем составляющим эмульсию фаз уже известен [9], с учётом факта отсутствия других таковых. А потенциал

протекания, возникающий в нефтяном коллекторе, приводящий к появлению электрокинетических сил при реализации заявленного комплексного подхода, обладающего действием, не связанным с массопереносом [10], позволяет обеспечить увеличение фильтрации и проницаемости в нефтяных пластах. Всё последнее сказанное подтверждено на практики в том числе на битуминозной высокосернистой нефти и явилось обоснованием включения в раздел перспективных технологий п.8 ИТС28-2017 «Добыча нефти» (документ стандартизации, утверждённый приказом Росстандарта от 15.12.2017 г. №2838) как комплексного подхода к разделению эмульсии, с формулировкой «*с учётом отсутствия технологий по подготовке подтоварной воды применимых в нефтяной отрасли*» [11]. А также указанная технология внесена «50 лучших инновационных идей для Республики Татарстан за 2019 г.; внесена Роспатентом в список перспективных изобретений РФ за 2018 г. [12] и т.д.

Необходимо акцентировать внимание на известности, что двойной электрический слой (ДЭС) обладает «+» и «—», а значит должен быть переходной слой «0-ой», который даже в науке электрохимии обозначен как слой, обладающий именно свойствами проводника первого рода. А это, обладание свойствами проводника первого рода, и объясняет, что процесс осуществляется без массопереноса, тем самым это (без массопереноса) подтверждает «компенсацию» энергии, появление которой связано с затратой энергии, которой за счёт проведённой работы и явилось её эмульсией, причиной образования. Со всеми из этого вытекающими последствиями «проводимости», подтверждающими указанный эффект и компенсации и без массопереноса при его реализации (проводник первого рода – электронная проводимость; проводник второго рода – ионная проводимость).

Заключение. Добычу нефтяной эмульсии производят с целью её разделения (эффективного) на товарную нефть и подтоварную воду (название воды говорит само за себя). То и другое должно быть соответствующего качества. Исходя из сказанного, главная задача любым способом не добывать, а обеспечить эффективный процесс её подготовки, что в свою очередь и позволит добывать для её же подготовки. Т.е. другими словами, речь о превалирующем в подходе рассмотрения, любого технологического метода в системе перед всеми другими. Т.е. основа успешности нефтедобычи - это разделение эмульсии. Вопрос, который все упустили из внимания, является существенным, т.к. проблематика с разделением получаемой эмульсии за счёт традиционно практикуемых методов, увеличение нефтеотдачи (различных высокозатратных МУН-ов прибавляющей к себестоимости в среднем +35\$/barrel и выше) уже хорошо известна. Что с учётом неизбежного и предлагаемого ещё более «агрессивного» (понятие, характеризующее и общеизвестное, и отраслевое) метода добычи при добыче трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗН) закономерно приведёт к ещё более существенному осложнению проблем, вплоть до невозможности осуществления процесса подготовки основного товара–нефти и подтоварной воды.

Причём установлено (известно), что и традиционные методы работы с нефтяными эмульсиями до сих пор не обладают комплексностью в подходе к разделению эмульсии на составляющие её фазы. Принцип действия, которых основан на дестабилизации одного за счёт стабилизации другого (за счёт «эффекта обращения фаз» присущего эмульгаторам ПАВ-ам (в т.ч. деэмульгаторам являющейся хим. композицией, включающей в свой состав ПАВ-ы)); укрупнение капель воды с целью её отстоя из нефти за счёт образования ещё более мелких капель с последующей передачей нефти на следующие этапы её подготовки с уже завышенной агрегативной стойкостью этой остаточной воды. Тем самым такие не обладающие комплексностью в подходе традиционно применяемые методы закономерно требуют доподготовки и доподготовки, с соответствующими технико-экономическими и экологическими последствиями. Не говоря о технологической обречённости в отсутствие возможности обеспечить

требуемое качество подтоварной воды, являющегося прямым следствием «эффекта обращения фаз», обозначенного ещё в РД39-0147103-302-88 (1988 г.) [13]. Вот поэтому в отсутствии комплексного подхода к разделению эмульсии традиционно сложилось, что вывод из нефти воды от ступени к ступени подготовки, происходит за счёт образования стойкой эмульсии от ступени к ступени подготовки и при этом ещё обеспечивая технологическую обречённость к повышенному содержанию эмульгированной нефти в подтоварной (сточной) воде с невозможностью обеспечить исполнения Приказа Минприроды от 07.08.2023 № 490/09 вступивший силу с 1 сентября 2024 г. Т.к. закачка подтоварной воды не соответствующего качества недопустима - «отдельным документом предписывает «размещения пользователями недр в пластах горных пород подземных вод после извлечения из них полезных компонентов» (пп.3 п.1 Порядка), а также важно отметить, что «не допускается - размещение в пластах горных пород вод отличных по составу от предусмотренных техническим проектом».

Список литературы:

1. RU2712589 «Способ разрушения высокоустойчивых водонефтяных эмульсий» //ООО «Центр изучения и исследования нефти» - дата публикации 29.01.2020 г..
2. Romanova Y. N.; Maryutina T. A.; Musina N. S.; Spivakov B. Y.; Application of ultrasonic treatment for demulsification of stable water-in-oil emulsions - Journal of Petroleum Science and Engineering Volume 209, February 2022, 109977 <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109977>
3. Youssef, N.; Simpson, D.R.; Duncan, K.E.; McInerney, M.J.; Folmsbee, M.; Fincher, T.; Knapp, R.M. In Situ Biosurfactant Production by *Bacillus* Strains Injected into a Limestone Petroleum Reservoir. – *Appl. Environ. Microbiol.* – 200. – no. 73. – pp. 1239–1247.
4. А.С. Гордеев, Л.Р. Бикташева, А.А. Кириченко Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань «Применение БИОПАВ микробного происхождения в качестве средства биологического повышения нефтеотдачи». Материалы международной научно-практической конференции «Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизводству минеральносырьевой базы углеводородов» 26 августа – 27 августа 2024 года, г. Казань. -470.- стр. 123 – 124.
5. Mukhina, E.; Bakulin, D. ; Burukhin, A.; Ivanova, A.; Cheremisin, A.; Spivakova, M.; Ushakova, .A; Cheremisin, A.; Scerbacova, A.; Water- and Surfactant-Based Huff-n-Puff Injection into Unconventional Liquid Hydrocarbon Reservoirs: Experimental and Modeling Study. - *Energy Fuels* 2023, 37, 15, 11067–11082
6. Лаптев А. Б., д-р техн. наук ФГУП ВНИИ АМ НИЦ «Курчатовский институт» // аспиранта Бугай Д. Е. и д-р техн. наук, профессор, Рахимов С. Р. ФГУП «Уфимский государственный нефтяной технический университет» // «Особенности строения оболочки глобулы нефти» - Пожарная и промышленная безопасность 1(111) - 2018 г. - стр. 105-115.
7. В.Я. Баранов, В.И. Фролов "Электрокинетические явления"// Учебное пособие по курсу «Физическая химия» для студентов газонефтепромыслового факультета РГУ НЕФТИ И ГАЗА имени И. М. ГУБКИНА, - стр. 42.
8. Токунов В.И., Саушин А.З. «Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин.» М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. - 711 с. - стр 17-18.
9. Малыхин И. А., Пелипенко О. В., Совка С. М., «Технология разделения нефтеводогазовых эмульсий, обеспечивающая комплексный эффективный подход»; ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ// март 2 (112) 2025. - с.88-96.

10. RU2664907 (EA032806) «Способ электрохимической подготовки свободнодисперсных систем (нефтяных эмульсий), в том числе воды для питьевого и технического водообеспечения».

11. ИТС28-2017 «Добыча нефти» // документ стандартизации, утвержденный приказом Россстандарта от 15.12.2017 г. №2838 https://www.gost.ru/portal/gost/home/activity/NDT/sprav_NDT_2017.

12. Роспатент, список перспективных изобретений РФ за 2018 г. n.100 https://rospatent.gov.ru/content/uploadfiles/impin_2018.pdf.

13. РД 39-0147103-302-88 «Руководство по применению технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов», 01.07.1988 г.

**Интегрированный подход для повышения экономической рентабельности
проектов и вовлечения в разработку объектов ТРИЗ - залежи высоковязкой нефти
с подстилающей водой**

I.B. Проничева, И.А. Ишимов

ГК ТОФС

E-mail: Irina.Pronicheva@tofsgroup.ru

Аннотация

В работе представлены результаты применения интегрированного подхода и рекомендации по повышению КИН и экономической рентабельности на участках ТРИЗ. В условиях высоковязкой нефти и близких контактов, усугубляющих проблему конусообразования, достижение КИН проектным фондом с применением стандартной конструкции скважин и системы заканчивания не всегда возможно. Для таких объектов предлагается решение с бурением многозабойных скважин, оснащенных компоновками нижнего заканчивания с устройствами контроля притока (УКП/АУКП). Данные технологии успешно реализованы и подтверждены рекордными дебитами нефти на скважинах, длительно работающих безводной нефтью, а также высокой накопленной добычей нефти по сравнению с традиционными скважинами. В работе дополнительно представлено применение УКП на одноствольных горизонтах, повысившее эффективность работы скважин за счет снижения темпов роста обводненности с начала эксплуатации.

Ключевые слова

Многозабойная скважина, моделирование работы заканчивания скважины, трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, нижнее заканчивание скважины, устройства контроля притока

Цель и содержание работы

Работа показывает путь, пройденный от изучения и анализа всех имеющихся данных на исследуемой площади (переинтерпретация сейсмики, керна, ГИС, анализа текущего состояния разработки и т.д.), выявление проблем, связанных с разработкой месторождения, предложение альтернативных решений касательно разработки, стадию ОПР и полномасштабное внедрение предлагаемой технологии. Проект был реализован на месторождении ТРИЗ Самарского региона с 2018 по 2023 годы, начиная с аудита текущего состояния разработки месторождения в 2018 году до бурения трех многозабойных скважин и последующего мониторинга их работы.

Подход, методы, технологии и процессы

Проект начался в 2018 году с экспресс-анализа ряда месторождений ТРИЗ для оценки возможной оптимизации разработки [1]. Был предложен альтернативный взгляд на объекты изучения, выполнена переинтерпретация сейсмики по методикам, отличным от применявшихся ранее, пересмотрена интерпретация керна, ГИС. Построены геологотехнологические модели. Выполнен обзор месторождений-аналогов с рассмотрением технологий, которые могут быть эффективными. После экономической оценки в качестве решения предложены ОПР по строительству многозабойной скважины (МЗС) с устройствами контроля притока. ОПР был успешно реализован в 2019 году [2]. Схема закачивания приведена на рисунке 1. После трех лет мониторинга добычи ОПР был признан успешным. В 2022 году выполнена актуализация моделей и началась подготовка к строительству трех МЗС, которые были построены в 2023 году.

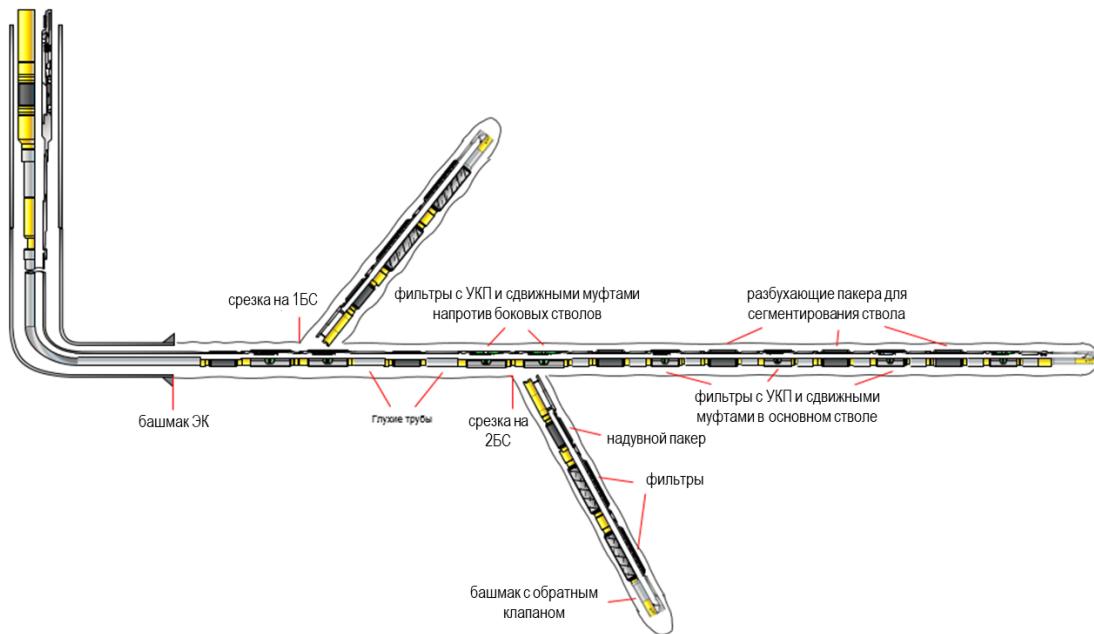


Рисунок 1 – Конструкция заканчивания многозабойной скважины

Эффективная разработка любого месторождения начинается с успешной обработки и интерпретации сейсмических данных. Специалистами ГК ТОФС проведена переинерпретация имеющейся сейсмики. Полученные структурные поверхности, значительно отличаются от представленных другими исполнителями ранее на том же месторождении и на том же сейсмическом материале. По картам сторонних исполнителей месторождение представляло собой подковообразную структуру, с погруженной юго-западной частью. В результате корректно подобранной методики структурных построений, на юго-западе месторождения выявлен ещё один локальный, потенциально перспективный структурный элемент. По итогам работ было пробурено три многозабойных скважины, с применением картографа границ AziTrak, позволившего уточнить структурный план месторождения и подтвердить наличие тектонических нарушений на месторождении, наличие которых ранее отрицалось.

Результаты и выводы

Финальным результатом рассматриваемого проекта является существенное увеличение добычи нефти и соответственно КИН на рассматриваемом месторождении после бурения трех МЗС с устройствами контроля притока (УКП). В результате корректно подобранного метода структурных построений по сейсмическим данным на месторождении закартирована новая локальная структура. Применение в процессе бурения картографа границ позволило существенно уточнить структурный план в области проведения стволов, оценить амплитуды смещений тектонических нарушений. Все это помогло уточнить геологическое строение залежи и величину запасов углеводородов. Отработан процесс строительства МЗС, которые для недропользователя были пробурены впервые. Технология заканчивания скважин с сегментированием ствола и оснащением УКП позволяет выровнять профиль притока жидкости к стволу скважины, отсрочить прорывы воды, что приводит к более эффективной разработке водоплавающих залежей с невысокой нефтенасыщенной мощностью.

Новизна и достижения

Бурение скважин с длиной горизонтальных секций 300-400м и оснащенных противопесочными фильтрами на месторождениях высоковязкой нефти с подстилающей водой не эффективно. Предложенная технология строительства многозабойных скважин с устройствами контроля притока позволяет увеличить зону дренирования, повысить КИН и предложить более рентабельный способ разработки. В рамках долгосрочного

сотрудничества с недропользователем был проработан и реализован проект по строительству трех МЗС на месторождении. В настоящий момент продолжается мониторинг работы скважин (рисунок 2). Продолжается строительство аналогичных скважин на соседних месторождениях.

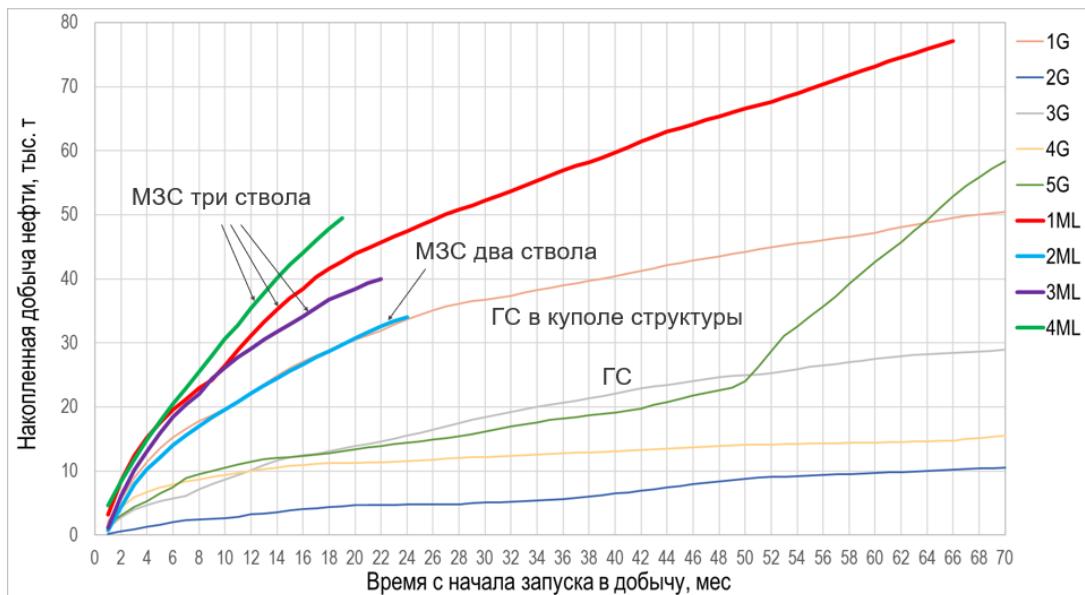


Рисунок 2 – Мониторинг работы МЗС

Построенная многозабойная скважина типа фишбон, оборудованная устройствами контроля притока для залежи с высоковязкой нефтью и подстилающей водой позволила увеличить зону дренирования, повысить КИН и предложить рентабельный способ разработки таких запасов. Расчеты показывают, что при увеличении стоимости МЗС по сравнению с ГС на 60%, прирост по накопленной добыче у МЗС по сравнению с ГС составляет 110%. Данный метод рекомендован для применения на других схожих месторождениях.

В условиях снижающегося рынка нефти обращаются взоры на старые регионы добычи, где применение новых технологий открывает новые горизонты. Реализация инновационных подходов не только на стадии бурения и добычи, но и на этапе интерпретации сейсмических данных дают интересные результаты, позволяют взглянуть на старые месторождения под другим углом. Появление новых технологий стимулирует недропользователей сместить фокус на давно разведанные нефтяные провинции. Возврат в старые районы всегда является результатом сочетания конструктивных идей, умелого использования технических средств, знаний и опыта.

Список литературы

1. SPE-182572-MS. *Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs*. V.B. Karpov, N.V. Parshin, D.I. Sleptsov, A.A. Moiseenko, A.A. Ryazanov, Golovatskiy, O.V. Petrashov, A.V. Zhirov, Y.V. Kurelenkova, I.A. Ishimov, P.T. Im. 2016
2. EAGE Horizontal Wells 2019 Challenges and Opportunities. Optimization of development of oil and gas rims using new technologies Y. Golovatskiy, T. Kryuchkova, A. Gryaznov, I. Ishimov, Kaliningrad 2019

Анализ структуры КИН при заводнении нефтяных месторождений

П.В. Пятыбратов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: pyatibratov.p@gubkin.ru

Аннотация

В работе предлагается новый подход к прямому расчету текущих значений коэффициентов вытеснения и охвата в процессе разработки нефтяных месторождений. В представленном подходе предлагается авторская интерпретация физического смысла данных коэффициентов, на основе которой предложена методика их расчета в каждый момент времени с учетом техногенного изменения структуры запасов нефти в процессе разработки, в том числе необратимых, связанных с увеличением неподвижных запасов, размазыванием нефти в области выше ГНК и ниже ВНК.

Ключевые слова

Коэффициент извлечения нефти, коэффициент вытеснения, коэффициент охвата, коэффициент использования подвижных запасов, техногенное изменение структуры запасов.

Физический смысл и определения коэффициентов, входящих в двучленную формулу расчета КИН, предложенную А.П. Крыловым, отличаются в работах известных ученых [1]. Показано, что коэффициент охвата равен коэффициенту использования подвижных запасов и представляет собой долю запасов, извлекаемых к концу разработки или к текущему моменту времени при определении текущего КИН, от всех подвижных запасов нефти, содержащихся в пласте. Данное определение позволяет согласовать определения и физический смысл множителей в двучленной и трехчленной формулах расчета КИН.

Покоэффициентные формулы расчета КИН при заводнении, включая двучленную формулу А.П. Крылова, не учитывают механизмы извлечения нефти кроме вытеснения нефти водой и, строго говоря, справедливы только в случае поддержания пластового давления на начальном уровне [2]. Теория разработки нефтяных месторождений свидетельствует, что часто в процессе извлечения запасов нефти задействовано несколько видов пластовой энергии, включая изменение объема нефти, изменение порового объема и расширение газа выделившегося из нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения. В качестве математического аппарата для расчета вклада данных техногенных процессов в КИН может быть использован метод материального баланса или трехмерное гидродинамическое моделирование. Для заданных условий показано, что при поддержании пластового давления на уровне ниже давления насыщения вклад данных техногенных процессов в КИН может превышать 6 процентных пунктов [2].

Таким образом, определенный вклад в КИН вносят иные виды пластовой энергии, отличные от вытеснения нефти водой, что не учитывается в формуле А.П. Крылова. В работе представлены формулы для расчета коэффициента охвата с учетом вклада указанных процессов и дана сравнительная оценка с результатами, получаемыми при общепринятом подходе.

Как известно, что при проектировании разработки нефтяных месторождений коэффициент охвата рассчитывается обратным способом по формуле Крылова А.П. на основе рассчитанного коэффициента вытеснения, зависящего от распределения концевых точек относительных фазовых проницаемостей и начального распределения нефтенасыщенности, и рассчитанного в результате решения прямой задачи

коэффициента извлечения нефти. Такой подход, не предполагающий прямого расчета коэффициента охвата, позволяет определить лишь интегральное его значение и не дает представление о дифференциации охвата по площади, толщине и объему залежи, что значительно сужает возможности использования результатов трехмерного моделирования.

Следует отметить, что коэффициент вытеснения также не верно считать постоянным в процессе разработки нефтяных залежей вследствие необратимых техногенных процессов, протекающих в пласте.

В работе предлагается новый подход к прямому расчету текущих значений коэффициентов вытеснения и охвата в процессе разработки нефтяных месторождений. В представленном подходе предлагается авторская интерпретация физического смысла данных коэффициентов, на основе которой предложена методика их расчета в каждый момент времени с учетом техногенного изменения структуры запасов в процессе разработки, в том числе необратимых, связанных с увеличением неподвижных запасов, размазыванием нефти в области выше ГНК и ниже ВНК [3].

Список литературы

1. Пятибратов П.В. *О физическом смысле и определении коэффициента охвата в двучленной формуле расчета коэффициента извлечения нефти* // Нефтяное хозяйство. 2024. № 4. С. 80-83.
2. Пятибратов П.В. *Анализ структуры расчетного коэффициента извлечения нефти при заводнении* // Нефтепромысловое дело. 2025. № 3(675). С. 26-33.
3. Пятибратов П.В. *Физический смысл текущих коэффициентов вытеснения и охвата и их прямой расчет на основе трехмерных гидродинамических моделей* // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2025. № 2(319). С. 84-93.

Системный подход к повышению эффективности разработки трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти с применением новых полимерных составов

I.P. Raupov

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: inzirrr@yandex.ru

Аннотация

В работе особое внимание уделяется совершенствованию методов внутрипластового регулирования фильтрационных потоков (потокоотклоняющие технологии и технологии выравнивания профиля приемистости) с применением новых полимерных составов отечественного производства. Предложен системный подход, включающий четыре ключевых этапа: определение механизма обводнения, локализацию зон остаточной нефтенасыщенности, подбор и адаптацию полимерных составов, а также гидродинамическое моделирование.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, остаточные запасы нефти, обводненность, потокоотклоняющие технологии, выравнивание профиля приемистости, полимерные составы.

Согласно стратегии ТЭК-2050, одним из приоритетных технологических вызовов, стоящих перед нефтегазовой отраслью России, являются термохимические и химические методы для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти [1]. В свою очередь нефтегазодобывающие предприятия наряду с уточненными положениями развития ТЭК коррелируют свой вектор развития и ставят на первые места такие направления, как, на примере ПАО «Газпром нефть» [2], химические, тепловые и газовые МУН.

С другой стороны, в смежных отраслях остро стоят вопросы полезной утилизации отходов нефтеперерабатывающих заводов, металлургического производства, компоненты переработки целлюлозной, сельскохозяйственной промышленности. Например, на предприятии ООО «Титан-СМ» ежегодно получают катализаторный шлам, представляющий собой отход алюмохромового катализатора для получения мономеров в производстве синтетических каучуков, в количестве >1,5 тыс. т, тогда как на нефтехимических предприятиях данных шлам образуется в количестве 10-12 тыс. т/год [3].

Таким образом, в сложившейся ситуации актуальным считается создание новых эффективных ресурсосберегающих технологий в области химических и тепловых МУН с полезным использованием и утилизацией техногенных отходов.

Объектами воздействия для указанных направлений являются:

1) остаточные запасы на нефтяных месторождениях ХМАО (27%), Республики Татарстан (18%), Оренбургской области (10%), Самарской области (9%) и Республики Башкортостан (8%) с коэффициентом выработанности $K_B > 80\%$ и обводненностью $B > 85\%$;

2) трудноизвлекаемые запасы высоковязкой (ВВН) и сверхвязкой нефти (СВН) Республики Татарстан (2,5 млн.т.), Республики Коми (1,5 млн.т.), Самарской области (1,2 млн.т.).

На 1-ом объекте в условиях опережающего обводнения многопластовых терригенных пластов с высоким коэффициентом расчлененности и неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств актуально применение методов внутрипластового регулирования фильтрационных потоков через нагнетательные скважины (НС): потокоотклоняющие технологии (ПОТ) и технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП). Успешность применения данных технологий составляет более

70% [4], а при повторных обработках технологическая эффективность снижается от 2 до 14 раз. Причины снижения эффективности ПОТ [5]:

- 1) появление новых источников обводнения (ввод новой НС на участке, изменение режима работы НС на участке и т.д.);
- 2) выработка застойных зон;
- 3) изменение преобладающего источника обводнения (негерметичность эксплуатационной колонны, заколонная циркуляция, конусообразование).

К причинам снижения технологической эффективности выработки застойных зон можно отнести:

- снижение прочности геля, ее разрушение и вынос из обводненного пласта за счет уменьшения концентраций компонентов полимерного состава;
- низкая проникающая способность в поровое пространство вследствие увеличения вязкости полимерного состава при повышении концентрации его компонентов.

Второй объект воздействия характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции при закачке теплоносителей (водонефтяной фактор > 30), высоким паронефтяным отношением > 10 и низким коэффициентом охвата теплоносителями: паром и горячей водой. Несмотря на то, что на долю ВВН и СВН приходится 1 % от общего объема добычи нефти, а запасы составляют 3,3 млрд.т (22% от всех запасов).

Обобщая проведенный анализ технической литературы и промысловых данных, можно выделить технологические ограничения и определить перспективные направления развития технологий ВПП и ПОТ, которые заключаются в целом отсутствие системного подхода.

В данной работе рассмотрены вопросы по совершенствованию системы контроля и регулирования выработки трудноизвлекаемых и остаточных запасов из терригенных коллекторов при физико-химическом и тепловом воздействиях с использованием новых разработанных полимерных составов отечественного производства.

Системный характер заключается в пошаговом выполнении 4-х основных этапов:

- 1) Определение механизма обводнения скважин;
- 2) Выявление зон с остаточными запасами нефти;
- 3) Подбор и адаптация рецептуры полимерного состава;
- 4) Гидродинамическое моделирование.

На первом этапе определяется наиболее точная причина обводнения продукции в добывающих скважинах комплексированием инструментальных (промышленно-геофизические, трассерные исследования и геохимический анализ воды), гидродинамических (метод Перрина-Мартина, метод Рагвана, метод Аль-Халифа, Азиз и Хорнер, анализ взаимовлияния нагнетательной скважины на добывающие, оценка образования трещин автоГРП по данным установившихся исследований и др.) и промыслово-аналитических методов (корреляционный метод, метод Меркуловой – Гинзбурга, метод Сирайта и Новатного, метод Чена, метод Холла, метод по зависимости доли воды в потоке от текущей водонасыщенности и др.). Экспресс-характер оценки без лишнего доступа в скважины, простота метода, относительно высокая точность и низкие экономические затраты могут быть достигнуты путем применения промыслово-аналитических методов и подтверждены более точными инструментальными технологиями. Среди широко применяемых на практике методов можно выделить метод Чена, позволяющий по форме кривых зависимостей водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной по времени в билогарифмическом масштабе распознать различные причины обводнения: наличие заколонной циркуляции (ЗКЦ), нарушение герметичности эксплуатационной колонны (ЭК), трещиноватость пласта, продвижение водонефтяного контакта (ВНК), конусообразование, прорыв воды по

высокопроницаемому пропластку. Таким подходом проанализировано нефтяное месторождение с терригенным типом коллектора, разрабатываемое длительное время с применением системы поддержания пластового давления, и установлено, что в большей степени преждевременное обводнение добывающих скважин происходит за счет прорыва воды по высокопроницаемым пропласткам (55%) и за счет подтягивания конуса воды (45%).

На втором этапе производится локализация и оценка остаточных запасов нефти в окружении тех скважин, где наблюдается проблема обводненности по причине прорыва закачиваемой или законтурной воды:

- инструментальными подходами: вертикальное сейсмическое профилирование, импульсный нейтронный каротаж, углеродно-кислородный каротаж, импульсно-кодовое гидропрослушивание, трассерные исследования, геохимические исследования нефти и попутного нефтяного газа в областях УФ-видимого-БИК и ИК излучения;
- аналитическими методами: метод с применением диаграмм Вороного, ретроспективный анализ и метод с применением нейросетевых алгоритмов.

Предложены новые подходы с использованием ретроспективного анализа [6] и на основе нейросетевых алгоритмов [7]. Алгоритм метода на основе ретроспективного анализа данных включает:

- анализ геолого-промышленных данных: МЭР, РИГИС, сведения о перфорации;
- категоризация пластов;
- оценка остаточных запасов нефти с учетом накопленных отборов;
- картопостроение и выделение перспективных скважин и локализованных зон.

Данный алгоритм автоматизирован в виде программы для ЭВМ №2023686874 и может использоваться в качестве модуля или самостоятельного программного продукта.

Метод, основанный на нейросетевых алгоритмах, путем более точного распределения подсчетных параметров (пористость, толщина и др) в межскважинном интервале и прогнозирования нефтенасыщенности на основе данных геофизических и петрофизических исследований позволяет подсчитать остаточные запасы нефти.

После установления механизмов обводнения и локализации зон с остаточными запасами нефти на 3-ем этапе требуется сформировать матрицу критериев, учитывающих геолого-физические характеристики и особенности целевого объекта обработки полимерными составами, и согласно ее провести адаптацию или разработку полимерных составов. На основе имеющегося опыта разработки составов была сформирована и выдвинута схема по исследованию полимерных систем: исследования в свободных объемах, кинетические и фильтрационные (дополнительно томографические) исследования.

С учетом механической деструкции полимерного состава и образования недоступного порового объема для различных геолого-физических условий разработаны новые полимерные составы: сшитые полимерные и полимер-дисперсные составы для внутрипластовой водоизоляции в неоднородных терригенных коллекторах (патент RU № 2793057, патент RU №2815111, патент RU № 2811109), температуростойкие полимерные составы для внутрипластовой паро- и водоизоляции на месторождениях ВВН и СВН.

На 4-ом этапе проводятся математическое моделирование физико-химических механизмов и гидродинамических процессов, протекающих в ходе закачки гелеобразующих полимерных составов, для построения дизайна ПОТ и ВПП и для оценки их технологической эффективности. На гелеобразование влияют следующие процессы:

- физико-химические: внутренние (весовое соотношение и концентрация сшивающего агента и полимера, соленость и тип растворителя, молекулярная масса,

степень гидролиза полимера, ионная сила его раствора) и внешние (температура, соленость, pH среды);

- механические: скорость сдвига, геометрия пространства.

С другой стороны, на удержание компонентов полимерного состава в пористой среде связано адсорбцией, выпадением вещества в осадок, утечки и образованием недоступного объема. На сегодняшний день насчитывается около 14 математических моделей, описывающих тем или иным образом вышеприведенные процессы и свойства. Наиболее распространенной моделью, используемой в гидродинамических симуляторах (PC-GEL, модуль UTCHEM), считается модель кинетики гелеобразования [8-11], основанная на использовании уравнения Аррениуса для оценки константы гелеобразования. Однако в данном уравнении остаются два неизвестных: коэффициент Аррениуса и энергия активации, требующие емкие исследования для их определения. Предложен метод действующих концентраций и соответственно оптические исследования для оценки константы гелеобразования. Статистическая обработка кривых гелирования (изменение вязкости полимерного состава во времени при постоянной скорости сдвига) показала, что коэффициент корреляции от 75,6% до 81,2% при различных скоростях сдвига. Следовательно, возникает необходимость в повышении точности в оценке изменения вязкости во времени. Предложена новая модель, основанная на уравнении ограниченного роста (Ферхюльста), и, показавшая существенное повышение коэффициента корреляции от 94,8 до 97,3%.

Таким образом, при разработке полимерных составов и технологий их применения для выработки трудноизвлекаемых и остаточных запасов особое внимание требует уделить системному подходу решения проблемы низкого охвата вытесняющим агентом, позволяющему более эффективно регулировать процесс извлечения нефти.

Список литературы

1. Фролов А.А. Стратегия развития ТЭК России до 2050 года: технологические вызовы и перспективы // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 12-18.
2. Хомутов В.Г. Инжиниринговый сервис на этапах сооружения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин: [выступление на пленарном заседании IV Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья】. Санкт-Петербург, 2025.
3. Дементьев С.И. Инжиниринговый сервис на этапах сооружения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин: [выступление на пленарном заседании IV Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья】. Санкт-Петербург, 2025.
4. Федоров К.М., Шевелев А.П., Выдыш И.В., Аржиловский А.В., Анульев Д.А., Морозовский Н.А., Торопов К.В. Методика оценки и прогнозирования реакции добывающих скважин на обработку нагнетательных скважин по технологии выравнивания профиля приемистости // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 106–110. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-106-110.
5. Хорюшин П.В. Анализ снижения эффективности потокоотклоняющих технологий при повторных обработках // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – № 8. – С. 56-64.
6. Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Раупов И.Р. и др. Локализация и вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов многопластового нефтяного месторождения // Записки Горного института. – 2024. – Т. 268. – С. 599-612.
7. Раупов И.Р., Шевалдин Е.А. Применение методов машинного обучения в задачах пространственного прогнозирования при разработке месторождений //

Материалы научно-технической конференции «Инновационные технологии в добывче углеводородов». – Уфа, 2025. – С. 1-4.

8. Scott A.J. *Kinetics of Gel Formation in Polymer Systems for Enhanced Oil Recovery* // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 1987. – Vol. 12. – P. 45-53.
9. Stavland A., Jonsbraten H.C. *Gel Systems for Conformance Control: Laboratory and Field Experience* // *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. – 1994. – SPE-27740-MS.
10. Jain R., McCool C.S., Green D.W. *Gelation Kinetics of PAM/Chromium Systems for Water Shutoff Applications* // *SPE Journal*. – 2005. – Vol. 10(3). – P. 267-275.
11. Ишков А.В. *Математическое моделирование гелеобразующих систем для регулирования фильтрационных потоков* // *Нефтегазовое дело*. – 2020. – № 4. – С. 78-89.

Обустройство месторождений

I.Ф. Рахимов, З.З. Мавлиханова, С.В. Чертовских

Уфимский государственный нефтяной технический университет

E-mail: mavlikhanova95@inbox.ru

Аннотация

Работа направлена на построение 3D-модели узла переключателя скважин многоходового (ПСМ) и повышение его устойчивости к износу.

Ключевые слова

Моделирование, переключатель скважин многоходовой (ПСМ), износ.

Переключатель скважин многоходовой (ПСМ) является ключевым элементом в площадочных сооружениях в нефтегазовой отрасли. Однако традиционные конструкции ПСМ часто страдают от проблем с герметичностью и износом. Проблема совершенствования актуальна в связи с необходимостью улучшения производительности и устойчивости скважинных систем при минимизации простоев и затрат на ремонт [1].

Корпус постоянно испытывает воздействие коррозии и гидроабразивного износа. Гидроабразивный износ возникает из-за присутствия в перекачиваемой жидкости частиц измельчённой породы, которые поднимаются насосом из призабойной зоны скважины [2]. Эти твердые частицы, перемещаясь вместе с потоком, постепенно разрушают поверхность металла. Коррозионное разрушение происходит из-за содержания в нефтяной жидкости попутного газа и кислорода, что приводит к химическим реакциям, оказывающим существенное негативное воздействие на металлические элементы корпуса [3].

Как следствие, причинами аварий являются разрушение стенок корпуса, износ уплотнительных прокладок, разрушение сварных швов, нарушение герметичности соединения входных патрубков [1].

В большинстве случаев аварии ПСМ возникают из-за нарушения герметичности соединения входных патрубков [4]. Это происходит не только вследствие гидроабразивного износа и коррозионного разрушения, но и из-за силы трения, действующей на корпус в зоне подвижной каретки [2, 3].

Современные методы диагностики и анализа отказов ПСМ зачастую ограничиваются статистическими данными и не учитывают детальные процессы, происходящие внутри модуля. Применение 3D-моделирования и компьютерного анализа движения жидкости позволяет глубже изучить причины отказа ПСМ, выявить критические зоны износа и оптимизировать конструкцию для повышения надежности [4].

Работа направлена на построение модели узла ПСМ и последующие расчеты на ее основе с целью выработки рекомендаций по упрочнению рабочих элементов клапана, подверженных интенсивному износу. Основу модернизации составляет внедрение дополнительной пластины из сплава 12Х18Н10Т с антифрикционным покрытием на основе нитрида титана.

Сплав обеспечивает высокую коррозионную стойкость в агрессивных средах, что значительно снижает скорость износа по сравнению с обычными сталью. Антифрикционное покрытие уменьшает трение и предотвращает заедание подвижных частей, увеличивая ресурс работы переключателя. Простота монтажа – не требует дорогостоящей модернизации всего узла [5].

Техническое решение сочетает проверенные материалы с инновационными покрытиями, предлагая практически применимую и экономически выгодную модернизацию для нефтегазовой отрасли.

Список литературы

1. Ахметзянов Р.Э. *Повышение эффективности эксплуатации переключателя скважин многоходового ПСМ* // Наука и ТЭК. 2011. № 7. С.23-25.
2. Горбунов А.И., Ширковский А.И. *Гидроабразивный износ оборудования в нефтегазовой отрасли*. М.: Недра, 2018.
3. Климов В.А., Семенов А.С. *Коррозия и защита металлов в нефтедобыче*. СПб.: Химиздат, 2019.
4. Иванов Д.М., Кузнецов Р.Н. *Компьютерное моделирование износа в узлах нефтяной арматуры* // Нефтяное хозяйство. 2021. №5. С.56-61.
5. Рыжков С.В., Петров К.Л. *Конструкционные материалы для нефтегазового оборудования: сплавы и покрытия*. М.: Машиностроение, 2020.

Моделирование PVT-свойств смесей углеводородов и диоксида углерода на основе кубических EOS

Д.В. Селезнева

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

E-mail: selezneva.dv20@physics.msu.ru

Ключевые слова

Многокомпонентные смеси, фазовые равновесия, закачка диоксида углерода, уравнение состояния Пенга–Робинсона, алгоритм минимизации.

В последние годы технологии закачки CO₂ в нефтяные пласты привлекают все больше внимания как с точки зрения повышения нефтеотдачи, так и в контексте углеродной нейтральности. Закачка углекислого газа в пласт способствует снижению вязкости нефти и улучшению ее подвижности, что делает процесс добычи более эффективным. Однако для успешной реализации таких технологий необходимо детально исследовать фазовое поведение системы нефть–CO₂, поскольку при определенных условиях может образовываться три фазы: две жидкые и одна газовая. Это явление затрудняет моделирование и требует точных расчетов фазовых равновесий [1]. Нефтегазовые компании могут сыграть ключевую роль в процессе декарбонизации, предотвратив глобальное потепление на 2°C и обеспечив климатическую безопасность. Углекислый газ может закачиваться в пласты по различным причинам: для процессов повышения нефтеотдачи в истощенных пластах, содержащих нефть или газ, или для геологического хранения диоксида углерода в этих пластах. Целью данной работы является выяснение, с помощью численного моделирования, как меняется фазовое состояние смесей углеводородов при их смешивании с диоксидом углерода. Для достижения этой цели решаются следующие задачи: разработка программного модуля на языке Python для построения тернарных диаграмм на основе метода прямой минимизации энергии Гиббса трехкомпонентной системы, получение информации о вязкостях полученных фаз и сравнение полученных результатов с данными из литературы.

Включение углекислого газа в смесь углеводородов приводит к изменению поведения системы, в том числе может меняться фазовое состояние смеси. В результате этого в системе могут формироваться три отдельные фазы: две жидкые и одна газообразная. Это усложняет процесс определения фазового равновесия, так как необходимо учитывать взаимодействие между всеми тремя фазами.

К настоящему времени существует большое число эмпирических уравнений состояния для описания свойств систем, состоящих из углеводородов. В инженерной практике наиболее часто применяются два вида: многокоэффициентные и кубические. Для расчетов более удобными являются кубические (относительно объема) уравнения состояния. В качестве уравнения состояния системы в работе было выбрано уравнение Пенга–Робинсона — модификация уравнения Ван-дер-Ваальса, связывающая основные термодинамические параметры реального газа и учитывающая межмолекулярные взаимодействия [1].

В настоящей работе был разработан программный модуль на языке Python, предназначенный для численного моделирования фазовых равновесий в многокомпонентных системах, содержащих углеводороды и диоксид углерода. В основе расчета лежит метод минимизации энергии Гиббса, позволяющий определить количество фаз, их состав и плотность при различных давлениях и температурах. В качестве моделей фазового поведения применяются два кубических уравнения состояния — Пенга–Робинсона (PR EOS) и Соаве–Редлиха–Квонга (SRK EOS) [1,2].

Метод прямой минимизации энергии Гиббса, использованный в данной работе, позволяет упростить задачу расчета фазовых равновесий, преобразовав ее в задачу линейного программирования. Это повышает точность и скорость вычислений, обеспечивая надежные результаты даже для сложных многокомпонентных систем. В ходе моделирования построены фазовые диаграммы для тернарной системы $\text{CH}_4\text{-C}_8\text{H}_{18}\text{-CO}_2$ на основе уравнений состояния PR EOS и SRK EOS.

Дополнительно проведены расчеты вязкости фаз, формирующихся при введении CO_2 в углеводородную смесь. Установлено, что закачка CO_2 снижает вязкость жидких фаз, что может положительно сказаться на процессах добычи нефти. Вязкость проанализирована для бинарных и тернарных систем, показано, что в трехфазном равновесии снижение вязкости особенно заметно. Это подтверждает эффективность использования CO_2 для улучшения нефтеотдачи.

Сравнение результатов численного моделирования с данными из научной литературы [3,4] подтвердило корректность разработанной модели. Используемые уравнения состояния обеспечивают адекватное описание фазовых превращений, что делает их эффективным инструментом для исследования трехфазных равновесий.

Таким образом, разработанная методика и программное обеспечение позволяют детально анализировать фазовое поведение многокомпонентных углеводородных систем с CO_2 . Это дает возможность использовать численное моделирование для оптимизации технологий закачки CO_2 в нефтяные пласты, что способствует увеличению добычи углеводородов и достижению экологических целей нефтегазовой отрасли. Результаты построений сравниваются с данными, взятыми из литературы [3, 4] и приведены на Рис.1.

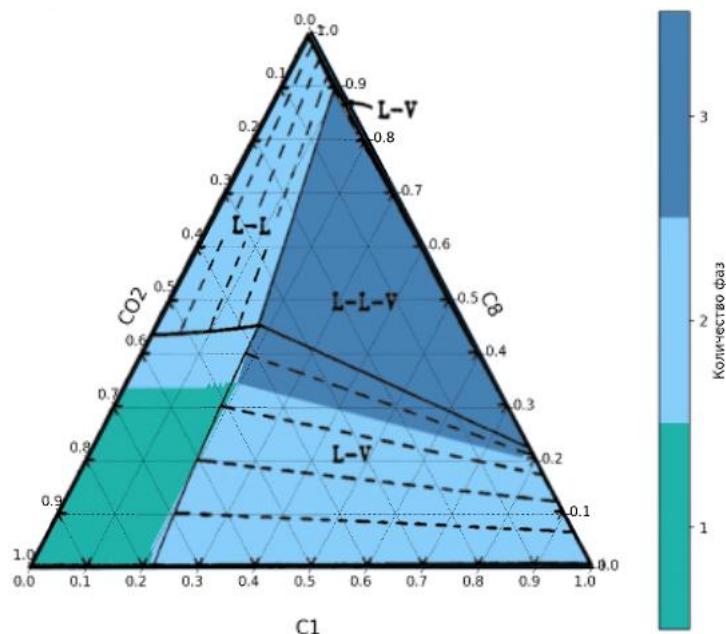


Рисунок 1 - Сравнение полученной диаграммы методом прямой минимизации энергии Гиббса и диаграммы из статьи [4]

Затем проводятся расчеты вязкостей и плотностей образовавшихся фаз, которые сравниваются с параметрами двухкомпонентной системы без углекислого газа, что позволяет более полно оценить эффективность применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи и его влияние на фазовые характеристики системы. Такой подход способствует разработке цифровых месторождений и является важной технологией для повышения эффективности разработки остаточных запасов

углеводородного сырья, что делает его чрезвычайно полезным в современных условиях нефтегазовой отрасли.

При подсчете вязкостей двухкомпонентных и трехкомпонентных систем с участием диоксида углерода, было получено, что закачка углекислого газа приводит к возникновению жидких фаз, вязкость которых больше, чем плотность исходной углеводородной системы. Это говорит о том, что образование трехфазных равновесий может приводить также и к негативным последствиям для добычи углеводородов, вместо ожидаемых позитивных. Именно поэтому моделирование таких систем очень полезно для прикладных задач.

<i>Вязкости двухкомпонентной и трехкомпонентной систем для различных мольных долей первого компонента</i>		
<i>z1</i>	<i>Двухкомпонентная система CH₄, C₈H₁₈, мПа · с</i>	<i>Трехкомпонентная система CH₄, C₈H₁₈, CO₂, мПа · с</i>
0.1	0.0192	0.5439 0.2652
0.2	0.0199	0.0095 0.4669 0.2302
0.7	0.0101	0.0087 0.5213

Список литературы:

1. Брусиловский А.И. *Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа*. - М.: «Грааль», 2002.
2. Исаева А.В., Доброжанский В.А., Хакимова Л.А., Подладчиков Ю.Ю. Численное моделирование фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных систем с помощью прямой минимизации энергии // Газовая промышленность № 2 (812), 2021, 20-29с.
3. D.Y. Kuan, P.K. Kilpatrick, M. Sahimit, L.E. Scriven, H.T. Davis *Multicomponent CO₂/Water Hydrocarbon Phase Behavior Modeling: A Comparative Study* // SPE Reservoir Engineering 1(01), January 1986, 61-72.
4. Quiñones-Cisneros S. E., Blackburn M. B., Scriven L. E., Davis H. T. // *Hydrocarbon Systems: Amendments to Previously Predicted Phase Diagrams*.

Метотехнология разработки зон продуктивного пласта с остаточными и трудноизвлекаемыми запасами нефти

Ш.Х. Султанов

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Аннотация

В докладе представлена метотехнология повышения выработки зон пласта с остаточными и трудноизвлекаемыми запасами нефти. Рассмотрены метотехнологические подходы к планированию работ, геолого-технического и геолого-промышленного анализа подбора технологии и способов, моделирования и определения эффективности воздействия на пласт. В докладе делается упор на совместном одновременном (комплексном) применении различных методов и технологий для освоения обоснованно выделенных зон (участков) продуктивного пласта. При этом рассматривается возможность использования «легких» и «простых» технологий и методов. Освещаются научно-методические основы подбора технологических параметров увеличения нефтеотдачи в различных геолого-физических и геолого-технических условиях, в том числе при освоении залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти, низкопроницаемыми и сложными коллекторами, в условиях роста обводнения скважин. Предлагаемый метотехнологический подход позволяют более корректно и рационально осуществлять анализ разработки нефтяных залежей в целом и проводить различные мероприятия по увеличению эффективности нефтедобычи.

Для решения задач направленных на увеличение степени извлечения нефти из недр требуется проведение детального геолого-технологического анализа динамики основных технологических показателей объектов эксплуатации в условиях значительной вариации геолого-физических характеристик пластовых систем и технологических параметров систем воздействия. Проведение такого анализа предполагает: во-первых, структурирование и дифференциацию запасов нефти на активные и трудноизвлекаемые, выделение зон с остаточными запасами углеводородов; во-вторых, классификацию продуктивных отложений по наиболее значимым и информативным факторам с использованием современных подходов и методов обработки информации; в-третьих, детальный геолого-промышленный и геолого-технологический анализ, который включает уточнение геологического строения с построением моделей залежей, оценку истории разработки, обобщение опыта разработки соседних или аналогичных продуктивных пластов, гидродинамическое моделирование, анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи, обоснованный выбор оптимальной (с учетом экономических и экологических условий) системы или технологии выработки остаточных и трудноизвлекаемых запасов, технико-экономическое прогнозирование рекомендуемого способа воздействия.

Таким образом, представленную выше логическую последовательность проведения анализа можно представить как интегральное понятие - информационные метотехнологии.

Информационные метотехнологии сочетают методологию (стратегию), технологию (технику) и информационное обеспечение (информационность). В нефтегазодобывающей отрасли присутствуют метотехнологии, связывающие подсчет запасов, проектирование разработки и строительства скважин. К актуальным задачам развития нефтегазовых метотехнологий можно отнести, во-первых, повышение их информативности (увеличение данных) и, во-вторых, повышение достоверности информации (ее качества).

Эффективная выработка остаточных и трудноизвлекаемых запасов углеводородов в зонах слабо охваченных разработкой может быть достигнута, в том числе на одновременном применением «легких» и «простых» технологий, методов и способов добычи углеводородов. На конкретных примерах приведены результаты эффективности метотехнологического подхода освоения зон с остаточными и трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Об особенностях моделирования и результатах проведения ОПР по разработке низкопроницаемой нефтяной оторочки месторождения на Каспии системой ГС с МГРП

В. Сыртланов, А. Липлянин, Т. Крючкова

АО «Технологии ОФС»

E-mail: vil.syrtlanov@tofsgroup.ru

Аннотация

В рамках данной работы представлены результаты работ, связанные с опытом 3D моделирования при оптимизации размещения и параметров трещин ГРП горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин в низкопроницаемом коллекторе нефтяной оторочки газонефтяного месторождения и оценкой фактической эксплуатации участка ОПР одного из объектов ТРИЗ на месторождении Каспийского моря.

Ключевые слова

Моделирование, трудноизвлекаемые запасы, нефтяная оторочка многостадийное ГРП, многозабойные скважины.

Активное вовлечение в разработку месторождений углеводородов с низкопроницаемыми коллекторами, связано, в том числе, с наиболее эффективным способом их разработки - использованием систем горизонтальных (в том числе многоствольных) скважин с МГРП [1], [2], [3]. При этом, безусловно, интересным для инженеров являются результаты каких-либо технологических или оптимизационных решений, анализ особенностей работы скважин в особенности на участках опытно-промышленных работ, причин успешности или неуспешности применяемых технологий. В настоящей работе представлены фрагменты анализа на примере опытно-промышленной разработки залежи одного из объектов ТРИЗ на месторождении Каспийского моря.

Объектом изучения в данной работе является газоконденсатнонефтяная залежь в аптском продуктивном пласте. Низкопроницаемые коллектора сами по себе являются довольно сложным объектом для эффективной разработки, однако, если при этом запасы нефти содержатся в нефтяной оторочке газоконденсатнонефтяной залежи, как в нашем случае, то это создает дополнительные трудности. В дополнение к проблемам, связанным с собственно геологическим строением, рассматриваемое месторождение является оффшорным, бурение ведется с платформы. и соответственно, ограничены возможности как расширенного исследования, так и дополнительного бурения.

В рамках ОПР предусматривалось создание элемента разработки, включающего в себя как две добывающие ГС с МГРП, так и по одной водо- и газонагнетательной ГС с МГРП.

Для подбора оптимальной системы заканчивания, включающей длину ГС, количество стадий МГРП на добывающих и нагнетательных скважинах, геометрические характеристики трещин, выполнен огромный набор оптимизационных расчетов, на основе которых подобраны наиболее эффективные подходы (Рисунок 1).

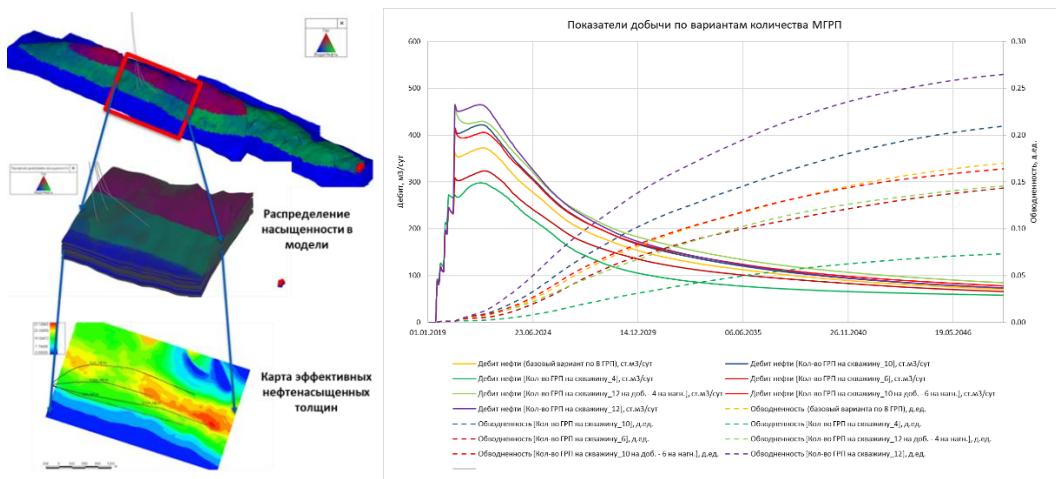


Рисунок 1 – Показатели добычи, обводненности и ГФ в зависимости от количества трещин МГРП на ГС на добывающих скважинах

При этом в ходе разработки выяснилось, что в отличие от множества низкопроницаемых объектов, характеризующихся значительными темпами падения добычи, скважины ГС с МГРП 15А и 16А на участке ОПР характеризуются стабильной работой практически с постоянным дебитом и забойным/пластовым давлением. Именно такой режим скважин был обоснован еще на этапе предварительных расчетов по оптимизации траектории и размещения портов ГРП вдоль стволов скважин (рисунок 2).

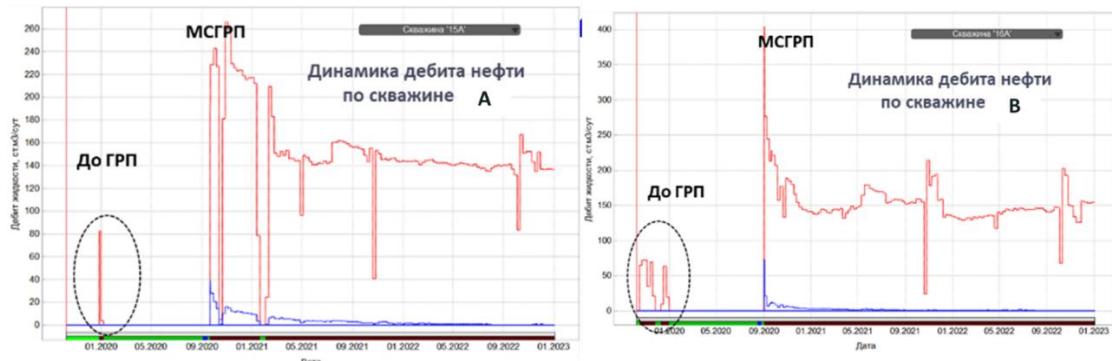


Рисунок 2 –Динамика среднесуточной добычи нефти по скважинам участка ОПР

Однако, если для ЧНЗ использование ГС с МГРП, представляется вполне разумным, то в подгазовой зоне для повышения продуктивности скважин в рамках ОПР пробурена МСС типа «фишбон» (рисунок 3).

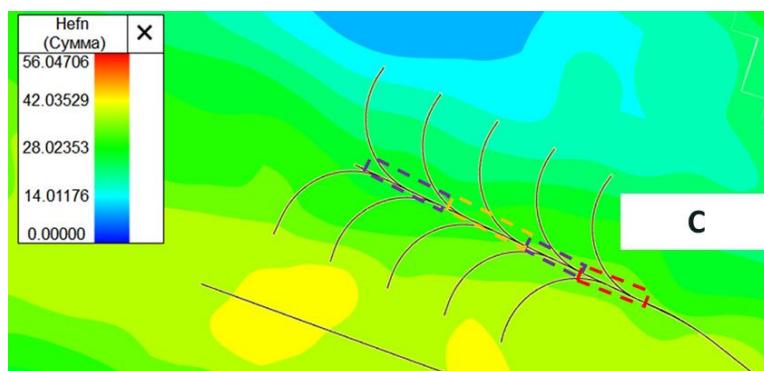


Рисунок 3 –Иллюстрация расположения пробуренной МСС типа фишбон

Интересно сопоставить продуктивность скважин ГС с МГРП и МСС фишбон. Расчет показывает, что в ЧНЗ добыча выше для ГС с МГРП в силу большего охвата по разрезу, в то время как для подгазовой зоны из-за гарантированного вскрытия газовой шапки трещинами ГРП, более выгодно строительство фишбона (рисунок 4).

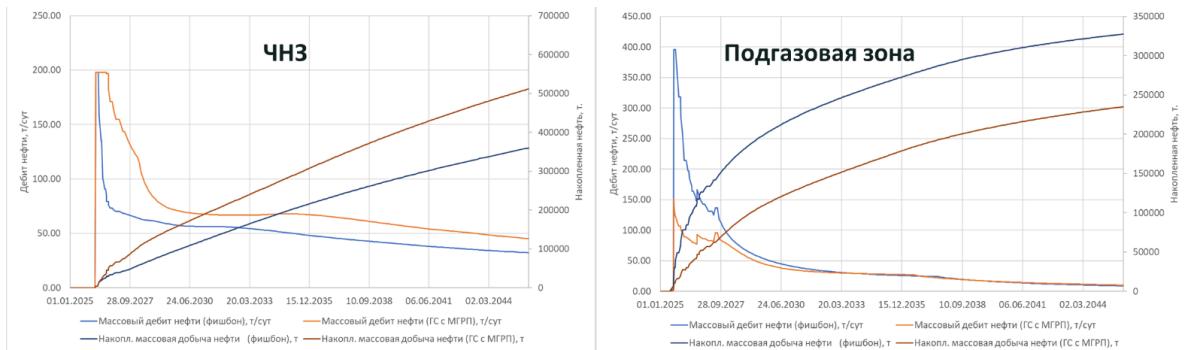


Рисунок 4 – Сопоставление показателей добычи по ГС МГРП и МСС фишбон в ЧНЗ и подгазовой зонах.

Выводы

Стабильный режим работы скважин участка ОПР аптской залежи месторождения им. Филановского обусловлен особенностями геологического строения и выбором оптимального варианта заканчивания ГС с МГРП и своевременным введением системы ППД. Сочетание скважин с различным заканчиванием позволяет повысить эффективность выработки ТРИЗ в низкопроницаемых коллекторах.

Список литературы

1. Karpov, V.B., Parshin, N.V., Sleptsov, D.I., Moiseenko, A.A., Ryazanov, A.A., Golovatskiy, Y.A., Petrashov, O.V., Zhirov, A.V., Kurelenkova, Y.V., Ishimov, I.A., and Im, P.T. [2016] Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analog, SPE 182572-MS.
2. Liplyanin A.V., Golenkin M.Y., Eliseev D.V., Zemchikhin A.A., Borisenko A.A., Atabiyev A.S., Sorokin E.V., Mikitin Y.O., Khusainov A.B., Sidorov A.V., Bashirov R.T., Goryachev S.A. [2021] First Multistage Hydraulic Fracturing in Russian Offshore: Integrated Approach to Completion and Stimulation of Apt Deposits of V.Filanovsky Field, SPE-206633-MS.
3. Vil Syrtlanov, Yury Golovatskiy, Ivan Ishimov Experience in optimizing the location and parameters of multistage hydraulic fractures for a multilateral well based on reservoir simulation, SPE-206499-MS•

Применение пенообразующих поверхностно активных веществ в технологии термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта

K.A. Сысторов, В.А. Милютин, Н.А. Козырев

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Малахов Алексей Олегович

E-mail: kirill_22092003ska@mail.ru

Аннотация

В современное время увеличивается содержание тяжелых фракций в нефти и происходит кольматация АСПО, шламом и другими адсорбционными слоями углеводородов как в ПЗП, так и в эксплуатационной колонне. Поэтому технологии отмыка, диспергирования и выноса данных загрязнений после различных методов очистки является достаточно актуальной темой. Одним из эффективным методов воздействия является термогазохимическое воздействие бинарными смесями (БС). Усовершенствованием технологии может являться добавление реагентов, способных улучшать приток, диспергировать кольматанты и обеспечивать лучший вынос.

В предыдущей работе по этой теме была рассмотрена эффективность пенообразующих ПАВ в условиях генерации газа при реакции термогазохимических смесей. Оценка проведена по параметрам качества получаемой пены (кратность и период полураспада пены), а также стабильности реагентов до и после реакции.

В данной работе представлены исследования по вопросам химического состава молекул ПАВ и КС, а также их химического взаимодействия.

Ключевые слова

Пенообразование, термогазохимические реакции, бинарные системы.

В ранее проведённых исследованиях, принципиальным вопросом для первого этапа исследований являлась оценка эффективности пенообразующей способности ПАВ при его размещении в растворе активатора (кислотный состав (КС)) или в бинарном растворе солей (газогенерирующий раствор (ГГР)). Основными критериями оценки эффективности пенообразования являлись: кратность пены – отношение объёма образованной пены к изначальному объёму жидкости, период полураспада пены – время, за которое половина объёма прореагировавшей жидкости, задействованной на пенообразование, перейдёт обратно в жидкое состояние. Были проведены тесты на растворимость ПАВ различных типов в КС и в ГГР. Было установлено, что большинство эффективных ПАВ плохо растворяются в ГГР, поэтому был выбран метод размещения ПАВ в КС. Все образцы ПАВ показали хорошую растворимость в КС.

На качество реакции БС влияет выбор активатора. Соответственно далее была проведена оценка пенообразующих характеристик растворов ПАВ при варьировании состава КС: альдегиды и ряд карбоновых кислот (рисунок 3).

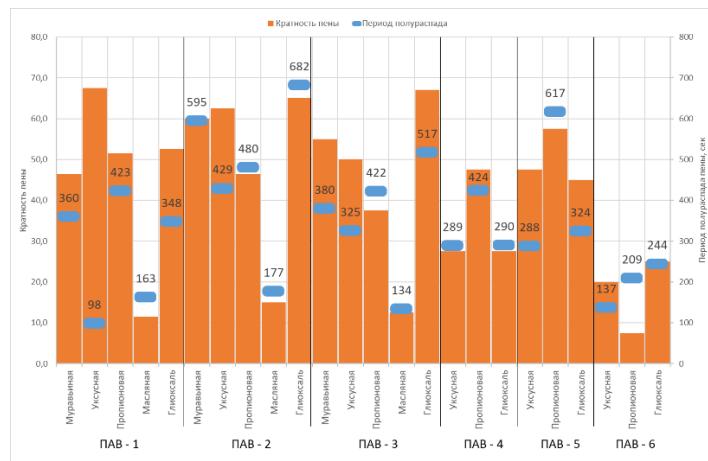


Рисунок 3 – Результаты по определению свойств пены, образуемой ПАВ при реакции бинарной системы с разными активаторами

В результате было установлено, что генерация пены методом активации бинарной смеси добавлением кислотного состава, в котором предварительно было растворено поверхностно активное вещество проходит очень бурно, кратность и период полураспада пены дают значения в 1,5-2 раза выше, чем при механическом вспенивании в лабораторном блендере (ASTM D3519-88).

В результате проделанной ранее работы были выявлены: лучший активатор реакции – уксусная кислота; лучший образец ПАВ – на основе пропилдиметиламина.

На данном этапе исследования стало важным разобрать фундаментальные с точки зрения химии вопросы, которые не были затронуты ранее, а именно:

- Сравнение уравнений химических реакций бинарной системы при добавлении активаторов, относящихся к различным классам химических веществ (карбоновые кислоты, альдегиды, неорганические кислоты).

- Сравнение химической структуры ПАВ и выявление молекулярных особенностей, влияющих на пенообразование.

- Сравнение влияния различных по составу КС (альдегиды, карбоновые кислоты, неорганические кислоты) на образцы ПАВ с разной степенью этоксилирования.

Проведение исследований по перечисленным вопросам позволило выявить закономерности взаимодействия систем ПАВ + КС и БС различных составов и в дальнейшем облегчит подбор реагентов для увеличения эффективности метода комбинированной очистки ПЗП и нижней части эксплуатационной колонны, и выноса шлама на устье скважины, создаваемым пенным экраном.

Список литературы

- Hassan, A., Alade, O., Mahmoud, M., & Al-Majed, A. (2019). *A Novel Technique for Removing Wax Deposition in the Production System Using Thermochemical Fluids*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. doi:10.2118/197323-ms.
- Hassan, A., Mahmoud, M., Al-Majed, A., Alade, O., Al-Nakhli, A., BaTaweeel, M., & Elktatany, S. (2019). *Development of A New Chemical Treatment for Removing Water Blockage in Tight Reservoirs*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. doi:10.2118/194879-ms
- Alade, O., Mahmoud, M., Hasan, A., Al-Shehri, D., Al-Nakhli, A., & BaTaweeel, M. (2019). *Evaluation of kinetics and Energetics of Thermochemical Fluids for Enhanced Recovery of Heavy Oil and Liquid Condensate*. Energy & Fuels. doi:10.1021/acs.energyfuels.9b00681

Прогноз зон улучшенных коллекторских свойств на территории месторождения высоковязких нефлей Венесуэлы по данным комплексной интерпретации данных МОГТ 2D, ВСП и ограниченного числа скважин

Н.В. Татьянина¹, Н.В. Татьянин², А.А. Звегинцев², М. Шаймарданов³

¹ООО «ТНГ-Групп», ООО «ТНГ-Информационные технологии», ЦОИД г. Бугульма

²ООО «ТНГ-Групп»

³ЕМ Petromiranda

E-mail: tatyantina.nvit@tng.ru

телефон: +79179244921

Аннотация

Для объекта разработки высоковязкой нефти в центральной части нефтяного пояса Ориноко в Венесуэле компания ООО «ТНГ-Групп» проводила переобработку архивных сейсмических данных совместно с данными ВСП. В результате было достигнуто улучшение вертикальной и латеральной разрешающей способности наземной сейсморазведки 2D на участке около 450 км². В распоряжении специалистов были данные по 5 сейсмическим профилям 2D, ВСП и ГИС по 3 глубоким скважинам. Целевой интервал месторождения характеризуется малыми глубинами залегания и толщиной пластов более 50 м. Выполнены акустическая и синхронная инверсия, петроупругое моделирование, AVO анализ. Комплексная интерпретация позволила уточнить конфигурацию палеорусел, как объектов с улучшенными коллекторскими свойствами. В соответствии с этим для повышения точности геонавигации при бурении выданы рекомендации по расположению и направлению горизонтальных стволов добывающих скважин. В работе приведены детальный план и основные параметры систем наблюдений и регистрации данных проектных сейсморазведочных работ МОГТ 2D.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы, сверхвязкая нефть, сверхтяжелая нефть, нефтяной пояс Ориноко, Венесуэла, МОГТ 2D, ВСП, НВСП.

Геологическое строение бассейна Ориноко

Осадочный бассейн нефтяного пояса реки Ориноко вытянут в субширотном направлении, его длина более 500 км. По общепринятой теории нетфематеринские породы образовались в триасе-мелу в 200 км севернее современного месторождения. После столкновения Карибской плиты с Южноамериканской образовались надвиговые пояса, которые впоследствии разрушились [2]. Осадки накапливались в передовых впадинах, которые сформировали Венесуэльский бассейн. Воздымание Гвианского щита и последующая его эрозия способствовали появлению рек, несущих этот осадочный материал на север. Так образовалась гигантская ловушка третичного возраста – неконсолидированная песчаная толща, выклинивающаяся на юг. Породы не были подвергнуты диагенезу, малая глубина повлияла на интенсивную биодеградацию УВ. Целевой интервал разработки представлен флювиальным, переходным и дельтовым комплексами. Снизу вверх увеличивается глинистость отложений, нефтенасыщенность уменьшается.

Для центральной части бассейна характерны более легкая плотность нефти, к бортам плотность нефлей возрастает, по периферии бассейна размещаются тяжелые асфальтовые нефти и асфальты. Покрышка – зона ухудшения коллекторов в верхней части разреза и одновременно окисленная инфильтрационными водами нефть вверху

залежи. Месторождение в пределах участка находится в чисто нефтяной зоне, ВНК не вскрыт ни одной скважиной.

В Таблице 1 приведены некоторые геолого-геофизические характеристики коллекторов изученной территории. Помимо этих данных нужно отметить высокую проницаемость коллекторов (средняя – 6500 мД, на некоторых участках до 17000 мД), нефтенасыщенность – около 80%.

Таблица 1 – Геолого-геофизические характеристики коллекторов

Геолого-геофизические характеристики	Среднее по участку работ
Глубина залегания (м)	347
Тип залежи	Пластовая
Тип коллектора	Терригенный
Площадь нефтегазоносности, 103 тыс.м ²	448
Средняя общая толщина, м	274
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	66
Пористость, %	31
Нач. пластовая температура, С	43
Нач. пластовое давление, МПа	4
Вязкость нефти в пластовых усл., сП (мПа*с)	12.586
Плотность нефти в поверхностных условиях, API	7.1-8.1

Тектоническое развитие бассейна характеризуется отсутствием значимых подвижек после мелового периода. В плане месторождение контролируется двумя крупными разломами (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Тектоническое строение нефтегазоносного бассейна Венесуэлы
(зеленый контур – Нефтеносный пояс Ориноко)

Разработка месторождения

По состоянию на сегодняшний день добыча нефти проводится преимущественно без закачки теплоносителя, несмотря на ее высокую вязкость, она имеет достаточную

подвижность в пластовых условиях ввиду высокой проницаемости и литологической однородности.

По общепринятой схеме добыча нефти ведется из горизонтальных скважин, которые бурятся с кустовой площадки и размещаются в пласте параллельно друг другу с расстоянием между скважинами в 500 м и длиной горизонтального продуктивного участка от 350 до 2000 м (в среднем 1000 метров). С одной кустовой площадки при типовом проектировании бурятся в среднем 16 добывающих скважин в двух направлениях, в хороших продуктивных зонах количество скважин на кустовой площадке может достигать 32. На кустовой площадке изначально бурится пилотная вертикальная скважина, где проводится комплекс ГИС на кабеле и три-четыре наклонно-направленных ствола (сланта) с проведением записи ГК и резистивиметра на трубах с отходом от вертикали на 300-500 метров для определения точного положения целевых интервалов в зоне размещения проектного фонда. Эксплуатация скважин проводится с использованием штанговых винтовых насосов, на устье скважины к добытой нефти добавляется разбавитель для последующей транспортировки [1].

Переобработка данных сейсморазведки 2D и ВСП, комплексирование с ГИС

Подобранные параметры процедур в работах 2024 года позволили улучшить изображение в целом, характер волновой картины стал более информативен и динамически выражен (Рисунок 2).

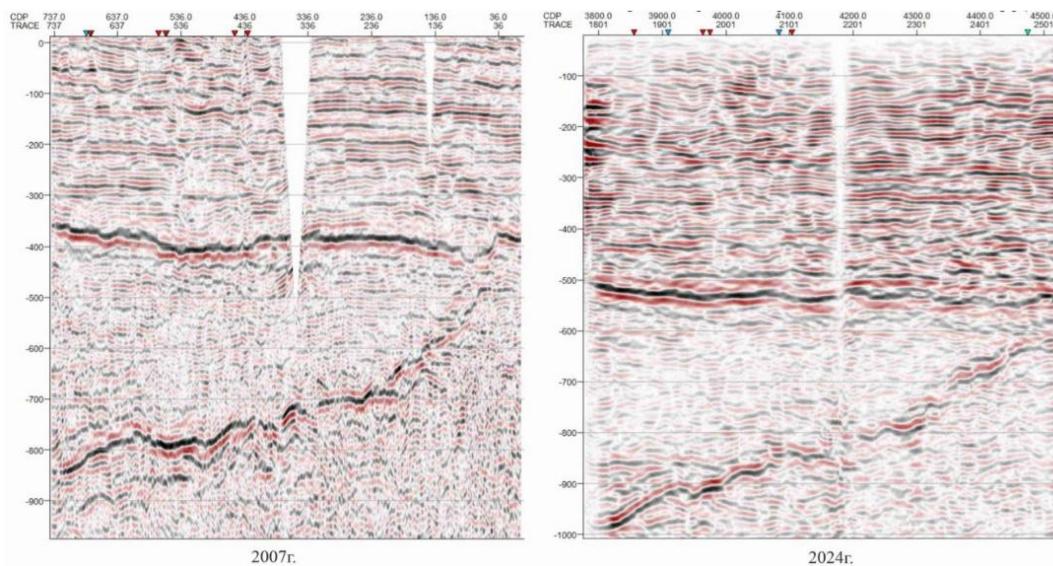


Рисунок 2 – Сравнение сейсмических разрезов обработки разных лет

Существенно повысилась детальность волнового поля, до 30% улучшилась прослеживаемость целевых ОГ в осадочном чехле. Появилась возможность выделять локальные объекты в осадочном чехле, которые не выделялись ранее. Значительно улучшилась информативность разреза в теле фундамента. Вертикальное разрешение улучшилось на 28 %, со средних значений по всем интервалам 14 м до 10 м. Латеральное разрешение улучшилось на 15 %, со средних значений 92 м до 78 м. Выполнены акустическая и синхронная инверсия, петроупругое моделирование и AVO анализ.

В волновом поле прокоррелировано пять отражающих границ. Данные акустической инверсии отображают глинизацию осадков вверх по разрезу (Рисунок 3). Песчаные породы, характеризующиеся большими значениями импеданса, чем глины, сосредоточены в нижней части разреза. Привлекались данные AVO анализа. Зоны с улучшенными коллекторскими свойствами отображаются пониженной амплитудой.

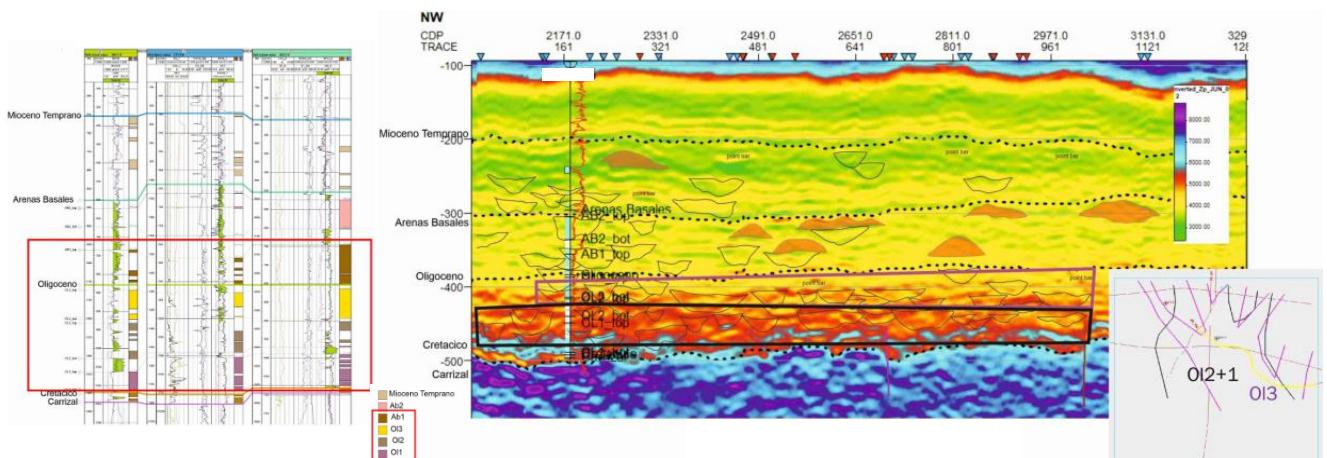


Рисунок 3 – Отображение продуктивных интервалов в скважинах и на разрезе импеданса

Зоны с улучшенными коллекторскими свойствами (фации русел) определяются увеличенными временами между отражающими горизонтами. Положение палеорусел по результатам работ детализировано относительно более ранних палеогеографических моделей. Рекомендовано бурение горизонтальных скважин по простирианию перспективных объектов.

Для оптимального проведения дальнейших геологоразведочных работ представлен детальный план (НВСП, 2D, бурение горизонтальных скважин) и основные параметры систем наблюдений и регистрации данных: шаг между профилями 1 км, шаг между пунктами взрыва 20 м. Ориентация 2D профилей должна быть ортогональна простирианию целевых объектов.

Выводы

Переобработка архивного сейсмического материала позволяет увеличить прирост геологической информации для переинтерпретации. Толщи со сверхвязкой нефтью имеют адекватный отклик в сейсмическом волновом поле. Для оптимального проведения геологоразведочных работ на продуктивные толщи, залегающие на малых глубинах, вместо дорогостоящих работ МОГТ 3D в отдельных случаях можно использовать сейсмические исследования МОГТ 2D с особым графиком и более плотной сеткой в комплексе с НВСП.

Список литературы

1. Иванов Д.А. Геологические характеристики, свойства флюидов и технологические особенности добычи в самом крупном в мире Оринокском бассейне сверхвысоковязкой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4.
2. Хайн В.Е. Тектоника континентов и океанов. – М.: Научный мир, 2001.

Profit-Oriented Optimization of the Offshore Oil–Gas–Water Separation Process at Platform X Using a Genetic Algorithm

Truong Thanh Tuan

Petrovietnam University

E-mail: tuantt@pvu.edu.vn

Abstract

An offshore oil–gas–water separation process at Platform X (name withheld for confidentiality) was simulated using Aspen HYSYS. The model was validated against actual plant data with deviations under $\pm 5\%$, confirming its reliability. A Genetic Algorithm (GA) implemented in MATLAB was integrated with HYSYS via COM automation to maximize daily operating profit. The optimization variables included heater outlet temperature and suction pressures of medium- and low-pressure compressors. GA improved daily profit from 4.08 million USD to 4.10 million USD while maintaining product quality and operational stability. The results confirm that metaheuristic optimization can significantly enhance economic performance in offshore oil separation systems.

Keywords

Oil–gas–water separation, Genetic Algorithm, Aspen HYSYS, Profit optimization, Offshore platform

Introduction

Process optimization in oil and gas processing systems has traditionally relied on first-principles models combined with gradient-based algorithms. While accurate, these methods require considerable time and effort to construct and validate detailed mathematical models for complex processes [1].

As a more practical alternative, commercial process simulators such as Aspen HYSYS replicate plant operations as black-box models, reducing modeling time and development complexity. Among available tools (e.g., Aspen Plus, UniSim, CHEMCAD, PRO/II, DWSim), Aspen HYSYS is widely adopted due to its popularity among researchers and its open COM-based automation interface [2].

In this study, Aspen HYSYS was used to simulate the Offshore Oil–Gas–Water Separation Process at Platform X (name withheld for confidentiality). Unlike Aspen Plus, which was developed in Fortran with limited integration capabilities, HYSYS is implemented in C++ and allows direct access to simulation objects, enabling seamless integration with external optimization platforms [2].

Since black-box simulators lack explicit equations and gradient information, conventional gradient-based optimization techniques are not applicable. Metaheuristic algorithms such as GA offer a suitable alternative, as they do not require derivatives and can handle nonlinear, constrained, and discontinuous objective functions.

In this context, GA is applied to optimize daily profit in the case study using Aspen HYSYS as the process model.

Methodology

Process Simulation and Model Validation

A steady-state process model was developed in Aspen HYSYS V10 to replicate the actual operating conditions of the Offshore Oil–Gas–Water Separation Process at Platform X. Figure 1 illustrates the process flow diagram of Platform X, comprising three parallel separation trains (Lines A, B, and C). Each train consists of a first-stage three-phase separator (V-1-A/B/C), a heater (T-1-A/B/C), and a second-stage separator (V-2-A/B/C) equipped with electrostatic coalescers. Final oil stabilization is carried out in the surge tank V-3-A.

The feed stream is divided into three lines and enters the first-stage separators operating at 12 barg. High-pressure gas from these vessels is collected and sent for export. The liquid stream is heated to 70 °C to improve phase separation, then routed to the second-stage separators for medium-pressure gas recovery (3.8 barg) and water removal. Stabilized oil flows to V-3-A, where low-pressure gas (0.7 barg) is released. The final crude is pumped to the FSO at 20 barg. All separated gases are recompressed and sent to the gas compression platform. Produced water is directed to the water treatment system before discharge.

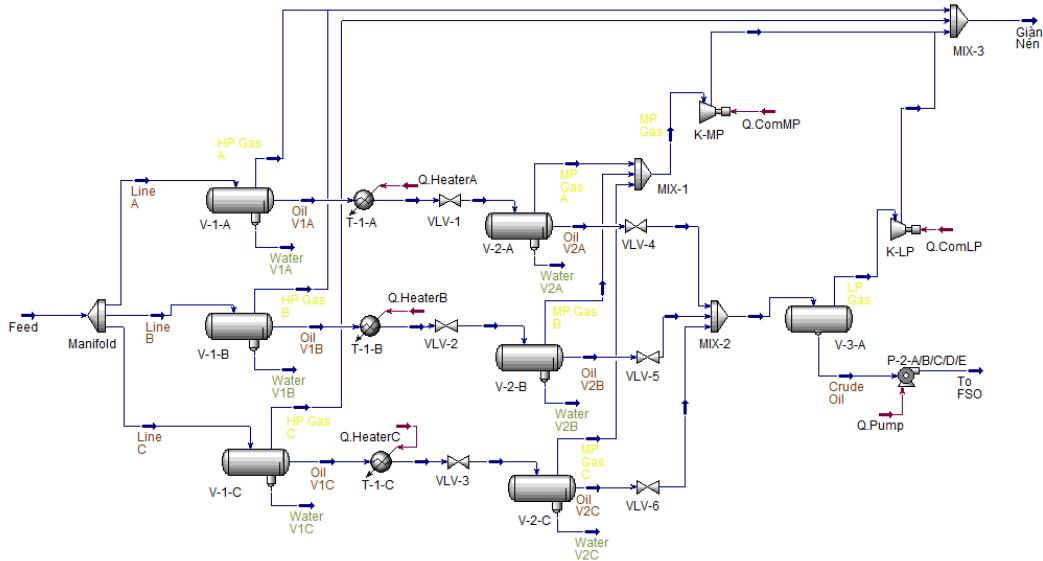


Figure 1. Process flow diagram of Platform X simulated in Aspen HYSYS

Model validation was conducted by comparing simulation outputs to actual plant data. As shown in Table 1, the deviations for key process parameters (flowrates, compositions) were within $\pm 5\%$, confirming the model's accuracy and suitability for optimization.

Table 1. Comparison between simulation results and actual data for Platform X.

Parameter	Unit	Simulation	Actual	Deviation (%)
Liquid feed rate	m ³ /day	14,600	14,400	+1.39
Gas feed rate	std m ³ /day	1,116,000	1,095,000	+1.92
Water content in feed	% vol	59	58	+1.72
Oil at V-1 outlet	m ³ /day	8,274	8,214	+0.73
Water content in V-1 oil	% vol	30	31	-3.23
HP gas from V-1	std m ³ /day	1,052,000	1,035,000	+1.64
Water from V-1	m ³ /day	6,326	6,268	+0.93
Oil at V-2 outlet	m ³ /day	5,910	5,875	+0.60
Water content in V-2 oil	% vol	0.2	0.2	0.00
MP gas from V-2	std m ³ /day	39,900	39,500	+1.01
Water from V-2	m ³ /day	2,560	2,518	+1.67
Oil at V-3 outlet (final product)	m ³ /day	5,843	5,796	+0.81
LP gas from V-3	std m ³ /day	2,500	2,425	+3.09
Water in final crude oil	% vol	0.2	0.2	0.00

Note: Positive deviation indicates overestimation; negative indicates underestimation.

The validated simulation model serves as a reliable foundation for subsequent optimization studies using metaheuristic algorithms such as GA.

Optimization Problem Formulation

With the validated process model in place, an optimization framework was established to maximize daily profit while satisfying process and equipment constraints. B.1. Objective Function

The profit function in the case study is defined as:

- **Platform X:** Profit = $(Q_{\text{oil}} \times P_{\text{oil}} + Q_{\text{gas}} \times P_{\text{gas}}) - (Q_{\text{energy}} \times P_{\text{energy}})$

Where Q and P represent product quantities and unit prices, and the cost terms account for energy utilities such as heating and compression.

B.2. Optimization Variables and Constraints

The optimization problems for both Platform X and GPP Dinh Co involve a small number of high-impact variables. Constraints are based on product specifications and equipment operating limits. Table 2 summarizes the selected decision variables and corresponding bounds.

Table 2. Optimization Variables and Constraints for Platform X

Variable Description	Range	Constraint Description
Heater outlet temperature (T-1A/B/C), °C	55–80	Water content in stabilized oil < 0.5 vol%
MP compressor suction pressure, barg	3.0–4.0	Ensure compression stability
LP compressor suction pressure, barg	0.5–1.0	Prevent compressor surge
Crude pump suction pressure, barg	0.6–0.8	Maintain pump operational stability

Integration with Aspen HYSYS and Optimization Implementation

The optimization algorithms developed in MATLAB were interfaced with Aspen HYSYS via Component Object Model (COM) automation. During each optimization cycle, the optimizer generated a candidate solution, updated the decision variables in the HYSYS model, and executed a simulation run. Key performance metrics—including product flowrates, energy consumption, and profit—were retrieved directly from the HYSYS Spreadsheet, where profit was computed using embedded formulas. This configuration enabled fully automated simulation–optimization loops with high computational efficiency.

For Platform X, a Genetic Algorithm (GA) was implemented to optimize three key operating parameters: the outlet temperature of the heaters (T_{out} , T-1A/B/C), and the suction pressures of the medium-pressure and low-pressure compressors.

These variables were subject to constraints derived from product quality specifications and equipment limitations, as detailed in Table 2.

Results and discussion

Baseline simulation gave a profit of 4,081,242 USD/day. After GA optimization, the profit increased to 4,102,198 USD/day. Optimal values were: heater outlet temperature at 64 °C, MP suction pressure at 3.5 barg, and LP suction at 0.7 barg. Water content in crude oil was maintained below 0.31%, within product specification. The profit gain of ~21,000 USD/day demonstrates clear benefit from integrated simulation–optimization.

Conclusions

Process simulation combined with metaheuristic optimization effectively improved the economic performance of the offshore oil–gas–water separation system. The GA-based

optimization approach yielded a profit increase of 21,000 USD/day while maintaining operational constraints and product quality. This approach provides a viable alternative to first-principles optimization in offshore production systems.

References

1. C. C. Pantelides and J. G. Renfro, “*The online use of first-principles models in process operations: Review, current status and future needs,*” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 51, pp. 136–148, Apr. 2013, doi: 10.1016/j.compchemeng.2012.07.008.
2. P. Santos Bartolome and T. Van Gerven, “*A comparative study on Aspen Hysys interconnection methodologies,*” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 162, p. 107785, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.compchemeng.2022.107785.

Особенности распределения скоплений нетрадиционных углеводородов в земной коре

X. Тчаро, Я.А. Тчаро

Российский университет дружбы народов

E-mail: projectil@mail.ru

Аннотация

В данной статье проводится исследование особенностей распределения скоплений нетрадиционных углеводородов. В частности, рассматриваются квазинепрерывные скопления и непрерывные скопления, характерные для месторождений нетрадиционных углеводородов. Приведены отличительные особенности между традиционными и нетрадиционными углеводородами по следующим аспектам: характеру распределения, механизму миграции и законам течения жидкостей в пласте.

Ключевые слова

Традиционные углеводороды, нетрадиционные углеводороды, материнская порода, пласт-коллектор, квазинепрерывные скопления, непрерывные скопления.

Нетрадиционные углеводороды – это ресурсы нефти и газа, поиск, разведка, добыча, переработка и транспортировка которых требуют применения новых нетривиальных технико-технологических решений [1, 2]. В отличие от месторождений традиционных углеводородов, промышленная добыча таких нефтяных скоплений невозможно с использованием фонтанной добычи. На рисунке 1 представлены сравнительные значения естественных дебитов скважин при добыче традиционных и нетрадиционных углеводородов.

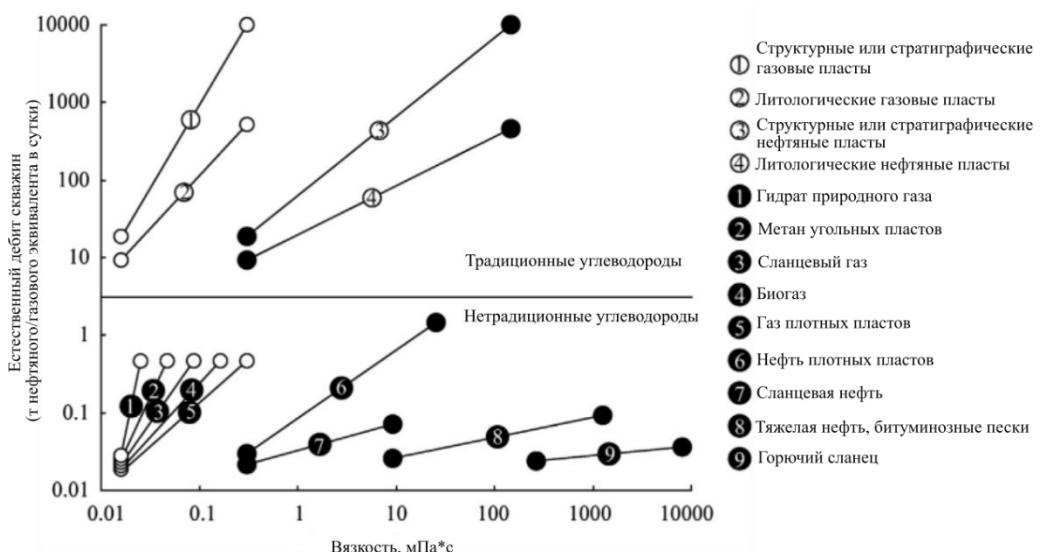


Рисунок 1 – Естественный дебит скважин по типу углеводородов [3]

Анализ представленных показателей дебитов свидетельствует о том, что естественные дебиты скважин на месторождениях традиционных углеводородов значительно превышают аналогичные показатели для нетрадиционных месторождений.

Скопления нетрадиционных углеводородов отличаются широким площадным распределением, и, как правило, подвергаются относительно незначительному воздействию гидродинамических сил.

Кроме того, ресурсы нетрадиционных углеводородов залегают в сложных геологических условиях в нетрадиционных ловушках, в которых классический закон Дарси неприменим. Пористость пласта в нетрадиционных коллекторах составляет менее 10%, диаметр порового отверстия менее 1 мкм, проницаемость менее 0,001 мкм². Добыча нетрадиционных нефти и газа невозможна без применения новых способов повышения проницаемости пласта или снижения вязкости добываемой нефти.

По типу скоплений залежи нетрадиционных месторождений подразделяют на непрерывные и квазинепрерывные отложения, парагенетические скопления, нанокластерные скопления [3]:

1. Непрерывные скопления – скопления, отличающиеся повсеместным отложением углеводородов, в основном углеводороды плотных пластов и сланцевые углеводороды, распределение которых охватывает большие площади. Данные скопления имеют четкие границы и не подвергаются значительному влиянию гидродинамических сил. Непрерывное скопление особо выражено для нетрадиционных газов таких как: глубинный газ, добываемый с глубины выше 4500 м, сланцевый газ, газ плотных песчаников, газ угольных пластов, биогенетический газ неглубоко залегающих песчаников и гидрат природного газа (ГПГ).

2. Квазинепрерывные скопления – скопления углеводородов в породах-коллекторах, такие как углеводороды трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов, углеводороды вулканических коллекторов, углеводороды метаморфических коллекторов, тяжелая нефть и нефть битуминозных песков, покрывающие большие площади при прерывистом распределении.

3. Парагенетические скопления – скопления углеводородов в исходной породе и прилегающих плотных коллекторах, находящихся в тесном контакте с ней на больших площадях.

4. Нанокластерные скопления – скопления углеводородов в наноразмерных поровых каналах размером до 1 нм. При этом местами встречаются поровые каналы размером микрометра или даже миллиметра.

Многочисленные исследования показывают, что механизм миграции и скопления углеводородов напрямую зависит от объемного содержания керогена в породе-источнике. Установлено, что чем больше керогена в породе, тем больше объемы образующихся углеводородов. Известно, что объемное содержание керогена в размере 10% и более может генерировать углеводороды, заполняющих порядка 10-20% всего объема исходной породы.

С учетом воздействия гидродинамических сил и полученного аномально высокого давления в породе-источнике, а также влияния температуры материнская порода высвобождается часть углеводородов, которые перемещаются в пласти-коллекторы (первичная миграция) [4]. Направление первичной миграции углеводородов зависит от месторасположения пласта-коллектора по отношению к материнской породе.

Миграция углеводородов, происходящая внутри пласта-коллектора до первого барьера или покрышки, в результате чего углеводороды скапливаются в ловушке, является вторичной [5]. Вторичная миграция жидкостей возможна преимущественно по восстанию проницаемых пластов-коллекторов и пачек в продольном и поперечном направлениях относительно пласта.

В таблице 1 приводится сравнительный анализ механизмов непрерывного скопления углеводородов в нетрадиционных коллекторах и скопления традиционных углеводородов.

Таблица 1 – Характеристики непрерывных скоплений углеводородов [3]

Характеристики	Нетрадиционные пласти	Традиционный пласти
Характер распределения	Непрерывное распределение в крупных масштабах на уклонах или в центрах бассейнов; обогащение на месте	Раздельное, прерывистое распределение ловушек
Характеристики пласта	Преимущественно крупные, с наноразмерными поровыми каналами	Небольшие по объему
Модель миграции	Первичная миграция или вторичная миграция на короткие расстояния	Преимущественно миграция на большие расстояния, вторичная миграция
Механизм скопления	Преимущественно за счет диффузии, с ограниченным эффектом плавучести	За счет плавучести
Закон течения жидкости	Течение жидкости, не подчиняющееся закону Дарси,	Течение жидкости, подчиняющееся закону Дарси,
Свойства пластовых флюидов	Плохая степень дифференциации флюидов; отсутствие единой системы раздела и давления флюидов; значительная разница в насыщенности; стабильное сосуществование нефти, газа и воды.	Нефть и газ, залегающие над водой, с четкой границей раздела

Анализ таблицы показывает значительное расхождение между традиционными и нетрадиционными углеводородами по характеру распределения, механизму миграции, законам течения жидкостей в пласте.

Понимание механизмов формирования нетрадиционных углеводородов способствует открытию новых месторождений, точному прогнозированию местоположения продуктивных пластов, а также определению наиболее эффективных методов извлечения углеводородов.

Список литературы

1. Экономические аспекты вовлечения нетрадиционных запасов углеводородов в разработку / А. Ю. Стручалин, А. В. Филиппова, Н. А. Ермаков [и др.] // Экономика и предпринимательство. – 2022. – № 3(140). – С. 685-688. – DOI 10.34925/EIP.2022.140.03.124.
2. Пороскун, В. И. Оценка экономической эффективности освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов России / В. И. Пороскун, М. М. Иутина, А. А. Каламкарова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 5(185). – С. 11-15. – DOI 10.33285/1999-6942-2020-5(185)-11-15.
3. Zou C et al. Unconventional petroleum geology. In Unconventional Petroleum Geology (2nd Edition), 2017. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812234-1.09001-4>.
4. Чистякова, Н. Ф. Геохимические особенности первичной миграции алкановых углеводородов с8-35 в нефтегазоматеринских формациях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Н. Ф. Чистякова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17, № 4. – DOI 10.17353/2070-5379/36_2022.
5. Чихирин А.А., Шостак А.В. Латеральная миграция углеводородов в аспекте нефтеносности разреза терригенного девона в Прикамском регионе // Недропользование, Т. 22, №. 3, 2022, С. 116-125.

Апробация прокси-модели парогравитационного дренажа с применением промысловых данных

K.M. Федоров^{1,2}, O.H. Пичугин¹, Э.Г. Баймурзин^{1,3}, А.Я. Гильманов², А.П. Шевелёв^{1,2}

¹Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти»

²Тюменский государственный университет

³ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Аннотация

В настоящее время актуальным является решение задач, связанных с разработкой трудноизвлекаемых запасов, значительную часть среди которых составляют высоковязкие нефти. Одной из передовых технологий разработки таких запасов является парогравитационный дренаж. Целью работы является валидация интегральной модели парогравитационного дренажа на основе балансовых соотношений. В результате такой процедуры показано, что модель удовлетворительно воспроизводит динамику основных технологических параметров процесса.

Ключевые слова

Прокси-моделирование, трудноизвлекаемые запасы, парогравитационный дренаж, валидация, высоковязкая нефть, балансовые соотношения.

Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов во многом определяется качеством моделирования основных технологических процессов. Среди мировых запасов трудноизвлекаемых углеводородов всё большую долю составляют высоковязкие и сверхвысоковязкие нефти. Одним из перспективных методов разработки таких месторождений является технология парогравитационного дренажа [1]. Оптимизация процесса нефтедобычи с использованием этой технологии с применением гидродинамических симуляторов занимает неоправданно длительное время и не позволяет решать задачи оперативного характера. При необходимости многовариантных расчётов прокси-подходы к моделированию позволяют существенно сократить количество вариантов для последующего детального гидродинамического моделирования в коммерческих симуляторах. Предложенная ранее авторами [2, 3] прокси-модель на основе балансовых соотношений массы и энергии позволяет успешно решать такие задачи, однако открытый оставался вопрос, связанный с достоверностью таких расчётов. Целью работы является валидация интегральной модели парогравитационного дренажа на основе балансовых соотношений.

Типичная динамика добычи нефти и воды согласно промысловым данным представлена на примере одной из пар скважин, дренирующих высоковязкие нефти, приведена на рисунке 1. На первом этапе на большинстве элементов разработки производилась закачка пара в обе скважины в течении 1,25 месяцев. В результате этого мероприятия, после перевода добывающей скважины под добычу, продукция скважины состояла из одной воды. Длительность этого этапа составляла более года. Количество закачанного пара на первом этапе, сконденсировавшегося в пласте, составляет чуть более 1% от добытой на втором этапе воды. Этот факт говорит о том, что большая часть воды, добываемой на втором этапе, приходит либо из подстилающего водоносного пропластка, либо извне от соседних пар скважин.

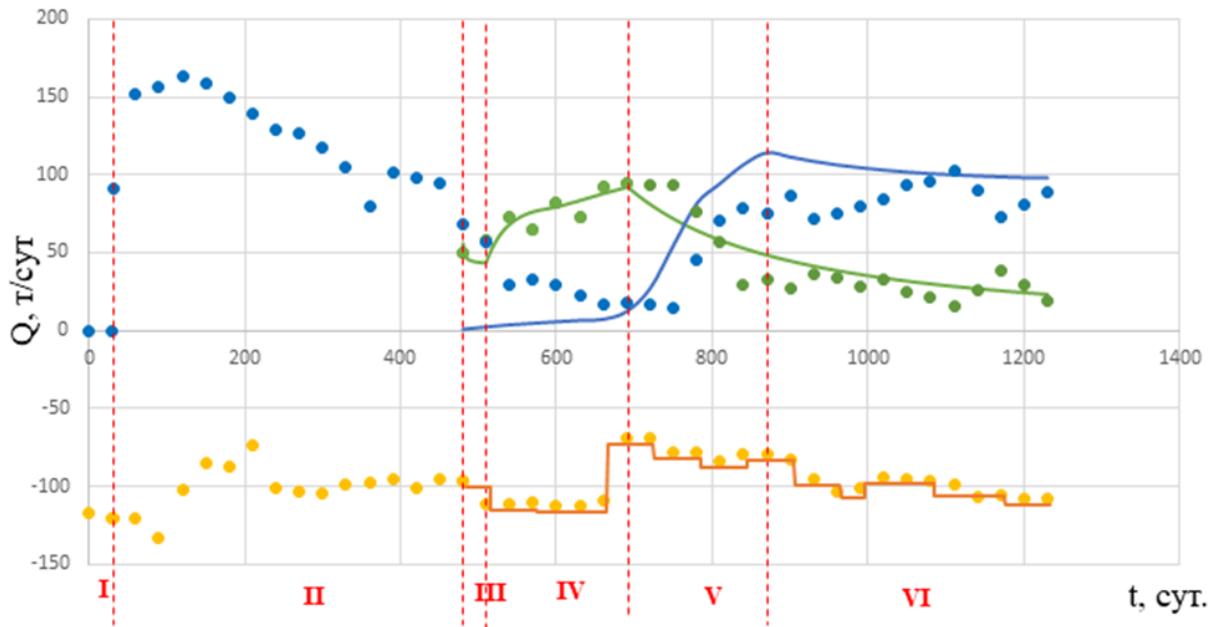


Рисунок 1 – История добычи нефти (зеленые точки) и воды (синие точки) по одной из пар скважин. Цвет расчетных кривых совпадает с промысловыми точками.

Отрицательные точки (оранжевые) представляют данные по закачке пара, приведенного к сконденсированной воде, данные по закачке для расчетов обозначены кривыми того же цвета. История разбита на основные этапы, границы которых выделены красным пунктиром

Технология парогравитационного дренажа начинается после формирования паровой камеры, охватывающей и нагнетательную и добывающую скважины. На рисунке 1 этот момент определяется появлением дебита нефти в добывающей скважине. После этого приток воды извне резко снижается и ее поступление в добывающую скважину определяется фактически водой, сконденсированной из пара в паровой камере.

Третий этап процесса или первый этап парогравитационного дренажа соответствует росту по вертикали паровой камеры до кровли пласта, при небольшом ее расширении. Этот тепловой процесс сопровождается небольшим снижением дебита нефти по сравнению с начальным. Основной или четвертый этап процесса состоит в расширении паровой камеры по горизонтали. Этому этапу соответствует рост дебита по нефти при незначительном росте обводнения продукции.

На следующем этапе процесса рост паровой камеры по горизонтали начинает замедляться, что приводит к снижению дебита нефти и достаточно быстрому увеличению дебита воды и обводненности продукции, достигая максимума в конечный момент этого этапа.

На шестом этапе размеры паровой камеры начинают стабилизироваться, т.е. тепло, закачиваемое в пласт с паром, сопоставимо с теплоотдачей паровой камеры. На этом этапе количество закачиваемого пара в переводе на сконденсированную воду практически равно дебиту воды в добываемой скважине.

Расчётная геометрия паровой камеры с использованием прокси-модели на описанных этапах приведена на рисунке 2 чёрной линией. Синий цвет соответствует представлениям об области, занятой паром в пласте. Пунктирные стрелки показывают направление развития паровой камеры, чёрные – потоки флюидов.

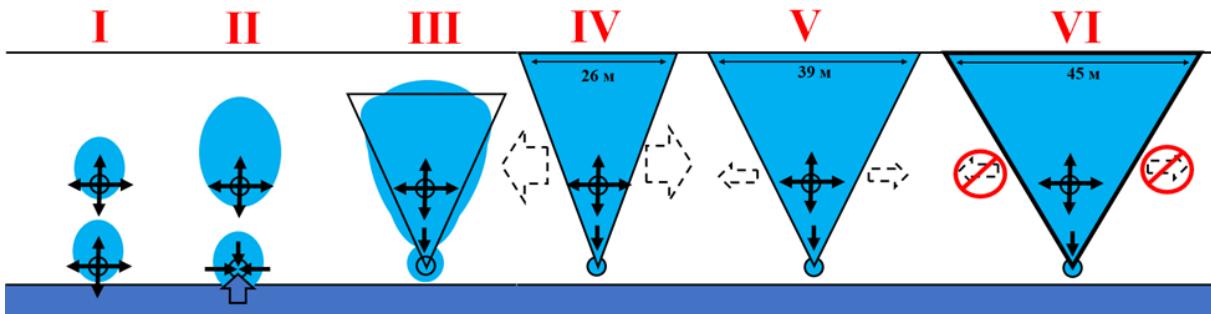


Рисунок 2 – Расчетные данные геометрии паровой камеры на 3-6 этапах процесса. Первые два этапа нерасчетные и конфигурация камер представлена схематично на основании воззрений авторов на динамику процесса

В результате расчётов показано, что модель удовлетворительно воспроизводит динамику основных технологических параметров процесса. Установлено, что при наличии подстилающей воды в пласте нижняя камера становится проводником подошвенной воды при переходе на добычу продукции. В результате более года может наблюдаться дебит воды или обводненность продукции, близкая к 100%. Несмотря на это, переход к полноценному процессу парогравитационного дренажа приводит к объединению паровых камер, а добыча нефти и воды из единой паровой камеры блокирует приток подошвенной воды.

Список литературы

1. Butler R.M. *Thermal recovery of oil and bitumen*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1991. 529 p.
2. Gilmanov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Optimization of steam assisted gravity drainage in verified integral simulator // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. 2023. Vol. 96. № 1. P. 188–196.
3. Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шевелёв А.П. Интегральная модель парогравитационного дренажа // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 2020. Том 55. № 6. С. 74–84.

Построение профиля притока горизонтальной скважины на основе термогидродинамических исследований

М.Х. Хайруллин¹, Е.Р. Бадертдинова²

¹ИММ – структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН

²ФГБОУ ВО «КНИТУ»

E-mail: m.khairullin@mail.ru

Аннотация

В работе представлена технология термогидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин, использующая распределенную систему глубинных измерений давления и температуры. Предложена математическая модель, описывающая термогидродинамические процессы в системе «пласт-горизонтальная скважина». Разработан метод интерпретации термогидродинамических данных, основанный на одновременных измерениях температуры и давления, полученных от распределенной системы глубинных датчиков, установленных вдоль горизонтального участка ствола. Предлагаемый метод обеспечивает возможность построения профиля притока по длине ствола горизонтальной скважины, а также позволяет проводить оценку фильтрационных характеристик пласта.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы, горизонтальная скважина, профиль притока, коэффициент проницаемости.

В настоящее время в Республике Татарстан в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов. Повышение эффективности выработки этих запасов в значительной степени зависит от оперативного регулирования системы разработки на основе сведений о фильтрационных и теплофизических свойствах нефтяного пласта. Развитие технологий глубинных измерений, которая используется при проведении промысловых экспериментов, дало возможность для существенного расширения информации о происходящих термобарических процессах в нефтяных пластах. Термогидродинамические исследования горизонтальных скважин и пластов на основе многодатчиковых технологий позволяют оценить фильтрационные свойства пласта и построить приток флюида вдоль ствола. Данная информация необходима для регулирования притока флюида в ствол горизонтальной скважины. Проблемы, связанные с интерпретацией геолого-промышленной информации, приводят к некорректным, в смысле Адамара, математическим задачам. Численное решение таких задач требует разработки специальных методов [1].

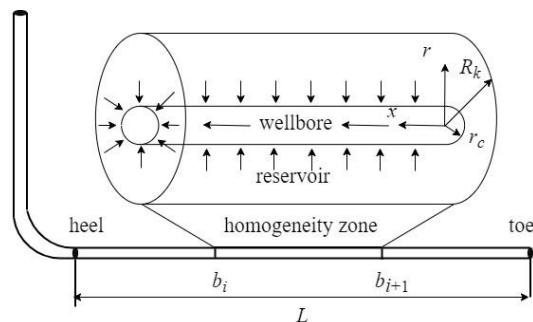


Рисунок 1 – Схема «пласт – горизонтальная скважина»

При постановке прямой задачи тепло- и массообмена системы «пласт-горизонтальная скважина» (рисунок 1) мы будем считать, что движение жидкости в стволе является одномерным, а процесс распределения давления в стволе квазистационарным, т.е. предполагается, что поток в стволе скважины стабилизируется гораздо быстрее, чем в нефтяном пласте.

Математическая модель с учетом принятых допущений может быть представлена следующей системой уравнений:

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -\frac{2w}{r_c}, \quad w = -\left.\frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r}\right|_{r=r_c}, \quad 0 < x \leq L, \quad (1)$$

$$-\frac{\partial p_1}{\partial x} = \rho \frac{\partial(v^2)}{\partial x} + \frac{\psi}{4r_c} \rho v |v|, \quad 0 < x \leq L, \quad (2)$$

$$\frac{\partial T_1}{\partial t} + v \left(\frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) = \frac{2(\theta - w\rho C_f)}{\rho C_f r_c} (T_2|_{r=r_c} - T_1), \quad 0 < x \leq L, \quad 0 < t \leq t_{exp}, \quad (3)$$

$$\beta^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} r \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c < r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{exp}, \quad (4)$$

$$C_R \frac{\partial T_2}{\partial t} = \rho C_f \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p_2}{\partial r} \right), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c \leq r < R_k, \quad 0 < t \leq t_{exp}, \quad (5)$$

с начальными

$$p_2(x, r, 0) = p_0(x, r), \quad T_2(x, r, 0) = T_0(x, r), \quad 0 \leq x \leq L, \quad r_c \leq r < R_k, \quad (6)$$

и граничными условиями

$$\int_S \frac{k}{\mu} \frac{\partial p_2}{\partial r} dS = q + C \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial t}, \quad 0 < t \leq t_{exp}, \quad (7)$$

$$p_2(x, R_k, t) = p_k, \quad T_2(x, R_k, t) = T_k. \quad (8)$$

Здесь параметры в стволе скважины: $p_1=p_1(x)$, $T_1=T_1(x, t)$ – давление и температура, $v(x)$ – скорость флюида, ρ – плотность флюида, r_c – радиус ствола, C – коэффициент влияния ствола, L – длина ствола, S – поверхность ствола; параметры пласта: $p_2=p_2(x, r, t)$, $T_2=T_2(x, r, t)$ – давление и температура соответственно, p_k , T_k – давление и температура на контуре питания, R_k – радиус контура питания, β^* – упругоемкость, w – скорость фильтрации, C_R – коэффициент объемной теплопроводности, C_f – удельная теплопроводность флюида; θ – коэффициент теплопередачи, ε – коэффициент Джоуля-Томсона, b_i , $i = \overline{1, N-1}$ – границы зон однородностей, N – количество зон; эксплуатационные параметры: q – дебит горизонтальной скважины, $p_2(t)$ – среднее давление по стволу, t_{exp} – время работы скважины.

Особенностью данной постановки является разделение временных масштабов: для ствола скважины используется квазистационарное приближение, в то время как в пласте учитывается нестационарность процессов. Такая математическая модель позволяет адекватно описывать термогидродинамические процессы при существенном сокращении вычислительных затрат по сравнению с полной трехмерной нестационарной постановкой.

В ходе численного моделирования гидродинамические потери в горизонтальном участке ствола для ламинарного режима течения определялись с использованием известной зависимости коэффициента трения [2].

$$\Psi = \Psi_0 (1 + 0.04304 (N_{Re,w})^{0.6142}), \quad \Psi_0 = 16 / N_{Re}, \quad N_{Re} = 2r_w v / \mu, \quad N_{Re,w} = 2r_w w / \mu, \\ \text{где } N_{Re}, N_{Re,w} – \text{числа Рейнольдса.}$$

Обратная задача формулируется следующим образом: определить коэффициент проницаемости $k=k(x, r)$, когда процессы тепломассопереноса в нефтяном пласте и стволе горизонтальной скважины описываются системой (1)–(8). Дополнительно известны изменения температуры при пуске скважины, измеренные глубинными приборами, установленными в различных участках ствола горизонтальной скважины:

$$T_{1,i}(t) \equiv T_1(x_i, t) = \varphi_i(t), \quad p_{2,i}(t) \equiv p_2(x_i, r_c, t) = \zeta_i(t), \quad i = \overline{1, N}, \quad 0 < t \leq t_{exp} \quad (9)$$

Здесь $x_i, i = \overline{1, N}$ координаты расположения глубинных измерительных приборов. Участки размещения глубинной измерительной аппаратуры определяются на основе геофизических исследований скважины.

Оценка коэффициента проницаемости ищется в классе кусочно-постоянных функций $k(x, r) = k_i, b_{i-1} \leq x < b_i, i = \overline{1, N}$. Границы зон однородностей являются известными. Решение обратной задачи (1)–(9) ищется из минимизации среднеквадратичного отклонения между наблюдаемыми и вычисленными величинами:

$$F(\bar{s}) = \sum_{i=1}^N \int_0^{t_{exp}} (T_{1,i}(t) - \varphi_i(t))^2 dt + \varepsilon \sum_{i=1}^N \int_0^{t_{exp}} (p_{2,i}(t) - \zeta_i(t))^2 dt \quad (10)$$

где $\zeta_i(t)$ и $\varphi_i(t)$ – наблюдаемые значения давления и температуры, $p_{2,i}(t)$, $T_{1,i}(t)$ – вычисленные значения давления и температуры, полученные из численного решения уравнений (1)–(8), $\bar{s} = (s_1, s_2, \dots, s_N)$ – искомый параметр, $0 < m_i \leq s_i \leq M_i$, $m_i, M_i = \text{const}$.

Такой подход позволяет получить приближенное решение обратной задачи (1)–(10). Для поиска минимума среднеквадратичного отклонения строится итерационный на основе алгоритма Левенберга-Марквардта.

Разработанная математическая модель (1)–(8) обеспечивает построение профиля притока вдоль ствола скважины. Результаты расчетов показывают корреляцию между распределением притока и неоднородностью фильтрационных свойств пласта. В неоднородном пласте наблюдаются различия в динамике температурных изменений, вызванных калориметрическими эффектами при дросселировании потока. Такая зависимость от фильтрационных свойств пласта позволяет использовать измерения температуры и давления для оценки неоднородности коллектора.

Далее приводятся результаты обработки экспериментальных данных, полученных при проведении термогидродинамического мониторинга действующей горизонтальной скважины. Распределение притока по длине горизонтальной скважины, полученное в результате расчетов, представлено на рисунке 2 и показывает его неравномерный характер. Сопоставление результатов моделирования и фактических замеров давления (рисунок 3) выявило хорошее соответствие динамики давления в первой однородной зоне. Аналогичная тенденция наблюдается и в остальных участках пласта.

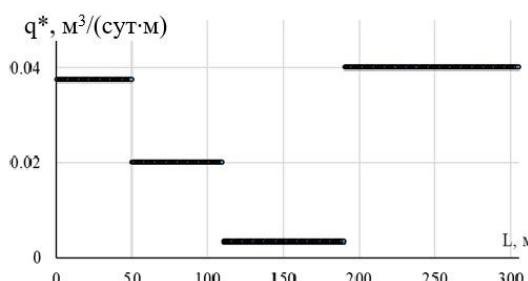


Рисунок 2 – Распределение притока жидкости по стволу скважины от носка к пятке

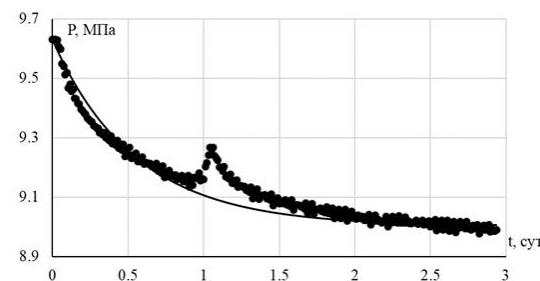


Рисунок 3 – Наблюданная ● и вычислённая — кривые изменения давления

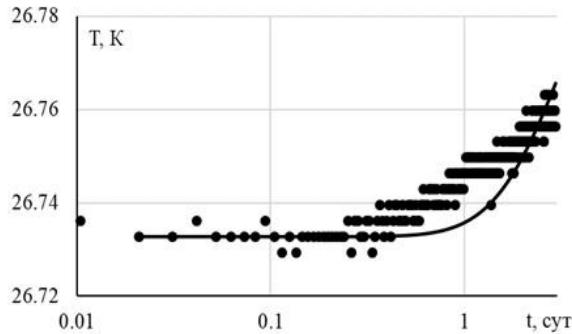


Рисунок 4 – Наблюдаемые ● и вычисленные — кривые изменения температуры в первой зоне

Сопоставление результатов моделирования и фактических замеров давления (рисунок 3) выявило хорошее соответствие динамики давления в первой однородной зоне. Аналогичная тенденция наблюдается и в остальных участках пласта. Как видно из рисунка 4, расчетные и экспериментальные температурные кривые в точках мониторинга хорошо согласуются между собой.

Список литературы

1. Бадертдинова Е.Р., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Хайруллин Р.М. (мл.) *Решение обратной коэффициентной задачи тепломассопереноса по результатам измерений температуры в стволе горизонтальной скважины // Теоретические основы химической технологии. 2024. т.58, № 5. С.621-627.*
2. Ouyang L.B., Arbabi S., Aziz Kh. *Single-phase wellbore-flow for horizontal, vertical, and slanted wells // Soc. of Petrol. Eng. J. 1998. № 3(02). P.124.*

Прогноз зон трещиноватости в интервале доманиковых отложений верхнего девона с использованием кубов азимутальных атрибутов и рассеянной компоненты

P.B. Чернов¹, А.Д. Буланова¹, Н.А. Гурвич¹, В.В. Васильева¹, О.В. Феоктистова²

¹ООО «ТНГ-ИТ»

²АО «Инвестиции 77»

E-mail: chernov.rv@tng.ru

Телефон: +79934164685

Аннотация

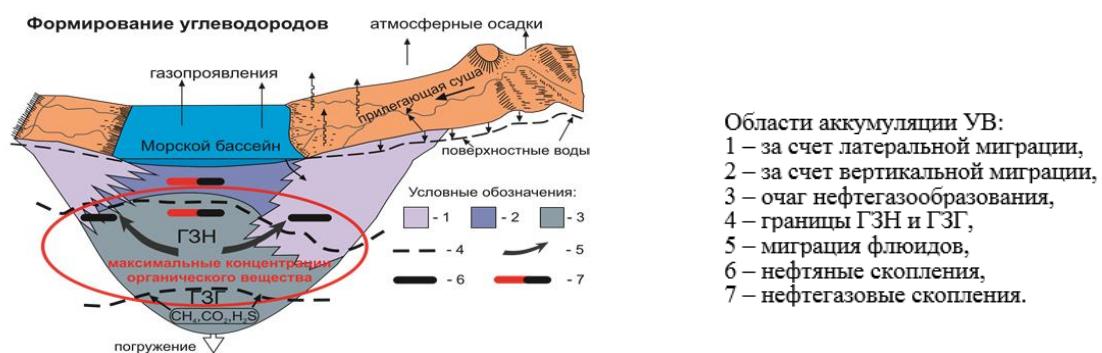
В последнее время структура мировой нефтедобычи характеризуется стремительным ростом доли трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к нетрадиционным объектам, к которым относятся доманиковые отложения, слабопроницаемые и сильнотрещиноватые, являющиеся аналогом сланцевых толщ, развитых на территории США. В настоящее время существует ряд новых технологий, позволяющих выявить углеводороды в нетрадиционных источниках. В текущей работе предложен метод, предполагающий совместный анализ изменения амплитуд в зависимости от азимута и энергии рассеянной компоненты, по данным после полно-азимутальной глубинной миграции ES360 в угловой области. Исходными данными для глубинной миграции послужили результаты регистрации методом сейсморазведки 3Д с применением широко-азимутальной расстановки.

Ключевые слова

Обработка, сейсморазведка, азимут, миграция, дифракция, интерпретация.

Общие сведения

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, а также концентрировать их в отдельных зонах, выполняющих роль резервуара. Под высокоуглеродистой формацией (ВУФ) понимается природная совокупность тонкослоистых горных пород со сходными условиями образования, благоприятными для накопления органического вещества и его преобразования в углеводороды с последующей возможной миграцией в пустотное пространство этих пород (Рисунок 1).



Примечание: выкопировано со статьи А.Н. Ступаковой и др. «Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна». Журнал «Георесурсы», 2(61) 2015 г., Москва.

Рисунок 1 – Зоны максимальной концентрации углеводородов в сланцевых породах расположены в наиболее прогнутой части бассейна

Граф обработки сейсморазведочных данных

На одном из открытых месторождений Волго-Уральской НГП для детального изучения ловушек, как традиционных, так и нетрадиционных (доманиковой толщи), на предмет продолжения изучения трудноизвлекаемых запасов, подтверждённых скважинными исследованиями, проведена сейсморазведка МОГТ-ЗД с широкоазимутальной системой наблюдения, с целью возможности выполнения миграции ES360 в угловой области, а также изучения амплитуд в зависимости от азимута и расчёта куба энергии рассеянной компоненты.

Обработка сейсморазведочных материалов была выполнена в вычислительной системе Echos/GeoDepth и включала в себя следующую последовательность:

- Подавление волн-помех, направленное на выделение сигнальной составляющей и повышение когерентности гидографов полезных отражающих границ;
- Учёт разнородной верхней части разреза и расчёт скоростного закона;
- Создание глубинно-скоростной модели с применением скважинных данных;
- Глубинная миграция ES360 в угловой области с получением рефлексионных и дирекционных сейсмограмм;

На рисунке 2 представлен результат глубинной миграции - фрагмент глубинно-скоростной модели и куба сейсмоданных. Оценка качества выполнена путём сопоставления со скважинными данными (отсутствуют невязки с отбивками, модель в точке скважины соответствует данным акустического каротажа).

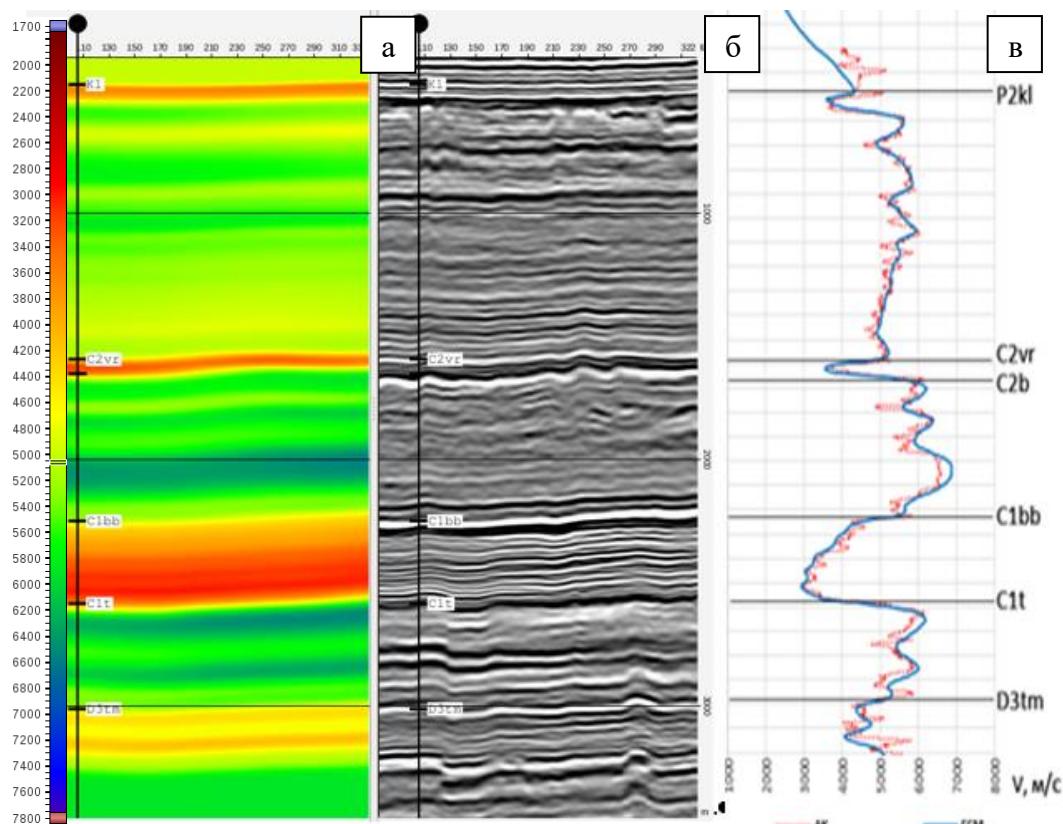


Рисунок 2 – Фрагмент ГСМ (а), глубинного куба (б) и сопоставление ГСМ с данными акустического каротажа (в) в точке скважины

Интерпретация результатов обработки сейсморазведочных данных

На территории Волго-Уральской НГП в верхнедевонских отложениях франского яруса открыт ряд месторождений, сложенных породами доманикового типа. Рассматриваемые отложения являются нефтепроизводящими. По достижении

термической зрелости, нефть, образовавшаяся в доманиковых породах, по системам трещин эмигрировала в выше- и нижележащие слои, где она скопилась в ловушках традиционных резервуаров, однако значительная часть нефти не эмигрировала и осталась в поровом пространстве внутри самой толщи. Такие залежи не контролируются традиционными структурными или литологическими ловушками. Доманиковая формация объединяет в себе отложения франко-фаменского возраста (Рисунок 3). В этой толще было прослежено 3 отражения:

- Дфм - кровля среднефаменского подъяруса верхнего девона D3fm (ОГ Дфм)
- Дфр - кровля верхнефранского подъяруса верхнего девона D3fr (ОГ Дфр)
- Д - кровля тиманского горизонта верхнего девона D3tm (ОГ Д)

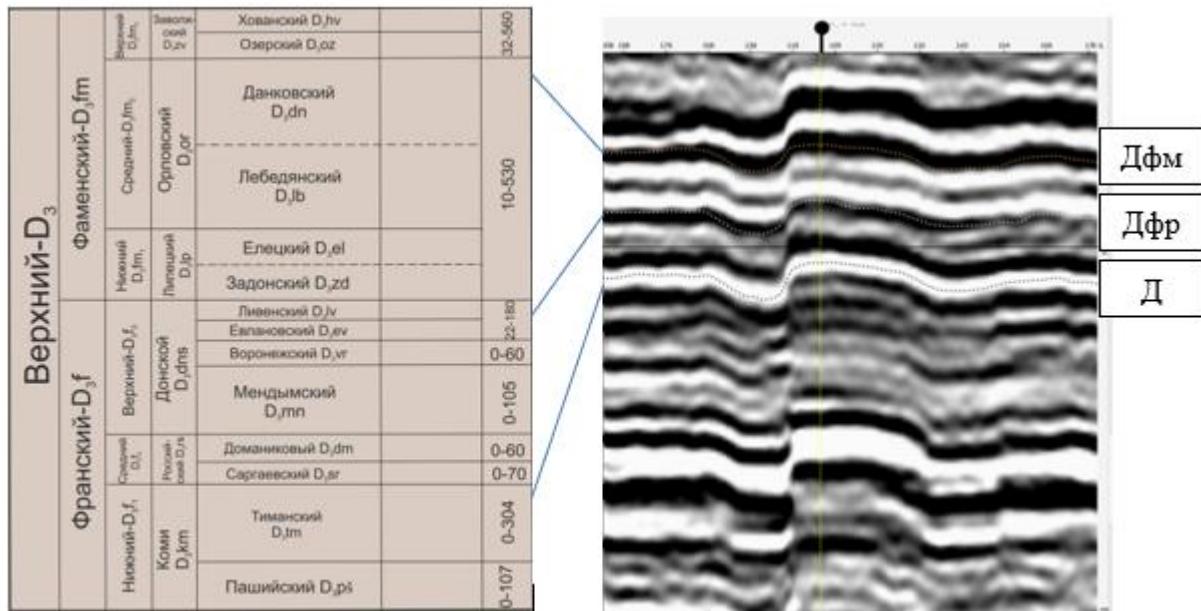


Рисунок 3 – Пример стратиграфического представления доманиковых отложений в районе открытого месторождения

Наличие напряжений и трещин в породе привело к возникновению азимутальной анизотропии - изменению физических свойств в зависимости от направления. Технология широко-азимутальной угловой глубинной миграции ES360 позволяет оценить распределение амплитуд в зависимости от азимута и получить дополнительные атрибуты, характеризующие возможные проявления анизотропии свойств в среде. Рефлексионные сейсмограммы характеризуют распределение энергии отражённых волн как функции угла падения, дирекционные сейсмограммы характеризуют распределение энергии волн, заданных пространственной ориентацией отражателя.

По рефлексионным сейсмограммам был выполнен азимутально-зависимый анализ амплитуд – AVAZ. В результате чего были рассчитаны следующие атрибуты:

- Интенсивность анизотропии (HTI Reliability);
- Азимут HTI оси симметрии;
- Анизотропный градиент.

Для расчёта векторной карты анизотропных свойств, по отражающей границе D3tm были экстрагированы значения из кубов анизотропных атрибутов AVAZ (интенсивность анизотропии и ось симметрии). Анализируя полученные результаты, можно отметить схожее направление анизотропных свойств по данным AVAZ и результатам обработки исследований трещиноватости имиджером FMI в скважине.

Структурные детали и неоднородности среды, такие как сбросы, карстовые полости, крупные трещины и т.д. порождают дифрагированные (рассеянные) волны, которые несут в себе информацию о рассеивающих объектах. Для карбонатных коллекторов важной задачей является обнаружение подобных неоднородностей. По дирекционным сейсмограммам путем фильтрации зеркальной энергии получен куб энергии рассеянной компоненты волнового поля (Рисунок 4).

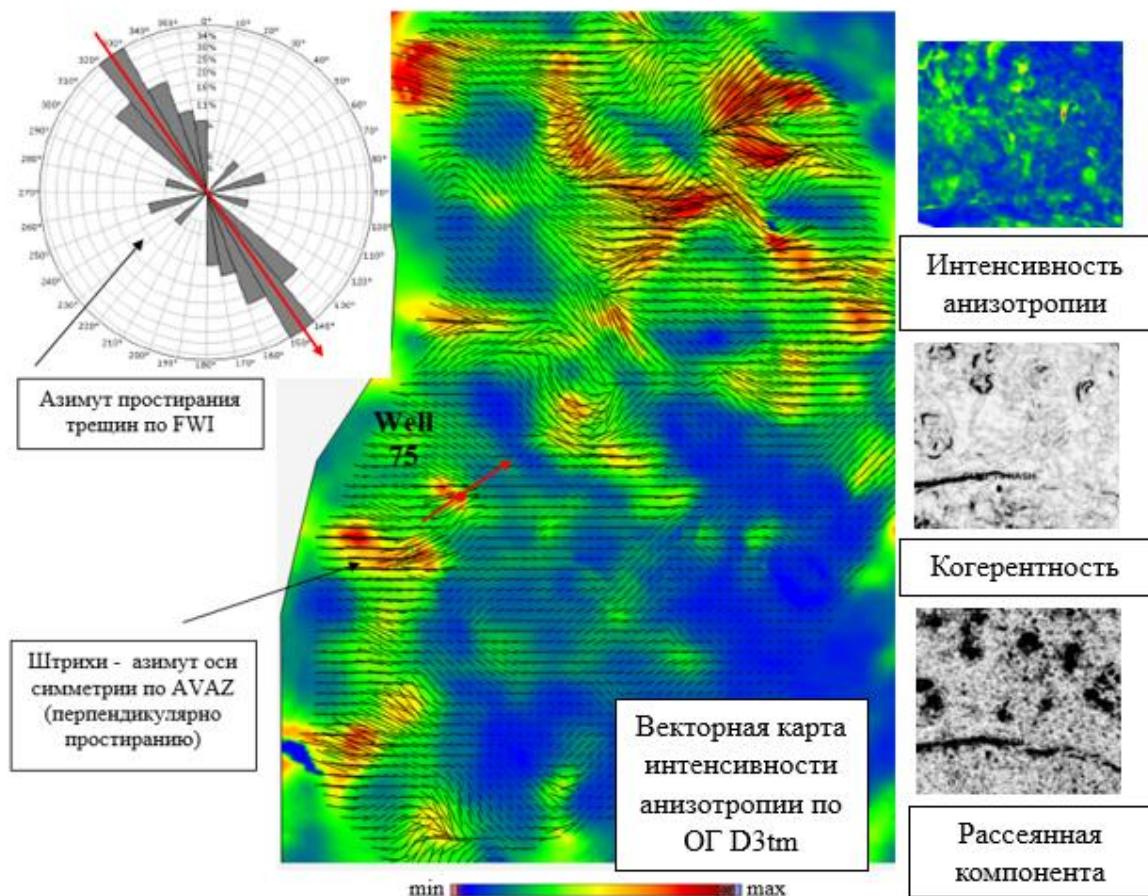


Рисунок 4 – Пример векторной карты направленности анизотропии и атрибутов по отражённой энергии и рассеянной компоненте

Анализ проявлений анизотропии среды в зависимости от азимута и масштаба (размера объекта) выполнен путём ДАГ-анализа – сопоставлением отражённой энергии с интенсивностью анизотропии и энергией рассеянной компоненты.

«ДАГ-анализ» (ДАГ – аббревиатура терминов Дифракция, Анизотропия, Геометрия) – методика комплексирования различных атрибутов, которые могут служить индикаторами наличия трещиноватости. Данный подход предполагает совместную визуализацию атрибутов когерентности (красный цвет), интенсивности анизотропии (зелёный цвет) и энергии рассеянной компоненты (синий цвет) в режиме цветового смешивания RGB. Белым цветом маркируются зоны, где накладываются аномальные значения на всех картах атрибутов (повышенная анизотропия, энергия рассеянных волн и когерентность). При этом зоны повышенной трещиноватости (в случае, если их наличие обосновано геологическими условиями), представленные аномалиями в поле анизотропных параметров и рассеянной компоненты, будут выделяться на общем фоне голубым цветом (Рисунок 5).

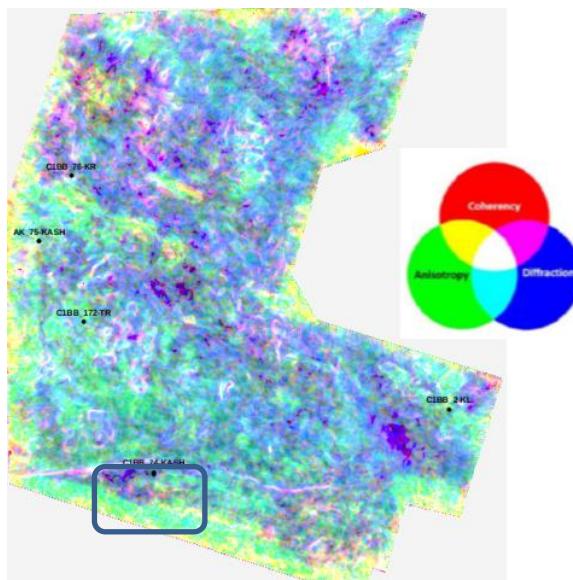


Рисунок 5 – Пример векторной карты направленности анизотропии и атрибутов по отражённой энергии и рассеянной компоненте

Результаты, полученные в процессе интерпретации анизотропных атрибутов и куба энергии рассеянной компоненты, позволяют сделать вывод о необходимости их расчёта в описываемых геологических условиях. Например, в районе залегания доманиковых отложений в пределах описываемых месторождений, можно отметить повышение энергии рассеянной компоненты и анизотропии, что можно ассоциировать по RGB – смешиванию, как область с повышенной плотностью трещин. Пробуренные ранее скважины подтверждают приток нефти в интервале залегания доманиковых отложений франского яруса. При этом, залежи нефти в продуктивных пластах доманикового типа не контролируются традиционными структурными или литологическими ловушками.

Список литературы

1. Хисамов Р. С., Базаревская В. Г., Тарасова Т. И., Бадуртдинова Н.А., Гибадуллина О.Г. Перспективы нефтеносности доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазовой провинции // ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». 2017. № 6. С. 10-14
2. Семёнова А. В. Обработка и комплексная интерпретация геологогеофизических данных 3D с целью изучения геологического строения недр лицензионных участков Савицкий и Журавлёвский в 2019-2021гг. ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, 2022 г.

Повышение эффективности технологии заводнения залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов

A.X. Шахвердиев, Ю.П. Панов

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ)
E-mail: ah_shah@mail.ru

Аннотация

Разнообразие естественных условий залегания углеводородных залежей и техногенные факторы, возникающие при реализации процесса заводнения, создаются серьёзные научно-технологические проблемы, требующие изучения причинно-следственной связи расхождения рассчитанных модельных и ожидаемых фактических показателей процесса многофазной фильтрации на макро-, мезо- и микроуровнях при разработке и эксплуатации месторождений жидких и газообразных углеводородов. Новое решение задач сводится к нахождению управляющего параметра, способного осуществить мониторинг и контроль технологии заводнения, заблаговременно предсказать проявление неустойчивости фронта вытеснения двухфазного и трёхфазного потока и своевременно прогнозировать прорыв воды и газа к нефтедобывающим скважинам.

Ключевые слова

Заводнение, трудноизвлекаемые запасы нефти, неустойчивость фронта вытеснения, прорыв воды и газа, дискриминантный критерий, прогноз обводненности.

Процесс вытеснения одной жидкости другой формируется в условиях геологической и физической неоднородности пластовой системы при взаимодействии гидродинамических, капиллярных, молекулярных, инерционных, гравитационных, электрокинетических и прочих сил, существенно осложняющих процесс многофазной, многомерной фильтрации. Следовательно, комплексный единовременный учёт всех взаимодействующих сил невозможен и поэтому в зависимости от предпочтения исследователей и условий поставленной задачи, приоритетно исследуется влияние той или иной силы [1-5]. Факторов, влияющих на процесс заводнения так велико, что требуется введение условной классификации по степени и характеру обводненности добывающих скважин или зон залежей, охваченных заводнением и определить группу скважин,рабатывающей запасы, отвечающие требованиям, предъявляемым трудноизвлекаемой категории запасов углеводородов, истощённых и недонасыщенных нефтью залежей [2-3].

В исследованиях [2] предлагаются приемлемый и правомерный вариант классификации скважин, разделённых на три группы, различающихся по степени и характеру обводненности, вызванные естественной и техногенной причинами.

Очевидно, что причины несоответствия математических моделей пластовых систем собственным природным двойникам кроются в отклонении реального физического механизма процесса вытеснения нефти водой в условиях неустойчивости фронта вытеснения в переходной зоне фильтрации, от заложенного в теории двухфазной фильтрации Buckley-Leverett [6,7] упрощённого физического механизма и математической аппроксимации [8], используемого в гидродинамической модели, в которой игнорируется многозначность и скачек водонасыщенности.

Целью работы является формирование условной классификации высокообводненных скважин и адаптация качественной модели динамических систем из теории катастроф, для решения проблемы многофазной фильтрации в условиях

неустойчивости фронта вытеснения в переходной зоне [9,10]. Предлагается методика критериальной оценки для своевременного прогноза прорыва воды, провоцируемой неустойчивостью фронта вытеснения в переходной зоне. В качестве управляющих параметров для диагностики и прогноза момента прорыва воды используется дискриминантные критерии, рассчитанные, на основе решения уравнений автономной квадратичной полиномиальной динамической системы – для нефтяной, водной и газовой фаз [11-19]. Все качественные свойства решений и характер положений равновесия динамической системы полностью определяются значениями дискриминантов и комбинацией их знаков. Распадающиеся двумерные квадратичные автономные полиномиальные ДС для двухфазного случая образуют 9, а для трёхфазного 27 классов эквивалентности, относительно комбинации знаков дискриминантов.

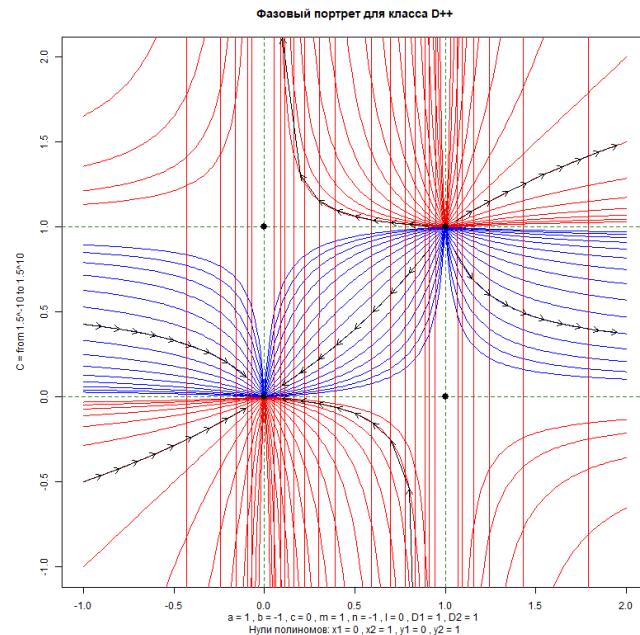


Рисунок 1 – Фазовый портрет распадающейся двумерной автономной квадратичной полиномиальной ДС класса D⁺⁺, D₁=D₂=1; положения равновесия (точки покоя) $\mathbf{u}_{2,2} = (1, 1)$ и $\mathbf{u}_{1,1} = (0, 0)$ являются неустойчивым ($\mathbf{u}_{2,2}$) и устойчивым ($\mathbf{u}_{1,1}$) узлами (репеллером и аттрактором), а $\mathbf{u}_{1,2} = (1, 0)$ и $\mathbf{u}_{2,1} = (0, 1)$ – седлами

Ниже представлен 4 фрагмента из 29 классов дискриминантного критерия для трёхфазного потока и соответствующие стратегии выбора режима работы скважины, сформулированные следующим образом:

- При, $D_O < 0, D_W > 0, D_G > 0$ (семейство решений D⁺⁺), отбор нефти имеет тренд к росту, а воды и газа – к снижению – рекомендуется увеличение отбора жидкости из скважины, после изучения потенциальной возможности насосного оборудования и его смены на более мощного.
- При, $D_O > 0, D_W < 0, D_G < 0$ (семейство решений D⁺⁻), отбор нефти имеет тренд к снижению, а воды и газа – к росту, неустойчивость фронта вытеснения может провоцировать прорыв воды и газа – рекомендуется ограничить отбор флюидов из скважины и провести геолого-технические мероприятия, в том числе ремонтно-изоляционные работы (РИР) по снижению прорыва воды и газа.
- При, $D_O < 0, D_W < 0, D_G < 0$ (семейство решений D⁻⁻), отборы нефти, воды и газа имеют тренд к росту – рекомендуется режим работы скважины сохранять и провести геолого-технические мероприятия по снижению водопритока, в том числе

ограничение закачки воды через соседние взаимодействующие нагнетательные скважины.

- При, $D_O > 0$ и $D_W > 0$, $D_G > 0$ (семейство решений D^{+++}), отборы нефти, воды и газа имеют тренд к снижению – рекомендуется проведение адресных геологотехнических мероприятий, в том числе по интенсификации притока жидкости в скважине и повышению нефтеотдачи пласта, адекватных условиям эксплуатации объекта разработки.

Ниже приводится пример применения дискриминантного критерия к показателям разработки конкретных объектов. Как видно из рис. 7, произошли ограничения роста отбора нефти и прорыв воды и газа, что подтверждается абсолютными значениями и сочетанием знаков управляющего параметра: $D_o > 0$, $D_w < 0$, $D_g < 0$.

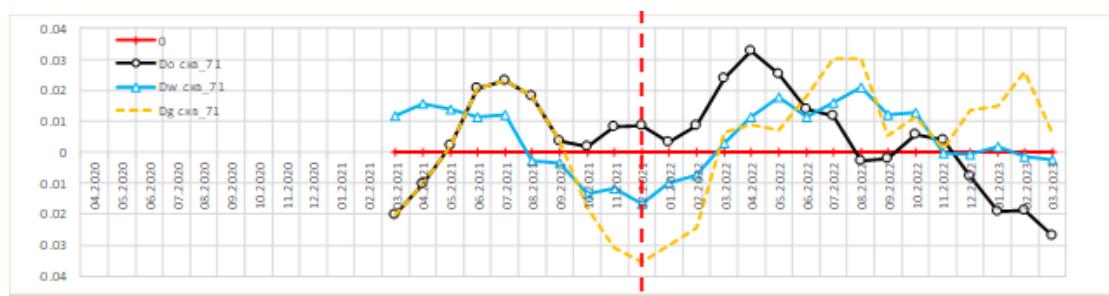


Рисунок 2 – Динамика дискриминанты трёхфазного потока на скважине №07808

Предлагаемые решения могут быть эффективными, как при проектировании объектов разработки, так и при планировании инновационных технологий повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти [19-21].

На основе предложенных дискриминантных критериев впервые сформулированы решающие правила, рассчитанные на определённый технологический и экономический эффект, в том числе на дополнительную добычу нефти, эффективную мобилизацию и экономию закачиваемой и отбираваемой воды и газа.

Рекомендуется снизить отбор жидкости по скважине, определить причину обводнения и провести ГТМ по ограничению притока воды и газа. Закачку воды по окружающим взаимодействующим нагнетательным скважинам рекомендовано снизить. Отметим, что зона неустойчивости на плоскости оси дискриминант соответствует состоянию неустойчивости на рис. 7 начиная с точки 09-2021, где D_o переходит в область положительных значений, допускающих значительное снижение отбора нефти, а D_w и D_g в область отрицательных значений, допускающих прорыв или значительный рост отбора воды и газа. Этот процесс наблюдается для воды и газа до 03.2022, а для нефти до 08.2022. При этом прорыв воды можно было прогнозировать с 07.2021, а газа с 09.2021. Как видно из рис.7 за счёт принятых мер с 11.2022 наступила стабилизация процесса и по 03.2023 наблюдается рост отбора нефти сопровождаемая предотвращением прорыва газа и ограничением последующего роста отбора воды или обводненности.

Список литературы

1. Шахвердиев А.Х. Ещё раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44-48.
2. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.

3. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
4. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58-63.
5. Мандрик И.Э., Шахвердиев А.Х., Сулейманов И.В. Оценка и прогноз нефтеотдачи на основе моделирования нейронными сетями // Нефтяное хозяйство. 2005. № 10. С. 36-39.
6. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands // Transactions of the AIME (1942, December). 1942. V. 146(01). SPE-942107-G. P. 107-116.
7. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974.
8. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва-Ижевск: ИКС, 2004.
9. Thompson J.M.T. Instabilities and Catastrophes in Science and Engineering. Wiley New York, 1982.
10. Арнольд В.И. Теория катастроф. М.: Наука, 1990.
11. Shakhverdiev A. Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2019. V. 40(10). P. 1691-1706.
12. Shestopalov Yu.V., Shakhverdiev A.Kh. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems. Symmetry. 2021. V.13(10). P. 1884.
13. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 104–109.
14. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации завоdнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения / А.Х. Шахвердиев, Ю.В. Шестопалов, И.Э. Мандрик, С.В. Арефьев // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118-123.
15. Shestopalov Y., Shakhverdiev A. Three-Phase Dynamical Systems and Their Applications to Monitoring for the Development of Hydrocarbon Fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2023. V. 4. № 11. P. 5045–5056.
16. Shestopalov Y., Shakhverdiev A., Arefiev S.V. Bifurcations Associated with Three-Phase Polynomial Dynamical Systems and Complete Description of Symmetry Relations Using Discriminant Criterion // Symmetry. 2024. V. 16. № 1. P. 14.
17. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / А.Х. Шахвердиев, В.Л. Барыюдин, Г.В. Малышек, Ю.М. Свищев, В.Ф. Анисимов // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
18. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений / Шахвердиев А.Х.О. // дисс. на соиск. уч. степени д.т.н. / ВНИИнефть. Москва, 2001.
19. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / А.Х. Шахвердиев, С.В. Арефьев, А.С. Поздышев, Р.Р. Ильязов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
20. High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor / A.Kh. Shakhverdiev, G.M. Panakhov, Jiang Renqi, E.M. Abbasov // Petroleum Science and Technology. 2024. P. 2157010.
21. Шахвердиев А.Х., Панов Ю.П. Выбор оптимального варианта проекта разработки месторождений углеводородов с учетом риска при отклонении запасов // Вестник РАН. 2024. Т. 24. № 3. С. 3-14.

Анализ поглощений при бурении транзитных пластов в Сургутском нефтегазоносном районе на базе геомеханического моделирования

Ю.Л. Шелепнева, Д.И. Горностаев, П.Г. Козлов, А.В. Васильев, С.В. Бричко

Группа компаний «ТОФС»

E-mail: Yustina.Shelepneva@tofsgroup.ru

Аннотация

Разработка старых месторождений с целью извлечения углеводородов из более глубоких продуктивных пластов сопряжена с решением сложных технических задач. При бурении скважин на таких месторождениях неизбежно прохождение интервалов транзитных пластов со сниженным поровым давлением.

Целями данной работы является определение причин поглощений при бурении скважин на старых месторождениях, выявление интервалов, в которых риск поглощения существенно возрастает в зависимости от горно-геологических условий транзитных пластов и обоснование необходимости построения карт распределения предельных значений ЭЦП.

Ключевые слова

1D-геомеханическая модель, поглощение бурового раствора, уплотняющее бурение, АНПД

Бурение через транзитные пластины с низким поровым давлением — это серьезная проблема, требующая комплексного подхода и инновационных решений. Успех безаварийного бурения таких скважин зависит от детальной проработки технических решений, тщательного подбора плотности буровых растворов и совершенствования технологий укрепления стенок скважины. При планировании новых скважин на разрабатываемых годами месторождениях зачастую не учитывают изменения горно-геологических условий с течением времени, связанных с эксплуатацией всех пластов месторождения. Это приводит к возникновению или росту непроизводительного времени, например, из-за поглощений в истощенных пластах. Так же неполная оценка горно-геологических условий может повысить риск потери устойчивости стенок скважин.

Решение вопросов бурения через транзитные пластины требует значительных инвестиций и высококвалифицированных специалистов. Оценка экономической целесообразности таких мероприятий должна учитывать ожидаемый экономический эффект и уровень рисков. Среди критерии должны приниматься во внимание сроки возврата вложений, потенциальные убытки от остановки производства в результате осложнения.

Данная работа посвящена анализу поглощения бурового раствора на базе геомеханического моделирования, с целью подбора операционных решений для оптимизации процесса бурения. Для построения модели было рассмотрено большое количество исходных данных, проанализированы суточные сводки по бурению, а также данные геофизических исследований в процессе бурения скважин.

По полученным данным, при бурении на месторождении в Сургутском нефтегазоносном районе на ряде скважин наблюдалось поглощение бурового раствора с интенсивностью до $15 \text{ м}^3/\text{ч}$ (Рисунок 1). Результатом данного поглощения оказался значительный перерасход химических реагентов, а как следствие — увеличение стоимости строительства скважины.

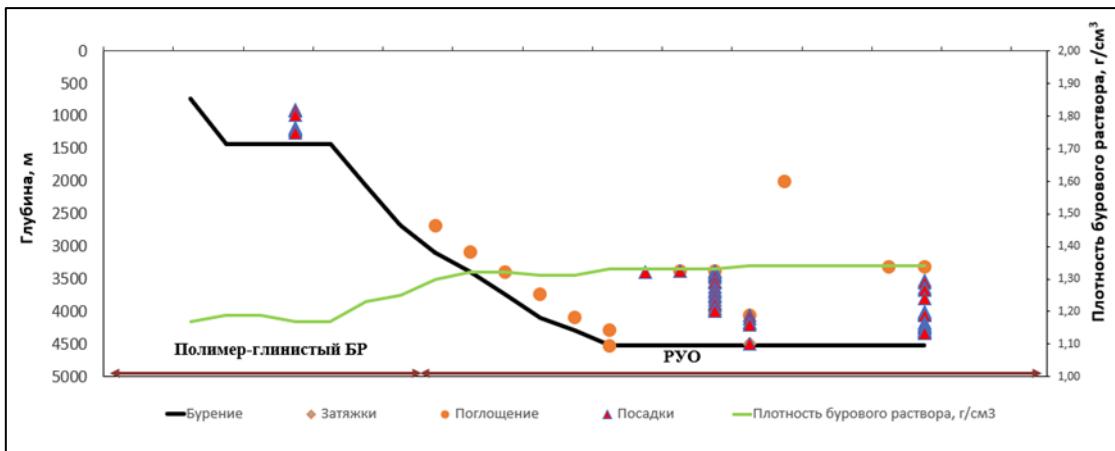


Рисунок 5 – График глубина/день с осложнениями во время строительства скважины

После проведения статистического анализа было выявлено, что поглощения наблюдаются не на всех скважинах, когда технологические параметры, в т.ч. и эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП), практически одинаковы. Из чего было сделано заключение, что причиной данных поглощений может являться сниженное поровое давление в проницаемых пластах за счет эксплуатации месторождения.

Для подтверждения теории была построена 1D-геомеханическая модель. В набор данных для построения входили результаты исследований керна на механические свойства, данные по замерам пластового давления и миниГРП [1,2].

По результатам построения модели были выделены интервалы с низким поровым давлением. Замеры давления в одном из транзитных пластов показали, что в данном интервале поровое давление ниже первоначального гидростатического на 20% (Рисунок 2).



Рисунок 6 – Расчет порового давления с учетом калибровочных данных

В дальнейшем был проведен расчет устойчивости ствола скважины [3], который выделил интервал с потенциальным риском поглощения (Рисунок 3). Градиент поглощений в данном пласте снижается за счет выработки запасов, и его значения становятся меньше, чем значения ЭЦП во время бурения.

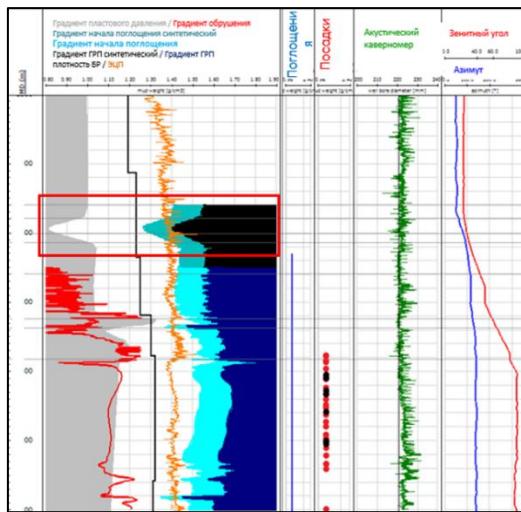


Рисунок 7 - Расчёт устойчивости ствола скважины

Таким образом, 1D-геомеханическая модель определила интервалы поглощений с верхними пределами по ЭЦП. В данном интервале фактическое ЭЦП превышает градиент начала поглощения, что подтвердилось на практике при бурении данной скважины.

Для борьбы с поглощениями была оптимизирована рецептура бурового раствора, которая помогла сократить объемы его потерь. Однако, изменения рецептуры оказалось недостаточно для полного исключения поглощений во время бурения. Для полного исключения поглощений нужна не только оптимизация рецептуры, но и внедрение системного подхода: построение 3D-геомеханической модели, на базе которой можно получить карты предельных значений ЭЦП по месторождению. Наличие карт распределения предельных значений ЭЦП позволит определить требуемые технологии бурения: снижение удельного веса бурового раствора, составление режимной карты бурения с ограничением расхода промывочной жидкости и скорости проходки, применение кольматирующих добавок, заблаговременное проведение различных технологических процедур по укреплению стенок скважины и снижению их проницаемости, изменение конструкции скважин, а также использование технологий БРД.

Прогрессивные методы планирования и бурения новых скважин на разрабатываемых месторождениях предполагают учет изменения горно-геологических условий и адаптации технологий к новым реалиям. Комплексный подход, включающий мониторинг, моделирование и внедрение современных техник, поможет снизить риски и обеспечить эффективность и безопасность бурения новых скважин на месторождениях, длительное время находящихся в процессе эксплуатации.

Список литературы

1. Zoback M. D. *Reservoir geomechanics*. Cambridge university press, 2010.
2. Торопецкий К. В. и др. Построение 1D физико-механических моделей и решение задач устойчивости ствола скважины и прискважинной зоны //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2016. – Т. 11. – С. 29-41
3. Dahab A. S. et al. Managing wellbore instability through geomechanical modeling and wellbore stability analysis //ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – ARMA, 2020. – С. ARMA-2020-1378.

Секция 3. Техника и технологии добычи

Разработка катализитической водорастворимой композиции для повышения качества высоковязкой нефти в процессе паротеплового воздействия

B.B. Атрощенко

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель, канд. техн. наук, доцент И.И. Мухаматдинов
E-mail: vvatroshchenko@gmail.com

В условиях истощения запасов легкой нефти возрастает важность разработки трудноизвлекаемых запасов, таких как тяжелые и сверхвязкие нефти. Термические методы, в частности паротепловое воздействие (ПТВ), являются основными для их добычи, но имеют недостатки: высокие энергозатраты и экологическую нагрузку. Катализитический акватермолиз *in situ* — перспективный метод снижения вязкости и улучшения качества нефти непосредственно в пласте.

Цель работы: Оценка эффективности водорастворимых катализаторов на основе солей никеля и железа для модернизации сверхвязкой нефти месторождения Бока-де-Харуко (Куба) в условиях паротеплового воздействия.

Ключевые методы:

- Катализитический акватермолиз в автоклаве высокого давления (200–300 °C, 24–120ч).
- Анализ группового состава нефти (SARA).
- Измерение вязкости на реометре.
- Хромато-масс-спектрометрия (ГХ-МС) газовых и жидких продуктов.
- Элементный анализ (CHNS).
- Сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) и рентгенофазовый анализ (РФА) катализаторов.

Основные результаты:

1. **Выбор катализатора:** Наиболее эффективным и стабильным признан сульфат никеля (NiSO_4). Оптимальная концентрация — 0.4% мас.
2. **Снижение вязкости:** При использовании 0.4% NiSO_4 при 300°C вязкость нефти снизилась с 13 000 до 1 250 мПа·с, то есть более чем в 10 раз.
3. **Изменение состава нефти:**
 - Содержание асфальтенов снизилось на 50% по сравнению с исходной нефтью.
 - Доля насыщенных углеводородов увеличилась на 70% относительно исходной нефти и на 30% относительно контрольного опыта (без катализатора).
 - Содержание серы в нефти уменьшилось с 5.9% до 5.4%.
4. **Газовая фаза:** В процессе катализитического акватермолиза повысилось содержание H_2S и CO_2 , что подтверждает активное протекание реакций десульфуризации и декарбоксилирования.
5. **Морфология катализатора:** Частицы катализатора после реакции имеют наноразмеры (40–170 нм), что не приведет к засорению пор пласта.
6. **Механизм:** Катализатор способствует разрыву C-S и C-C связей в смолах и асфальтенах, их деалкилированию и крекингу с образованием более легких углеводородов.

Выводы и рекомендации:

Водорастворимый катализатор на основе сульфата никеля (NiSO_4) в концентрации 0.4% мас. высокоэффективен для снижения вязкости и улучшения качества сверхвязкой нефти в процессе паротеплового воздействия при температуре 300 °C. Его применение позволяет значительно модернизировать нефть непосредственно в пласте, что упрощает ее последующую добычу и транспортировку и снижает экологическую нагрузку. Для повышения эффективности рекомендуется совместное использование катализатора с донором водорода (например, нафтой).

Механизмы и причины формирования солеотложений на поверхностях различного происхождения

P.H. Ахмадиев

Управление добычи нефти и газа ДДНГ ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина
E-mail: ahmadiev@tatneft.ru

Ключевые слова

Солеотложения, Нефтедобыча, Насосно-компрессорные трубы (НКТ), Минерализация воды, Давление и температура, Химический состав пластовых вод, Совместимость вод, Свойства поверхности оборудования, Смачиваемость, Шероховатость.

На поздних стадиях разработки месторождений возникают проблемы, связанные с образованием солеотложений в пласте, призабойной зоне, на оборудовании скважин и трубопроводах системы нефтесбора. Целью исследований является — изучение механизмов и причин формирования солеотложений на поверхностях различного происхождения, возникающих в процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин. Внимание уделено особенностям образования солеотложений, таким как влияние состава пластовых вод, режима эксплуатации скважин, совместимости воды и горных пород, а также свойств нефти и оборудования. Ключевыми факторами, определяющими образование солеотложений, являются минерализация воды, изменение давления и температуры, а также диффузионные и миграционные процессы солей.

Традиционно считается, что процесс формирования солеотложений — это массовая кристаллизация, происходящая в пересыщенных растворах и состоящая из трех этапов: зародышобразование, рост кристаллов и перекристаллизация осадка. Вместе с тем, существует понимание, что образование солеотложений представляет собой совокупность процессов, ведущих к формированию твердой фазы на поверхности. Хотя основной причиной солеотложений выступает кристаллизация солей из перенасыщенных вод, нефтяные компоненты, газовая фаза, механические примеси и свойства поверхности оказывают значительное воздействие на интенсивность, состав и свойства отложений.

Особое значение приобретает изучение процессов формирования солеотложений на поверхностях различного типа в условиях водонефтяных смесей.

На сегодняшний день проведен анализ работы 66 скважин с солеотложениями и 151 эксперимент. Определены основные факторы оказывающие влияния на образование солеотложений. На основе исследований влияния углеводородных компонентов, водородного показателя, смачиваемости и шероховатости поверхности на кинетику кристаллизации солеотложений, а также микроскопических исследований структуры солеотложений с определением их дисперсности, получены предварительные результаты позволяющие определить эффективность применения защитных покрытий и материалов для предотвращения солеотложений.

По результатам выполненных исследований сделаны следующие выводы:

1. При наличии углеводородной фазы процесс образования солеотложений происходит интенсивнее в 2 раза.

2. Увеличение КУС (краевой угол смачивания) ведет к меньшим отложениям на стенках материалов: на различных типах поверхностей процесс солеотложения различается - неметаллическая поверхность менее подвержена образованию кристаллов солей в отличие от металлической поверхности

На основе анализа принципов и причин образования различных типов солеотложений на поверхностях НКТ (металлических, стеклопластиковых), обобщения

научно-технической информации по разработке и применению методов предупреждения и удаления солеотложений, сбора, анализа и обобщения геолого-технической информации по осложненному формированием солеотложений фонду скважин объекта показано, что решение проблемы солеотложений с использованием различных материалов не может иметь универсальный характер, поскольку термодинамические условия их формирования достаточно разнообразны. Добыываемая продукция представляет собой многофазную многокомпонентную систему, которая определенным образом откликается на изменяющиеся внешние условия. При повышении температуры проявляется сложный характер ее взаимодействия с поверхностью, приводящий к выделению кристаллической фазы. В зависимости от покрытий и материалов, их защитные свойства нестабильны.

Таким образом, необходимо учитывать, что на формирование солеотложений влияют как характеристики покрытий, так и характеристики среды.

Проведенные лабораторные исследования показали значительный разброс параметров солеотложений, что ставит под сомнение пригодность существующих методик, базирующихся исключительно на определении концентраций отдельных ионов. Необходима разработка индивидуальных методов борьбы с солеотложениями, учитывающих специфические особенности каждого конкретного объекта, а также новых подходов, основанных на множественных факторах и применяющих современные методы анализа больших объемов данных, такие как машинное обучение.

Список литературы

1. Гуськова И.А., Гумерова Д.М. *Методические подходы к исследованиям эффективности химических реагентов для предотвращения осложнений в добывче нефти / Нефтепромысловое дело 2016. № 9, С. 56-58,*
2. Гуськова И.А., Хаярова Д.Р., Закиров Р.Р. *Комплексная экспериментальная методика выбора ингибитора солеотложений / Нефтяная провинция 2021. № 4(28) Часть 2. Спецвыпуск.*
3. Сыртланов А.Ш., Фасхутдинов Р.А., Шайдулин Г.Ш. и др. *Пути повышения эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 59-61.*
4. Кацавцев В.Е, Мищенко И.Т. *Солеобразование при добывче нефти. М.: ОрбитаM, 2004. 432 с.*
5. Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов А.Г., Хлебников С.П. *Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2006. № 1. С. 38-41.*

Нефтяные ПАВ и их роль в стабилизации водонефтяных эмульсий

E.E. Барская, Е.С. Охотникова, Ю.М. Ганеева, Т.Н. Юсупова, Г.Р. Фазылзянова

ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН

E-mail: yuyand@yandex.ru

Аннотация

В докладе изложены представления о нефтяных ПАВ, их склонности к формированию жидкокристаллической фазы и роли в стабилизации водонефтяных эмульсий.

Ключевые слова

Асфальтены, адсорбированные соединения, эфирные и сложноэфирные фрагменты, ПАВ, асфальтеновые агрегаты, водонефтяные эмульсии, стабилизация

Образование устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ) на всех этапах производственного процесса, включая добычу нефтяного сырья, его транспортировку и переработку, представляет собой серьезную проблему для нефтегазовой отрасли. Разрушение такого типа эмульсий требует детального исследования механизмов ее стабилизации и, в первую очередь, понимания к какому типу эмульсий они относятся: к классическому, дисперсная фаза в которых стабилизируется «нефтяными ПАВ» [1], или к эмульсиям Пикеринга, стабилизация которых осуществляется исключительно твердыми частицами нано- и микроразмеров [2]. Следует отметить, что интерес к изучению устойчивых ВНЭ возрос не только с точки зрения перспективности подбора методов их разрушения, но и для создания вытесняющих композиций для нефедобычи [3].

Основная роль в стабилизации ВНЭ приписывается асфальтенам. Считается, что асфальтены являются природными поверхностно-активными веществами (ПАВ) несмотря на то, что по химической структуре они к таковым не относятся. Действительно, классические ПАВ имеют определенную структуру – гидрофильтрующую (полярную) голову и гидрофобный (углеводородный) хвост, что весьма далеко от общего представления о структуре асфальтеновых молекул, тем более, как известно, в нефтяных системах асфальтены по большей части присутствуют в виде наноагрегатов или кластеров наноагрегатов [4].

Поверхностно-активные свойства асфальтенам придают соединения, адсорбированные на их поверхности. При исследовании битумов Атабаски и других тяжелых нефтий [5] показано, что адсорбированные на поверхности асфальтеновых частиц соединения при определенных условиях формируют жидкокристаллические домены (жидкокристаллическую оболочку) термотропной и лиотропной природы. Установлено, что соединения, входящие в состав жидкокристаллической оболочки, по сравнению с асфальтенами имеют более низкий и узкий диапазон молекулярных масс, характеризуются более высоким содержанием гетероэлементов (серы, кислорода и азота) [6], а также содержат ароматические ядра меньших размеров [7]. Сравнительно недавно было показано [8], что эти адсорбированные соединения по большей части представлены гуминовыми веществами (гуминовыми кислотами, фульвовыми кислотами и гумином). Присутствие жидкокристаллических доменов зафиксировано также на границе раздела нефть–вода [9, 10], выявлено их влияние на стабильность эмульсий типа "вода в нефти" [11]. Сделано предположение, что эти склонные к адсорбции на поверхности асфальтеновых частиц соединения оказывают большое влияние на поверхностные и межфазные процессы, возникающие при добыче и

переработке нефти, и их можно рассматривать как важный класс материалов, который полностью упускается из виду при традиционном SARA или SimDist анализах [7].

С целью изучения влияния адсорбированных на поверхности асфальтеновых частиц соединений на формирование стабильных ВНЭ изучены асфальтены, выделенные из нефтей ряда месторождений Республики Татарстан, а также природных и окисленных битумов. Сложность и разнообразие молекулярной структуры смолисто-асфальтеновых компонентов, их склонность к межмолекулярным взаимодействиям приводят к тому, что при использовании стандартной процедуры выделения (ASTM D 6560) не удается получить асфальтены в «чистом» виде. Для выделения адсорбированных соединений использовались методы последовательной экстракции асфальтенов горячим гептаном и переосаждения асфальтенов из толуольного раствора (рисунок 1).



Рисунок 1 - Схема выделения адсорбированных соединений из асфальтеновой фракции

Выделенные адсорбированные соединения имеют темно-коричневый цвет, смолоподобную консистенцию и растворимы в гептане. Установлено, что эти соединения на 60-80% состоят из смол, в основном полярных (спиртобензольных), и на 20-40% - из масел с повышенным содержанием высокомолекулярных парафиновых углеводородов [12].

Большой интерес представляет изучение индивидуального состав этой фракции. Методом ИК спектроскопии показано, что адсорбированные соединения характеризуется специфическим типом ароматических соединений, проявляющих особенность в диапазоне деформационных колебаний ароматической связи C–H (от 700 до 900 cm^{-1}), соответствующую монозамещенным ароматическим соединениям, а также наличием эфирных и сложноэфирных фрагментов (рисунок 2) [13]. Структуру этих молекул можно схематично описать как Ar–C(=O)–O–Alk, где Ar и Alk, соответственно, ароматический и алкильный фрагменты. Методом хромато-масс-спектроскопии в составе адсорбированных соединений зафиксирована повышенная концентрации диалкилфталатов, содержащих от 4 до 11 атомов углерода в алкильной цепи (рисунок 3). Алкильные цепи имеют преимущественно нормальное строение.

Таким образом, установлено, что в составе адсорбированных соединений преобладают сложные эфиры ароматических кислот, которые относятся к классу ПАВ, способных формировать жидкокристаллическую фазу [8].

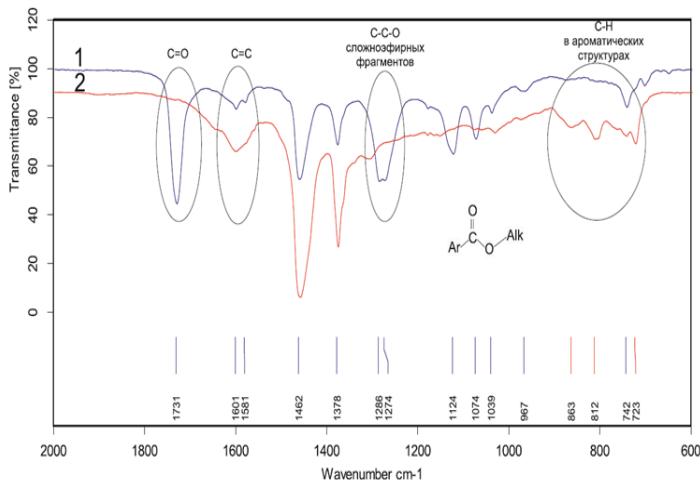


Рисунок 2 - ИК спектры фракции адсорбированных соединений (1) и «очищенных» асфальтенов (2)

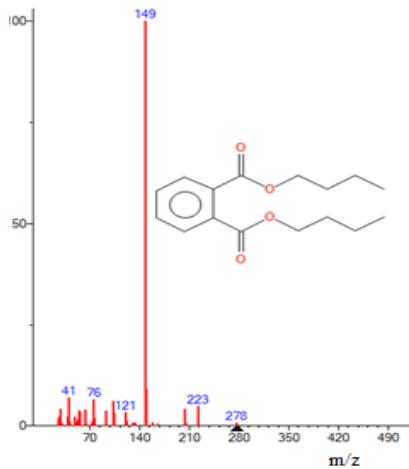


Рисунок 3 - Масс спектр фракции адсорбированных соединений

На примере модельных (гептольных) нефтяных систем показано, что десорбированные с поверхности асфальтенов соединения, обогащенные полярными сложноэфирными фрагментами и монозамещенными ароматическими соединениями, выступают в качестве ПАВ-эмультгаторов – формируют на границе раздела нефть/вода тонкую пленку низкой механической прочности (рисунок 4). Исследована роль асфальтеновых частиц в формировании и стабилизации ВНЭ. Для этого в гептольный раствор добавлялись очищенные (см. рисунок 1) или исходные асфальтены (с адсорбированными на них соединениями). В первом случае ВНЭ не образовывались ни при каких обстоятельствах, во втором случае при достижении в модельной нефтяной системе точки онсет (при увеличении доли гептана до соотношения гептан:толуол = 1:1 и выше) были получены стабильные ВНЭ. Выявленные закономерности свидетельствуют о том, что формирование стабильных ВНЭ возможно только при наличии в системе ПАВ-эмультгаторов и асфальтеновых частиц-стабилизаторов, которые, выстраиваясь на границе раздела, придают межфазной пленке из молекул нефтяных ПАВ жесткость и механическую прочность (рисунок 5) [13].

Следует отметить, что в реальных нефтяных системах в качестве стабилизаторов могут выступать также механические примеси, а именно, частицы породы, продукты коррозии, кристаллиты твердых парафинов и неорганических солей и др. [1, 14, 15].

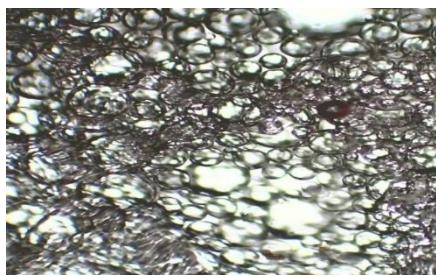


Рисунок 4 - Микрофотография эмульсии толуольного раствора адсорбированных соединений в дистиллированной воде

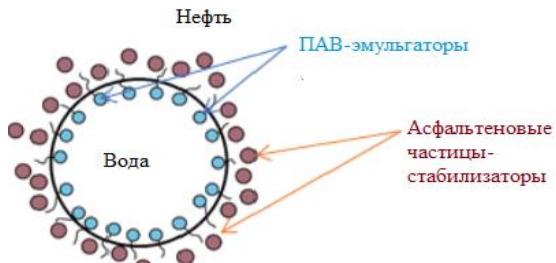


Рисунок 5 - Строение стабильных ВНЭ

Таким образом, в ходе проведенного исследования показано, что адсорбированные соединения могут придавать асфальтенам ряд уникальных свойств,

позволяющих им являться активными участниками поверхностных и межфазных процессов [8] или, как показано в [12], даже нести генетическую информацию о происхождении нефти. Знание механизмов формирования устойчивых водонефтяных эмульсий необходимо для научно-обоснованного подхода к принятию индивидуальных решений по их разрушению в конкретных системах.

Список литературы

1. Umar A.A., Saaid I.B.M., Sulaimon A.A., Pilus R.B.M. *A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids* // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. V.165. P.673–690.
2. Королева М.Ю., Юртов Е.В. Эмульсии Пикеринга: структура, свойства, использование в качестве коллоидосом и стимул-чувствительных эмульсий // Успехи химии. 2022. Т.91(5). RCR5024.
3. Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Aliyev A.A. *Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for eor applications* // *ANAS Transactions, Earth Sciences*. 2021. №1. P.82-92.
4. Mullins O.C., Sabbah H., Eyssautier J., Pomerantz A.E., Barré L., Andrews A.B. et al. *Advances in asphaltene science and the Yen–Mullins mode* // *Energy Fuels*. 2012. №26(7). P.3986-4003.
5. Bagheri S. R., Bazyleva A., Gray M.R., McCaffrey W.C., Shaw J.M. *Observation of liquid crystals in heavy petroleum fractions* // *Energy Fuels*. 2010. V.24(8). P.4327–4332.
6. Masik B. *Separation and analysis of liquid crystalline material from heavy petroleum fractions*. <https://doi.org/10.7939/R3M43Z>
7. Bagheri S.R., Masik B., Arboleda P., Wen Q., Michaelian K.H., Shaw J.M. *Physical properties of liquid crystals in Athabasca bitumen fractions* // *Energy Fuels*. 2012. V.26. P.4978–4987.
8. Wang K., Lin L., Shaw J.M. *Composition and formation of liquid crystal domains in hydrocarbon resources* // *Energy Fuels*. 2021. V.35(11). P.9369-9381.
9. Horváth-Szabó G., Masliyah J.H., Czarnecki J. *Friberg correlations in oil recovery* // *J. Dispersion Sci. Technol.* 2006. V.27(5). P.625–633.
10. Czarnecki J. *Stabilization of water in crude oil emulsions. Part 2* // *Energy Fuels*. 2009. V.23(3). P.1253–1257.
11. Horváth-Szabó G., Czarnecki J., Masliyah J.H. *Sandwich structures at oil–water interfaces under alkaline conditions* // *J. Colloid Interface Sci.* 2002. V.253(2). P.427–434.
12. Ganeeva Y.M., Barskaya E.E., Okhotnikova E.S., Yusupova T.N. *Features of the composition of compounds trapped in asphaltenes of oils and bitumens of the Bayly oil field* // *Energy Fuels*. 2021. V.35(3). P.2493-2505.
13. Ganeeva Yu.M., Barskaya E.E., Okhotnikova E.S., et al. *Characteristics of asphaltene fractions responsible for the formation of stable water-oil emulsions* // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2024. V.59(6). P.1162-1168.
14. Барская Е.Е., Карабут Ю.Л., Ганеева Ю.М. и др. Получение устойчивых эмульсий, стабилизованных модифицированными частицами глин / Химия нефти и газа: Материалы XIII Международной конференции, Томск, 23–27 сентября 2024 года. – Томск: Институт оптики атмосферы им. В.Е. Зуева СО РАН, 2024. С.179-180.
15. Бурюкин Ф.А., Косицына А.С., Ковалчук А.А., Шаповалов П.Л. *Борьба с осложнениями: водонефтяные эмульсии. Исследование состава и причин образования стойких водонефтяных эмульсий промежуточного слоя на установках подготовки нефти* // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 9(105). С.156-161.

Акватермолиз сверхвязкой нефти в присутствии водорастворимого прекурсора катализатора на основе молибдена

A.A. Бондаренко, M.K. Рогачев

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: asizefrom12@gmail.com

Аннотация

В рамках настоящего исследования выполнена серия лабораторных экспериментов для подтверждения эффективности аммония молибденокислого в качестве водорастворимого прекурсора катализатора акватермолиза для облагораживания сверхвязкой нефти одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Снижение вязкости нефти относительно некatalитического воздействия составило 24%, что также было подтверждено результатами SARA-анализа нефти: снижение количества асфальтенов на 15,9%, увеличение количества насыщенных и ароматических углеводородов на 3% и 4,6% соответственно. Полученные результаты свидетельствуют о потенциале применения данного прекурсора катализатора в промысловых условиях.

Ключевые слова

Сверхвязкая нефть, пароциклическая обработка, каталитический акватермолиз, SARA-анализ, численное моделирование

Освоение трудно-извлекаемых запасов (ТРИЗ), представленных сложными геологическими условиями и тяжелой нефтью [1-3] – важная стратегическая отраслевая задача. Решение такой задачи лежит в достаточном инвестировании в новые технологии [4], проведении комплексных лабораторных исследований [5, 6], определении комплексного подхода для снижения негативного воздействия на продуктивный горизонт и планировании операций по восстановлению продуктивности [7], построении сложных численных композиционных моделей [8], а также обосновании наиболее эффективного подхода к разработке. Стимуляция продуктивных коллекторов паром является одним из ключевых подходов для разработки месторождений сверхвязких нефтей [9, 10]. Выбор оптимальных условий реализации внутрипластового облагораживания сверхвязкой нефти является важной задачей при планировании и проведении пароциклических обработок (ПЦО) призабойной зоны скважин. В основе внутрипластового облагораживания нефти лежат реакции акватермолиза – реакции преобразования высокомолекулярных нефтяных компонентов в присутствии воды при температуре 200 – 320 °C [11] в результате разрушения связей углерода с серой, кислородом и азотом. Повышение эффективности данных процессов достигается за счет включения в реакции акватермолиза прекурсоров катализаторов на основе переходных металлов [12]. Функционирование катализатора начинается после его перехода в активную форму: разложение прекурсоров катализаторов с образованием активной формы: сульфиды и оксиды переходных металлов [13]. На сегодняшний день одним из ключевых методов оценки катализаторов акватермолиза является физическое моделирование условий внутрипластового преобразования нефти в присутствии пара в ячейках высокого давления и температуры – автоклавах.

В качестве исследуемой нефти использовалась сверхвязкая нефть одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции вязкостью более 3000 мПа·с при температуре 20 °C.

Для моделирования реакций каталитического акватермолиза использовались дистиллированная вода и водорастворимый прекурсор катализатора реакций

акватермолиза коммерчески доступный аммоний молибденовокислый ($(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ химически чистый. Эксперимент проводился в реакторе высокого давления и температуры – автоклаве без мешалки. В автоклав загружались нефть и дистиллированная вода в соотношении 70:30. Прекурсор катализатора подавался в концентрации 3% масс. по нефти. Выдержка реакционной смеси в автоклаве происходила при температуре 250 °C и 7 МПа в течение 24 ч.

Результаты измерения вязкости нефти после проведения катализитического и некатализитического акватермолиза представлены на рисунке 1.

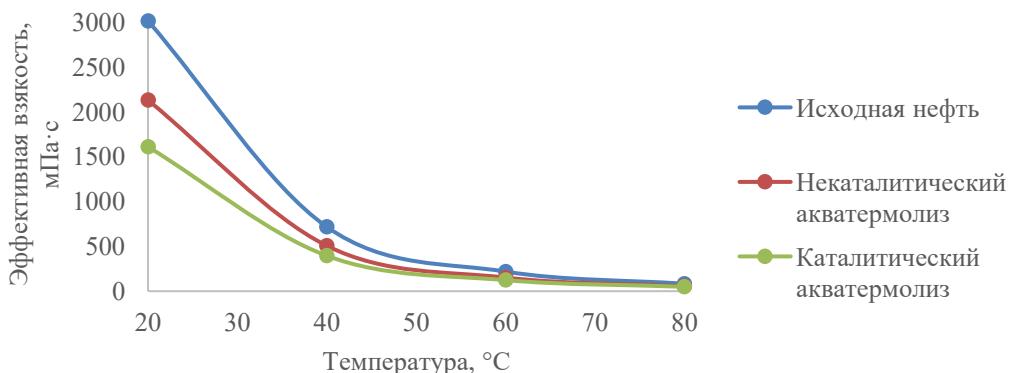


Рисунок 1 – Эффективная вязкость нефти до и после проведения эксперимента (при скорости сдвига 100 c^{-1})

При температуре 20 °C снижение вязкости нефти после катализитического акватермолиза в присутствии аммония молибденовокислого составляет относительно некатализитической реакции порядка 24%, а общий эффект снижения вязкости относительно исходной нефти составляет 46,6%.

Результаты SARA-анализа нефти до и после проведения эксперимента представлены на рисунке 2.

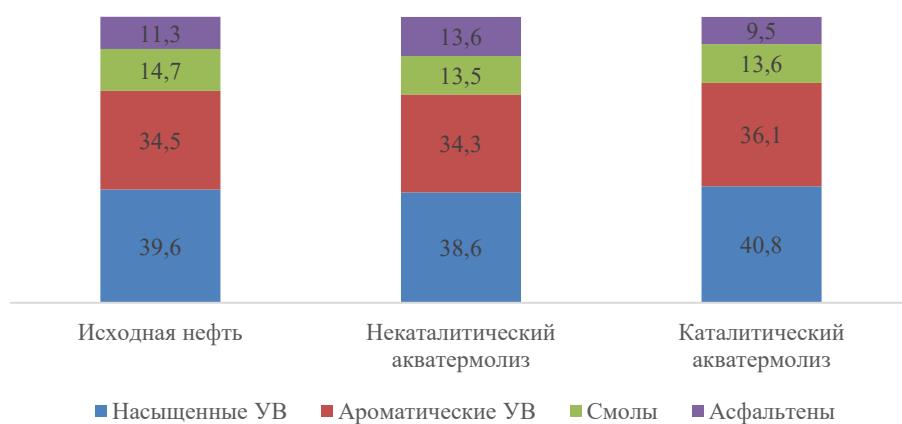


Рисунок 2 - Результаты SARA-анализа исследуемой нефти (%)

При некатализитическом акватермолизе наблюдается снижение количества насыщенных, ароматических углеводородов, а также смол в нефти на 2,5%, 0,6% и 8,2% соответственно, однако количество асфальтенов в нефти наоборот увеличивается на 20,4%, что подтверждает высокую вероятность кольматации призабойной зоны пласта при проведении большого числа циклов пароциклического воздействия. При этом, если проводить параллель с вязкостными характеристиками, можно говорить о том, что

вязкость исследуемой нефти наиболее чувствительна к изменению количества смол в нефти.

Включение в реакционную модель аммония молибденовокислого подтверждает предположение о том, что катализатор на основе молибдена способствует увеличению выхода легких компонентов нефти: увеличение насыщенных углеводородов на 3%, ароматических – на 4,6%. Содержание смол практически не меняется относительно реакции некатализитического акватермолиза, однако существенное снижение асфальтенов на 15,9% является дополнительным стимулом для сдвига вязкостной кривой вниз в результате более активного разрушения связей C-S.

Аммоний молибденовокислый может быть использован в качестве водорастворимого прекурсора катализатора акватермолиза для внутрипластового облагораживания сверхвязкой нефти одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Полученные результаты имеют практическое значение для нефтяных компаний, стремящихся повысить технологический потенциал пароциклических обработок скважин на месторождениях высоковязких и сверхвязких нефтей.

Список литературы

1. Belsky A, Starshaia V, Shklyarsky J. Enhanced Energy Efficiency of Oil Production Using Photovoltaic Installation. *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. 2025; 38(01): 194-204. 10.5829/ije.2025.38.01a.18
2. Podoprigora D, Sabukevich V, Korobov G, Nguen VT. Justification of Developed System Measures to Increase Productivity of Wells in Eastern Part of Pechora Sea Oil Field. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*. 2024; 37(11): 2303-13. 10.5829/ije.2024.37.11b.1
3. Korobov G, Vorontsov A, Buslaev G. Influence of Inhibitors Based on Surfactants on Processes of Hydrates and Asphalt-Resin-Paraffin Deposits Formation: Experimental Studies. *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. 2025; 38(10): 2220-30. 10.5829/ije.2025.38.10a.02
4. Bosikov I, Klyuev R, Mayer A. Comprehensive assessment of hydraulic fracturing technology efficiency for well construction during hydrocarbon production. *Journal of Mining Institute*. 2022; 258(6): 1018-1025. 10.31897/PMI.2022.98
5. Drozdov N. Filtration studies on cores and sand packed tubes from the Urengoy field for determining the efficiency of simultaneous water and gas injection on formation when extracting condensate from low-pressure reservoirs and oil from oil rims. *Journal of Mining Institute*. 2022; 257(5): 783-794. 10.31897/PMI.2022.71
6. Nurgalieva K, Saychenko L, Riazi M. Improving the efficiency of oil and gas wells complicated by the formation of Asphalt-Resin-Paraffin deposits. *Energies*. 2021; 14(20): 6673. 10.3390/en14206673
7. Petrakov D. et al. Experimental Evaluation of Effective Chemical Composition on Reservoir Quality of Bottomhole Zone of Low Permeability Terrigenous Reservoirs. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*. 2024; 37(8): 1547-1555. 10.5829/ije.2024.37.08b.08
8. Tananykhin D. et al. Investigation of the influences of asphaltene deposition on oilfield development using reservoir simulation. *Petroleum Exploration and Development*. 2022; 49(5): 1138-1149. 10.1016/S1876-3804(22)60338-0
9. Raupov I, Rogachev M, Sytnik J. Overview of Modern Methods and Technologies for the Well Production of High- and Extra-High-Viscous Oil. *Energies*. 2025; 18(6): 1498. doi.org/10.3390/en18061498

10. Malarev V, Kopteva A, Koptev V, Gotsul, Y. Improvement of efficiency of steam-thermal treatment of high-viscous oil formations using downhole electric steam generators. *Journal of Ecological Engineering*. 2021; 22(2): 17-24. 10.12911/22998993/130630
11. Simin Y, Siyuan H, Qi J, Guanchen J, Xiang Z, Chunsheng Y. An innovative in situ solvent generation enhanced SAGD technique: Mechanism analysis based on numerical simulation. *Fuel*. 2024; 364: 131020. doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131020.
12. Aliev F, Vakhin A, Mirzaev O, Dengaev A, Safiullina E, Efremenko D, Gorelkina E. Utilizing an Oil-soluble Iron and Sodium-based Catalyst for Catalytic Hydrogenation of Carbon Dioxide in Heavy Oil. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*. 2025; 38(02): 321-29. 10.5829/ije.2025.38.02b.06
13. Vakhin A, Mukhamatdinov I. et al. Catalytic activity of nickel and iron sulfides in the degradation of resins and asphaltenes of high-viscosity oil in the presence of carbonate rock under hydrothermal conditions. *Kinetics and Catalysis*. 2022; 63(5): 569-576. 10.31857/S0453881122050148

Лабораторные исследования амфотерного поверхностно-активного вещества для увеличения нефтеотдачи пластов при их заводнении

P.P. Бязров, Д.Г. Подопригора

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: byazrow97@gmail.com

Аннотация

В рамках работы исследуется эффективность применения амфотерного ПАВ на основе бетамина для увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири. Установлена критическая концентрация мицеллообразования реагента. Показана устойчивость и эффективность состава в широком диапазоне пластовых температур и минерализации, что подтверждает его потенциал для снижения межфазного натяжения и повышения коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова

Увеличение нефтеотдачи; химическое заводнение; амфотерные ПАВ; бетаин; межфазное натяжение; критическая концентрация мицеллообразования.

Большинство крупнейших месторождений нефти Западно-Сибирской НГП перешло на позднюю стадию разработки, характерной особенностью которой является высокая степень обводненности скважин и низкие дебиты по нефти. Для увеличения полноты извлечения нефти применяются методы увеличения нефтеотдачи. Среди технологий увеличения нефтеотдачи ряд методов основан на дозировании химических веществ в закачиваемую в пласт воду. Среди химических веществ наибольшую популярность получили полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и щелочи.

Ключевым вопросом при проектировании химического заведнения является разработка состава, сохраняющего свои свойства в пластовых условиях и обеспечивающего наибольший коэффициент излечения нефти. Более чувствительным в этом плане реагентом является ПАВ.

Добавление ПАВ приводит к увеличению КИН за счет влияния на межфазное натяжение (МФН) и смачиваемость горной породы [1].

Снижение МФН способствует повышению капиллярного числа (Capillary number), которое представляет собой безразмерное отношение вязкостных к локальным капиллярным силам. Экспериментально установлено, что увеличение капиллярного числа способствует снижению остаточной нефтенасыщенности. ПАВ способны одновременно растворяться как в воде, так и в нефти, и за счет этого уменьшить МФН на границе «вода - нефть» до достаточно низких значений [2].

Существуют четыре основных класса ПАВ: анионные, катионные, неионогенные и амфотерные. Эта классификация определяется природой гидрофильной группы. Анионные ПАВ (АПАВ) чаще всего встречаются в проектах химического заведнения. Это обусловлено их широким предложением по всему миру, приемлемой стоимостью и возможностями корректировки свойств. К этому классу относится очень широкий диапазон молекулярных структур с разными функциональными группами. Однако, в последнее время популярность набирают амфотерные ПАВ.

Амфотерные ПАВ могут иметь анионные или катионные свойства в зависимости от водородного показателя воды, в которой они растворены. Амфотерные ПАВ, используемые в нефтегазовой отрасли можно разделить на две большие группы – бетаины и амфолиты. Наибольший интерес из-за промышленной доступности и возможности снижения МФН представляют бетаины [3]. В рамках данной работы

проводены исследования эффективности амфотерного ПАВ (на основе бетаина). Работоспособность ПАВ будет оцениваться для пластов алымской и ванденской свиты (группа пластов АВ). Нефти объектов АВ маловязкие (средняя вязкость составляет 2 мПа·с и изменяется в диапазоне от 1 до 4,4 мПа·с). Содержание глин в горной породе продуктивных пластов среднее – до 15 %; по ряду месторождений является низким – 2-6 % (Ключевое, Покачевское месторождения). Минерализация пластовых вод колеблется в диапазоне 19-32 г/л. Средняя обводненность добываемой продукции составляет 90 % (от 70 до 97 %).

На рисунке 1 представлена зависимость МФН на границе с нефтью от концентрации ПАВ на основе бетаина. Исследования проведены при температуре пласта на тензиометре Kruss SDT.

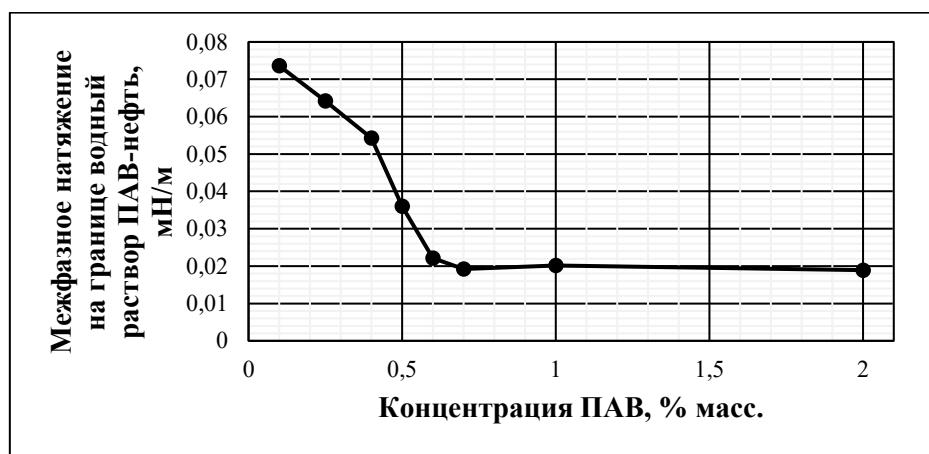


Рисунок 1 – Зависимость МФН на границе с нефтью от концентрации ПАВ на основе бетаина

По полученным результатам была установлена критическая концентрация мицеллообразования в соответствии с ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования», которая составила 0,7 % масс.

В ряде источников отмечается влияние температуры и минерализации на поведение системы «водный раствор ПАВ-нефть». Даже небольшое смещение температуры внутри пласта может значительным образом повлиять на МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть». Оценка влияния температуры и минерализации на МФН на границе с нефтью представлено на рисунках 2, 3.

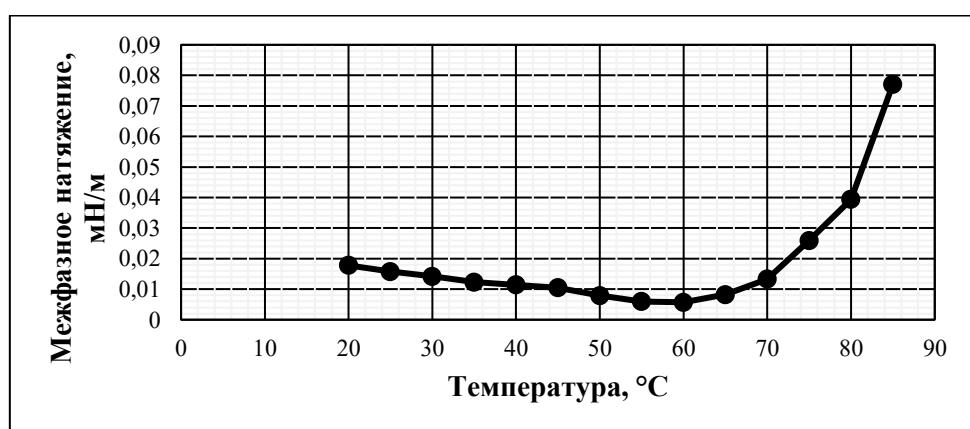


Рисунок 2 - Зависимость МФН на границе с нефтью от температуры при концентрации ПАВ 0,7 % масс. и минерализации закачиваемой воды системы ППД (бетаин)

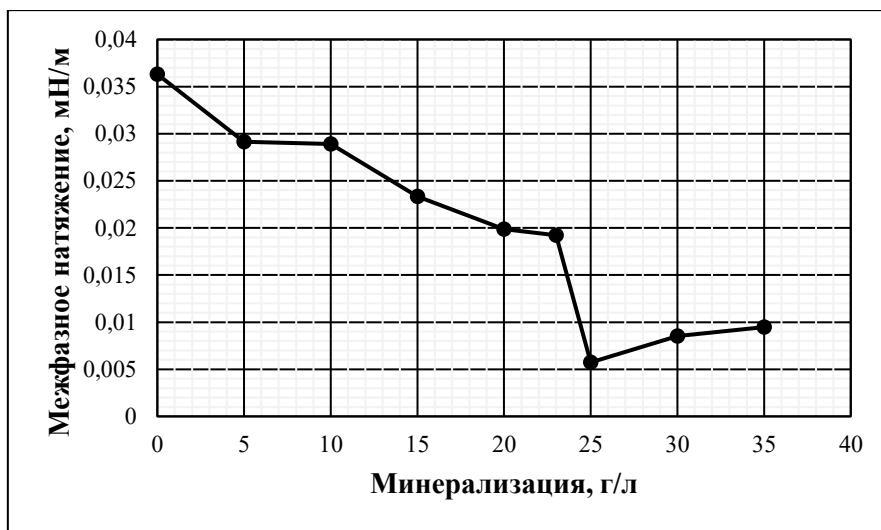


Рисунок 3 - Зависимость МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть» от минерализации воды для приготовления водного раствора ПАВ при температуре пласта

ПАВ на основе бетаина подтвердил свою устойчивость в пластовых условиях, а также возможность снижения МФН на границе с нефтью в различных температурных диапазонах и при различной минерализации растворителя.

Список литературы

1. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества: Справочник под ред. А.А. Абрамзона и Г.М. Гаевого / А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Гаевой Г.М. и др. – Л.: Химия, 1979. – 376 с
2. Бабалян, Г.А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян, Б.И. Леви А.Б., Тумасян, Э.М. Халимов. – М.: Недра, 1983, 216 с.
3. Ланге, К. Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / К. Р. Ланге; науч. ред. Л. П. Зайченко; пер. с англ. [Н. Зорина]. – Санкт-Петербург: Профессия, 2007. – 239 с

Выполнение ГРП в отложениях аномальной Баженовской свиты

Г.К. Валиуллина¹, А.М.Зотов², А.К.Газетдинов²

¹ООО «Таграс-РС»

²ООО «ЛРС»

E-mail: vgk@tagras-rs.ru

Аннотация

Опыт выполнения ГРП в отложениях аномальной Баженовской свиты силами предприятий холдинга «Таграс» в Ханты-Мансийском автономном округе.

Ключевые слова

ГРП, ТРИЗ, бажен, исследования, сейсмоисследования.

Комплекс работ по ГРП был осуществлен в первом квартале 2024 г. После проведены испытания объекта, выполнена оценка добывчных возможностей. Мероприятия реализованы в рамках государственного задания ФГБУ «ВНИГНИ». Проект реализован на основании государственного задания Федерального агентства по недропользованию Роснедра. Все работы, включая подготовительные, проводились силами дивизионов Таграс Холдинга: подготовка скважины силами бригады КРС Предприятия ЗБС-Сервис ООО «ТаграC-РС», ООО «ТНГ-Групп» - микросейсмический мониторинг, Предприятия по ГРП «ТаграC-РС» проведен сам процесс интенсификации.

Параметрическая скважина находится В Ханты-Мансийском автономном округе. Состояние скважины: - Выведена из консервации, подготовлена к ГРП. Скважина вертикальная. Глубина ее 3000м.

Для реализации поставленной задачи была разработана комплексная технологическая программа, включающая последовательно: подготовку ствола скважины, реперфорацию интервала воздействия ГРП, направленную кислотную обработку целевого объекта, тест на приемистость, проведение операции мини-ГРП, затем основного ГРП после перерасчета дизайна. Для определения геометрии трещины и направления ее распространения был запланирован микросейсмический мониторинг операций мини-ГРП и основного ГРП. Дополнительно в целях определения азимутальной анизотропии, высоты и направления развития трещины в программу работ включены исследования методом широкополосной волновой акустики до и после операции ГРП.

Кислотная обработка объекта, являющаяся важным этапом программы, была направлена на улучшение гидродинамических показателей проведения ГРП. Состав кислотной композиции выбран по результатам лабораторных исследований на образцах керна, извлеченных из целевого интервала ранее, во время бурения скважины. Установлено, что воздействие раствором соляной кислоты (HCl 12 %) приводит к росту проницаемости образцов на 8,5 % (рисунок 1).

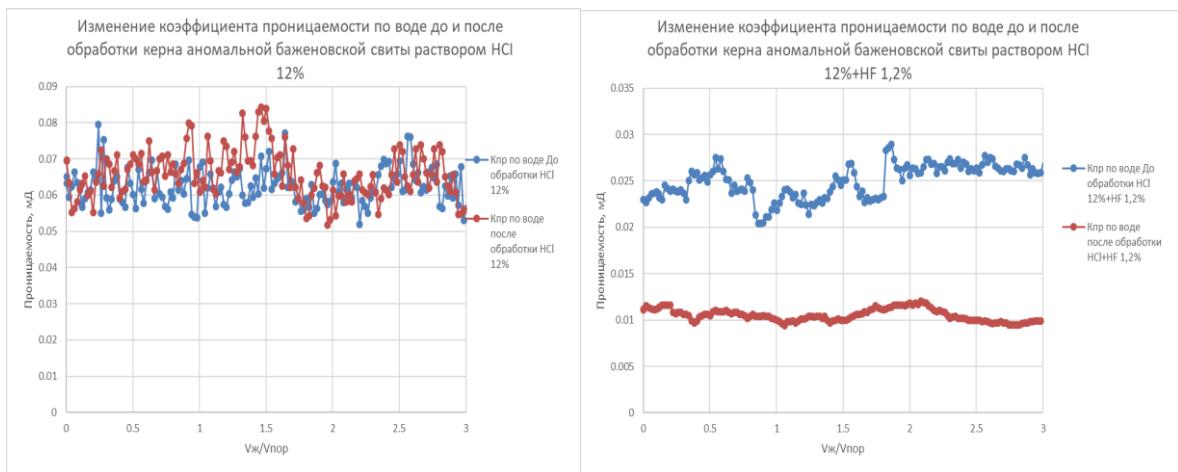


Рисунок.1 Влияние кислотных составов на образцы керна

На основании полученных результатов и геолого-технологических условий в скважине разработана программа кислотной обработки, в соответствии с которой в пласт закачано 10 м³ кислоты. Последующее проведение теста на приемистость в объеме 6 м³ показало улучшение гидродинамических показателей, что подтвердило положительный эффект от кислотной обработки.

Данный процесс проводился в рамках опытно промышленных работ. Основной задачей Заказчика было провести работу без осложнений и получить приток по нефти. Проведение ГРП в отложениях аномального бажена на данной площади планировалось впервые. Специалистами ООО «Таграс-РС» и «ТНГ-Групп» осуществлена большая работа по выбору дизайна ГРП с учетом фактических геологических и технологических условий в скважине. Изучен имеющийся опыт ГРП в аналогичных отложениях, оценены основные риски. В результате сравнительного анализа возможных вариантов, в том числе технологии «slick-watert», принято решение применить технологию «гибридного» ГРП в объеме 50 т пропанта. Скорость закачки 6м³/мин. В процессе ГРП было закачано 50 тонн пропанта при давлении закачки выше 400 атмосфер, 1130 куб.м геля (рисунок 2, 3).

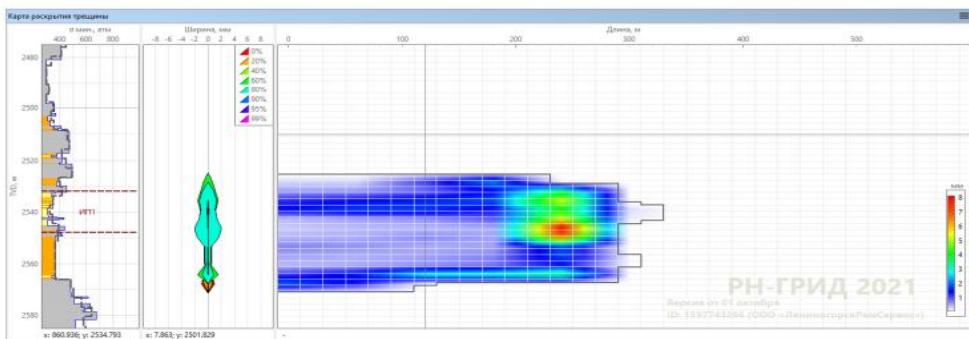


Рис. 2. Карта закрепленного раскрытия трещины по результатам редизайна основного гидоразрыва пласта

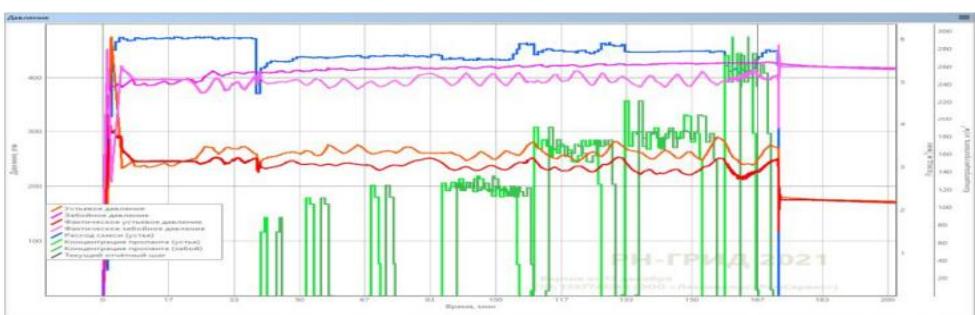


Рисунок 3. График закачки

Параметры трещины и направления ее распространения отслеживались с помощью микросейсмического мониторинга. В результате анализа распределения плотности микросейсмической эмиссии определено преимущественное направление распространения созданной трещины (СВ-ЮЗ), а также общая длина гидравлической трещины (569 м). Длина крыльев гидравлической трещины составила 237 м (крыло ЮЗ) и 332 м (крыло СВ) (рисунок 4). Интерпретация результатов исследований широкополосной акустики показала, что в интервале 2535,0–2544,5 наблюдается наибольшее воздействие ГРП на пласт. Основное направление анизотропии – 130–170° (310–350°), что согласуется с результатами микросейсмического мониторинга (СВ-ЮЗ).

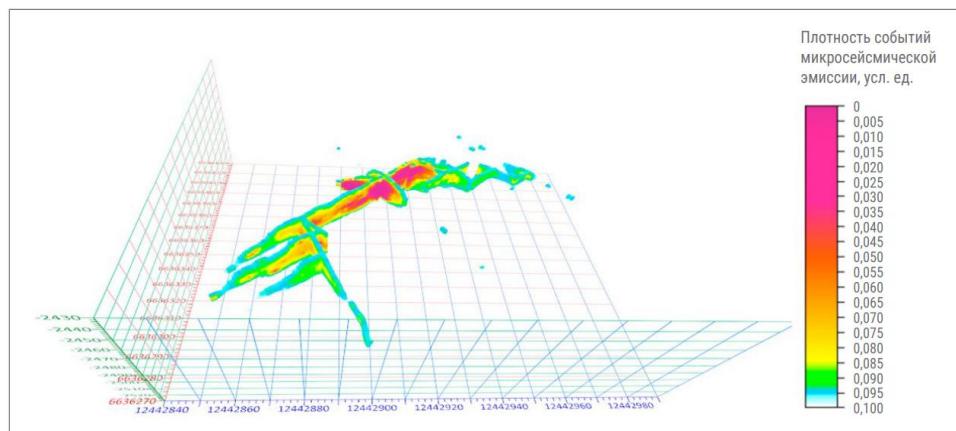


Рисунок 4 Распределение плотности сейсмической эмиссии вдоль трещины основной стадии ГРП

Устьевые и глубинные пробы нефти направлены на изучение. Химический анализ нефти подтвердил, что данная нефть Баженовской свиты.

По результатам проведенного ГРП были выполнены работы по испытанию скважины. После очистки скважины от жидкости ГРП произвели снижение уровня свабированием. Выполнена регистрация кривой восстановления уровня, а также запись промыслового-геофизических исследований – профиль притока. Результаты проведенных исследований показали значительный рост ФЕС. Расчетный дебит составил 8 м^3 нефти в сутки переливом. Проницаемость интервалов коллекторов повысилась с $3,9 \times 10^{-4}$ до $1,6 \times 10^{-3}$ и с $1,6 \times 10^{-4}$ до $2,4 \times 10^{-2} \text{ мкм}^2$. Подводя итоги выполненных работ, можно констатировать высокую эффективность воздействия метода «гибридного» ГРП в комплексе с кислотной обработкой на отложения аномального бажена на Заозерной площади. Проведенные исследования показали значительный прирост ФЕС и добычных возможностей объекта.

Список литературы

1. Саранча А.В., Левитина Е.Е. Геологические особенности строения и разработки Баженовской свиты. – М.: Русайнс, 2023. – 164 с.
2. M.B. Smith, C.T. Montgomery, “*Hydraulic Fracturing*”, CRP Press
3. Я.Э.Юдович, М.П.Кетрис. Элементы-примеси в черных сланцах. – Екатеринбург: УИФ «Наука». 1994. -304 с.
4. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. «Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие для студентов вузов» — М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 — 120 с.

Лабораторные исследования влияния поверхностно-активных веществ на процессы гидратообразования и формирования асфальтосмолопарафиновых отложений

A.A. Воронцов, Г.Ю. Коробов

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: andrey-vorontsov98@yandex.ru

Аннотация

Настоящее исследование направлено на решение проблемы формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и газовых гидратов в добывающих скважинах и внутристкважинном оборудовании. Особое внимание уделено применению химических ингибиторов для предотвращения образования АСПО и газовых гидратов. В рамках данного исследования проведены лабораторные испытания поверхностно-активных веществ (ПАВ), используемых в качестве ингибиторов АСПО. Был проведен подбор наиболее эффективного ингибитора для конкретных скважинных условий, а также проведен анализ влияния выбранного ПАВ на процесс формирования гидратов. На основе полученных результатов предложены практические рекомендации по выбору оптимальной технологии ингибирования, адаптированной к конкретным условиям эксплуатации.

Ключевые слова

Асфальтосмолопарафиновые отложения, газовый гидрат, условия гидратообразования, поверхностно-активные вещества, ингибиторы АСПО.

Проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и газовых гидратов представляет собой одну из ключевых задач в сфере нефтегазодобычи, особенно в условиях эксплуатации скважин на Крайнем Севере. Накопление подобных отложений на внутренней поверхности оборудования может значительно снижать эффективность работы скважин, приводить к аварийным ситуациям и повышению затрат на обслуживание и ремонт. Поэтому разработка методов, направленных на предотвращение образования таких отложений, остается актуальной задачей для исследователей и специалистов отрасли.

АСПО образуются в результате выпадения тяжелых углеводородных соединений из нефти при снижении температуры и давления во время ее подъема по скважине [1]. В свою очередь, газовые гидраты формируются в специфических термобарических условиях из молекул воды и легких углеводородов, образуя твердые кристаллические структуры, способные блокировать трубопроводы и оборудование [2]. Объединение газовых гидратов и АСПО в комплексные агломераты делает эксплуатацию скважин еще более сложной [3].

Целью данного исследования является подбор наиболее эффективного ингибитора для минимизации рисков, связанных с образованием АСПО, а также контроля процессов гидратообразования. Объектом исследования выступают ингибиторы АСПО, а предметом — их влияние на формирование отложений в системе.

Для проведения исследований были отобраны шесть составов ингибиторов, содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ). С целью соблюдения конфиденциальности их названия заменены на условные обозначения.

На первом этапе проводилось лабораторное тестирование влияния концентрации растворов ПАВ на межфазное натяжение на границе «дистиллированная вода – модельная нефть». Модельной нефтью служил 7%-ный раствор парафина в керосине. Оптимальная концентрация ПАВ в растворе определялась методом падающей капли,

регламентированным ГОСТ 29232-91, с использованием системы анализа формы капли EASYDROP — автоматизированного прибора для измерения угла смачивания и межфазного натяжения [4].

Далее была проведена оценка ингибирующих свойств составов ПАВ с использованием методики «холодного стержня» [5]. В ходе экспериментов измерялась масса отложений на поверхности стержня при различных концентрациях ингибиторов в системе.

Заключительный этап исследования заключался в изучении влияния добавки выбранного ингибитора на процесс гидратообразования. Эксперимент проводился в три этапа:

1. В автоклаве PSL GAS HYDRATE AUTOCLAVE GHA-350 исследовались условия гидратообразования в системе, состоящей из чистой воды и керосина.

2. Анализировалась модельная нефть (керосин с добавлением 7% парафина) в смеси с водой.

3. Изучалась система, содержащая модельный раствор и раствор ингибитора АСПО (0,055% раствора Состава №6).

Эффективность ингибирования гидратообразования оценивалась по степени переохлаждения (разнице между достигнутой температурой перед началом активного гидратообразования и равновесной температурой гидратообразования). Чем выше степень переохлаждения, тем более эффективно ингибирование.

В результате экспериментов на EASYDROP были получены зависимости межфазного натяжения от концентрации каждого ингибитора.

В результате проведенного анализа были выделены два ингибитора с наилучшими характеристиками: Состав №5 и Состав №6. Состав №5 достигает критической концентрации мицелообразования при минимальной концентрации раствора – 0,025% масс. Состав №6 демонстрирует максимальное снижение межфазного натяжения – на 91%, при этом межфазное натяжение на уровне критической концентрации мицелообразования составляет 3,89 мН/м.

В ходе испытания с использованием метода «холодного стержня» установлено, что в рассматриваемых условиях наибольшую эффективность демонстрирует ингибитор Состав №6. Оптимальная концентрация этого поверхностно-активного вещества составляет 0,055%.

Диаграмма, иллюстрирующая результаты заключительного эксперимента в гидратном автоклаве, представлена на рисунке 1.

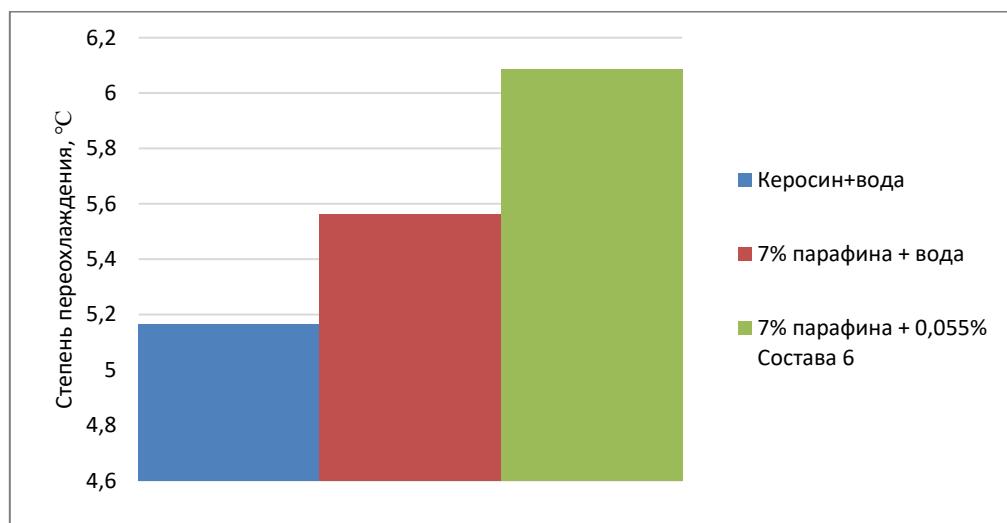


Рисунок 1 – Зависимость степени переохлаждения гидратообразования в зависимости от химического состава жидкостей

Добавление ингибитора Состав №6 в концентрации 0,055% способствует увеличению времени нуклеации газовых гидратов. Переохлаждение возрастает на 9,8% по сравнению с системой без ПАВ и на 18,3% — по сравнению с системой без ПАВ и парафина.

Таким образом, полученные результаты подтверждают перспективность использования химических ингибиторов на основе ПАВ для предотвращения образования АСПО и управления процессами гидратообразования.

Список литературы

1. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. *Development of a Method for Estimating Thermal Conductivity of Organic Deposits on the Wax Flow Loop Laboratory Installation* // *Int. J. Eng.* 2022. Vol. 35, № 6. P. 1178–1185.
2. Gao Q. et al. *Influence of the memory effect during CO₂/CH₄ mixed gas hydrate reformation process* // *Fuel*. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 353, № July. P. 129249.
3. Tong S. et al. *Promotion and inhibition effects of wax on methane hydrate formation and dissociation in water-in-oil emulsions* // *Fuel*. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 337, № October 2022. P. 127211.
4. Petrakov D.G. et al. *Standards for Selection of Surfactant Compositions used in Completion and Stimulation Fluids* // *Int. J. Eng.* 2023. Vol. 36, № 9. P. 1605–1610.
5. Chi Y., Daraboina N., Sarica C. *Effect of the Flow Field on the Wax Deposition and Performance of Wax Inhibitors: Cold Finger and Flow Loop Testing* // *Energy Fuels*. 2017. Vol. 31, № 5. P. 4915–4924.

Эксплуатация механизированного фонда в осложненных условиях группы компаний «Газпром нефть»

Р.В. Герасимов¹, М.И. Кузьмин¹, В.Г. Юрин¹, К.А. Астапенко²

¹Группа компаний «Газпром нефть»

²СПБГУ императрицы Екатерины II

Email: Gerasimov.RVI@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: механизированный фонд скважин, осложняющие факторы, осложненный фонд, содержание механических примесей, пескопроявление, высокий газовый фактор, АСПО.

В настоящее время нефтегазодобывающая промышленность сталкивается с рядом вызовов во время разработки месторождений углеводородного сырья. В основном это связано с тем, что большая часть месторождений находится на поздних стадиях разработки. Высокая обводненность, низкие дебиты, снижение пластового давления приводят к ряду технологических вызовов, с которыми группа компаний «Газпром нефть» сталкивается каждый день. Высокий газовый фактор, вынос механических примесей и асфальтосмолопарафиновые отложения являются проблемами первого эшелона. В периметре компании высоким газовым фактором осложнены 44% скважин, АСПО – 33% скважин, а вынос взвешенных частиц идет с 28% скважин от всего фонда. Компания борется с этими вызовами при помощи новых технических решений. В рамках направления борьбы с АСПО применяют модули компенсации тепловых потерь, а также совершенствуют термоэлектрические установки и установки подачи ингибиторов. В сфере борьбы с высоким газовым фактором испытывают и внедряют установки электроцентробежных насосов для эксплуатации в скважинах с высоким газовым фактором, а также энергоэффективные газосепараторы. В условиях борьбы с выносом механических примесей применяются установки мультифазной расходометрии и датчики нового поколения, позволяющие отслеживать вынос взвешенных частиц, а также развивают направление, связанное с модификацией забойных фильтров сложных компоновок. Таким образом, в данной работе рассмотрены осложняющие факторы, возникающие во время эксплуатации месторождений углеводородного сырья, причины их проявления, а также технические решения, применяемые в периметре группы компаний «Газпром нефть» для борьбы с ними.

Создание и испытания лабораторной установки отстойника коалесцера с тонкослойными модулями

Б.В. Григорьев, Д.А. Важенин

ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

E-mail: b.v.grigorev@utmn.ru

Аннотация

Приведены результаты создания и эксплуатации лабораторной установки «отстойник коалесцер с тонкослойными модулями», пред назначенной для очистки пластовой воды от взвешенных минеральных частиц в динамическом режиме работы.

Результаты работы могут быть полезны недропользователям в ситуации низкой эффективности работы действующих отстойников пластовой воды, помогут решить проблему длительного поддержания требуемых фильтрационно-емкостных свойств околоскважинного пространства, увеличения времени эффективной работы нагнетательных скважин, снижения капитальных и эксплуатационных затрат на ремонт скважин и получить экономию финансовых затрат на эксплуатацию скважины и месторождения.

Ключевые слова

Отстойник коалесцер, тонкослойные модули, пластовая вода, взвешенные частицы, очистка.

На сегодняшний день одной из наиболее важных проблем успешного развития нефтяной отрасли является снижение потребления энергии и ресурсов. Это невозможно без применения современных высокоэффективных технологий, направленных в то же время на устранение и предупреждение экологических проблем отрасли. Решение поставленных задач может быть достигнуто глубокой модернизацией существующих и разработкой новых процессов и оборудования, позволяющих снижать эксплуатационные затраты, при этом поддерживая требуемые качественные параметры.

Известно, что недостижение требуемых показателей качества подготовки пластовой воды перед ее повторной закачкой в пласт в системе поддержания пластового давления (ППД) ведет к невозможности долгосрочного поддержания требуемых характеристик проницаемости породы в околоскважинном пространстве и, как следствие, к сокращению времени эффективной работы скважины, что приводит к увеличению капитальных и эксплуатационных затрат из-за необходимости более частого ремонта скважин или бурения новых [1, 2].

Одним из перспективных методов очистки пластовой воды от взвешенных минеральных частиц является отстойники с коалесцентными (тонкослойными) модулями [3]. Однако зачастую их эффективность значительно меньше ожидаемой так как при их проектировании не учитываются в полной мере условия и характер их будущей эксплуатации: давление, температура, концентрация и размеры взвешенных частиц, расход и так далее. Более того, в процессе эксплуатации могут произойти изменения условий, к чему установка должна быть готова, либо же адаптируема минимальными трудозатратами в полевых условиях [4]. Поэтому, созданию промышленной установки должен предшествовать лабораторный этап, где отрабатывается принципиальная конструкция, технические возможности ее масштабирования, режимы работы с варьированием состава жидкости, концентрации и состава взвешенных частиц, скорости потока, различных химических добавок для интенсификации разделения и т.д. Такой подход позволяет избежать множества ошибок при создании промышленной полноразмерной установки, проверить гипотезы работы,

установить интервалы эффективности и т.д. легко меняя конструктивное исполнение и условия экспериментов.

Целью первого этапа работы является проектирование и монтаж лабораторной установки: «отстойник с тонкослойными модулями»; проведение исследования эффективности осаждения твердых взвешенных частиц при различных режимах работы лабораторной установки.

Конструкция и принцип работы

Установка состоит из следующих элементов: емкости для подготовки модели пластовой воды объемом 500 л, блока нагрева воды в емкости, датчика температуры, насоса для перекачивания пластовой воды, мешалки, электромагнитного расходомера, отстойника коалесцера (Рисунок 1). В качестве пластовой воды использовалась техническая вода с добавлением соли NaCl, мелкой фракции песка и глины (создание мех. примесей). Дополнительно вводились гидроксид натрия, флоакулянт и коагулянт.

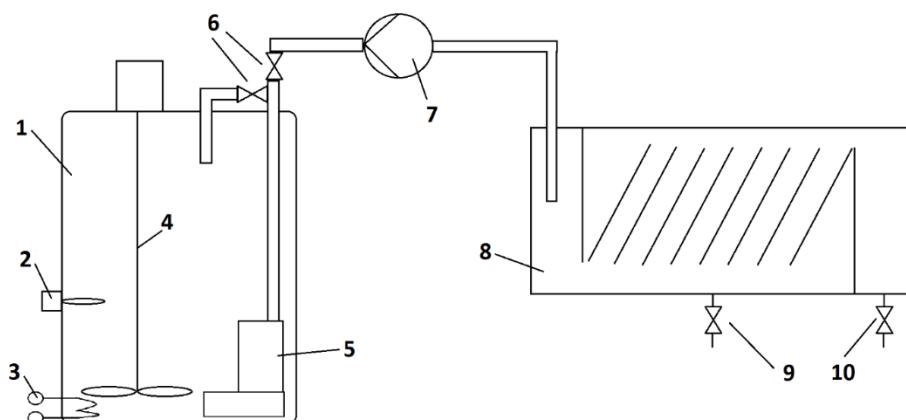


Рисунок 1 – Принципиальная схема лабораторной установки: 1 – основная емкость (500 л), 2 – датчик температуры, 3 – водонагреватель, 4 – мешалка для перемешивания, 5 – насос для подачи жидкости, 6 – краны для регулировки напора, 7 – расходомер электромагнитный, 8 - отстойник коалесцер, 9 – кран для слива осадка, 10 – кран для слива чистой воды.

Основным элементом лабораторной установки является отстойник коалесцер. Сначала вода с мех. примесями попадает в зону гашения потока в отстойнике (Рисунок 2). Там происходит частичное снижение скорости потока и выпадение части мех. примесей. После чего жидкость поступает через проходное окно в зону тонкослойных модулей и поднимается вверх. На пути движения потока установлен блок тонкослойных модулей под определенным углом с разным числом пластин, в результате взвешенные частицы, двигаясь в зазоре между пластинами начинают оседать, концентрируясь и сползать вниз, скапливаясь в нижней части зоны тонкослойных модулей, а очищенная вода переливается в зону чистой воды. Для того чтобы понимать, как происходит процесс очистки корпус отстойника изготовлен из оргстекла.

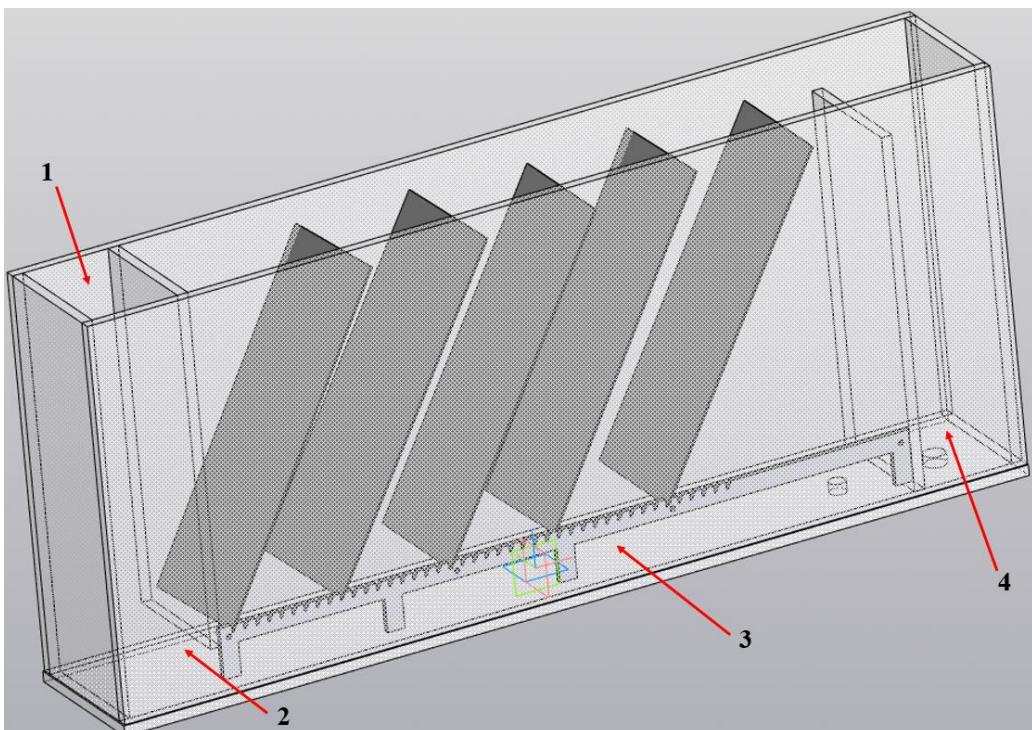


Рисунок 2 – Общий вид проектной модели отстойника коалесцер: 1 – зона гашения потока; 2 – проходное окно; 3 – зона тонкослойных модулей; 4 – зона чистой воды.

При проектировании было решено, что пластины будут устанавливаться под углами 45° или 60° . Количество пластин: для угла 45° до 26 шт., для угла 60° до 42 шт. Материал пластин - сталь Ст3. Пластины фиксировались специальными кронштейнами, которые ставились на дно коалесцера, но при этом имели зазор равный высоте проходного окна, что позволяло потоку жидкости попадать в зону тонкослойных модулей без прочих гидравлических сопротивлений. Сверху ставились еще пара кронштейнов, позволяющих удерживать выставленные пластины под нужным углом.

Методика проведения экспериментов

При проведении испытаний в емкость (500 л) заливали 200 л воды, устанавливали на контролере требуемую температуру. Для более равномерного нагрева включали мешалку на максимальных оборотах. Для придания воде заявленной минерализации в нее добавляли соль NaCl. Плотность полученного раствора измеряли с помощью ареометра по ГОСТ 18995.1-73. После этого в емкость засыпали смесь песка и глины и перемешивали в течении 15 минут. В случае опытов с хим. реагентами, предварительно готовились их растворы в дистиллированной воде и далее растворы добавлялись в рабочую жидкость в определенной последовательности.

Перед началом работы весь отстойник заполнялся технической водой, после чего запускался насос подачи жидкости и устанавливался необходимый расход. Расход контролировался с помощью как расходомера, так и визуально, по мерной шкале, размещенной на боковой стенке зоны чистой воды. Периодически, для уточнения расхода кран (10) перекрывался и замерялся объем наполнения зоны чистой воды за фиксированное время.

После прокачки жидкости в объеме 100-130 литров предполагалось, что работа отстойника вышла на стационарный режим, вытеснив всю исходную техническую воду из отстойника. Последний этап эксперимента, сопровождающий отбор проб очищенной воды проводился аналогично – перекрывался кран, измерялся расход и от набранного в зону чистой воды объема жидкости отбиралось 2 литра для определения степени очистки

с помощью фильтрации через бумажный фильтр «синяя лента» и определения массы осадка.

Заключение

В результате проделанной работы была разработана и смонтирована лабораторная установка отстойника коалесцера. В ходе тестовых испытаний были подвергнуты модернизации некоторые технические решения принятые в начале проектирования установки. По результатам экспериментов были получены данные для углов пластин 45° с количеством 26 и 13 шт. и 60° с количеством 21 и 42 шт. Можно сделать вывод, что чем меньше скорость потока в отстойнике коалесцере, тем лучше происходит очистка воды. Также, на степень и интенсивность очистки влияет количество и угол наклона пластин, минерализация и добавление вспомогательных химических реагентов для осаждения взвешенных частиц.

Финансирование: Работа выполнена в рамках НИР «Создание лабораторного образца отстойника коалесцера» для АО «ГМС Нефтемаш».

Список литературы

1. Исангулов, А. К. Обобщение опыта внедрения фильтров для тонкой очистки воды в системе поддержания пластового давления Южно-Хыльчуюского месторождения / А. К. Исангулов, И. В. Шарапов, Р. Х. Мусаверов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 11. – С. 84-87. – EDN OOBNN.
2. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. Отраслевой стандарт: Утвержден приказом Министерства нефтяной и промышленности от 28.03.88 № 147: введен впервые, дата введения 1990.07.01 / разработан Гипровостокнефть Миннефтепрома, БашНИПИнефть, ВНИИСПТнефть, ТатНИПИнефть, Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт. – М.: Миннефтепром, 1990. – 10 с. – Текст: непосредственный.
3. Яблокова, М. А. Очистка подтоварных вод нефтеприисков с целью повторной закачки в нефтеносные пластины для поддержания внутриводного давления / М. А. Яблокова, А. Ю. Иваненко, В. Ю. Турьгин // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). – 2012. – № 14(40). – С. 78-84. – EDN OYJTJJ.
4. Куликова, О. А. Принципиальные подходы к комплексной очистке пластовых вод / О. А. Куликова, Е. А. Мазлова, Д. И. Брадик // Экология и промышленность России. – 2017. – Т. 21, № 10. – С. 28-33. – DOI 10.18412/1816-0395-2017-10-28-33. – EDN ZQODQZ.

Коллоидно-химические особенности подбора кислотных составов для осложненных условий

Л.Ф. Давлетшина

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: davletshina.l@gubkin.ru

Аннотация

Трудноизвлекаемые запасы включают в себя месторождения, которые требуют разработки новых или доработки к подходам старых технологий. Кислотная обработка являются довольно старой технологией. Существует отработанный набор методик, которые применяются при разработке кислотных составов. Предложенный коллоидно-химический подход позволяет рассмотреть более глубоко поверхностные явления на границе фаз: углеводороды/вода/порода/кольматанты. Это позволяет более грамотно решать вопрос подбора кислотных составов в осложненных условиях и повышать эффективность кислотных обработок скважин.

Ключевые слова

Кислотный состав, тестирование кислот, коллоидно-химический подход

Трудноизвлекаемые запасы классифицируют на запасы месторождений, содержащие залежи с низкопроницаемыми породами и с высоковязкими нефтями [1]. Помимо этого, мы понимаем, что специфические сложности в добыче наблюдаются и при разработке как низкотемпературных, так и высокотемпературных пластов; высокообводненных, выработанных месторождений. Этот список можно продолжать и дальше, и в каждом, конкретном случае нужны новые технологии, а иногда и изменения в подходах старых технологий.

Среди всех технологий, применяемых на месторождениях, кислотные обработки являются самыми распространенными. Первый состав был применен более ста лет назад, за этот период были изучены особенности этой технологии, разработано много рецептур, и проработаны особенности их применения. Возникает ощущение, что все нюансы уже известны. Для подбора кислотных составов и технологий их применения с учетом особенностей месторождений существует целый набор отработанных методик, которые применяют все ведущие научные центры и компании.

В НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина было предложено использование коллоидно-химического подхода, который позволяет детально изучать и делать выводы с точки зрения поверхностных явлений на границе фаз [2]. Он включает:

- определение группового состава пластовой нефти, определение соотношения смол и асфальтенов и индекса коллоидной неустойчивости;
- исследование кольматантов, полученных свабированием из ПЗП скважины (элементный анализ, растворимость в воде, кислотах, органических растворителях);
- исследование физико-химических характеристик технологических жидкостей;
- исследование межфазного натяжения на границе кислотный состав/углеводород;
- определение совместимости пластовых флюидов с технологическими жидкостями;
- исследование реологических характеристик эмульсий, полученных при взаимодействии кислотных составов с нефтью;
- исследование осадков, полученных при взаимодействии кислотных составов с нефтью;
- исследование отмывающей способности по отношению к асфальтено-смолопарафиновым отложениям (АСПО);

- исследование растворения породы коллектора в кислотных составах (кинетика, кристалличность, дисперсность);

- проведение фильтрационных исследований на водо – и нефтенасыщенных моделях пласта.

На сегодня работы продолжаются. Появляются новые методы и оборудования для исследований, которые расширяют наши знания. Так, например, измерение межфазного натяжения на границе с углеводородами проводятся на трех приборах: на сталагмометре - методом подсчета капель, на тензиометрах по методу профиля капли и по методу вращающейся капли. Приборы имеют разную особенность и чувствительность. Это позволяет измерять межфазное натяжение кислотного состава с синтетическими ПАВ на границе с индивидуальными углеводородами (например н-октан) или нефтью, которая содержит природные ПАВ.

Такой подход позволяет, в частности, учитывать особенности, связанные с разработкой выработанных месторождений. Такие месторождения характеризуются техногенными изменениями как самих флюидов (нефти и воды), так и скелета породы, считается, что это обуславливается изменением пластовой температуры и давления при разработке месторождений. Однако необходимо также учитывать неоднородность выработки месторождения в целом и пластов в частности. Понимать, что в сначала добывается «легкая, подвижная фракция нефти», а «тяжелая, активная нефть» остается на поверхности каналов фильтрации, изменяя фильтность ее природы. При рассмотрении призабойной зоны пласта и ее обработки кислотными составами присоединяются вопросы состава кольматантов, которые скапливаются в этой области. Все это позволяет более грамотно подходить к вопросу подбора кислотных составов и повышать эффективность кислотных обработок скважин.

Список литературы

1. Прищепа, О. М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России / О. М. Прищепа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2019. – № 5(168). – С. 14-20. – EDN LHCKMU.
2. Коллоидно-химические исследования при разработке кислотных составов / М. А. Силин, Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, З. Р. Давлетов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 7(127). – С. 54-59. – EDN KXSAPA.

**Промысловые эксперименты по закачке водогазовой смеси
с высокоминерализованной пластовой водой на опытном участке Ромашкинского
месторождения**

A.Н. Дроздов^{1,2,3}, К.И. Чернышов⁴, А.М. Галимов⁵, Е.И. Горелкина^{2,3}, Е.В. Савенкова²

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Кафедра разработки и эксплуатации
нефтяных месторождений

²РУДН имени Патриса Лумумбы, Институт экологии

³МГРИ имени Серго Орджоникидзе, Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и
газовых месторождений

⁴СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

⁵Центр технологического развития ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

⁶Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина
E-mail: Drozdov_AN@mail.ru

Аннотация

В данной работе описаны новые результаты закачки водогазовой смеси посредством насосно-эжекторной системы (НЭС) на опытном участке Ромашкинского месторождения. Внедрение установки одновременно-раздельной эксплуатации позволило сменить закачку высокоминерализованной подтоварной воды, закачиваемой в составе водогазовой смеси для реализации безгидратного водогазового воздействия, на пластовую воду высокой минерализации. Рассмотрены параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы. Сформулированы рекомендации, которые позволяют повысить эффективность внедрения на выбранном промысле.

Ключевые слова

Заводнение, трудноизвлекаемые запасы нефти, насосно-эжекторные системы, жидкостно-газовый эжектор, мелкодисперсная смесь, ингибирование гидратообразования, снижение углеродного следа

Несмотря на накопленный опыт реализации традиционного заводнения пластов, не удается устранить многочисленные недостатки, связанные с реализацией данной технологии [1-3]. В связи с этим актуальным является поиск решений, которые будут обладать большей эффективностью, простотой при реализации, а также позволят охватить многочисленные варианты промысловых условий, в частности при разработке ТриЗН [4-10].

Одним из методов повышения нефтеотдачи, который уже имеет успешный опыт внедрения на отечественных и зарубежных месторождениях, является водогазовое воздействие (ВГВ) с применением насосно-эжекторных систем.

Известно, что на Ромашкинском месторождении ранее уже осуществлялась попытка реализации ВГВ [11]. Применяемая компрессорная технология дала положительный эффект, однако из-за трудностей в применении компрессоров высокого давления закачку пришлось прекратить.

С целью расширения области применения ВГВ на опытном участке в ПАО «Татнефть» произведено внедрение насосно-эжекторной системы, реализующей ВГВ с использованием нефтяного газа из затрубного пространства добывающих скважин. Насосно-эжекторная система работает следующим образом. Вода нагнетается из водораспределительного пункта (ВРП) в сопло эжектора. Жидкостно-газовый эжектор (ЖГЭ) откачивает затрубный газ, поступающий по газовым линиям. Водогазовая смесь (ВГС) поступает на вход дожимного многоступенчатого насоса, который закачивает смесь в пласт с расчётным давлением нагнетания.

Эксперименты по закачке ВГС были начаты с использованием пресной воды из системы ППД. Они показали, что насосно-эжекторная система работает устойчиво, без срывов подачи, и обеспечивает давление нагнетания водогазовой смеси не менее 20 МПа при снижении затрубного давления с 3 МПа до атмосферного. Но при закачке ПНГ с пресной водой давление нагнетания смеси с течением времени неуклонно росло и достигало значений, которые являются предельными для наземного оборудования системы ППД и нагнетательных скважин, после чего приходилось отключать насосно-эжекторную систему.

Причиной снижения приемистости нагнетательных скважин, как показали проведенные расчеты, было выпадение газовых гидратов при термодинамических условиях закачки пресной воды с жирным попутным газом девонской нефти Ромашкинского месторождения [12, 13].

В качестве промысловых экспериментов для предотвращения выпадения гидратов при ВГВ проводили закачку вместе с ПНГ подтоварной соленой высокоминерализованной воды Ромашкинского месторождения с плотностью 1180 кг/м³ через насосно-эжекторную систему. Соленую воду привозили на куст цистернами и осуществляли её нагнетание в сопло эжектора с помощью насосного агрегата ЦА-320.

В период с 10 по 12 октября 2024 года нагнетание водогазовой смеси проводили в скважину ХХ03Д с отбором затрубного ПНГ из скважины ХХ55Д. При использовании соленой воды давление закачки смеси сначала выросло, а затем, пройдя через максимум (10,7-10,8 МПа), установилось через 40 часов после запуска насосно-эжекторной системы в районе значений около 9 МПа, т.е. снижения приемистости и выпадения отложений гидратов не было. При этом скважина ХХ55Д, оборудованная установкой ЭЦН, при высоких затрубных давлениях эксплуатировалась в периодическом режиме, но после существенного снижения затрубного давления насосно-эжекторной системой с 2,87 МПа до 1,16-1,34 МПа стала работать 10-12.10.2024 в постоянном круглосуточном режиме за счет увеличения притока из пласта, что подтверждается данными телеметрии.

В процессе закачки в скважину ХХ03Д 10-12.10.2024 были некоторые перерывы, связанные с подвозом и подключением к насосному агрегату автоцистерн с соленой водой, поэтому для исключения влияния таких перерывов провели дополнительные промысловые испытания.

В период с 28 по 30 марта 2025 года осуществили нагнетание подтоварной соленой высокоминерализованной воды в другую скважину ХХ961 куста с использованием ёмкости объёмом 20 м³, которую по мере её опорожнения наполняли соленой водой из автоцистерн, что позволило осуществлять непрерывное нагнетание смеси ПНГ с соленой водой в течение двух суток. Затрубный ПНГ отбирали сначала из скважины ХХ55Д, а после снижения давления в газовой линии с 2,8 до 0,4 МПа к ней дополнительно подключили затрубное пространство скважины ХХ338, эксплуатирующейся установкой ШГН. Давление нагнетания смеси соленой воды с ПНГ сначала возрастало до 9,6 МПа, а потом постепенно снижалось и стабилизировалось на уровне около 8,3 МПа.

При использовании соленой воды для ВГВ никаких проблем с гидратообразованием в скважине ХХ961 не наблюдалось, в то время как при закачке пресной воды с ПНГ гидраты выпадали даже в водоводе (имеются подтверждающие материалы видеосъёмки образовавшихся гидратов).

Промысловые испытания подтвердили работоспособность и устойчивую работу насосно-эжекторной системы при давлениях нагнетания водогазовой смеси до 20 МПа и снижении затрубного давления с 3 МПа до атмосферного.

Большая плотность соленой воды позволяет обеспечить необходимое забойное давление при закачке с меньшим устьевым давлением нагнетания. Высокая минерализация пластовой воды способствует также эффективному подавлению

коалесценции газовых пузырьков, что существенно снижает гидравлические потери на скольжение газа при закачке смеси в нагнетательные скважины, улучшает работу эжектора и дожимного многоступенчатого центробежного насоса ЭЦН на водогазовых смесях [13].

В целях организации постоянной подачи солёной высокоминерализованной пластовой воды в насосно-эжекторную систему для водогазового воздействия на пласт в внедрена установка одновременно-раздельной эксплуатации с ЭЦН и ШГН в скважине ХХ338 для водозабора погружным центробежным насосом солёной воды плотностью 1150-1180 кг/м³ из пластов Д0+Д1Г2-3, Д0+Д1Д, расположенных ниже существующего интервала перфорации, по которому ведётся добыча нефти установкой ШГН. Подобран ЭЦН5-125, это позволяет обеспечить на поверхности давление воды перед соплом эжектора около 9 МПа.

На рисунке 1 отражена динамика изменения давления на выходе эжектора в период 07 – 11.07.2025. Сначала реализовывался отбор газа из ХХ889, затем были подключены иные скважины. В процессе отбора газа были подключены 10 затрубных пространств. Насосно-эжекторная система успешно откачивала ПНГ из всех скважин.

В первые 1,5 суток давление на приёме эжектора изменялось в диапазоне от 30 до 6 атм), в дальнейшем в течение нескольких суток непрерывной эксплуатации системы удалось установить стабильный режим с давлением около 6 атм.

В процессе закачки смеси характеристика насоса изменялась с 8 до 17 МПа, после чего стабилизировалось давление – 10 – 11 МПа.

Расход воды в процессе эксплуатации составил 50 м³/сут (данные ультразвукового расходомера).

Далее с целью увеличения расхода до 100 м³/сут была реализована замена проточной части эжектора.

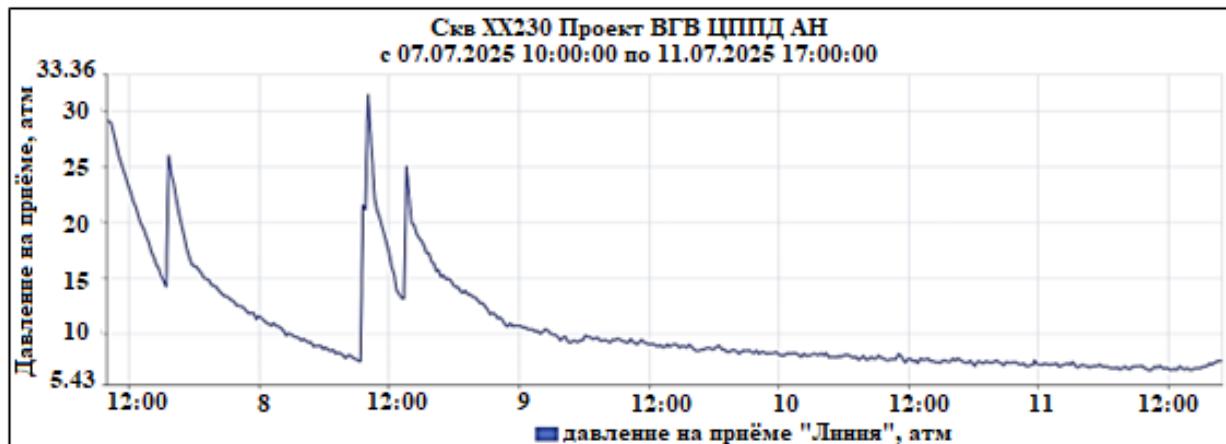


Рисунок 1 – Выгрузка из АСДКУ при закачке высокоминерализованной воды со скв. ХХ338 НГДУ АН (Р_{пр} эжектора – газ)

От скв. ХХ961 выполнен отвод вертикально от трубопровода. При подключении данной скважины с малым расходом воды закачиваемая водогазовая смесь стала расслаиваться. Сконцентрировавшиеся в верхней части трубы газовые пузырьки поступали скв. ХХ961, при этом в скв. ХХ335 закачивалась вода. Т.к. в скв. ХХ961 не поступала вода, в ней снизилась температура, при этом увеличилось давление нагнетания смеси.

Согласно зависимостям, полученным в [12] и данным [14], данные термобарические условия благоприятны для образования газовых гидратов даже при закачке в составе смеси минерализованной пластовой воды (плотностью 1180 кг/м³) с

девонским попутным газом Ромашкинского месторождения. Проведённый комплекс мер, в т.ч. закрытие задвижки для предотвращения поступления закачиваемого агента в скв. ХХ335 привёл к разложению отложений гидрата и позволил продолжить закачку водогазовой смеси.

При постоянной закачке водогазовой смеси температура на устье скважины составляет 30-35°C, что позволяет ингибиовать гидратообразование.

На основе полученного опыта сформулированы несколько предложений, которые помогут усовершенствовать насосно-эжекторной системы.

В дальнейшем планируется проведение промысловых исследований по определению динамических уровней в добывающих скважинах в процессе отбора газа.

Список литературы

1. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса дразработки нефтяных месторождений // дисс. на соискание уч. ст. д.т.н. / ВНИИнефть. Москва, 2001.
2. Шахвердиев А.Х., Захаров И.В., Сулейманов И.В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. №8. С.64-68.
3. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь / А.Х. Шахвердиев и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
4. Способ разработки нефтяной залежи / Г.М. Панахов и др. // Патент на изобретение RU 2119580 С1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
5. Способ разработки нефтяной залежи / И.Э. Мандрик и др. // Патент на изобретение RU 2349742 С1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
6. High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor / G.M. Panakhov and al. // Petroleum Science and Technology. 2024. C. 2157010.
7. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов / М.М. Максимов и др. // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19-23.
8. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO₂ in EOR technology / S.I. Bakhtiyarov and al. // 5th Joint Fluids Eng. Sum. Conf. 2007, 2007. С. 1583-1589.
9. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO₂ gas / S.I. Bakhtiyarov and al. // SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. 2007. С. 478-482.
10. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction / Bakhtiyarov S.I., Panakhov G.M., Abbasov E.M. and al. // American Society of Mechanical Engineers, 2006.
11. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. М. - Ижевск, 2022г. 286 с.
12. Проблемы водогазового воздействия на пласт с использованием попутно добываемого нефтяного газа на Ромашкинском месторождении / А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, А.Р. Закиев и др. // Трудноизвлекаемые запасы нефти-2024. 2024. С. 174-178.
13. Использование насосно-эжекторной системы для закачки в пласт водогазовых смесей с пресной и высокоминерализованной пластовой водой / А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, В.Н. Калинников и др. // Нефтяное хозяйство. 2025. № 2. С. 54-57.
14. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: «Недра», 1974. 208 с.

Оценка объемов генерации при гидропиролизе баженовской свиты и выявление факторов, контролирующих выход углеводородов

M.O. Костышина, Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, Г.А. Калмыков

МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет

E-mail: m.kostyshina@oilmsu.ru

Аннотация

В работе представлены результаты лабораторного моделирования преобразования керогена баженовской свиты с целью оценки потенциала генерации углеводородов при третичных методах воздействия на пласт. Исследовано 40 образцов керна из 14 скважин, подвергнутых термическому воздействию при 350 °С в водной среде в течение 12 часов. Установлено, что выход жидких углеводородов определяется тремя ключевыми факторами: содержанием органического вещества (ОВ) в породе, его строением (изменяющимся в том числе в результате катагенетических преобразований) и в меньшей мере литологическим составом материнской породы. Показано, что количество генерируемых жидких продуктов линейно зависит от концентрации керогена, тогда как понижение водородного индекса приводит к снижению выхода синтетической нефти. Корреляционный анализ (метод Пирсона) выявил слабую отрицательную зависимость между содержанием глинистых минералов и объемом образовавшихся углеводородов, в то время как карбонатные минералы оказывают положительное влияние на процесс генерации. Установлено, что конверсия органического вещества в жидкие углеводороды для образцов, соответствующих началу нефтяного окна, варьирует в диапазоне 30–60%, что свидетельствует об эффективности гидропиролиза как метода преобразования керогена. Полученные данные можно использовать для разработки методики третичного воздействия на пласт и оценки количества генерируемых нефти и газа в зависимости от объекта воздействия, расстояния от источника и варьирования условий воздействия.

Ключевые слова

Моделирование генерации нефти, трудноизвлекаемые запасы, гидропиролиз, углеводородный потенциал, баженовская свита

Высокоуглеродистые формации (ВУФ), включая баженовскую, доманиковую и хадумскую свиты, представляют значительный интерес в связи с истощением традиционных месторождений [1, 2]. Их характерные особенности – сложное строение, высокое содержание ОВ и часто недостаточная зрелость керогена для самостоятельной генерации промышленных объемов нефти. В то же время даже при повышенных степенях преобразования керогена получить приток нефти из таких пластов стандартными методами получается редко, поэтому разработка методов увеличения нефтеотдачи (например, тепловое воздействие на породы) может сделать разработку этих ресурсов перспективной.

Один из методов создания ускоренного и контролируемого процесса генерации – гидропиролиз. Этот метод при проведении в лаборатории позволяет моделировать процесс образования углеводородов (УВ) при различных условиях, оценивать потенциальные объемы синтетической нефти и оптимизировать параметры воздействия. Ключевое преимущество метода – возможность частичного преобразования керогена на различных стадиях катагенеза путем варьирования температуры и давления, а также детального изучения факторов, влияющих на генерацию.

Для исследования были отобраны 40 образцов баженовской свиты из 14 скважин, что обусловило репрезентативность получаемых результатов: широкий диапазоном

зрелости ОВ и разнообразие минерального состава. Это позволяет экстраполировать полученные закономерности на другие ВУФ, включая доманиковые и хадумские отложения.

Целью работы является оценка объемов генерации при гидропиролизе ОВ и выявление факторов, контролирующих эффективность генерации нефти и газоогена. К основным задачам относятся: количественное определение жидких и газообразных углеводородов, образующихся при гидротермальном прогреве керна; анализ зависимости выхода УВ от исходных характеристик — (1) содержания органического вещества (ОВ), (2) степени катагенеза (зрелости) и (3) минерального состава; выявление закономерностей, позволяющих прогнозировать реализацию ресурсного потенциала при применении технологии к другим объектам с различными геологическими условиями формирования.

Методика эксперимента заключалась в прогреве неэкстрагированных цилиндров керна в присутствии дистиллированной воды на температуру 350 °С в герметичных автоклавах при повышенном давлении в течение 12 часов [3]. После прогрева реакторы охлаждались, измерялись объемы выделяющегося газа и количество сгенерированных жидких углеводородов («синтетических нефтей (СН)»). Образец породы после прогрева проходил ступенчатую горячую экстракцию последовательно гексаном и хлороформом для извлечения оставшихся битумоидов. До и после прогрева проводился пиролиз методом Rock Eval на приборе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, USA), где определялись стандартные пиролитические параметры (S0, S1, S2, TOC, Tmax, HI), позволяющие оценить исходное состояние органического вещества и его изменение в процессе нагрева. Дополнительно перед экспериментом проводили рентгено-флуоресцентный анализ для определения минерального состава пород.

Результаты эксперимента по гидропиролизу керна привели к генерации углеводородов во всех исследованных образцах. Выход жидких углеводородов, включая синтетическую нефть и битумоиды, варьировал в пределах 3,7–143,6 мг УВ/г породы, количество газообразных продуктов составило 0,01–12,8 мг/г породы. Статистический анализ выявил слабую положительную линейную зависимость ($r=0,42$) между выходами жидких и газообразных фракций, а также значительную положительную ковариацию (37,3), что указывает на сопряженный характер их образования. Эти данные подтверждают синхронность процессов генерации нефтяных и газовых компонентов при гидропиролитическом преобразовании керогена, что имеет важное значение для понимания механизмов образования углеводородов в природных условиях. Анализ результатов выявил четкую зависимость выхода углеводородов от исходных характеристик образцов. Наблюдается линейная корреляция между объемом генерированных УВ и первоначальными значениями генерационного потенциала S2 (рис. 1а), а также экспоненциальная связь с содержанием органического вещества (рис. 1б). При этом в различных регионах (в Среднеобской, Фроловской нефтегазоносных областях, в Ямalo-Пурской зоне) были зафиксированы существенные различия в параметрах трендов и коэффициентах корреляции. Полученные расхождения могут объясняться как воздействием вторичных процессов (в частности, гидротермальной активности в центральных частях региона), так и влиянием минерального состава пород, способного катализировать или ингибировать процессы преобразования органического вещества. Также различия могут быть связаны с некоторыми различиями в строении керогена.

В свою очередь строение может различаться как из-за природы керогена, так и из-за его преобразованности. Эти характеристики могут быть выражены в соотношении атомов углерода и водорода и оценены таким параметром как водородный индекс (HI). Установлено, что количество генерируемых в гидропиролизе жидких УВ

экспоненциально увеличивается с увеличением НІ. Чем меньше водородный индекс, тем сложнее структура керогена (исходного или преобразованного) и тем меньше УВ генерируется. При этом параметр Т_{max} показал слабую отрицательную линейную зависимость и высокую отрицательную ковариацию -39,3, что, с одной стороны, подтверждает вывод о снижении генерации нефти с ростом зрелости керогена, а, с другой стороны, показывает, что в ряде случаев пониженный водородный индекс определяется структурой керогена, а не зрелостью..

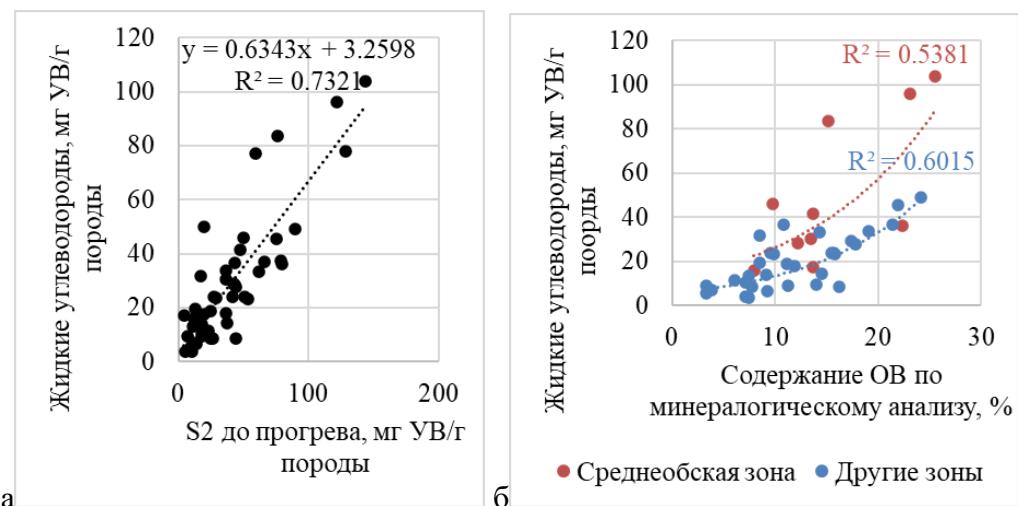


Рисунок 1. Массовый выход жидких углеводородов в зависимости от:
а) пиролитического параметра S2, б) содержания ОВ по минералогическому

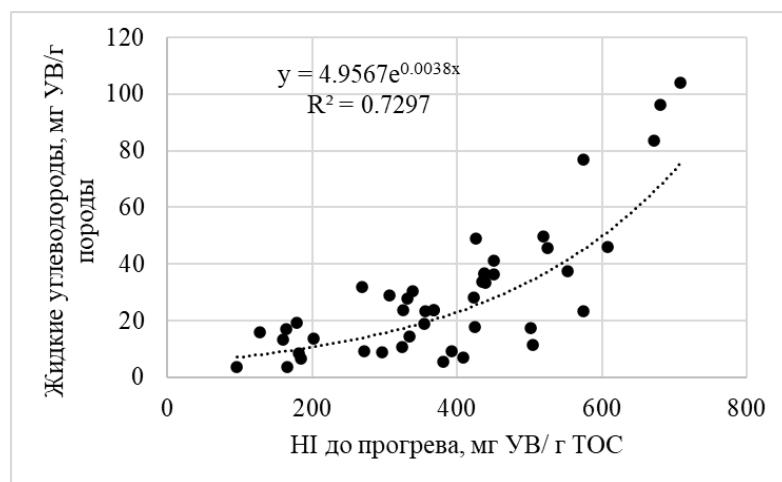


Рисунок 2. Массовый выход жидких углеводородов в зависимости от водородного индекса

В отличие от содержания и структуры ОВ прямая взаимосвязь выхода жидких углеводородов с минеральным составом пород. Корреляционный анализ (коэффициент Пирсона) выявил слабую отрицательную зависимость (-0,26) между содержанием глинистых минералов и объемом генерированных УВ, что, вероятно, обусловлено строением отложений, в которых с повышением глинистости снижается проницаемость, а также их сорбционной способностью, ограничивающей подвижность жидких фракций. В результате может расти давление внутри пор, препятствующее генерации новых УВ. Напротив, карбонатные компоненты демонстрируют слабый положительный эффект (0,23), который может быть связан с их катализитическим влиянием на процессы декарбоксилирования керогена, а также с увеличением фильтрационно-емкостных

свойств пород при прогреве за счет развития вторичной пористости. Эти выводы подтверждаются значениями ковариации: -52,3 для глинистых и 81,6 для карбонатных минералов. Влияние кремнистых минералов и пирита оказалось статистически незначимым, что требует дополнительных исследований для однозначной интерпретации их роли в процессах генерации углеводородов.

Важно отметить, что на результаты генерации УВ при гидропиролизе могли оказывать влияние возможность ухода продуктов из зоны реакции и преобразование керогена в пиробитум – неплавкое нерастворимое ОВ. Так, вторичный крекинг жидких углеводород до газообразных может приводить к взаимодействию части образованных радикалов с ещё не израсходовавшим весь генерационный потенциал керогеном, в результате чего при неправильно подобранных технологических условиях (например, при слишком высоких температурах) строение керогена изменяется, и полное преобразование уже не может произойти. В ряде случаев образование пиробитума также может привести к снижению генерации нефти и газа за счёт блокирования порового пространства и роста давления.

Анализ пиролитических исследований до и после гидропиролиза при 350 °С показал, что достичь полного преобразования керогена при данных условиях не удается. При этом степень реализации генерационного потенциала (изменение параметра S2) редко достигает 80-90%. Важно отметить, что для пород с одним и тем же водородным индексом, составляющим 500-700 мг УВ/г ТОС, степень конверсии варьирует от 30 до 60%. При этом выход продуктов может быть близким, что может быть обусловлено вторичным крекингом и изменениями в структуре керогена. Необходимо более подробно выявить особенности строения керогена, так и изучить взаимное расположение минералов и ОВ в породах, чтобы выявить причины в различиях конверсии керогена.

Проведенные экспериментальные по гидропиролизу подтвердили возможность преобразования керогена в заданных условиях. Во всех изученных образцах баженовской свиты была зафиксирована генерация углеводородов, при этом объемы синтетической нефти и газа показали прямую зависимость от количества исходного содержания органического углерода и обратную – от водородного индекса. Минералогический состав пород оказывает не такое ярко выраженное влияние на процесс генерации: карбонатные компоненты демонстрируют слабый каталитический эффект, тогда как глинистые минералы проявляют ингибирующие свойства. Полученные результаты указывают на необходимость дальнейших исследований с расширенной статистической базой для более точной оценки влияния литологического фактора. Методика лабораторного моделирования генерации нефти позволяет оценивать ресурсный потенциал ВУФ и может быть адаптирована для оценки перспектив третичных методов при разработке других высокоуглеродистых формаций. При этом варьирование условий прогрева позволит уточнять количество генерируемых УВ в зависимости от удаления от источника прогрева.

Список литературы

1. Калмыков А. Г. и др. Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации //Георесурсы. – 2017. – №. Спецвыпуск ч. 1. – С. 165-172.
2. Фадеева Н. П. и др. Генерационный потенциал пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна //Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2015. – №. 6. – С. 44-52.
3. Lewan, M.D., 1985. Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation. Philosophical Transactions of the Royal Society of London A315, 123-134.

Квазинепрерывные способы добычи нефти – эффективные способы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Н.П. Кузьмичев
ООО «Нефть XXI век»,
E-mail: kuzmichev-np@ya.ru

Аннотация

В докладе рассмотрено современное состояние и некоторые проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в России. На примере отработки технологий разработки месторождений баженовской свиты в рамках реализации национального проекта «Бажен», отмечены достижения, выявлены не решённые задачи. Проанализированы причины, препятствующие достижению поставленных целей. Поднята проблема отсутствия реального интереса Российских нефтяных компаний к внедрению отечественных технологий эффективной разработки и эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Предложены возможные пути решения обозначенных проблем.

Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы нефти, низкопроницаемые коллекторы, бурение горизонтальных скважин, многостадийный гидоразрыв пласта, механизированная добыча нефти, осложняющие факторы, инновации, непрерывная эксплуатация скважин, периодическая эксплуатация скважин, кратковременная эксплуатация скважин, эксплуатация скважин с кратковременными паузами, способы квазинепрерывной эксплуатации скважин.

В настоящее время доля нетрадиционной нефти в мировой добыче составляет порядка 10 %. При этом запасы по сумме всех категорий на 56 % состоят из трудноизвлекаемых. С учётом того, что «зелёный переход» в энергетике показал свою несостоительность, не вызывает сомнений, что для дальнейшего развития человеческой цивилизации нужна энергия, а, значит, нужно учиться добывать «трудную нефть».

Однозначного общепринятого толкования понятия «трудноизвлекаемые запасы нефти» (ТрИЗН) нет. Можно руководствоваться текстом из приказа Минприроды РФ от 1998 года: «Трудноизвлекаемыми запасами следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». Данное определение несёт в себе экономический подтекст.

С технологической точки зрения, трудноизвлекаемыми запасами нефти (hard-to-recover reserves) считают запасы месторождений, залежей или отдельных их частей, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и/или физическими её свойствами. Иногда учитывается их удаленность от инфраструктуры.

В 1994 г. академики РАН Н.Н. Лисовский и Э.М. Халимов впервые классифицировали ТрИЗН по группам на основе граничных значений базовых геологических и технологических параметров. В Налоговом кодексе РФ для разработки налоговых льгот, использована классификация Лисовского и Халимова, изложенная в их работе, опубликованной в статье «О классификации трудноизвлекаемых запасов» [1]. Запасы предлагается делить на 5 групп:

- группа аномальной по характеристикам (вязкой) нефти;
- группа низкопроницаемых коллекторов;

- технологическая группа, определяемая в зависимости от степени исчерпанности запасов месторождения;
- группа горно-геологических факторов, осложняющих и удороажающих добычу;
- группа контактных зон (нефть-вода, нефть-газовая шапка).

Более детальная классификация ТрИЗН приведена в работе «Развитие классификационных критериев трудноизвлекаемой нефти и ее физико-химические свойства» [2] (см. Рис. 1). Из данной классификации видно, что многие проблемы разработки месторождений с ТрИЗН связаны с отрицательными проявлениями осложняющих эксплуатацию скважин факторов, характерных, также, для месторождений с традиционными запасами нефти. Отработанные технологии борьбы с осложняющими факторами можно использовать для эффективной разработки и эксплуатации месторождений с ТрИЗН.

Одним из наиболее значимых отличий ТрИЗН от традиционных можно считать их залегание в низкопроницаемых коллекторах. Поэтому, самыми известными и распространёнными технологиями, которые в настоящее время широко используются для добычи нефти месторождений с ТрИЗН, являются бурение горизонтальных скважин (БГС) и многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), по отдельности или в комбинации друг с другом. Обе эти технологии были использованы для разработки месторождений сланцевой нефти в США, что принято считать технологической революцией в нефтедобыче. Их же предполагается применять в России для разработки месторождений баженовской, доманиковой, хадумской свит [0, 4, 5] и других месторождений с ТрИЗН.

Обе указанные технологии касаются строительства скважин, одной из наиболее затратных статей расходов, определяющих себестоимость добычи нефти месторождений с ТрИЗН. Они в настоящее время в достаточной степени отработаны и практически достигли совершенства. Появление в ближайшее время прорывных решений в данных технологиях маловероятно.

Следующими по значимости являются расходы на подъём жидкости из пласта на дневную поверхность. Однако, вопросам снижения затрат на механизированную добычу нефти при разработке месторождений с ТрИЗН ранее не уделялось должного внимания. Поэтому, совершенствование техники и технологий механизированной добычи нефти в настоящее время имеют наибольший потенциал для повышения рентабельности разработки месторождений с ТрИЗН.

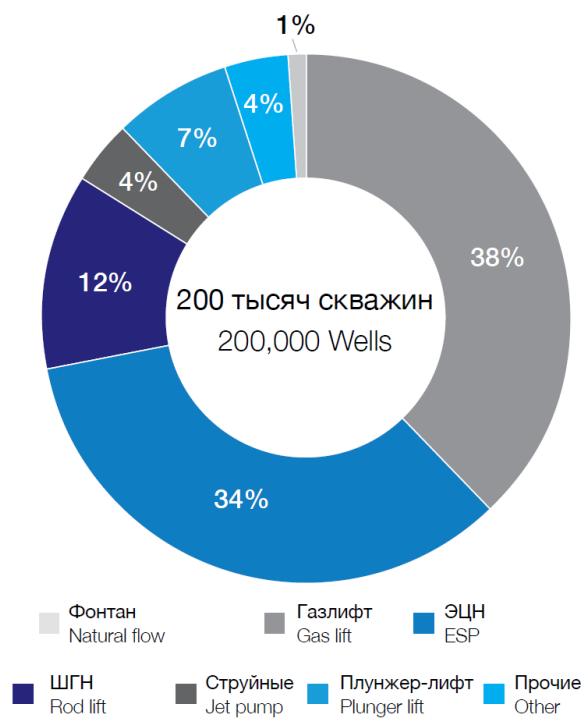


Рисунок 1. Основные критерии отнесения нефти к трудноизвлекаемой [2]

На начальном этапе «сланцевой революции» (2012-2013 годы) первостепенной считалась задача максимизации объёмов добычи нефти с целью привлечения инвестиций в сланцевые проекты [3, 4]. Тогда самыми распространёнными видами нефтедобывающего оборудования и, соответственно, способами добычи нефти были газлифт и УЭЦН (УЭЛН) – погружные установки центробежного (лопастного) насоса с электроприводом (см. Рис. 2).

В 2018-2019 годах компании, добывающие сланцевую нефть, больше внимания стали уделять максимизации долгосрочного финансово-экономического результата (NPV). В связи с этим, начался поиск новых технических решений в механизированной добыче нефти, которые способны охватывать полный (или близкий к тому) жизненный цикл скважин (ЖЦС) для добычи сланцевой нефти. В результате, УЭЦН получили более широкое распространение, но полностью решить проблему частой смены способов эксплуатации скважин и типоразмеров используемого оборудования не удалось. Суть данной проблемы хорошо видна из таблицы 1 [3, 4].

Частая смена способов эксплуатации скважин сланцевых месторождений и замена типоразмеров используемого оборудования обусловлена быстрым и значительным снижением дебитов скважин [3, 4, 5, 6] сланцевых месторождений (см. Рис. 3). Высокие затраты, связанные с данной особенностью, обусловлены, как заменой вполне исправного нефтедобывающего оборудования на менее производительное, непосредственно связанной с сокращением дебитов скважин, так и существенной перестройкой инфраструктуры нефтепромыслов, связанной со сменой способов эксплуатации скважин [3, 4, 5, 6].



*Источник: Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations/ SPE-196592-MS. – 2019
Source: Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations/ SPE-196592-Ms.-2019*

Рисунок 2. Распределение фонда скважин для добычи сланцевой нефти в США по способам эксплуатации, % (2018) [4]

Таблица 1 суть проблемы частой смены способов эксплуатации скважин и типоразмеров [4].

Решения Solutions	Начальная стадия: выход на режим Flowback stage	Первичная стадия Initial stage			Вторичная стадия Secondary stage
		Сверхвысокодебитный Extra high flow rates	Высокодебитный High flow rates	Среднедебитный Medium flow rates	Низкодебитный Low flow rates
		Дебит выше 300 м ³ /сут Over 300 cub.m/days	Дебит 150–300 м ³ /сут 150-300 cub.m/days	Дебит 30–150 м ³ /сут 30-150 cub.m/days	Дебит меньше 30 м ³ /сут Under 30 cub.m/days
Традиционные решения Traditional	Фонтан, струйные Natural flow, jet	ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан ESP (several sizes) Natural flow	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ (Gas lift) ESP (several sizes)	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ ШГН (стандартные) ESP (several sizes) (Gas lift) Rod pump (standard)	ГЛ ШГН (стандартные) Gas lift Rod pump (standard)
Типовые текущие решения Current, typical	Фонтан, струйные Natural flow, jet	ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан ШГН (длинноходовые) Gas lift ESP (several sizes) Natural flow Rod pump (long-stroke)	ГЛ ЭЦН (несколько типоразмеров) Фонтан ШГН (стандартные и длинноходовые) Gas lift ESP (several sizes) Natural flow Rod pump (long-stroke)	ЭЦН (несколько типоразмеров) ГЛ ШГН (стандартные) Gas lift Rod pump (standard)	ГЛ, переменный ГЛ (IGL), гибридные формы (PAGL/GAPL) ШГН (стандартные) Gas lift, Intermittent gas lift (IGL), Hybrids (PAGL/GAPL) Rod pump (standard)
Перспективные решения (Prospective)	Фонтанно-механизированные комплексы для добычи нефти при максимальном покрытии ЖЦС Natural flow / AL integrated units for maximum coverage of well life cycle				



Рисунок 3. Динамика падение дебита скважин на основных месторождениях сланцевой нефти США [6].

Из данных, приведённых в таблице 1, видно, что перспективными решениями считаются такие, которые позволяют реже менять способы эксплуатации скважин и типоразмеры нефтедобывающего оборудования. Или, что то же самое, перспективным

являются способы эксплуатации скважин, способные эффективно работать на протяжении, как можно большей части ЖЦС.

Пожалуй, первыми работами, в которых было обращено внимание на необходимость снижения затрат при механизированной добыче нефти на месторождениях сланцевой нефти стали работы автора, опубликованные в 2015 году [7, 8], т.е. за несколько лет до того, как решением проблемы повышения рентабельности добычи нефти занялись сланцевые компании США. В указанных работах рекомендовалось, для снижения себестоимости добычи сланцевой нефти, применять кратковременную эксплуатацию скважин (КЭС).

Сейчас, через 10 лет, прошедших с момента публикации упомянутых работ, рекомендации следует уточнить. В настоящее время, для снижения себестоимости добычи нефти на месторождениях сланцевой нефти, целесообразно применять способы квазинепрерывной эксплуатации скважин (КНЭС). К таковым относится, кроме уже упомянутой КЭС, способ эксплуатации скважин с кратковременными паузами (ЭСКП) [9].

Понимание того, что из себя представляют КНЭС, можно получить из предлагаемой автором классификации способов эксплуатации скважин [9, 10] (см. Рис. 4). Главной отличительной особенностью КНЭС является то, что небольшие колебания забойного давления проявляют себя только в призабойной зоне пласта (ПЗП). В самом пласте изменения давления практически отсутствуют, т.е. гидродинамические процессы в пластах при КНЭС являются стационарными, аналогичными таковыми при непрерывной эксплуатации скважин (НЭС). Поэтому их и называют квазинепрерывными.

Гидродинамические процессы в пластах при периодической эксплуатации скважин (ПЭС) нестационарные. В значительных пределах изменяется не только забойное, но и пластовое давление в зоне питания скважины, скорость фильтрации газожидкостной смеси (ГЖС) в ПЗП. Этим ПЭС разительно отличается, как от НЭС, так и от КНЭС. Поэтому методологически неправильно считать КЭС и ЭСКП разновидностями ПЭС, только лишь на том основании, что все они являются циклическими способами эксплуатации скважин, при которых откачка жидкости из скважин при включенной насосной установке чередуется с накоплением жидкости в скважинах при выключенном насосной установке. Это чисто внешнее сходство, не имеющее принципиального значения при классификации способов эксплуатации скважин.

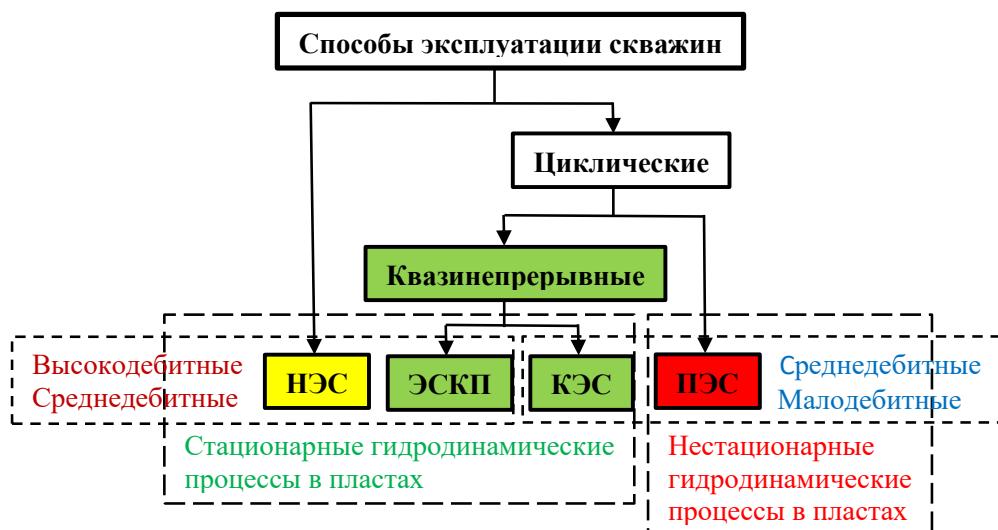


Рисунок 4. Классификация способов эксплуатации скважин [9, 10].

Из приведённой классификации также следует, что КЭС и ЭСКП отличаются диапазонами дебитов скважин, на которых они применяются. КЭС рекомендуется применять на малодебитном фонде скважин ($5 \text{ м}^3/\text{сут} \leq Q_{\text{СКВ}} \leq 20 \text{ м}^3/\text{сут}$) и нижней части среднедебитного диапазона ($20 \text{ м}^3/\text{сут} < Q_{\text{СКВ}} < 50 \text{ м}^3/\text{сут}$). ЭСКП предназначена для эксплуатации высокодебитных скважин ($Q_{\text{СКВ}} \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$), а также верхней части среднедебитного диапазона ($50 \text{ м}^3/\text{сут} \leq Q_{\text{СКВ}} < 80 \text{ м}^3/\text{сут}$). По этому поводу важно отметить, что КНЭС перекрывает весь диапазон дебитов скважин сланцевых месторождений (см. Табл. 1).

Важным достоинством КНЭС является возможность успешно бороться практически со всеми осложняющими факторами [9]. Причём делать это, часто можно без дополнительных затрат на закупку и ремонт дополнительного оборудования, химических реагентов и пр. Уникальным достоинством КНЭС является возможность успешно бороться с одновременным комплексным воздействием нескольких осложняющих факторов на одной скважине. Именно такая картина наблюдается на скважинах месторождений сланцевой нефти. На них одновременно проявляют себя высокий газовый фактор ($\Gamma\Phi$), повышенный вынос мехпримесей и проппанта, высокая обводнённость добываемой продукции, нестабильный приток.

Последний осложняющий фактор проявляет себя не только в долгосрочной, в отношении ЖЦС, перспективе, но и в краткосрочной. С относительно продолжительным, в масштабах ЖЦС, и значительным падением дебитов скважин месторождений сланцевой нефти (см. Рис. 3) позволяет успешно бороться такое достоинство КНЭС, как возможность автоматической работы в режиме стабилизации забойного давления [9, 11].

При КНЭС можно разделить способ изменения давления и средней производительности УЭЦН. Обязательное наличие в составе оборудования при КНЭС станции управления (СУ) УЭЦН с преобразователем частоты (ПЧ) позволяет изменять давление, развиваемое ЭЦН, путем изменения частоты переменного тока, питающего погружной электродвигатель (ПЭД) и, соответственно, изменения скорости вращения УЭЦН.

Наличие системы погружной телеметрии (ТМС) даёт возможность реализовать дискретную систему автоматического регулирования для поддержания в заданных пределах забойного давления, за счёт автоматического изменения соотношения продолжительности откачки и накопления, по пороговым значениям давления в скважине на уровне подвески УЭЦН, измеряемого датчиком давления внешней среди погружного блока ТМС. Среднюю производительность УЭЦН при КНЭС можно изменять в 2-5 раз, без ухудшения эксплуатационных параметров (энергоэффективность, межремонтный период и т.п.) [9, 11].

Изменения дебита горизонтальных скважин месторождений сланцевой нефти могут происходить также в течение нескольких суток, т.е. достаточно быстро, по сравнению с продолжительностью ЖЦС. Данная проблема связана с образованием газовых пробок, обусловленных изменением траектории горизонтальных скважин по высоте и возникновением локальных поднятий стволов скважин, где скапливается газ. Обязательное наличие в составе оборудования при КНЭС такого оборудования, как СУ УЭЦН с ПЧ и ТМС, а также имеющийся резерв производительности УЭЦН по сравнению с дебитом скважины, дают возможность реализовать алгоритмы работы, позволяющие успешно бороться с данной проблемой.

С учётом сказанного выше, можно констатировать, что с помощью КНЭС можно эксплуатировать скважины месторождений сланцевой нефти на протяжении большей части их ЖЦС одной единственной УЭЦН. Особенно, если, спускать УЭЦН в скважины по окончании их строительства, перед вводом в эксплуатацию и на начальном этапе допускать, например: эксплуатацию скважин в режиме фонтанизования по межтрубному пространству. Переходить на КНЭС УЭЦН можно позже, по мере необходимости. По

времени это займет 0,5-2 месяца, что вполне допустимо. Дальнейшая эксплуатация скважин с помощью ЭСКП и КЭС может продолжаться несколько лет. Замена УЭЦН при этом может потребоваться только в случае их выхода из строя.

Таким образом, можно признать применение КНЭС на скважинах месторождений сланцевой нефти идеальным, на текущий момент времени, решением.

Об этом, пусть только при использовании КЭС, было известно еще 10 лет назад. Однако, специалисты Российских нефтяных компаний пошли другим путем. В рамках национального проекта «Бажен», с 2017 года отрабатывались технологии добычи нефти на месторождениях баженовской свиты [3, 4]. Вспомним, что работы автора о возможности применения КЭС при разработке месторождений сланцевой нефти [7, 8] были опубликованы в 2015 году. Тем ни менее, специалисты компании «Газпром нефть», при отборе технологий и комплексов скважинного оборудования (КСО) для возможного применения на месторождениях баженовской свиты, руководствовались тем, что «перспективность КСО должна соответствовать мировым трендам в добыве сланцевой нефти ...» [3, 4]. Т.е. «мировые тренды» отслеживались, а, что сделано в Российской нефтяной отрасли, во внимание принято не было.

Игнорирование достижений отечественных учёных и практиков привело к принятию не самых оптимальных решений: «*В результате отобраны два КСО, являющихся наиболее перспективными для применения на баженовской свите*». А именно:

- «*КСО № 1: УСТАНОВКА ЭЦН С РАСШИРЕННОЙ РАБОЧЕЙ ЗОНОЙ*»;
- «*КСО № 2: ГАЗЛИФТНАЯ СИСТЕМА С УВЕЛИЧЕННОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДЛЯ ПОЛНОГО ЖЦС СКВАЖИН ЛТО*».

Первый вариант предполагает применение НЭС УЭЦН. Но, в этом случае сколь-нибудь значимое уменьшение производительности УЭЦН, в большинстве случаев, невозможно [9]. А значит, заявляемая возможность применения в промышленных масштабах КСО № 1 на протяжении всего ЖЦС, в принципе не реализуема. И не только на месторождениях баженовской свиты, но и на месторождениях с традиционными запасами нефти.

Кроме того, при НЭС УЭЦН невозможно изменять положение рабочей точки на напорно-расходной характеристике (НРХ) ЭЦН [9]. Что, в свою очередь, делает невозможным применение многих методов борьбы с осложняющими факторами. КНЭС таким достоинством обладают (см. выше) и, соответственно, позволяют значительно повысить МРП по сравнению с НЭС. При малых МРП, опять-таки придётся менять УЭЦН достаточно часто, т.е. решить поставленную задачу эксплуатации скважин одной установкой на протяжении большей части ЖЦС не получится.

В довесок к указанным недостаткам, в КСО № 1 предложено использовать погружные электродвигатели с постоянными магнитами (РММ), которые в России принято называть вентильными (ВПЭД). Данная рекомендация также лишена практического смысла. Дело в том, что одним, из тщательно скрываемых производителями, недостатков ВПЭД, является практическая невозможность расклинивания заклинивших насосов.

Запуск электродвигателя при заторможенном роторе приводит к его работе в режиме короткого замыкания, который сопровождается многократным превышением рабочего тока над номинальным. Что, в свою очередь, приводит к размагничиванию постоянных магнитов пакетов роторов ВПЭД, т.е. к выходу ВПЭД из строя.

На скважинах месторождений баженовской свиты такой осложняющий фактор, как повышенный вынос мехпримесей и проппанта, встречается практически всегда. Одним из его отрицательных проявлений, как раз является частое заклинивание ЭЦН. При использовании ВПЭД в составе УЭЦН, каждое заклинивание будет приводить к

необходимости проведения недешёвых ПРС по смене погружного оборудования. Значит поставленная задача использования КСО № 1 на протяжении всего ЖЦС месторождений баженовской свиты, при использовании ВПЭД, не реализуема.

Асинхронные ПЭД справляются с расклиниванием ЭЦН относительно легко. Особенно, если грамотно использовать возможности СУ с ПЧ, которые при КНЭС обязательны к применению. Ко всему прочему, массово производимые асинхронные ПЭД, просто дешевле, производимых в ограниченных объёмах ВПЭД. По указанным причинам, к массовому применению на скважинах месторождений баженовской свиты следует рекомендовать, исключительно, УЭЦН с асинхронными ПЭД, но, ни в коем случае, не ВПЭД.

Ну, и наконец, КСО № 1 это – «*Электронасос с расширенной рабочей зоной: от 8000 до 12000 об/мин; дебит (подача): от 8 до 300 м³/сут (три типоразмера). Линейка типоразмеров разрабатывается исходя из средней наработки оборудования*». Т.е. КСО № 1 является ярким представителем «новой техники», не освоенной в серийном производстве. Со всеми, свойственными таким промышленным продуктам, недостатками, связанными с «детскими болезнями», затратами на организацию серийного производства, на организацию сервисного обслуживания, на обучение персонала нефтяных и сервисных компаний и т.д. и т.п.

В связи со всем сказанным, непонятны перспективы сколь-нибудь значимых объёмов продаж КСО № 1. Как следствие – большие риски невозврата инвестиций, связанных с разработкой и организацией его производства. Кто из производителей «в здравом уме и твёрдой памяти» может взяться за такое сомнительное дело? Вопрос, конечно, интересный.

Аналогично выглядит ситуация с КСО № 2. Сами авторы работ [3, 4] отмечают, что: «*В силу очень ограниченного текущего применения газлифта при добывче нефти в РФ, сегмент оборудования и сервиса (инженеринга) в области газлифта на текущий момент является очень узким*». Т.е. КСО № 2 – тоже «новая техника». Поэтому, «см. два предыдущих абзаца».

Ещё одним перспективным для разработки месторождений баженовской свиты авторы работ [3, 4] считают «*Объемный насос с погружным приводом (погружной линейный электронасос, ПЛЭН) – перспективное инновационное решение для добывчи нефти на малодебитных, искривленных, нетрадиционных скважинах. ПЛЭН сочетает в себе преимущества линейного погружного двигателя и стандартного плунжерного насоса, используемого в ШГН, – компактность, простота установки и обслуживания*».

Какие именно достоинства линейного погружного двигателя имеются ввиду, авторы не уточняют. Также, как и не упоминают их недостатки, например: крайне низкий КПД. Малую часть достоинств плунжерных насосов для добывчи нефти авторы приводят, но не указывают длинный список их недостатков. Среди которых: неудовлетворительная работа на скважинах с высоким газовым фактором (ГФ), а также малый МРП на скважинах, осложнённых повышенным выносом мехпримесей, высокой обводнённостью продукции и отложением солей. Таких скважин даже на месторождениях с традиционными запасами нефти в России 70-80 %. На скважинах месторождений баженовской свиты указанные осложняющие факторы «имеют место быть» практически на всех скважинах.

Опять-таки, ПЛЭН – «новая техника», со всеми указанными выше проблемами. Поэтому, установки с плунжерными насосами, вне зависимости от того, штанговые они или погружные, малоперспективны, вообще [11], и на скважинах с ТрИЗН, в частности. По указанным причинам, решение о том, что «*В компании «Газпром нефть» запущен технологический проект по созданию ПЛЭН, в конструкции которого заложены собственные запатентованные решения*» [4], сложно считать рациональным и обоснованным. Кстати, в самой компании «Газпром нефть» штанговые насосные

установки с плунжерными насосами в настоящее время практически не применяются. Их заменили УЭЦН с КЭС.

Работы [3, 4] были опубликованы в 2020 и 2021 годах. В 2022 году появилась статья «Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП» [5] о результатах отработки технологий для разработки месторождений баженовской свиты в рамках национального проекта «Бажен». В данной статье сообщается, что среди прочих способов механизированной добычи нефти, была опробована и КЭС, которую в «Газпром нефти» называют режимом периодических кратковременных включений (ПКВ). Своим мнением об этой работе автор поделился в работе «Оптимизация разработки и эксплуатации месторождений баженовской и доманиковой свит путём применения квазинепрерывной эксплуатации скважин» [10].

В 2024 году была опубликована ещё одна статья с теми же авторами во главе: «Анализ режимов работы и особенности моделирования нестационарного многофазного течения в низкодебитных скважинах с ГС И МГРП, работающих с ЭЦН в режиме ПКВ» [12]. Она посвящена разработке моделей процессов в скважинах месторождений баженовской свиты, которые эксплуатируются с помощью КЭС (ПКВ). К сожалению, авторы повторили все ошибки, которые были допущены в работах [3, 4, 5]. О них сказано выше.

Можно ещё раз повторить, что авторы механически переносят понимание процессов, происходящих в пласте, скважине насосной установке, колонне НКТ и нефтесборном коллекторе на устье скважине при НЭС, на те же процессы при КНЭС [10]. Но, если, как было сказано выше, процессы в пласте и стволе скважины ниже приёма насоса при КНЭС аналогичны таковым при НЭС, то все процессы, происходящие выше приема ЭЦН кардинально отличаются [9, 11].

В работах [5, 12] авторы анализируют процессы в НКТ, в межтрубном пространстве и выкидной линии на устье скважины (всё выше приёма насоса) и на их основе делают выводы о процессах в пласте и горизонтальном стволе скважины (ниже приёма насоса), что методологически некорректно.

Также механически переносятся принципы управления режимами работы УЭЦН и, соответственно, режимами эксплуатации скважин при НЭС, на КНЭС. А они также кардинально отличаются. При НЭС, как было сказано выше, с помощью изменения частоты переменного тока, питающего ПЭД, изменяют скорость вращения ЭЦН и, как следствие, его подачу (производительность УЭЦН) и одновременно – напор (давление насосной установки). Кстати, то, что написано в предыдущем предложении, в статье [12] заменено на, вызывающее умиление словосочетание «частота работы насоса».

Зависимость от скорости вращения – подачи центробежного (лопастного) насоса – линейная (пропорциональная), напора – параболическая (квадратичная). При НЭС, изменение скорости вращения ЭЦН (частоты тока ПЭД) приводит к перемещению рабочей точки, относительно семейства НРХ при разных скоростях вращения (универсальной характеристике) центробежного насоса, по характеристике скважины. Характеристика скважины представляет собой прямую с углом наклона, определяемым коэффициентом продуктивности скважины. Диапазон регулирования подачи ЭЦН при таком способе регулирования оказывается достаточно узким [9].

Т.к. за счёт изменения скорости вращения ЭЦН при НЭС решается одна задача, а именно: согласование производительности УЭЦН с дебитом скважины, положение рабочей точки и, соответственно, режим работы насоса, оказываются произвольными. Изменить их во время работы УЭЦН на конкретной скважине невозможно!

При КНЭС регулирование подачи и напора ЭЦН (производительности и давления УЭЦН) осуществляется раздельно, разными способами. Основным отличием является то, что средняя производительность насосной установки определяется соотношением

продолжительности откачки и накопления жидкости в скважине. Можно называть этот способ регулирования «временным». Таким способом решается задача согласования производительности УЭЦН с дебитом скважины.

С помощью изменения частоты переменного тока ПЭД («частотный» способ регулирования) и, соответственно, скорости вращения ЭЦН, при КНЭС обычно изменяют положение рабочей точки на НРХ насоса, т.е. режим работы насоса. Для того, чтобы изменение мгновенной подачи ЭЦН, при изменении скорости вращения, не приводило к изменению производительности УЭЦН, при КНЭС применяют режим стабилизации забойного давления. Он заключается в том, что в контроллере СУ УЭЦН устанавливают два пороговых значения (уставки) давления внешней среды, измеряемого соответствующим датчиком погружного блока ТМС. При достижении верхнего порога давления при накоплении, УЭЦН включается. При достижении нижнего порога давления при откачке, УЭЦН отключается.

Среднее, между этими пороговыми значениями давление, определяет требуемое забойное давление. Оно поддерживается автоматически и не меняется, например, при изменении пластового давления. Автоматически изменяется отбор жидкости из скважины, т.е. её дебит. Применение указанного технического решения важно при эксплуатации скважин месторождений баженовской свиты, работающих в режиме истощения энергии пласта. По мере снижения пластового давления дебит скважин автоматически уменьшается.

Не изменяется забойное давление и при изменении частоты переменного тока ПЭД (скорости вращения ЭЦН). Увеличение частоты (скорости) приводит к перемещению рабочей точки на семействе НРХ ЭЦН вправо и наоборот. Что означает, что при КНЭС имеется возможность управления рабочим режимом насоса. Рабочая точка при этом перемещается относительной семейства НРХ по горизонтальной линии, соответствующей требуемому напору ЭЦН. Применительно к скважинам месторождений баженовской свиты, изменения режим работы насоса, можно, например: повышать устойчивость работы ЭЦН при высоком ГФ, т.е. избегать срывов подачи насоса.

В работах [5, 12] авторы при проведении исследований, по неизвестной причине, режим стабилизации забойного давления при КЭС не применяли. Поэтому забойное давление и дебит скважин изменялись не только при изменении соотношения продолжительности откачки и накопления, но и при изменении частоты тока ПЭД (скорости вращения ЭЦН). Положение рабочей точки на НРХ насоса при этом не отслеживалось, т.е. режим работы насоса исследователи во внимание не принимали, хотя факты срыва подачи ЭЦН фиксировали.

Исследователи в процессе проведения работ произвольно меняли соотношение продолжительности откачки и накопления, частоты переменного тока (скорости вращения) на скважинах с разными габаритами эксплуатационных колонн и типоразмерами насосных установок, разными дебитами скважин, газовым фактором и обводнённостью продукции на них, при видимом отсутствии какой-либо системности в научном подходе при проведении исследований.

Всё перечисленное ставит под сомнение, как корректность использованной методологии, так и объективность полученных результатов и сделанных выводов, а также практическую ценность даваемых рекомендаций. Более того, некоторые рекомендации нельзя считать полезными.

Пожалуй, стоит отметить то, что пока исследователи творчески копировали достижения сланцевых компаний США, результаты получались замечательными. В отношении результатов и рекомендаций, касающихся строительства горизонтальных скважин и проведения МГРП, освоения скважин и вывода на режим (ВНР), всё выглядит превосходно. Но как только дело дошло до того, чтобы просто воспользоваться

результатами отечественных достижений в области механизированной добычи нефти, в которой отечественная научная и инженерная школа занимает лидирующие позиции в мире, результаты получились сомнительными. Как так-то?

Ведь информации о КНЭС достаточно много. Только у автора – более полусотни статей, докладов, патентов и большая часть из них посвящена, именно, КНЭС. Есть публикации других отечественных учёных и практиков. Вся эта информация доступна. Более того, компания «Газпром нефть» является лидером по внедрению КЭС (ПКВ). В 2023 году КЭС использовалась более чем на 60 % скважин компании. В отдельных дочерних обществах $\frac{3}{4}$ скважин эксплуатируется с помощью КЭС (ПКВ).

Но, в результате анализа результатов работ, проведённых в рамках реализации национального проекта «Бажен», выясняется, что специалисты компании не владеют полноценными знаниями о КЭС. Разве, нельзя было проконсультироваться у автора технологии, привлечь его к выполнению работ? Наверное, можно было. Так почему же этого не было сделано и весьма значительные средства и время были потрачены нерационально?

К сожалению, подобные вопросы не находят ответа не только в отношении создания технологий для эффективной разработки месторождений баженовской свиты. Автор за предыдущие полтора десятилетия изобрёл ещё несколько рентабельных технологий разработки месторождений с ТРИЗН. Причём, некоторые из них не только проработаны теоретически, но и проверены на практике в ходе опытно-промышленных испытаний (ОПИ), т.е. готовы к практическому широкомасштабному внедрению.

Результаты ОПИ были опубликованы и должны быть известны специалистам нефтяных компаний и учёным-нефтяникам. Но эти, безусловно перспективные технологии, не востребованы. Хотя автора нельзя обвинить в пассивности. Он неоднократно обращался во многие Российские нефтяные компании с предложением их внедрения. Принимал участие в различных венчурных ярмарках, конкурсах, акселерационных программах. Но, что не поддаётся логичному осмыслению, везде получил отказ. А в некоторых случаях его проекты даже не прошли предварительного отбора!

Среди подобных технологий есть например: технология «безводной» добычи нефти. Она позволяет добывать нефть с содержанием воды не более 5 % на месторождениях с обводнённостью продукции до 99 %. Можно такие месторождения отнести к месторождениям с ТРИЗН? Наверное, можно (см. Рис. 1). Попутно добываемая вода при «безводной» добыче нефти утилизируется в другие пласты без подъёма её на поверхность. Разработаны конструктивные решения различных компоновок погружного оборудования, технологий спускоподъёмных операций, ремонта скважин. Более десяти лет никто интереса не проявляет.

Далее следует технология добычи вязкой нефти из терригенных коллекторов. Её можно применять при вязкости нефти до 100-150 мПа/с, в зависимости от других условий. Такой нефти среди всех запасов вязкой нефти в России 70-80 %. И запасы эти весьма приличные. Можно месторождения с такой нефтью отнести к месторождениям с ТРИЗН? Тоже можно (см. Рис. 1).

Применение подобной технологии в конце 90-х годов прошлого века в Канаде было признано технологической революцией. Дебиты скважин с вязкой нефтью были увеличены в 3-5 раз. Применительно к месторождениям вязкой нефти севера Самарской области, аналогичная технология в 2000-2005 годах была отработана институтом «Гипровостокнефть». Технологические результаты признаны положительными, экономические нет. Но совместно с КНЭС, эта технология становится рентабельной. Она практически готова к массовому внедрению.

Следующая технология – технология эффективной эксплуатации месторождений с высоким газовым фактором. Можно такие месторождения отнести к месторождениям с

ТрИЗН? Конечно, можно (см. Рис. 1). В «ручном режиме» эта технология испытана в 2008 году. Для практической реализации разработаны необходимые дополнительные узлы УЭЦН, изготовлены опытные образцы. Проведены их стендовые испытания. Но они уже более 10 лет лежат на складе. Даже ОПИ никто не хочет проводить.

Ещё пара технологий – это технологии эффективной эксплуатации скважин с АСПО и гидратообразованием. Можно подобные месторождения считать месторождениями с ТрИЗН? Ответ очевиден (см. Рис.1). Технология тщательно проработана теоретически. Нужно провести ОПИ и ... пользуйтесь.

Этот перечень можно продолжить, но упомянутых технологий достаточно, чтобы понять, что эффективные технологии для разработки месторождений с ТрИЗН, разной степени готовности к промышленному применению, в России есть. А за рубежом нет. Мы можем стать первыми в их применении в промышленных масштабах. А это не только авторитет на международной арене (его «на хлеб не намажешь»), но и солидный экспортный потенциал, который может позволить нашим нефтяным и сервисным компаниям занять достойную долю на соответствующих мировых рынках, стать лидерами (и заработать много денег!). Что особенно важно, зарубежные конкуренты не смогут этому помешать, потому что, повторю, у них таких технологий нет. Ключевые компетенции, ноу-хау – у нас.

Подобные рассуждения похожи на сказки. Чаще всего они нашими «верхними» руководителями в нефтяных компаниях и профильных министерствах, так и воспринимаются. И то, только тогда, когда подробная информация до них доходит. Но это происходит нечасто. Сами «государевы мужи» статей в научных изданиях нефтяной тематики не читают. Доклады не слушают, потому что, даже если доклады, подобные этому, ставят в пленарные сессии конференций, то только после обеда, когда высокие руководители и иностранные гости уже разъезжаются. На заседаниях «круглых столов», на следующий день проведения конференций, они, тем более, не присутствуют.

В тех случаях, когда подобная информация попадает к руководителям нефтяных компаний, профильных министерств, профессиональных союзов, она, естественно, переадресуется замам, а те направляют её на рецензию «экспертам». Прежде, чем обсудить, что происходит дальше, следует вспомнить известное высказывание Никколо Макиавелли (1469–1527) из его трактата «Государь» (1532 г.): «Нет ничего труднее, опаснее и неопределеннее, чем руководить введением нового порядка вещей, потому что у каждого нововведения есть ярые враги, которым хорошо жилось по-старому, и вялые сторонники, которые не уверены, смогут ли они жить по-новому». Почему-то, даже «вязых сторонников» среди представителей «экспертного сообщества» практически никогда не встречается.

Иногда возникают интересные ситуации, когда во время беседы с высококвалифицированным специалистом, профессионалом своего дела выясняется, что очередной «эксперт» о КЭС, которая применяется в России примерно на 40 000 скважинах (около 25 % фонда добывающих скважин РФ), ничего не знает. Но в возникающей дискуссии с автором он увлечённо и «бескомпромиссно» её критикуют по принципу: «Я Пастернака не читал, но осуждаю».

В подобной ситуации закономерно возникают вопросы к принципам формирования подобных «экспертных сообществ». Достаточно ли наличия учёной степени и/или должности доцента, профессора, начальника отдела, управления, департамента и т.п. или нужно принимать во внимание ещё какие-то качества специалиста, чтобы он действительно был экспертом, а не считался? Не допускал напрасной траты времени и денег на заведомо бесперспективные проекты. Не препятствовал продвижению и реализации проектов, которые способны сделать родную страну, свою Отчизну мировым лидером, в нашем случае, в нефтяной отрасли.

Качество научно-технической экспертизы – одна из многих проблем инновационного развития не только нефтяной отрасли, но всей промышленности России, в целом. У автора есть предложения, как сделать процедуры в сфере инноваций прозрачными и справедливыми. Но это – тема отдельного разговора.

Перевод промышленности на инновационный путь развития – это, в свою очередь, часть сложной трансформации, которая происходит сейчас в Российском обществе. Непростая политическая и социальная обстановка способствует очищению общества, что можно заметить по кадровым изменениям, происходящим сейчас во властных структурах. Этот процесс носит объективный характер, изменения неотвратимы, и они в ближайшее время начнутся, в т.ч., в науке и промышленности. Тогда, будем надеяться, нефтяные компании будут «бегать» за новаторами, стараясь привлечь их к сотрудничеству, а не отмахиваться от них, как это происходит сейчас.

Перечень сокращений:

ВПЭД – вентильный погружной электродвигатель;
ЖЦС – жизненный цикл скважины;
КНЭС – способы квазинепрерывной эксплуатации скважин;
КСО – комплекс скважинного оборудования;
КЭС – кратковременная эксплуатация скважин;
МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;
НРХ - напорно-расходная характеристика (ЭЦН);
НЭС – непрерывная эксплуатация пласта;
ПЛЭН – погружной линейный электронасос (погружная установка плунжерного насоса с линейным электродвигателем);
ПЧ – преобразователь частоты;
ПЭД – погружной электродвигатель;
ПЭС – периодическая эксплуатация скважин;
СУ – станции управления (УЭЦН);
ТРИЗН – трудноизвлекаемые запасы нефти;
ТМС – термоманометрическая система (погружная система телеметрии);
УЭЦН (УЭЛН) – погружная установка центробежного (лопастного) насоса с электроприводом;
ЭСКП – эксплуатация скважин с кратковременными паузами;
ЭЦН – центробежный (лопастной) насос с электроприводом;
LTO – light tight oil (легкая нефть, нефть низкопроницаемых пластов с низким содержанием серы);
ПММ – двигатель на постоянных магнитах.

Список литературы :

1. Лисовский, Н. Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н. Н. Лисовский, Э. М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33-35. – EDN NCYRDP.
2. Ященко, И. Г. Развитие классификационных критериев трудноизвлекаемой нефти и ее физико-химические свойства / И. Г. Ященко, Г. В. Нестерова // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2014. – Т. 2, № 3. – С. 185-191. – EDN HGESNV.

https://elibrary.ru/download/elibrary_21498580_91998879.pdf Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Ющенко Т.С. Перспективное скважинное оборудование для добычи сланцевой нефти баженовской свиты». PROНЕФТЬ, Том 6, № 1, 2021, стр. 64-75. URL - <https://proneft.elpub.ru/jour/article/view/12/12>

3. Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Ющенко Т.С. Мировой опыт добычи сланцевой нефти и возможности для Баженова и российских производителей оборудования. ROGTEC, Выпуск 63, 2020, стр. 50-66. URL - <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2020/12/03-International-Experience-of-Shale-Oil-Production-Implications-for-the-Bazhenov-Formation-and-Russian-Equipment-Manufacturers.pdf>
4. Ющенко Т.С., Демин Е.В., Хабибуллин Р.А., Сорокин К.С., Хачатуров М.В., Байков И.В., Гатин Р.И. Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):72-88. URL -<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-72-88>
5. Раджсан Н. Чокши. Применение механизированной добычи в нетрадиционных и плотных коллекторах / Общество инженеров-нефтяников (SPE). Программа для выдающихся лекторов. Альметьевск, 12 мая 2016 г.
6. Кузьмичев Н.П. КЭС – эффективный способ эксплуатации месторождений «сланцевой нефти». Доклад на международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов». Казань, 2-3 сентября 2015 г.
7. Кузьмичев Н.П. КЭС – эффективный способ эксплуатации месторождений «сланцевой нефти». ROGTEC, № 43, декабрь 2015 г., стр. 72-78. URL - http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/12/06_Short-Term-Well-Operation-STWO-as-Effective-Method-of-Shale-Oil-Extraction.pdf
8. Кузьмичев Н. П. Квазинепрерывные способы добычи нефти – «палочка-выручалочка» мировой нефтяной отрасли / Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях: Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Астор и Я», 2023. – с 28-33. URL - <http://www.antat.ru/ru/activity/conferences/Neft/Сборник%20трудов%20МНПК%202023.pdf>
9. Кузьмичев Н.П. Оптимизация разработки и эксплуатации месторождений баженовской и доманиковой свит путём применения квазинепрерывной эксплуатации скважин / Н.П. Кузьмичев // Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизведению минерально-сырьевой базы углеводородов : материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Астор и Я, 2024. – с. 37–43. URL - <https://www.antat.ru/qr/MNPC-2024.pdf> (дата обращения: 15.08.2025).
10. Кузьмичев Н.П. Инновационные квазинепрерывные способы добычи нефти: достоинства и недостатки, история и перспективы. / Н.П.Кузьмичев // Современные вызовы и пути решения в нефтегазовой отрасли : сб. тез. докл. науч.-практ. конф., г. Альметьевск, 5-6 дек. 2024 г. / ТатНИПИнефть. – Альметьевск, 2024. – с. 30-57.
11. Ющенко Т.С., Демин Е.В., Иванов В.А., Хабибуллин Р.А., Волков А.В. Анализ режимов работы и особенности моделирования нестационарного многофазного течения в низкодебитных скважинах с ГС И МГРП, работающих с ЭЦН в режиме ПКВ. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(1):78–94.<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-78-94>

Глушение нефтяных скважин в осложненных условиях

D.B. Мардашов, M.K. Рогачев

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
E-mail: mardashov_dv@pers.spmi.ru

Аннотация

Разработаны блокирующие составы, позволяющие повысить эффективность глушения нефтяных скважин в сложных геолого-физических и технологических условиях, связанных с аномально низким пластовым давлением, карбонатным типом пород-коллекторов и высоким газовым фактором. При разработке новых технологических жидкостей глушения скважин в Горном университете создан лабораторно-методический комплекс для физического моделирования процессов глушения нефтяных скважин.

Результаты промысловых испытаний разработанных технологий глушения показали технологическую эффективность в виде увеличения дебитов нефтяных скважин, сокращения сроков вывода их на режим эксплуатации, а также снижения обводненности добываемой продукции.

Ключевые слова

Подземный ремонт, глушение скважин, жидкость глушения скважин, поглощение, аномально низкое пластовое давление

Глушение нефтяных скважин является важным технологическим этапом, предшествующим проведению подземных ремонтов, одной из задач которого является сохранение и восстановление естественных фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП). Особое внимание следует уделять выбору технологий глушения скважин, вскрывших карбонатные коллекторы нефтегазоконденсатных месторождений.

Основной особенностью этих месторождений является сложно построенный продуктивный коллектор с разветвленной системой высокопроницаемых трещин при крайне низкой проницаемости матрицы коллектора, наиболее сильно подверженной влиянию технологических жидкостей, в том числе и жидкостей глушения скважин. Кроме того, разработка нефтяных оторочек таких сложно построенных месторождений зачастую бывает осложнена прорывами к забою добывающих скважин углеводородного газа из вышележащих газонасыщенных продуктивных пластов («газовой шапки»).

Данные осложнения требуют значительных затрат на применение передовых технологий для поддержания требуемого уровня добычи углеводородов, которые, как правило, реализуются с помощью текущего и капитального ремонта скважин. При этом увеличивается не только частота, но и сложность подземных ремонтов. В результате роста числа ремонтных работ будет увеличиваться и количество подготовительных мероприятий, сопровождающихся глушением скважин [1].

Традиционные методы глушения скважин, применяемые на подавляющем большинстве разрабатываемых месторождений и основанные на использовании водных растворов солей, оказывают существенное негативное воздействие на фильтрационные свойства пород-коллекторов призабойной зоны пласта (ПЗП). Используемые сегодня блокирующие составы для глушения скважин не всегда обеспечивают надежную изоляцию и защиту ПЗП, особенно в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД), высокого газового фактора, повышенной естественной и искусственной (вследствие гидравлического разрыва пласта (ГРП)) трещиноватости, высокой неоднородности пласта и т.д. Несоответствие свойств применяемых жидкостей глушения

геолого-промышленным и технологическим условиям скважин, как правило, приводит к различным негативным последствиям в виде значительного поглощения жидкости глушения скважин (ЖГС) продуктивным пластом, газопроявлением, формирования обводненной зоны с модифицированной фазовой проницаемостью и др. В итоге данные негативные последствия могут привести к необходимости повторного глушения скважины, либо увеличения объема закачиваемой в нее технологической жидкости. При этом потребуются значительные затраты средств и времени как на сам процесс глушения скважины, так и на ее освоение и последующий вывод на режим эксплуатации. Это, в свою очередь, негативно влияет на продуктивность скважины и приводит к значительным потерям по добыче нефти из-за простоев, а также длительных сроков ее освоения и вывода на режим [2].

В связи с этим работа, направленная на создание научно-методических основ проектирования процесса глушения нефтедобывающих скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации, а также разработку эффективных рецептур жидкостей глушения и технологий их применения, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

С целью физического моделирования процессов глушения и освоения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации создан лабораторно-методический комплекс, оснащенный высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами. Отличительной особенностью данного комплекса является возможность моделирования процессов течения и фильтрации высоковязких технологических жидкостей, в том числе с кольматантом-наполнителем, в системе «скважина – ПЗП», обеспечивая при этом имитацию осложненных условий эксплуатации скважин (аномально низкое пластовое давление, трещинный коллектор, высокий газовый фактор, ГРП).

В результате проведенных исследований разработаны новые блокирующие составы жидкостей глушения скважин с использованием реагентов отечественного производства, а также установлена область их эффективного применения [1]:

Блокирующий состав обратной водонефтяной эмульсии ОВНЭ (соотношение водной и углеводородной фаз – 80/20 %), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2 (1-1,5 % мас.).

Блокирующий полимерный состав БПС, представляющий собой сшитую полимерную систему на основе ксантановой камеди (0,5-1,0 % мас.), структурированную ацетатом хрома (0,15 % мас.), с добавлением регулятора времени гелеобразования (0,12-0,65 % мас.) (водно-спиртового раствора органических комплексонов).

Блокирующие эмульсионный ОВНЭ-МК и полимерный БПС-МК составы с мраморной крошкой (5 % мас. МК-500 (при раскрытии трещин не более 0,5 мм) или 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500 (при раскрытии трещин более 0,5 мм)).

Интенсифицирующий состав ОКНЭ (соотношение водной и углеводородной фаз – 50/50 %), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2 (1 % мас.), с использованием в качестве дисперской фазы водного раствора соляной кислоты.

Результаты промысловых испытаний разработанных технологий глушения показали технологическую эффективность в виде увеличения дебитов нефтяных скважин, сокращения сроков вывода их на режим эксплуатации, а также снижения обводненности добываемой продукции.

Выводы

1. Глушение нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровый коллектор, высокий газовый фактор), как правило, приводит к поглощению ЖГС продуктивным пластом, газопроявлению, ухудшению фильтрационных характеристик ПЗП.

2. Разработка блокирующих составов жидкостей глушения осуществлялась с использованием лабораторно-методического комплекса для физического моделирования процессов глушения и освоения нефтяных скважин, предусматривающего экспериментальное определение физико-химических, реологических, блокирующих, газоудерживающих и фильтрационных свойств технологических жидкостей в термобарических пластовых условиях с применением стандартного лабораторного оборудования и специально разработанных стендов.

3. В результате проведенных исследований разработаны новые блокирующие составы жидкостей глушения скважин с использованием реагентов отечественного производства. Разработанные технологии глушения нефтяных скважин позволяют сократить количество циклов глушения, уменьшить сроки освоения скважин и вывода их на режим эксплуатации, а также сохранить дебиты скважин по нефти.

Список литературы

1. D.V.Mardashov, M.K.Rogachev / ANAS Transactions, Earth Sciences, Special Issue / 2023, 146-149; DOI: 10.33677/ggianasconf20230300035.
2. Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов. Записки Горного института, No. 251, 2021, с. 617-626.

Акустическая стимуляция добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

E.A. Марфин

ФИЦ КазНЦ РАН, Институт энергетики и перспективных технологий

E-mail: marfin_ea@mail.ru

Аннотация

В условиях истощения традиционных месторождений возрастает интерес к технологиям повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Одним из перспективных методов является акустическая стимуляция пласта, основанная на воздействии упругих волн различной частоты на нефтенасыщенный коллектор. В работе рассмотрены физические механизмы интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов нефти за счет акустического воздействия на пласт. Представлены результаты экспериментальных исследований изменения реологических свойств нефти и проницаемости пористой среды под действием упругих колебаний. Математически описана подвижность флюида в пористой среде при акустическом воздействии. Приведены данные испытаний скважинных излучателей, подтверждающие их эффективность для увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы, акустическое воздействие, вязкость нефти, проницаемость, скважинный излучатель, дебит скважины.

Нефтедобывающая отрасль России сталкивается с комплексом проблем, включая технологические ограничения из-за санкций, затрудняющие доступ к современному оборудованию для разработки трудноизвлекаемых запасов и арктических месторождений, высокую зависимость от экспорта в условиях переориентации с европейских на азиатские рынки с сопутствующими логистическими и ценовыми рисками, растущие затраты на освоение новых месторождений в Восточной Сибири и на шельфе, необходимость импортозамещения критических технологий, снижение инвестиционной привлекательности сектора, а также долгосрочные вызовы, связанные с энергетическим переходом и снижением глобального спроса на углеводороды.

Трудноизвлекаемые запасы нефти составляют значительную (более 60%) часть ресурсной базы, однако их разработка осложнена высокой вязкостью флюида и низкой проницаемостью коллекторов. Высокая обводненность добываемой нефти – одна из основных проблем нефтедобычи, особенно на зрелых месторождениях. С ростом выработки запасов пластовое давление падает, увеличивается прорыв воды, что приводит к: снижению дебита нефти – вода замещает нефть в потоке, уменьшая эффективную проницаемость; росту эксплуатационных затрат – требуется дополнительная сепарация, очистка, утилизация воды; ускоренному истощению месторождений – вода обходит нефтенасыщенные зоны, оставляя значительные объемы углеводородов в пласте.

Традиционные методы повышения нефтеотдачи (термические, химические, гидродинамические) не всегда экономически оправданы или технически реализуемы. В этой связи акустическая стимуляция представляет собой перспективный и экологически безопасный физический метод [1-3]. Она основана на воздействии колебаниями давления высокой амплитуды в широком диапазоне частот на нефтеносный пласт, что приводит к снижению вязкости нефти [4-5], разрушению парафиновых отложений, увеличению проницаемости породы [6-7] и мобилизации остаточной нефти за счет вибрационно-волновых эффектов [8]. Скважинные излучатели создают акустические волны, которые распространяясь в пласте, уменьшают силы капиллярного удержания

нефти и улучшают ее фильтрацию [9]. Это позволяет повысить дебит скважин и снизить обводненность без применения химических реагентов или гидроразрыва пласта.

Для подтверждения эффективности акустической стимуляции были проведены лабораторные и натурные эксперименты. В лабораторных условиях изучалось влияние упругих волн на вязкость нефти и проницаемость модельных пористых сред. Эксперименты [5] показали, что ультразвуковое воздействие на нефть на частоте 22 кГц приводит к вторичной генерации колебаний в звуковом диапазоне (до 10 кГц). И такая комплексная обработка снижает вязкость нефти на 13% в том числе за счет механизма акустической кавитации, которая разрушает крупные молекулы углеводородов. Это сопровождается изменением группового состава нефти: уменьшением доли смол и увеличением содержания насыщенных углеводородов. Причем в пределах каждой из групп наблюдается снижение массовой доли высокомолекулярных и рост доли низкомолекулярных углеводородов.

Проведенные исследования показали, что эффективность волновой обработки нефти в значительной степени зависит от ее состава и длительности воздействия. Наибольшее снижение вязкости наблюдается в случае высоковязких нефтей с повышенным содержанием смолистых компонентов. В то же время, при наличии в составе нефти высокомолекулярных парафинов наблюдается обратный эффект – после обработки вязкость может превышать исходное значение.

Длительное ультразвуковое воздействие приводит к снижению эффективности обработки. Одним из ключевых факторов этого явления является нагрев нефти и интенсивное перемешивание, вызванное акустическими течениями. Данные процессы способствуют испарению легких углеводородных фракций, что негативно влияет на реологические свойства нефти.

Лабораторные исследования процесса фильтрации под действием упругих колебаний подтвердили, что акустическое воздействие способствует улучшению фильтрационных свойств пласта. Эксперименты выполнялись на природных кернах песчаников и карбонатов, а также на искусственно созданных моделях пористых сред. В результате обработки упругими волнами зафиксировано увеличение эффективной проницаемости на 10–30% в зависимости от типа образца и условий эксперимента.

Установлено, что эффективность акустического воздействия определяется следующими основными факторами: режимом обработки (частота, интенсивность, длительность воздействия); фильтрационно-емкостными свойствами породы (пористость, проницаемость, минеральный состав); направлением фильтрации потока относительно распространения упругих волн. Наибольший прирост проницаемости наблюдался в случаях, когда направление фильтрации совпадало с направлением волнового воздействия. Это свидетельствует о наличии анизотропного эффекта, связанного с ориентацией акустического поля. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации методов увеличения нефтеотдачи пластов, в частности, при проектировании технологий волнового воздействия на призабойную зону скважин.

Для прогнозирования изменения фильтрационных свойств насыщенной пористой среды при акустическом воздействии была разработана математическая модель подвижности флюида:

$$\lambda_{\text{ак}} = \lambda \left(1 + \frac{\eta \alpha}{\rho c \lambda} \left(\frac{p_0}{\text{grad } P} \right)^2 \right), \quad (1)$$

где $\lambda = k/\mu$ – подвижность флюида; k – проницаемость пористой среды; μ – вязкость флюида, η – коэффициент эффективности, определяемый экспериментально; α – коэффициент затухания звука в среде, зависящий от частоты колебаний; ρ, c – плотность и скорость звука в среде соответственно; p_0 – амплитуда колебаний давления; $\text{grad } P$ – градиент давления.

Данная модель базируется на механизме передачи энергии упругих колебаний от твердого скелета горной породы к насыщающему флюиду. В процессе распространения волны часть её энергии поглощается в поровом пространстве, где преобразуется в работу против сил вязкого трения. Это приводит к таким эффектам как: локальное снижение эффективной вязкости флюида за счет деструкции надмолекулярных структур; изменение смачиваемости поверхности пор вследствие колебательного воздействия; повышение фазовой подвижности в результате совокупного действия указанных факторов.

Используя результаты собственных лабораторных данных, а также данные работы [10] было установлено, что коэффициент эффективности η зависит от начальной проницаемости пористой среды. В исследуемой диапазоне проницаемости от 0,1 до 7,0 мД значение этого коэффициента описывается логнормальным распределением:

$$\eta = \frac{15100}{k\sqrt{2\pi}0,6} e^{-(\ln k - 1,39)^2 / (2 \cdot 0,6^2)}. \quad (2)$$

Уравнения (1) и (2) позволяют прогнозировать значение коэффициента подвижности для различных режимов работы скважины и акустического воздействия. Зная пространственное распределение подвижности, можно рассчитать изменения дебита скважины и определить оптимальные значения параметров акустического воздействия. В качестве примера для карбонатного коллектора Турнейского яруса Ромашкинского месторождения воздействие колебаниями на частоте 5 кГц и амплитудой 0,5 МПа дебит увеличивается с начальных 1,48 т/сут в 4 раза.

Проведенные на Первомайском месторождении промысловые испытания разработанного гидродинамического излучателя показали увеличение дебита нефти и улучшение показателей добычи. Так, при акустическом воздействии на частоте 7 кГц на участке №534 средний дебит нефти вырос с 11,23 т/сут до 12,50 т/сут во время воздействия и до 13,05 т/сут после его завершения. При этом приемистость нагнетательной скважины увеличилась в 9 раз с 0,72 до 6,73 м³/(сут·МПа), что свидетельствует об улучшении фильтрационных свойств пласта. На участке №1539 также наблюдался рост дебита нефти с 18,2 т/сут до 19,73 т/сут во время воздействия, хотя после его прекращения показатель несколько снизился.

Промысловый эксперимент показал, что излучатель, размещенный в нагнетательных скважинах, создавал упругое волновое поле, которое способствовало разрушению пробок, улучшению фильтрации и мобилизации остаточной нефти. Дополнительная добыча нефти за период испытаний составила сотни тонн, что демонстрирует потенциал технологии для повышения нефтеотдачи. Тем не менее, реакция пласта на воздействие варьировалась в зависимости от геологических условий, что указывает на необходимость индивидуального подхода к выбору параметров волнового воздействия для каждого участка.

Таким образом, акустическая стимуляция представляет собой перспективный метод увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов, особенно актуальный в условиях технологических ограничений и необходимости импортозамещения. Результаты экспериментальных и теоретических исследований подтверждают ее эффективность в снижении вязкости нефти, увеличении проницаемости пласта и повышении дебита скважин. Дальнейшее развитие технологии требует междисциплинарного подхода и тесного взаимодействия науки и промышленности.

Список литературы

1. Ганиев О.Р., Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Устенко И.Г. Воздействие волн на пористые среды и повышение нефтеотдачи пластов // Проблемы машиностроения и надежности машин. 2016. №4. С.82-89.
2. Гатауллин Р.Н., Кадыров А.И. Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пластины // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. №2. – С.78-90.
3. Кемалов Р.А., Алфаяад А.Г.Х., Кемалов А.Ф. Применение акустического воздействия при разработке нефтяных месторождений // Технологии нефти и газа. 2025. №1(156). С.45-53.
4. Муллакаев М.С., Сарваров Д.Г., Рухман А.А., Муллакаев Р.М. Термоакустическая технология добычи высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. №11(359). С.39-46.
5. Марфин Е.А. Эффекты ультразвукового воздействия на высоковязкую нефть / Е. А. Марфин // ТРУДЫ МФТИ. Труды Московского физико-технического института (национального исследовательского университета). 2025. Т.17, №1(65). С.161-172.
6. Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р., Марфин Е.А. Влияние акустического воздействия на проницаемость пористых сред (обзор) // Известия Томского политехнического университета. Инжениринг георесурсов. 2022. Т.333, №10. С.186-202.
7. Ци Ч., Гузев М.А., Поплыгин В.В., Куницких А.А. Прогнозирование проницаемости призабойной зоны пласта при волновом воздействии // Записки Горного института. 2022. Т.258. С.998-1007.
8. Евстигнеев Д.С., Курлена М.В., Пеньковский В.И., Савченко А.В. Дебит флюида при гидроимпульсном воздействии на призабойную зону скважины нефтяного пласта // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2019. №3. С.3-14.
9. Муллакаев М.С., Салтыков А.А., Салтыков Ю.А. [и др.] Анализ существующего акустического оборудования и технологий его применения для повышения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. №10. С.60-70.
10. Elkhouri J. E., Niemeijer A., Brodsky E. E., Marone C. Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2011. Vol.116(2). B02311.

Геолого-технические условия формирования АСПО при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяного месторождения

P.Д. Минабутдинов

Отдел техники и технологии добычи нефти УДНГ ДДНГ ПАО «Татнефть»

им. В.Д. Шашина

E-mail: minabutdinovrd@tatneft.ru

Ключевые слова

АСПО (асфальтеносмолопарафиновые отложения), НКТ (насосно-компрессорные трубы), Геолого-технические условия, Нефтедобыча, Поздняя стадия разработки.

Целью работы является исследование процессов формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) при эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождения. Рассматривается влияние различных факторов, таких как геолого-технические условия, состав нефти и конструкционные материалы труб (металл и стеклопластик).

Удаление АСПО реагентами различного композиционного состава на сегодняшний день считается одним из наиболее распространенных видов технологических операций. Отложения могут быть удалены посредством действия физико-химических факторов: растворения, диспергирования или их сочетания. Неполное удаление или диспергирование АСПО с поверхности оборудования приводит к необходимости проведения повторной очистки, формированию больших объемов нефтешламов. В данных условиях, актуальным является решение задачи разработки композиции, обеспечивающей повышение качества удаления АСПО за счет направленного применения состава и более полного растворения отложений.

В результате анализа научных статей и патентов сделаны следующие выводы:

Механизмы образования АСПО: Большинство исследований подтверждает, что главной причиной формирования отложений является выделение тяжелой фракции нефти (асфальтенов, смол, парафинов) при изменениях температуры и давления. Этому процессу подвержены внутренние поверхности оборудования, насосно-компрессорных труб (НКТ) и резервуаров.

Факторы, влияющие на образование АСПО: Состав нефти, геологические условия, термодинамические параметры, шероховатость и смачиваемость поверхности играют важную роль в формировании отложений.

Современные методы борьбы с АСПО: Наибольшую эффективность показывают комбинированные подходы, включающие специальные защитные покрытия, регулярные чистки и реагенты, подобранные под конкретный состав отложений. Примечательно, что однокомпонентные реагенты зачастую оказываются неэффективными, тогда как многокомпонентные составы демонстрируют гораздо лучшие результаты.

На основе анализа научно-технической литературы определены основные экспериментальные методы исследования формирования АСПО на поверхности. Нами была выполнена серия экспериментов - 387 тестовых экспериментальных исследований с использованием образцов АСПО, проб устьевой и восстановленной нефти с учетом термодинамики процесса формирования высокомолекулярных органических отложений на поверхностях различной природы (металл, стеклопластик). В ходе тестов проверялись следующие аспекты:

Особенности формирования АСПО: исследовались зависимости между типом поверхности (металл, стеклопластик), качеством нефти и внешними условиями. Эксперименты подтвердили, что интенсивность и структура отложений существенно различаются в зависимости от совокупности этих факторов.

Проверка эффективности реагентов: проведены испытания различных реагентов и покрытий, доказывающие, что правильно подобранные реагенты действительно эффективны в предотвращении и удалении АСПО.

Интерпретация результатов: результаты экспериментов позволили построить математические модели, уточняющие связь между факторами риска и характером образования отложений. Сделан вывод о необходимости дальнейшего уточнения данных моделей для их широкого практического применения.

Итоги экспериментов подтвердили правильность принятых ранее гипотез и продемонстрировали путь к развитию технологий борьбы с АСПО.

По результатам исследований сделаны следующие выводы:

1. Вне зависимости от исполнения НКТ на поверхностях формируются АСПО;
2. При формировании АСПО вязкость увеличивается на 27% на металлической поверхности в течение 2-х часов, а на СП НКТ на 12%.

Проведение аналитических и экспериментальных исследований процессов формирования высокомолекулярных органических отложений на поверхностях и материалах является важной научно-прикладной задачей. Комплексные экспериментальные исследования состава и свойств АСПО на поверхностях (металл, стеклопластик) оборудования скважин с различными характеристиками обеспечит направленный и научно-обоснованный подход к разработке составов химических реагентов для удаления отложений. Обобщение результатов экспериментальных и аналитических исследований позволит разработать новый эффективный состав для удаления АСПО.

Список литературы.

1. Гуськова И. А. *Разработка и развитие технологических решений проблемы формирования органических отложений в условиях эксплуатации техногенно измененных залежей нефти : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук : специальность 25.00.17 <Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений> / [Альметьев. гос. нефтяной ин-т].* - Бугульма, 2011. - 51 с. : ил. ; 21 см.. - Библиогр.: с. 45-51 (51 назв.)
2. Гуськова И. А. *Механизм и условия формирования асфальто-смолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяного месторождения (на примере НГДУ "Джалильнефть") : автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. : специальность 05.15.06 / Гуськова Ирина Алексеевна ; [Альметьев. нефт. ин-т, Татар. н.-и. и проект. ин-т нефти (ТатНИПИнефть)].* - Бугульма : Б.и., 1999. - 19 с. ; 21 см.. - Библиогр.: с. 18-19 (9 назв.)
3. Персиянцев М.Н. *Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.*
4. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С.268-290.

Способ подачи ингибитора образования асфальтосмолопарафиновых отложений при проведении гидравлического разрыва пласта

Д.В. Парфенов, Г.Ю. Коробов

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: parfenovd.r@mail.ru

Аннотация

В работе описана технология ингибирования образования АСПО за счет подачи твердых частиц, одновременно выполняющих функцию расклинивающего материала в трещине ГРП и являющихся источниками ингибитора. Представлена методика насыщения пористых керамических частиц твердым сополимером этилена и винилацетата. Экспериментально установлено, что при контакте высокопарафинистой нефти с модифицированным проппантом, содержащим твердофазный сополимер этилена и винилацетата с массовой долей винилацетата 26-30 %, происходит высвобождение сополимера, что обеспечивает дозирование реагента в поток жидкости и снижение эффективной вязкости нефти.

Ключевые слова

Асфальтосмолопарафиновые отложения, сополимер этилена и винилацетата, гидравлический разрыв пласта, ингибитор.

Разработка месторождений парафинистой и высокопарафинистой нефти сопровождается осложнениями, вызванными формированием твердых органических отложений. При этом асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) могут образовываться не только в трубопроводах и в лифтовых трубах, но и в продуктивном пласте, что существенно ухудшает его фильтрационно-емкостные свойства. С целью предотвращения и удаления отложений применяется широкий перечень методов: механические, химические, тепловые, физические [1].

Механическое удаление отложений и предотвращение их формирование путем подачи ингибиторов образования АСПО широко применяются на месторождениях высокопарафинистой нефти. Однако постепенное снижение дебитов добывающих скважин в период между проведением мероприятий по удалению АСПО, регулярное обслуживание оборудования для постоянной дозированной подачи реагентов, периодическое проведение мероприятий по подаче ингибитора в затрубное пространство, загрузке скважинных контейнеров, нагнетанию и задавливанию жидкого ингибитора в ПЗП обуславливает снижение количества добытой нефти и дополнительные эксплуатационные расходы.

Соответственно, актуальной задачей остается совершенствование способов подачи ингибиторов в систему «пласт-скважина» с целью увеличения межочистного периода работы скважин и повышения технологичности мероприятий – разработка технологии, исключающей использование специализированного оборудования и проведения дополнительных технологических мероприятий. Подача реагента может осуществляться при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) в трещину ГРП в составе модифицированного проппанта.

Способ заключается в подаче в трещину ГРП пористых проппантоподобных частиц, одновременно выполняющих функцию расклинивающего материала и являющихся источниками ингибитора – высвобождение реагента в поток нефти происходит при омыании частиц модифицированного проппанта, содержащих в порах твердофазное нефтерастворимое ингибирующее вещество (рисунок 1).

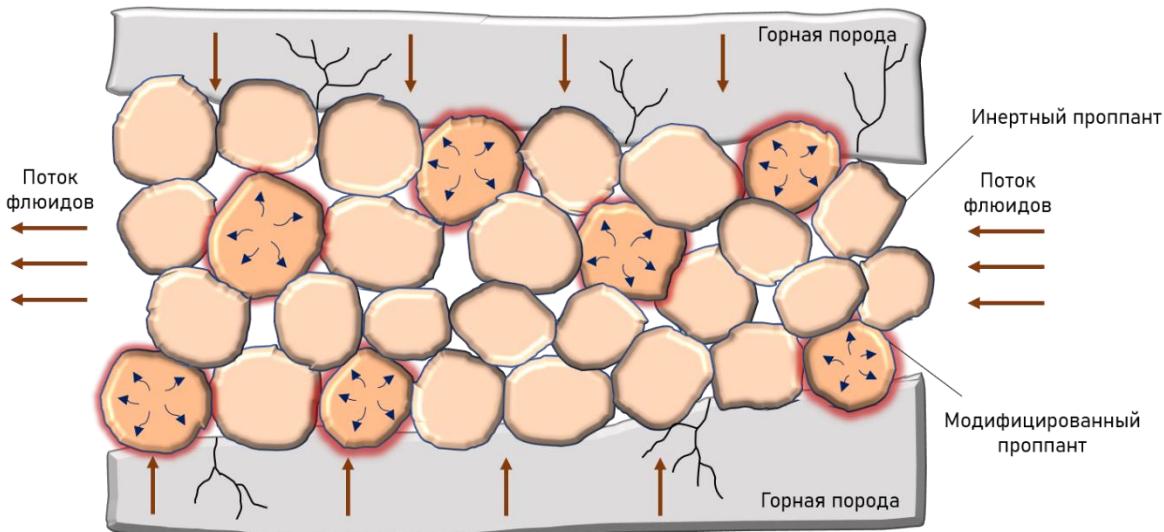


Рисунок 1 – Принцип ингибиования схематично

Разработка способа подачи ингибитора образования АСПО включала следующие этапы:

1. Выбор нефтерастворимого ингибирующего вещества.
2. Подбор твердых пористых частиц для последующего насыщения ингибитором.
3. Разработка способа насыщения пористых частиц твердофазным ингибитором.
4. Оценка взаимовлияния модифицированного проппанта и жидкости ГРП.
5. Оценка кинетики высвобождения реагента при контакте с добываемой нефтью.

Сополимер этилена и винилацетата (с массовой долей винилацетата 26-30 %) широко применяется в качестве активного вещества депрессорных присадок [2]. С учетом его растворимости в нефти и эффективности по отношению к исследуемой нефти (высокопарафинистая нефть с содержанием парафина 10,94 % масс.), данный сополимер был выбран для последующего насыщения пористых частиц.

В качестве носителя применялись сферические керамические частицы размером от 1000 до 2000 мкм с открытой пористостью 12,96 %, измеренной при вакуумировании дистиллированной водой. Механическая прочность рассматриваемых частиц позволила обеспечить предъявляемое проппantu сопротивление раздавливанию при условии добавления к навеске высокопрочного проппанта.

Насыщение пористых частиц твердофазным сополимером этилена и винилацетата осуществлялось путем вакуумной пропитки жидкостью насыщения, представляющей собой раствор сополимера в ксиоле (10 % масс.), с последующим донасыщением при давлении 10 МПа и удалением растворителя в ротационном испарителе. В результате получились пористые частицы с твердофазным сополимером этилена и винилацетата, включенным в них и образующим поверхностный слой.

Результаты исследования влияния сополимера этилена и винилацетата на функциональность и свойства жидкости-песконосителя на гуаровой основе (вязкость линейного и сшитого гелей, время сшивки, степень деструкции и пескоудерживающая способность геля) показали отсутствие взаимовлияния жидкости ГРП на водной основе и модифицированного проппанта.

Для оценки кинетики высвобождения сополимера этилена и винилацетата были проведены фильтрационные исследования, моделирующие процесс ингибиования. Экспериментальная часть включала следующие этапы:

1. Имитация трещины ГРП путем создания модельной пачки проппанта.
2. Моделирование использования жидкости-песконосителя на гуаровой основе.

3. Фильтрация исследуемой нефти через модельную пачку проппанта с отбором проб на выходе.

4. Оценка концентрации сополимера этилена и винилацетата в пробах, отобранных в процессе фильтрации, путем определения эффективной вязкости нефти и сопоставления с эталонной кривой (рисунок 2).

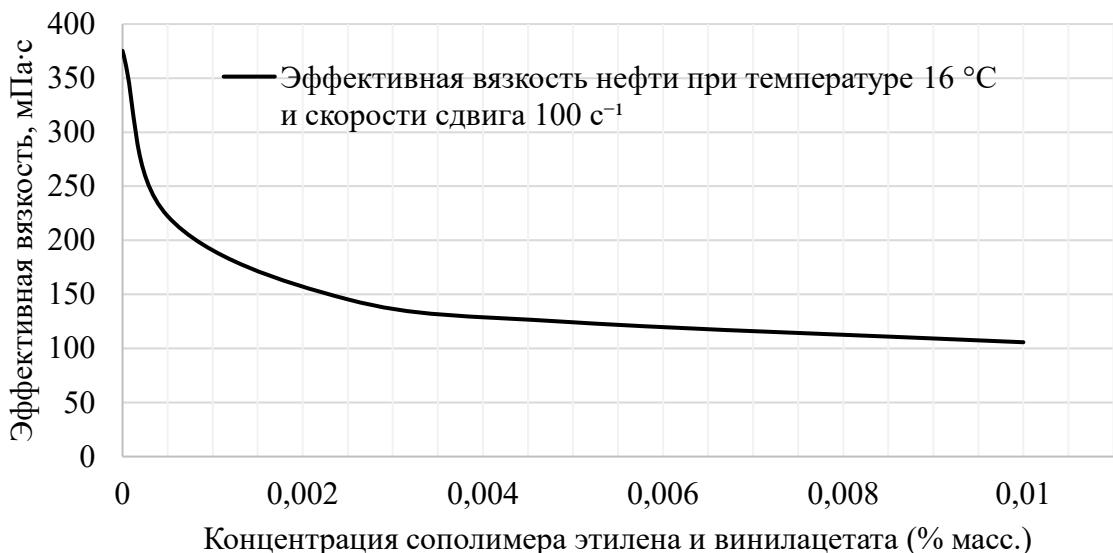


Рисунок 2 – Кривая для определения концентрации сополимера в нефти

При проведении экспериментальных исследований оценивалась кинетика высвобождения сополимера этилена и винилацетата при разных скоростях фильтрации и доле воды в потоке, омывающем модифицированный проппант. В таблице 1 представлены условия проведения фильтрационных исследований.

Таблица 1 – Условия проведения фильтрационных исследований

Эксп. №	Расход, см ³ /мин			Длина модельной пачки, мм	Диаметр модельной пачки, мм	Температура, °C
	Н	В	Σ			
1	2,1	-	2,1	90,42	6,86	42
2	4,2	-	4,2			
3	8,4	-	8,4			
4	12,6	-	12,6			
5	4,2	4,2	8,4			

* Н – нефть; В – модель пластовой воды; Σ – суммарный.

Результаты экспериментов (рисунок 3) показали, что при контакте высокопарафинистой нефти с модифицированным проппантом происходит высвобождение сополимера этилена и винилацетата, что обеспечивает дозирование реагента в поток жидкости. При этом после фильтрации 470 поровых объемов модельной матрицы модифицированный проппант способен обеспечить концентрацию ингибитора в нефти, достаточной для снижения ее вязкости более чем на 40 %. Увеличение скорости фильтрации способствует росту интенсивности растворения и экстрагирования сополимера, а присутствие пластовой воды в водонефтяном потоке приводит к снижению продолжительности эффективного действия ингибитора.

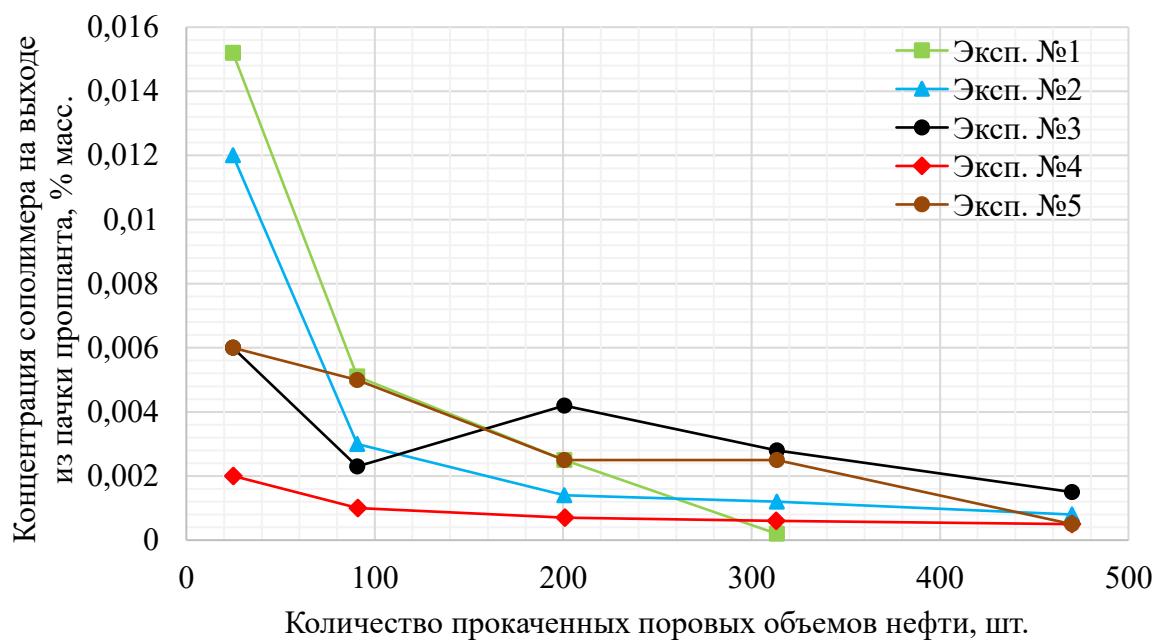


Рисунок 3 – Профиль высвобождения сополимера этилена и винилацетата при разном расходе и доле пластовой воды

Таким образом, разработанный способ подачи ингибитора образования АСПО в трещину ГРП, заключающийся в замене части подаваемого проппната на модифицированный, содержащий твердофазный сополимер этилена и винилацетата с массовой долей винилацетата 26-30 %, обеспечивает саморегулирующее дозирование ингибирующего вещества в поток нефти.

Список литературы

1. Sousa L.A., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019. №9. P.2091-2107.
2. Галиева А.М. Оценка эффективности сополимеров этилена и винилацетата для парафинистых нефтей // Вестник Технологического университета. 2015. № 24(18). С.33-37.

Повышение Рентабельности объектов ТрИЗ благодаря применению прибора AziTrak с технологией Картирования Границ: практический опыт использования

P.C. Романов, В.С. Власенко, Е.С. Осипов

ГК ТОФС

E-mail: Roman.Romanov@tofsgroup.ru

Аннотация

В данной работе представлены результаты применения технологии картирования границ с использованием прибора AziTrak™ на объектах ТрИЗ, которые позволили существенно увеличить добычу и снизить эксплуатационные расходы, исключить риски сближения с ВНК.

Ключевые слова

Геонавигация, картограф границ, инверсия, комплексирование в геонавигации.

Введение

В условиях роста конкуренции и необходимости оптимизации затрат на разработку трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) особую значимость приобретают современные технологии, способные повысить рентабельность проектов. При разработке сложных месторождений стандартные методы геонавигации часто оказываются недостаточно эффективными из-за низкой разрешающей способности традиционного каротажа, неопределенности положения флюидальных контактов (ВНК, ГНК) и отсутствия надежных реперов в целевом интервале. Эти факторы повышают риски неконтролируемого приближения к границам пласта, что может привести к выходу ствола скважины в кровлю или подошву, потере продуктивного интервала и снижению дебита. Особую опасность представляет приближение к ВНК или ГНК, чреватое преждевременным обводнением или газопроявлением, а также вскрытие неустойчивых пород, осложняющее бурение и увеличивающее затраты.

Одним из решений этих проблем является использование картографа границ, такого как AziTrak™, который в режиме реального времени отслеживает положение ствола относительно ключевых геологических объектов. Многочисленный опыт работы прибора подтверждает, что эта технология позволяет оперативно корректировать траекторию бурения, избегая вылетов из пласта и опасного сближения с флюидальными контактами. За счет высокой точности позиционирования удается максимизировать длину горизонтального участка в продуктивной части целевого коллектора, что повышает дебит скважины и снижает себестоимость добычи. Таким образом, применение картографа границ обеспечивает эффективное и экономически выгодное освоение трудноизвлекаемых запасов даже в условиях высокой геологической неопределенности.

Комплексный анализ данных геонавигации, сейсмики и петрофизических исследований подтвердил возможность значительного повышения эффективности разработки. Внедрение технологии AziTrak™ позволило уточнить структуры продуктивных пластов, минимизировать риски обводнения и увеличить добычу нефти в 5 раз на примере месторождения в Самарском регионе. Эти результаты демонстрируют потенциал технологии для повышения рентабельности на объектах ТрИЗ.

Проблема

В свете сокращения мировых запасов традиционных углеводородных ресурсов особую важность приобретает использование инновационных технологических решений на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Особый интерес представляет интеграция методов геонавигации, сейсмики и петрофизических исследований, позволяющих максимально точно позиционировать стволы скважин в пределах продуктивных пластов с высокой степенью неоднородности. Подобные технологии не только повышают экономическую эффективность разработки, но и способствуют выявлению ранее неучтенных запасов за счет уточнения геологического строения месторождений.

Рассматриваемое месторождение характеризуется сложным тектоническим строением. Расположено в Сокской седловине и Мелекесской впадине. Коллектор представлен низкопроницаемыми бобриковскими отложениями с высокой вязкостью нефти (210 сП). Залежь водоплавающая, с обводненностью до 96% на момент начала работ. Основной проблемой являлось быстрое обводнение скважин, что потребовало особого подхода к проектированию траекторий. Ключевым решением стало максимально точное проведение горизонтальных участков стволов вблизи кровли продуктивного коллектора. Водоплавающие залежи требуют ювелирной точности. AziTrakTM позволяет удерживать ствол в 1–2 м от кровли и ВНК, избегая пересечения. Такая стратегия позволила:

- Существенно снизить риск преждевременного обводнения.
- Продлить период стабильной продуктивности скважин.
- Получить новые данные для уточнения структурного положения залежи.

Скважины закладывались на основе анализа данных сейморазведки, структурных построений, оценки насыщения по данным опорных скважин.

Опыт применения картографа границ AziTrakTM

Для минимизации геологической неопределенности и оптимизации бурения был использован картограф границ AziTrakTM. Задача по проводке скважины была усложнена наличием в силовой секции компоновке низа бурильной колонны (КНБК) винтового забойного двигателя (ВЗД) в качестве элемента направленного бурения, что увеличило расстояние от долота до датчиков LWD и внесло дополнительную неопределенность при принятии решений и сложности с управляемостью КНБК.

Азимутальные измерения прибора AziTrakTM обеспечиваются включением в дизайн прибора с обычными индукционными измерениями кажущегося УЭС приемных катушек, расположенных перпендикулярно оси прибора. Картограф функционирует на двух рабочих частотах – 400 кГц и 2 МГц. Более подробно технология прибора рассматривалась в работах Hartmann, et al., 2014 и Zhou, 2016.

Азимутальные отклики картографа границ AziTrakTM обрабатывались программным пакетом MCWD. Этот программный модуль представляет собой алгоритм, решающий обратную задачу, которая позволяет подобрать геоэлектрическую модель среды наилучшим образом согласующуюся с измерениями прибора и априорными данными о строении среды. Решаемая задача не линейна, достаточно сложна в расчете. Более подробно информация по алгоритмам решения обратной задачи есть в публикациях M. Sviridov, et al 2014.

Отдельной проблемой, на которой стоит заострить внимание, является близкий уровень ВНК. Плюс к этому, залежь является водоплавающей. Ввиду этого сближение, а уж тем более пересечение ВНК являлось абсолютно недопустимым.

Для избежание прорывов воды в дальнейшей эксплуатации, во время закачивания скважины использовались АУКП (автоматические устройства контроля притока).

Планируемое оборудование:

- ВЗД с определённым углом перекоса.

• Телесистема с картографом границ Hi-Tech LWD AziTrakTM (резистивиметр, гамма, инклинометрия, азимутальные измерения - для контроля положения ствола

относительно границ пласта, датчик затрубного давления и вибраций - для оптимизации процесса бурения, модуль памяти).

•Комплекс плотностного и нейтронного каротажа LithoTrak™ - для оценки ФЕС.

Согласно смоделированным азимутальным откликам, а также расчетам инверсии MCWD отмечался достаточный контраст сопротивлений для применения картографа границ (рисунок 1).

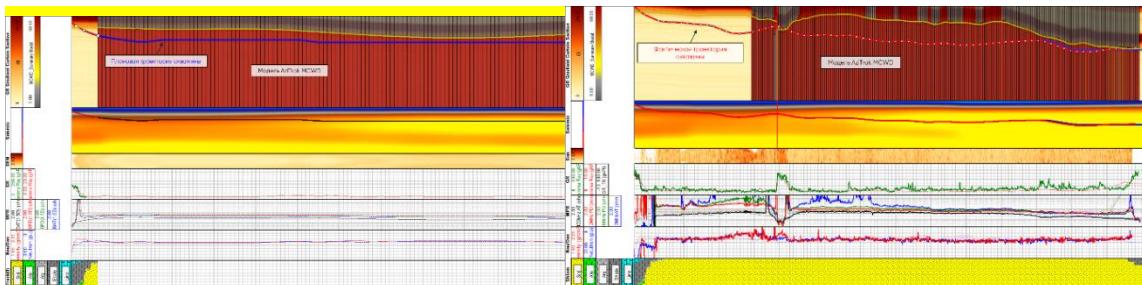


Рисунок 1. Настройка геонавигационной модели на этапе предварительного моделирования одного из горизонтальных участков (слева). Пример проводки одного из горизонтальных участков (справа).

На месторождении было пробурено 3 многозабойных скважины. Общее количество горизонтальных участков – 11.

Во время бурения горизонтальных секций многозабойных скважин по данным картографа и анализу построенной геоэлектрической модели MCWD оценивалось расстояние до кровли целевого коллектора. В случае сближения/отдаления от кровли давались корректировки по набор\сбросу зенитного угла. Применение картографа позволило осуществить проводку вдоль кровли, как и предусматривалось стратегией бурения. На рисунке 1 (справа) показан пример проводки одного из горизонтальных участков. В районе точки Т3 заказчиком было принято решение подтвердить корректность измерений картографа путем фактического вскрытия кровли целевого коллектора.

По итогам бурения трех МЗС поставленные геологические задачи были выполнены: все 11 ГС были проведены вдоль кровли, а результаты расчета инверсии MCWD дали возможность в режиме реального времени проводить оценку структурного залегания и амплитуды тектонических нарушений. Применение картографа границ AziTrak™ позволило заблаговременно выдавать рекомендации по изменению траектории скважины.

Применение технологии AziTrak™ совместно с программным пакетом MCWD обеспечило точное позиционирование ствола вдоль кровельной части пласта. Используя построенный геоэлектрический разрез (обработка данных модулем MCWD), удалось произвести корректировку структурного залегания. На пост обработке был выполнен сравнительный анализ данных инверсии MCWD, 3D-сейсмики и исходных структурных построений. В результате сравнения были выявлены отклонения в изначальных структурных данных, после чего был осуществлен их пересмотр и корректировка. На рисунке 3 представлены примеры сравнения структурного залегания, полученного по результатам расчета инверсии MCWD, с изначальной структурной поверхностью на разрезе вдоль фактической траектории скважины.

Это, в свою очередь, способствовало приросту запасов месторождения. Комплексный анализ данных геонавигации, 3D-сейсмики и петрофизических исследований подтвердил наличие ранее не выявленной локальной структуры, превосходящей по запасам эксплуатируемую часть месторождения.

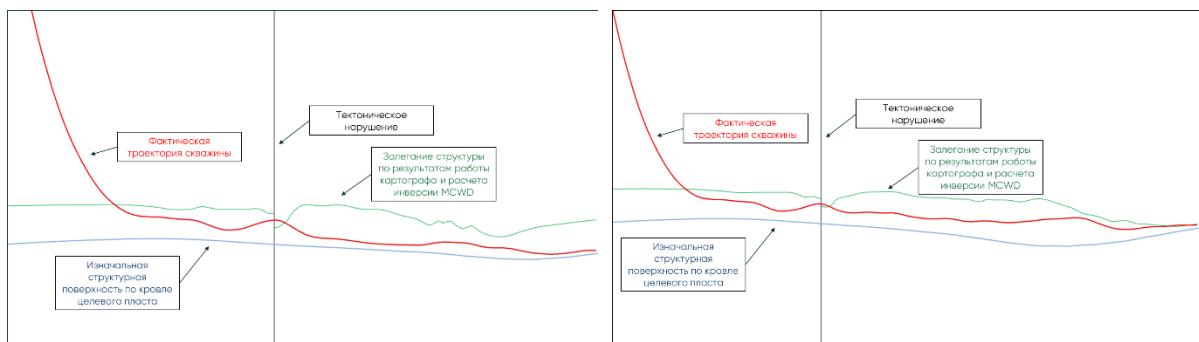


Рисунок 3. Сравнение структурного залегания, полученного по результатам расчета инверсии MCWD, с изначальной структурной поверхностью на разрезе вдоль фактической траектории скважины. ГС1 – слева, ГС2- справа.

Выводы

Проведенные исследования подтвердили высокую эффективность применения современных методов геонавигации при доразработке месторождений. Ключевым достижением стало точное позиционирование горизонтальных стволов вблизи кровли коллектора, что позволило значительно снизить темпы обводнения и продлить период стабильной добычи. Особое значение имела корректная посадка транспортной секции с контролем зенитного угла, обеспечившая оптимальные условия для последующего бурения горизонтальных участков. Реализованный подход позволил минимизировать традиционные риски, связанные с преждевременным обводнением скважин, и повысить эффективность освоения остаточных запасов.

Сравнительный пост-анализ данных геонавигации, 3D-сейсмики и исходных структурных построений выявил существенные расхождения в гипсометрии пласта. Корректировка структурной модели на основе полученных оперативных данных позволила не только уточнить положение продуктивных зон и контуров нефтеносности, но и выявить новые перспективные участки. Это привело к переоценке запасов месторождения и создало основу для дальнейшего расширения бурения. Особенно важно отметить, что обновленная модель продемонстрировала хорошую сходимость с фактическими данными бурения, подтвердив достоверность примененной методики.

Полученные результаты наглядно демонстрируют важность комплексного подхода. Переобработка архивных данных, перепроцессинг данных сейсмики, анализ окружающей геологии, оперативный геонавигационный контроль с регулярным обновлением геологических моделей, интеллектуальное закачивание, использование АУКП, все это являлось элементами комплексного подхода в рамках одной сервисной компании с высоким уровнем экспертизы. Реализованная стратегия бурения подтвердила свою экономическую эффективность, обеспечив значительный прирост добычи при минимальных дополнительных затратах.

Список литературы

1. Li, H., Zhou, J. 2017. *Distance of Detection for LWD Deep and Ultra-Deep Azimuthal Resistivity Tools*. Presented at the SPWLA 58th Annual Logging Symposium, 17-21 June, Oklahoma City, Oklahoma, USA. SPWLA-2017-PPPP.
2. Sviridov, M., Mosin, A., Antonov, Y., Nikitenko, M., Martakov, S., Rabinovich, M. 2014. *New Software for Processing of LWD Extra deep Resistivity and Azimuthal Resistivity Data*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 17 (2), 109-127.SPE-160257-PA. <https://doi.org/10.2118/160257-PA>.

Повышение нефтеотдачи при помощи технологии CCUS

В.Г. Солодов¹, Л. Чуриков^{2,3}

¹ФГАОУ ВО Российской государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина

²ООО «Газпромнефть-Заполярье»,

³ФГАОУ ВО Национальный исследовательский Томский государственный университет,
E-mail: solodovvassiliy@yandex.ru

Аннотация

Оцененный концепт предлагаемой установки по снижению выбросов CO₂ с применением технологий CCUS позволит получить дешевый источник CO₂ для применения МУН связанных с закачкой углекислоты в пласт (закачка CO₂ в добывающую скважину, ВГВ), а также значительно снизить углеродный след. В результате, нефтегазовые компании не только получают возможность применения физико-химического МУН, но и имеют возможность, соответствуя программам углеродной нейтральности, получить налоговые льготы оптимизировав налоговую нагрузку.

Ключевые слова

Моделирование, трудноизвлекаемые запасы, технология CCUS, водогазовое воздействие, метод увеличения нефтеотдачи, энергоэффективность.

Развитие технологий CCUS в качестве источника сырья для методов увеличения нефтеотдачи позволит охватить два целевых параметра устойчивого развития экономики страны: достичь углеродной нейтральности [1], повысить извлечение нефти на участках трудноизвлекаемых запасах [2].

Однако, на сегодняшний день получение CO₂ является дорогостоящим процессом, в том числе с использованием технологий CCUS ввиду их значимой капиталоёмкости, а также отсутствия четкий экономических стимулов.

Ввиду этого, на сегодняшний день распространенной технологией с применением CO₂ в качестве МУН (метода увеличения нефтеотдачи) является технология «Huff & Puff», которая предполагает собой периодическую закачку CO₂ в добывающую скважину, выведение ее в отстой до 30 суток, а после получение дополнительного притока порядка 5...10 % [3].

Однако, данная технология имеет ряд отягощающих факторов: географическая ограниченность поставщиков CO₂, специализированные условия транспорта и хранения реагента (CO₂), стоимость более 50 тыс.руб. за 1 тонну, потребность в переводе режима работы скважины на длительный отстой.

Предлагаемое нами решение (рисунок 1) по улавливанию, подготовке и закачке CO₂ (технологии CCUS) в качестве активного реагента в водном растворе в пласт с целью увеличения нефтеотдачи позволит митигировать вышеперечисленные факторы и обеспечит устойчивое развитие компании.

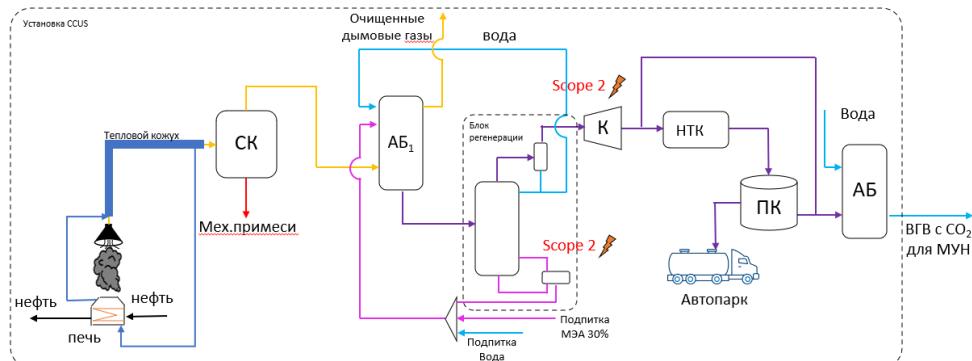


Рисунок 1 Принципиальная схема технологии CCUS

В качестве практической реализации, предлагаемое нами решение было оценено в рамках действующего объекта по добычи и подготовки нефти, в результате чего нами был оценен потенциальный технологический эффект рассматриваемого технологического решения:

1. Снижение выбросов CO₂ на 67,5% (более на 13,47 тыс. тонн/год) и полное исключение источника Scope 1;
2. Получение дополнительной добычи от 5...10 % (до +90 тыс. тонн/год);

Кроме того, за счет инвестиций в технологию CCUS нефтегазовые компании также будут иметь льготы по налогообложению, то в перспективе 5-10 лет совместно с вышеприведенными эффектами обеспечит дополнительную прибыль.

Говоря о потенциальных рисках коррозии в следствии благоприятной среды (CO₂, вода, термобарические условия), нами были предусмотрены варианты исполнения отдельных наиболее уязвимых узлов технологического оборудования из стеклопластика отечественного производства [4].

Таким образом, в случае внедрения предлагаемой нами технологии на рассматриваемом объекте, возможно в перспективе 10 лет после внедрения установки CCUS возможно получить 5,44 млрд.руб. чистой дисконтированной доходности, при начальных инвестиционных вложениях 4,00 млрд.руб. при условии дисконтированного срока окупаемости в 4 года.

Список литературы

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 год».
2. Назарова Л.Н. Н19 Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 156 с.: ил. ISBN 978-5-91961-010-6
3. Experiments on Three-Phase Relative Permeability in CO₂ Flooding for Low Permeability Reservoirs / Wang Rui, Lv Chengyuan, Zhao Shuxia, Lun Zengmin [et al.] // SPE-174590-MS. – 2015. – <https://doi.org/10.2118/174590-MS>
4. А. А. Толмачев, В. А. Иванов. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли. УДК 621.644.073 / DOI:10.31660/0445-0108-2019-6-132-139

Предвключенное шнековое устройство ЭЛН для добычи высоковязкой нефти

П.А. Суворов, Т.Р. Долов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: fobos1100@yandex.ru

Аннотация

Предлагается создание предвключенного шнекового устройства ЭЛН (электроприводного лопастного насоса), предназначенного для добычи нефти с высокой вязкостью без использования технологий снижения вязкости добываемого флюида. Данное оборудование должно обеспечить начало движения высоковязкого флюида, преодолев его модуль сдвига, снизив вязкость и создав преднапор для насоса.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ), вязкая нефть, высоковязкая нефть, предвключенное устройство, шнековый насос, шнек.

В настоящее время Россия занимает восьмое место в мире по разведанным запасам нефти (5,3%). Только треть всех разведанных запасов являются активными, при этом 67% – трудноизвлекаемые запасы, в том числе высоковязкие нефти – 13% [1].

Одной из главной проблем нефтяной отрасли является ухудшение качества ресурсной базы: активные запасы нефти истощаются, а новые разведываемые месторождения являются мелкими (извлекаемые запасы составляют не более 15 млн т [2]). Поэтому развитие технологий, способствующих извлечению трудноизвлекаемых запасов, является перспективным направлением.

Технологии добычи высоковязкой нефти можно разделить на две группы: «горячий» и «холодный» способы.

«Горячий» способ подразумевает прогрев флюида в пластовых условиях. Это методы пароциклического воздействия, термогазовый метод и др. Использование технологий снижения вязкости нефти с помощью термических методов воздействия достаточно эффективно, но имеет свои недостатки: большие энергетические затраты, необходимость в использовании дополнительного оборудования, генерирующего тепловую энергию, повышенные требования к надежности и эффективности работы скважинных насосных установок в условиях высоких температур [3].

Для «холодной» добычи применяют погружные насосы.

Наибольшее распространение для добычи нефти в настоящее время получили установки электроприводных лопастных насосов (УЭЛН): около 60% нефтяных скважин эксплуатируются с использованием УЭЛН, и более 80% нефти добывается с использованием УЭЛН в России [4]. Однако данный способ подходит для добычи маловязкой нефти, так как при повышении вязкости рабочие характеристики насоса существенно снижаются [5,6], и использование данного вида оборудования становится невозможным.

В качестве одного из способов решения данной проблемы предлагается создание и использование предвключенного устройства в виде осевого (шнекового) насоса, который обеспечит преодоление модуля сдвига высоковязкой нефти и создаст дополнительный подпор перед входом в основной насос УЭЛН. По результатам исследований ожидается возможность эксплуатировать скважины с высоковязкой нефтью с помощью УЭЛН без использования технологий подогрева добываемого флюида, необходимого для поднятия нефти на поверхность земли.

На данном этапе произведен расчет геометрических параметров осевого (шнекового) насоса, построена 3Д-модель в среде «SolidWorks». По результатам

вычислений в среде «SolidWorks Flow Simulation» определены напорно-расходная характеристика (рис.1), потребляемая мощность, и получена картина распределения температур внутри шнека (рис.2). По известным физическим законам вычислено повышение температуры и проведено сравнение с результатом, полученным в программе «SolidWorks Flow Simulation» (рис.3).

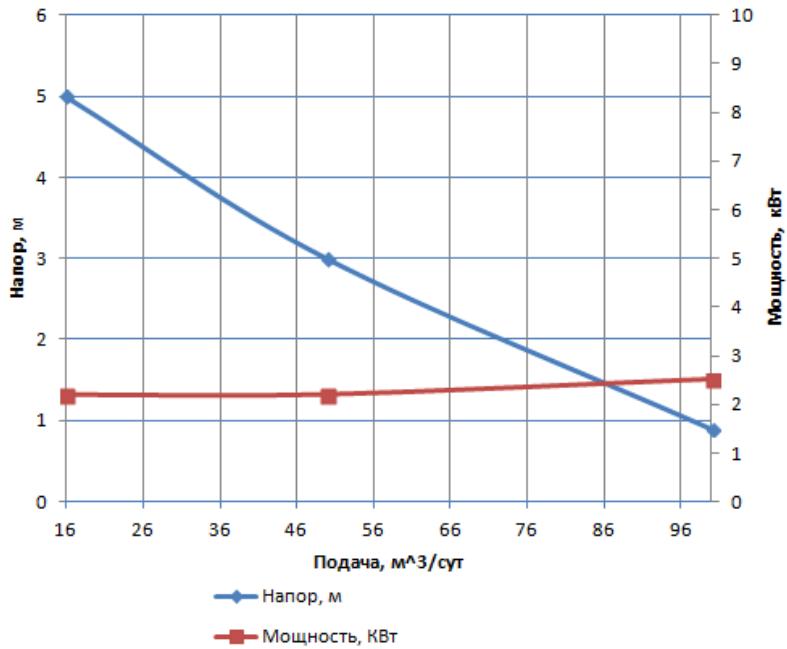


Рисунок 1 – График характеристики, полученной в результате моделирования в среде «SolidWorks Flow Simulation»

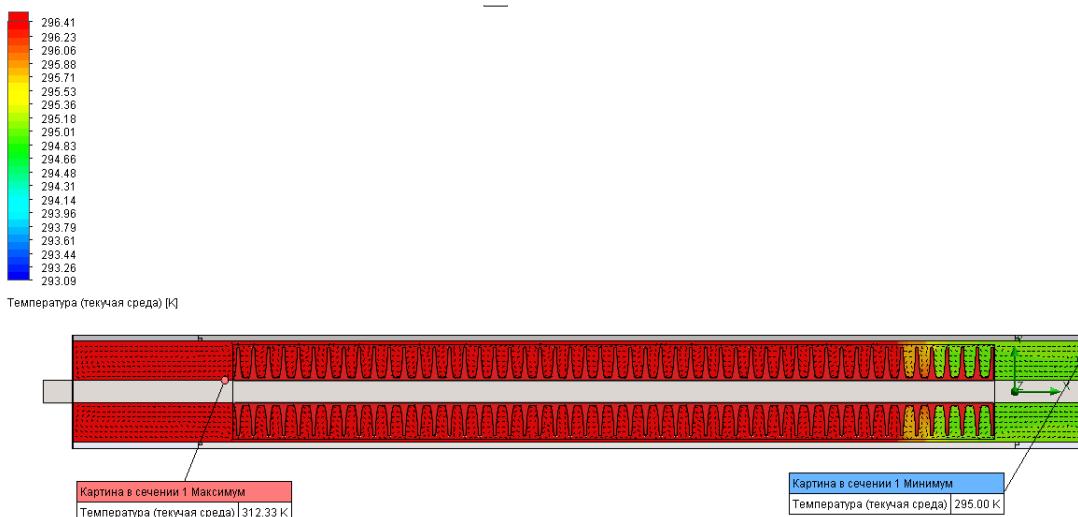


Рисунок 2 – Распределение температур внутри шнека, полученное в результате моделирования в среде «SolidWorks Flow Simulation»

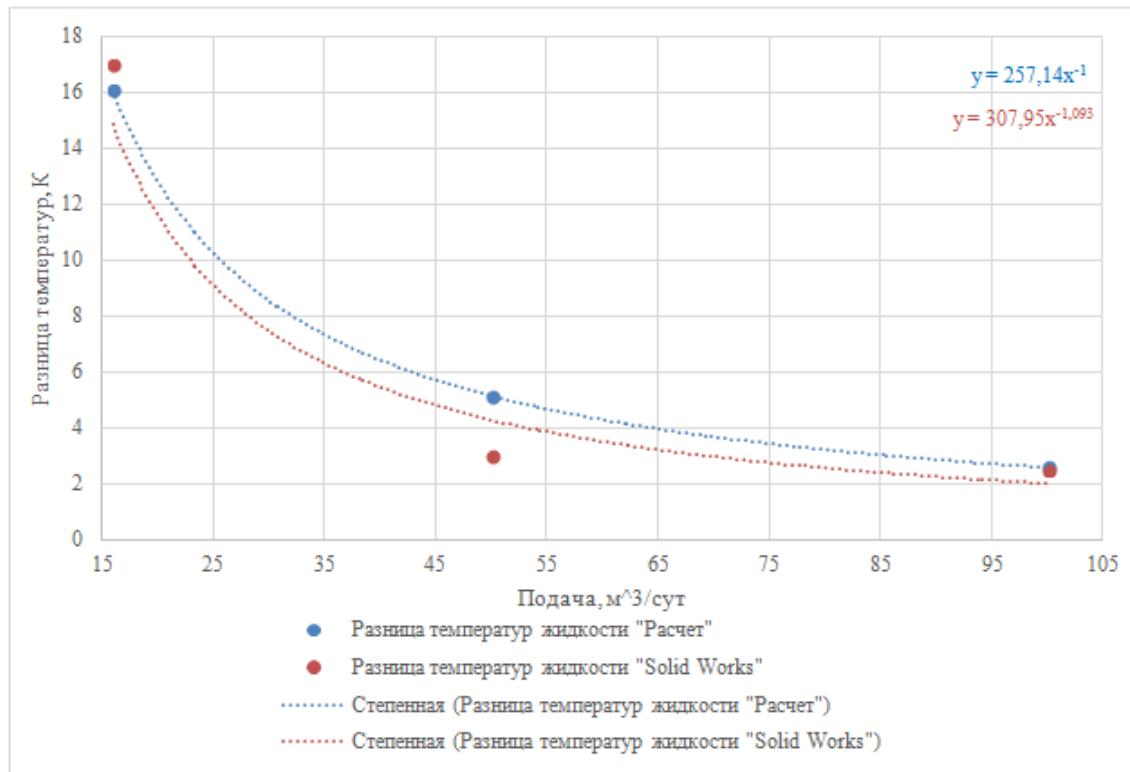


Рисунок 3 – Сравнение результатов повышения температуры

Дальнейшим этапом исследования является изготовление осевого (шнекового) насоса с помощью аддитивных технологий (3Д-печать) и модернизация стенда, созданного на кафедре МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, для проведения испытаний связки УЭЛН + шнек.

Список литературы

1. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года.
2. Приказ МПР РФ от 13.02.1998 N 41 "О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых" (вместе с "Временными критериями ...", утв. МПР РФ 30.12.1997)
3. Ивановский, В.Н., Карелин, Ю.О. К вопросу о возможности применения установок скважинного электроприводного шнекового насоса для добычи нефти. / В.Н. Ивановский, Ю.О. Карелин. // Территория НЕФТЕГАЗ, 2023. - № 9-10. - С.64-70
4. Уразаков К.Р.; Тимашев Е.О.; Молчанова В.А.; Волков М.Г. Справочник по нефтедобыче; Астор Плюс: Пермь, Россия, 2020, – 600 с.
5. Касьянов В.М. Гидромашины и компрессоры: учебник для вузов / В.М. Касьянов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1981.
6. Ивановский В.Н., Пекин С.С., Янгулов П.Л. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов // Территория НЕФТЕГАЗ – 2012. - №9.

Исследование механизмов выноса механических примесей в слабоконсолидированных коллекторах

Д.С. Тананыхин, К.А. Астапенко

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

E-mail: fedorovaksenia2003@gmail.com

Аннотация

Проблема выноса механических примесей является одним из ключевых вызовов при разработке слабоконсолидированных песчаных коллекторов, приводящей к снижению дебита скважин, повреждению оборудования и увеличению эксплуатационных затрат. Прогнозирование и предотвращение этого явления требуют глубокого понимания его физических механизмов. Для исследования процесса проведен обзор факторов, влияющих на процесс выноса механических частиц, и предложена экспериментальная установка, на основе которой исследуется механизм разрушения и выноса частиц горной породы.

Ключевые слова:

Моделирование выноса песка, пескопроявление

Процесс разработки месторождений углеводородов сопровождается рядом технических и технологических проблем, среди которых особое место занимает разрушение пласта-коллектора. Оно может привести к значительному снижению продуктивности скважины, увеличению эксплуатационных затрат и возникновению аварийных ситуаций.

Основные причины возникновения механизмов процесса пескопроявления включают в себя геомеханические, геологические, гидродинамические и физико-химические факторы. Разрушения, вызванные геомеханической природой, возникают в результате воздействия бурового и эксплуатационного оборудования, а также давления на стенки скважины. Для слабосцементированных пород коллекторов они оказывают значительное ослабление прочностных свойств горной породы, вплоть до 10 раз [1,2]. Геологический фактор связан непосредственно с низкой прочностью пород, вмещающих в себя флюид и воздействием на них флюида, выносящего частицы породы. Гидродинамические факторы связаны с повышением скорости фильтрации флюида и формированием нового распределения градиента давления, что приводит к выносу частиц породы. Физико-химические факторы связаны с гранулометрическим составом породы и упругими, прочностными и реологическими свойствами пород [3].

Следует отметить, что проблема пескопроявления имеет место только при разработке коллекторов с высокой проницаемостью и склонных к разрушению. В частности, это песчаники (арениты), состоящие преимущественно из кварцевых частиц с прослойками песчаника, гравелиты, которые из-за своей крупнозернистой структуры вызывают засорение скважины и повреждение оборудования, и другие осадочные породы с повышенной проницаемостью.

Для оценки механизмов пескопроявления планируется проведение серии экспериментальных исследований на разработанных экспериментальных моделях вертикальной и горизонтальной скважинах (рисунки 1,2).

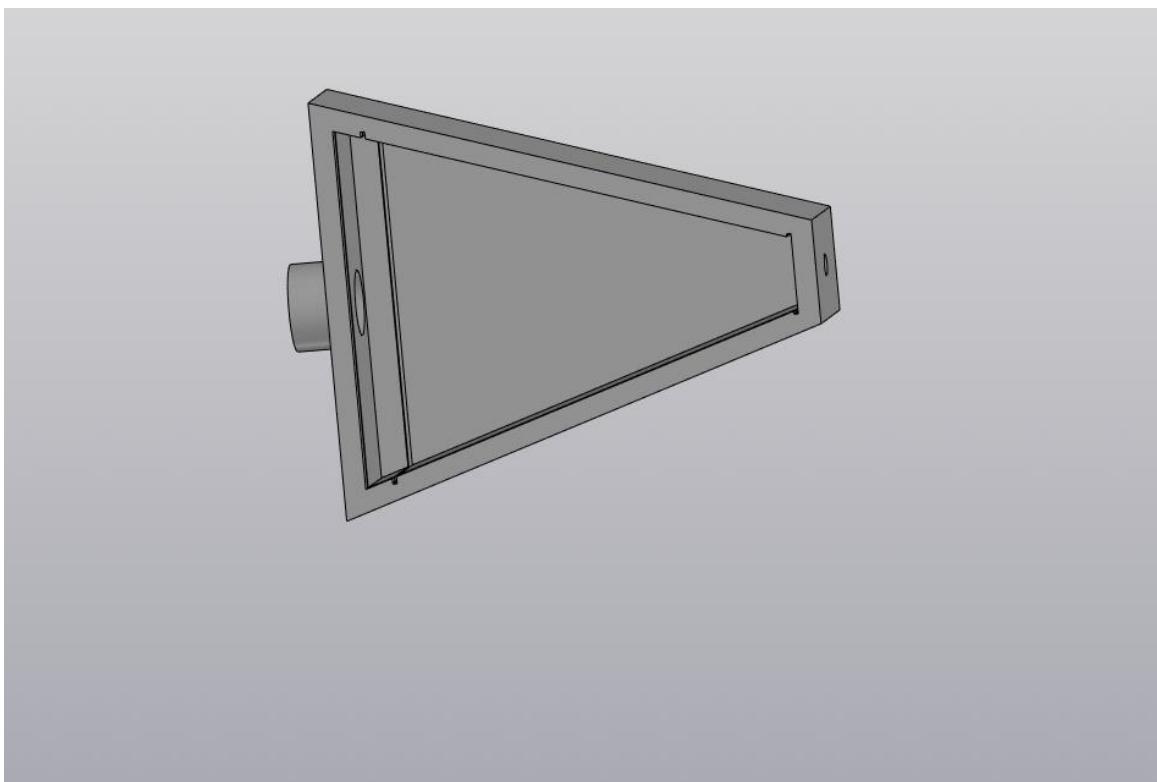


Рисунок 1 – Экспериментальная модель для оценки выноса механических частиц в вертикальной скважине

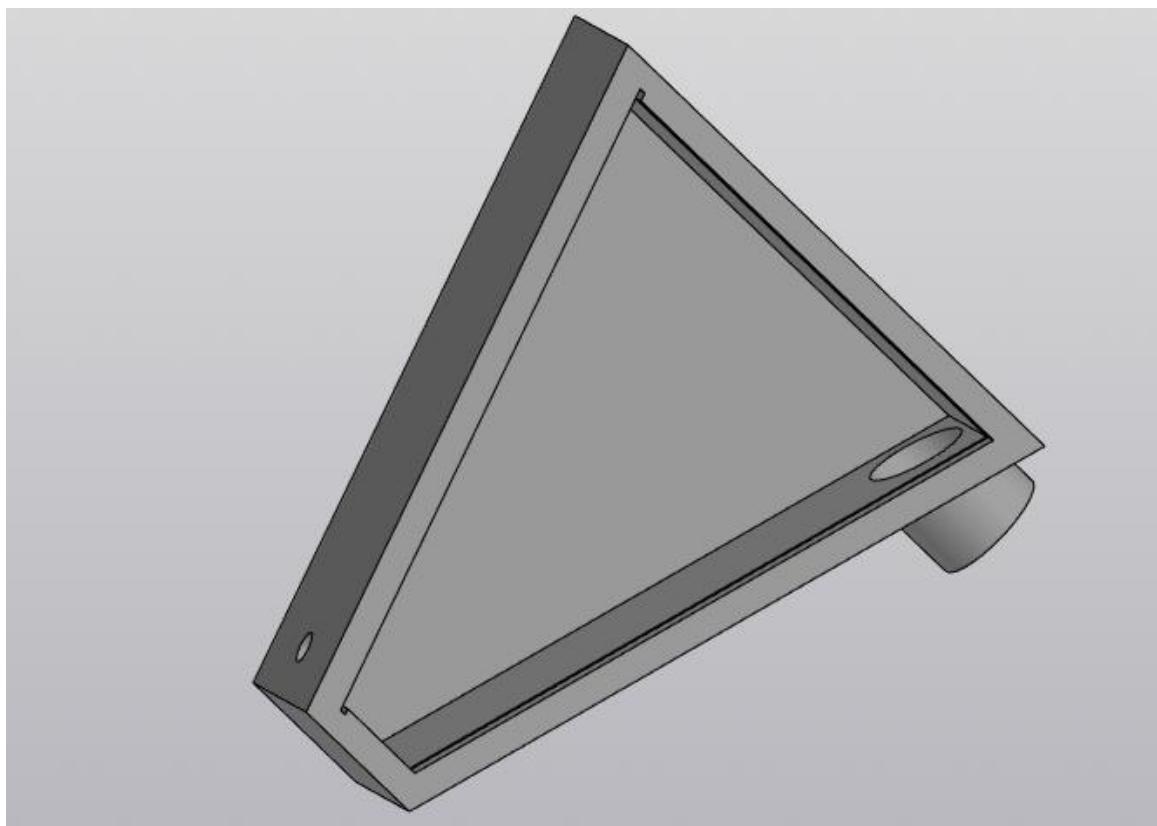


Рисунок 2 – Экспериментальная модель для оценки выноса механических частиц в горизонтальной скважине

Представленная экспериментальная установка позволяет осуществлять исследование песчаной набивки с заданными значениями пористости, проницаемости и прочностными свойствами. С целью моделирования фильтрационных процессов осуществляется прокачка флюида с заданными свойствами (обводненностью и вязкостью) для моделирования пластовых условий. Конструкция установки, в частности прозрачная крышка, будет способствовать проведению визуального наблюдения за выносом механических частиц, созданием каналов выноса, а также позволяет осуществлять количественную фиксацию количества выносимых взвешенных частиц.

Список литературы

1. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гавриль А.С., Иванцов Н.Н., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 10. С. 46–52.
2. брагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 50–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54
3. Тананыхин, Д.С. Химические методы предупреждения пескопроявления и крепления слабосцементированных коллекторов при разработке нефтяных и газовых месторождений/ Д.С. Тананыхин, А.В. Петухов, О. Б. Сюзев // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – №. 1. – С. 16- 21

Особенности состава асфальтенов и смол и их роль в процессах добычи тяжелой нефти

М.Р. Якубов

ИОФХ им. А.Е. Арбузова – ОСП ФИЦ КазНЦ РАН

E-mail: yakubovmr@mail.ru

Аннотация

Представлен обзор современного состояния теоретических и экспериментальных подходов к изучению состава и структуры нефтяных асфальтенов, в частности тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия. Необходимость создания принципиально новых технологических процессов для эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, характеризующихся высоким содержанием асфальтенов и смол, создает предпосылки для более глубокого изучения состава и свойств этих нефтяных компонентов. Важным условием для успешного развития в данном направлении является системное исследование влияния структурно-группового состава, парамагнетизма, молекулярной массы асфальтенов на их стабильность в процессах добычи.

Ключевые слова

Тяжелая нефть, асфальтены, смолы, нефтяные дисперсные системы, дисперсанты асфальтенов.

В настоящее время тяжелые нефти относят к трудноизвлекаемым запасам, для эффективной добычи которых необходимо совершенствование известных технологических методов и создание принципиально новых подходов. Тяжелые нефти характеризуются повышенной плотностью и вязкостью и, в большинстве случаев, высоким содержанием асфальтенов, смол и гетероатомных сера-, азот и кислородсодержащих соединений, а также металлокомплексов ванадила и никеля. Асфальтены являются наиболее тяжелыми компонентами нефти с высокой молекулярной массой, плотностью и ароматичностью и максимальным содержанием гетероатомных компонентов и металлов. Способность асфальтенов к агрегации и выпадению при изменении условий приводит к образованию отложений в процессах добычи и транспортировки нефти. Асфальтены играют первостепенную роль в структурировании нефтяных дисперсных систем и влияют на стабильность коллоидной структуры нефтей в условиях пласта, при последующей подготовке и транспортировке. Особенности состава и структуры молекул асфальтенов, а именно расположение функциональных групп, полиарomaticких и нафтено-алифатических фрагментов, оказывают значительное влияние на устойчивость к выпадению в условиях пласта. Влияние асфальтенов на смачиваемость породы, например, в смешанных и карбонатных коллекторах, в значительной степени определяет нефтеотдачу пласта. Фазовые переходы асфальтенов – один из известных факторов в проблемах устойчивости водонефтяных эмульсий.

Структура асфальтенов является дискуссионным вопросом уже несколько десятилетий. В настоящее время накопились экспериментальные данные, полученные с использованием различных физико-химических методов исследования, по которым определяются основные структурные параметры – ИК-спектроскопия, масс-спектрометрия, ЭПР и методы элементного анализа. В результате сопоставительного анализа ароматичности, конденсированности, светопоглощения и парамагнитных свойств асфальтенов тяжелых нефтей выявлены их основные отличительные особенности по сравнению с асфальтенами традиционных нефтей.

В процессах добычи, транспортировки и переработки нефти существует проблема осаждения асфальтенов при изменении давления, температуры и состава нефти. Флокуляция и выпадение асфальтенов зависит от коллоидной устойчивости нефтяной системы, которая связана с составом и содержанием дисперсной фазы и дисперсионной среды в нефти. Определение устойчивости нефтяной системы к осаждению асфальтенов осуществляется на основе индекса коллоидной нестабильности, который рассчитывается из соотношения $(\text{НУ}+\text{А})/(\text{АУ}+\text{С})$, для чего необходимо иметь данные по содержанию насыщенных (НУ) и ароматических (АУ) углеводородов, смол (С) и асфальтенов (А). С увеличением значения этого индекса также увеличивается коллоидная нестабильность или склонность нефти к осаждению асфальтенов. Также с аналогичной целью известно об использовании соотношения $(\text{АУ}+\text{С})/\text{А}$, при увеличении значения которого устойчивость нефти к осаждению асфальтенов снижается. В настоящее время большинством исследователей признается, что индекс коллоидной нестабильности является недостаточно объективным, поскольку не учитывает влияние характеристик асфальтенов на склонность нефтяной системы к их осаждению. В определенных случаях такие методы позволяют осуществить предварительное прогнозирование устойчивости нефти к осаждению асфальтенов в зависимости от условий с целью оптимизации процессов нефтедобычи. Так, например, при выборе скважин и объектов для закачки углеводородного растворителя используется соотношение асфальтенов и смол в добываемой нефти и в случаях, когда величина данного соотношения превышает 0,35, то объекты и соответствующие скважины относятся к проблемным в плане осаждения асфальтенов и требуют дополнительных технологических мероприятий. Для решения данной проблемы в нефтяной промышленности применяют ингибиторы осаждения (стабилизаторы) асфальтенов. Ингибиторы осаждения асфальтенов способны кинетически замедлять процесс образования твердой фазы асфальтенов, таким образом, обеспечивается стабильность нефти и нефтяных объектов в процессах их добычи, транспортировки и переработки. Кроме того, ингибиторы осаждения асфальтенов могут действовать как дисперсанты для стабилизации относительно мелких асфальтеновых частиц размером менее микрометра и сохранять частицы диспергированными в нефти. Механизм ингибирования агрегации асфальтенов может быть представлен на основе молекулярной термодинамики. В соответствии с этой моделью молекулы ингибиторов присоединяются к асфальтеновым агрегатам через активные места и образуют часть окружения полиароматического ядра. На основе анализа изменения светопоглощения нефти в зависимости от содержания асфальтенов разработаны методологические подходы, позволяющие оценивать устойчивость нефти к осаждению асфальтенов и определять минимальное количество ингибиторов, необходимых для полного предотвращения выпадения асфальтенов при разбавлении нефти легкими н-алканами.

Асфальтены, учитывая многообразие молекулярных структур в их составе, являются неоднородной системой по таким характеристикам, как молекулярная масса, растворимость, полярность, элементный состав и др. Для более глубокого понимания особенностей состава асфальтенов может использоваться их фракционирование, основанное на различной растворимости в смеси ароматического растворителя (толуол) и выступающего в качестве антирастворителя или осадителя н-алкана (пентан, гексан или гептан). Показано, что устойчивость асфальтенов к осаждению, наряду с ароматичностью и конденсированностью, определяет молекулярная масса и полярность асфальтенов.

Ассоциация асфальтенов и смол представляет особый интерес и до сих пор является предметом активной дискуссии. Молекулы смол оказывают стабилизирующее действие на асфальтены в нефтяных дисперсных системах и количество смол, которое необходимо для пептизации какой-либо конкретной молекулы асфальтенов, определяется содержанием активных гетероатомных и ароматических центров в

асфальтенах. Модель стабилизации асфальтенов смолами условно происходит в четыре стадии:

- адсорбция смол на поверхности асфальтенов;
- проникновение смол в микропористую структуру асфальтенов;
- разрушение смолами микропор асфальтенов;
- диффузия частиц асфальтенов-смол в растворитель.

Смолы разных нефей отличаются по активности ингибиования осаждения асфальтенов. Показано, что на сорбцию смол влияет их полярность и ароматичность. В составе смол тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия особое влияние на стабильность асфальтенов могут оказывать ванадилпорфирины. В данном случае ванадилпорфирины, характеризующиеся квадратно-пирамидальной геометрией с кислородом в апикальном положении, и имеющие в своем составе парамагнитный ванадил-ион, а также алкильные заместители на периферии кольца, могут оказывать значительное влияние на процессы флокуляции асфальтенов. Показано, что добавка нефтяных ванадилпорфиринов к смолам усиливает их активность по ингибиованию осаждения асфальтенов. Кроме того, в результате сопоставительного анализа различных фракций смол тяжелых нефтей выявлено стабилизирующее влияние выделенных из них концентратов азоторганических оснований на устойчивость тяжелых нефтей к осаждению асфальтенов. Показано, что с увеличением содержания основного азота, ванадия и ванадилпорфиринов в составе фракций смол повышается их активность в качестве ингибиторов осаждения асфальтенов.

Секция 4. Цифровое моделирование месторождений

Особенности интегрированного моделирования ТРИЗов

C.В. Волков, В.А. Кукушин, Е.А. Стрижаков, С.Р. Тарапиев

АО «ОИС-БРАЙТ»

E-mail: info@ois-bright.ru

Аннотация

Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов требует преодоления ограничений традиционных подходов к моделированию. В условиях высокой неопределенности и множественности взаимодействующих процессов ключевое значение приобретает интегрированное моделирование. Этот подход позволяет комплексно оценить влияние применяемых технологий. Особую актуальность интегрированному моделированию придает современный экономический контекст.

Ключевые слова

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), Интегрированное моделирование, тепловые методы добычи, SAGD, высоковязкая нефть, оптимизация разработки, энергоэффективность

Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов представляет собой одну из самых сложных задач современной нефтегазовой отрасли. Низкая проницаемость, высокая вязкость нефти, наличие природных и техногенных неоднородностей, а также значительное влияние термодинамических и геомеханических факторов — всё это делает традиционные подходы к моделированию малоэффективными. В условиях высокой неопределенности и множественности взаимодействующих процессов особенно актуально становится применение интегрированных моделей.

Интегрированное моделирование ТРИЗ — это способ учесть влияние выбранной технологии не только на поведение флюидов в пласте, но и на работу скважин, сетей сбора, подготовки и транспорта. Это особенно важно, поскольку применяемые технологии для разработки нетрадиционных коллекторов влекут за собой значительные изменения фазового состава, свойств флюидов и технологических условий, а значит — и риски.

В последнее время становится актуальным вопрос экономической устойчивости проектов по разработке высоковязких нефтей, особенно в связи с отменой налоговых льгот на такие запасы в России. В новых условиях разработка таких месторождений находится под давлением полной фискальной нагрузки, сопоставимой с традиционными месторождениями. В этой связи интегрированное моделирование приобретает особую значимость как инструмент оптимизации: оно позволяет точно оценить эффективность теплового воздействия, сократить избыточные расходы на закачку пара и энергоресурсы, выявить неэффективные зоны воздействия и своевременно корректировать режимы работы оборудования.

Разработка нефтяных месторождений с использованием тепловых методов сопряжена с рядом сложных технических и технологических проблем. Среди них: зависимость физико-химических свойств флюидов и породы от перепадов температур, неоднородное распределение тепла в пластах, значительные теплопотери в трубопроводной инфраструктуре месторождений (скважины, сеть сбора), и как следствие, высокая неопределенность в эффективности. Эти вызовы требуют

комплексного подхода к моделированию, выходящего за рамки традиционных гидродинамических расчетов.

Реальные примеры разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами показывают: без внедрения интегрированных моделей, охватывающих пласт, скважину и поверхность, невозможно достичь ни технологической, ни экономической устойчивости. Только комплексный подход позволяет выявить узкие места, оптимизировать тепловой баланс, снизить нагрузку на оборудование и минимизировать расход энергии — что особенно актуально в настоящее время.

В частности, при моделировании процесса закачки пара в режиме SAGD на примере месторождений Республики Коми, интегрированная модель позволила увязать производительность парогенераторов, тепловые потери в скважинах и сети сбора, а также распределение тепла в пласте. Это дало возможность в режиме реального времени подобрать оптимальную температуру и объем закачки пара и минимизировать неэффективные зоны прогрева, повысив тем самым коэффициент извлечения нефти и снизив удельные энергозатраты.

Таким образом, интегрированное моделирование становится ключевым инструментом для повышения эффективности, а также снижения технологических и экономических рисков, связанных с разработкой месторождений ТРИЗ.

Интегрированное моделирование с DUO Tech IMA. Инструмент развития технологий эффективного управления добычей

C.B. Волков¹, В.А. Кукушкин¹, Д.С. Воробьев²

¹АО «ОИС-БРАЙТ»

²ООО «ГПН-Ямал»

E-mail: info@ois-bright.ru

Аннотация

Разработана отечественное решение для интегрированного моделирования DUO Tech IMA. Решение DUO Tech IMA позволяет реализовать гибкую среду моделирования, настраиваемую под задачи и возможности инженеров. Кроме этого, расчетные библиотеки можно встраивать в системы и процессы цифрового месторождения/промышленности для решения первоочередных задач, включая:

- оптимизация режимов работы скважин и оборудования;
- прогнозирование и мониторинг гидравлических режимов работы сети сбора;
- прогнозирования и мониторинга технологического режима;
- обратное распределение добычи;
- виртуальная расходометрия
- валидация промысловых замеров
- поиск «узких» мест и осложнений и др.

Ключевые слова

Интегрированное моделирование, оперативное прогнозирование добычи, цифровые двойники актива, технологические режимы... (до 6 ключевых слов/словосочетаний).

Добыча углеводородов — это сложный процесс, который требует учета множества факторов для эффективного управления производством. Современные технологии усложняют этот процесс, а новые месторождения часто находятся в труднодоступных местах, что увеличивает затраты. Ошибки в управлении могут привести к значительным финансовым потерям. Поэтому во всех передовых компаниях используются цифровые модели месторождений, позволяющие прогнозировать развитие активов и снижать затраты. Российские компании ранее применяли зарубежное ПО, но для независимости и стабильности важно перейти на отечественные аналоги.

Интегрированная модель — это единая цифровая модель месторождения, состоящая из отдельных математических моделей элементов производственной цепочки добычи углеводородов. В большинстве случаев она включает в себя модели пластов, скважин, объектов наземной инфраструктуры. В зависимости от особенностей месторождения и практических задач, требующих выполнения расчетов на интегрированной модели, в нее могут включаться и другие компоненты: модели площадных объектов, модели экономики, логистики, экспорта и другие модели.

Процесс и подход к интегрированному моделированию постоянно изменяется. Несколько лет назад специалисты по интегрированному моделированию на своих рабочих местах по запросам коллег технологов, разработчиков, а также в рамках регламентных задач актуализировали интегрированные модели, продумывали сценарии и выполняли инженерные расчеты. Результаты расчетов выгружали в отчеты и направляли заказчикам расчетов.

Сегодня для сокращения непроизводительных операций по подготовке данных, обновлению данных и адаптации моделей на факт накоплен значительный объем

скриптов автоматизации через работающие через API решений по интегрированному моделированию. Это позволяет настраивать и выполнять существенно быстрее комплексы вычислений через очереди заданий.

Вместе с этим, запрос на создание конвейерного использования интегрированной модели в рабочих процессах разработки и добычи УВ, требует появление нового подхода к организации решений и процесса ИМ:

- реализации композитного (микросервисного) подхода к построению архитектуры решения;
- наличие web-версий и локальных версий решений;
- наличие единого хранилища и каталога моделей;
- возможность использования любой из компонент модели как самостоятельный расчетный элемент в зависимости от рабочего процесса;
- наличие механизмов встраивания решения в оркестрируемые рабочие процессы;
- открытые форматы моделей и API.

Реализация композитной архитектуры позволяет реализовать в решении концепцию «экосистемы», в планах реализовать расширение функционала решения за счет встраивания в контур партнерских наработок, в том числе за счет наработок, опробованных на задачах ПАО «Газпром нефть».

Решение DUO Tech IMA реализовано с учетом описанных требований и уже встроено в рабочие процессы цифрового месторождения в ряде производственных предприятий ПАО «Газпром нефть».

В частности, в ООО «Газпром нефть Ямал» решение встроено в процессы оперативного прогнозирования и мониторинга гидравлической устойчивости системы сбора. В рамках доклада будет продемонстрирован подход и решаемые задачи с помощью интегрированной модели реализованной в DUO Tech IMA в добывающем предприятии.

Оперативное управление разработкой месторождений

М.Ю. Данько
ООО «ТИНГ»
E-mail: danko@togi.ru

Аннотация

В докладе отражен подход ООО ТИНГ к решению задачи управления добычей на зрелых месторождениях и обобщен опыт создания реальных цифровых промыслов. Основная проблема, выявленная в ходе многолетних работ - трансформация модели управления: Преодоление разрыва в системе принятия решений между поступающим объемом информации и используемым на текущий момент при управлении разработкой и принятии решений посредством внедрения цифровых решений в области обработки больших объемов данных с применением элементов машинного обучения, что позволит консолидировать весь объем поступающей информации в формат управленческих решений, который доступен инженеру разработчику и геологу промысла.

Ключевые слова

Моделирование, трудноизвлекаемые запасы, нейронные сети

Современные тенденции производства заставляют нефтяные компании пересмотреть существующие инструменты и принципы организации бизнес-процессов управления разработкой месторождений. Мотивация преобразований продиктована изменениями в области информационных технологий и вычислительной техники, которые охватывают практически все сферы жизнедеятельности.

В мире вещей и коммуникаций такие изменения гармонично интегрируются в «мир вокруг нас», предоставляя новые возможности и качество жизни. Здесь противоречия носят, скорее, второстепенный характер и связаны с устоявшимся укладом, который трансформируется под действием мягкой силы комфорта преимуществ, соответственно воспринимается легко и без избыточного сопротивления.

Иначе воспринимаются преобразования, направленные на трансформацию производственных процессов нефтегазовой отрасли, где продолжают доминировать принципы планирования «от достигнутого». Здесь преобладает опыт специалиста, а, в последующем, и его статус в иерархии управленческого аппарата. Все остальное только обслуживает старые практики, привнося новое звучание форме, например «цифровая трансформация», но тщательно оберегая анахроничное содержание. Именно по этой причине, не ставятся амбициозные задачи по существу, а инновационные проекты решаются исключительно в сфере техники, технологий и оборудования, но никак не в сфере управления. Полагают совершенно искренне, что эти вещи между собой никак не связаны: можно комфортно существовать в интернет-пространстве, удаленно управляя технологическими процессами, сохраняя при этом самое важное – право влиять на результат, а еще хуже на источники данных и измерений, исходя из ОПЫТА. В итоге, складывается парадоксальная ситуация, когда техника и технология осуществили «рывок», а управление разработкой, принятие решений находятся «на месте».

То, что мы предлагаем, это не инновация технологий, это инновация управленческих решений. В этом и заключается главная проблема, поскольку в стереотипном мышлении новое воспринимается исключительно с позиции потребления. Другое дело, если ничего приобретать не надо, лишь критически посмотреть на процессы, которые десятилетиями остаются неизменными, формируя некоторое неприкасаемое пространство.

Очевидно, что для новой модели планирования, как и для каждого продукта, должно сложиться профессиональное сообщество. Мы исходим из того, что парадигма цифровой трансформации предполагает не столько следовать трендам, но управлять потенциалом добычи месторождения в заданной модели ограничений.

Что же подлежит критическому анализу и осмыслению? Самое простое, с чем ежедневно сталкиваются специалисты - технологический режим работы скважин и практика его формирования. По существу этот документ привязан к плановым показателям по добыче нефти, методы расчета которых в модели от «достигнутого» предельно консервативны и не имеют потенциала для развития. Одновременно с технологическими режимами составляется и план ГТМ по обеспечению норм отбора из эксплуатационного объекта. Режимы нагнетания воды, выступают в качестве приложения, не обязательного к исполнению. С чем это связано? В первую очередь вследствие того, что многократные попытки управлять закачкой воды, с целью оказания воздействия на динамику обводнения скважин, не демонстрируют устойчивого положительного результата. Отсюда скептицизм к гидродинамическим методам (изменение кинематики потоков, нестационарное или циклическое заводнение) регулирования разработки высокообводненных залежей нефти. Все это в совокупности вызывает законное недоверие и отторжение у инженеров для обсуждений возможности эффективного управления заводнением и формирования технологического режима скважин на принципиально другой основе.

Тем не менее, современные тренды развития диктуют необходимость критического осмысления старых практик.

С одной стороны это:

- цена на нефть, которая подвержена изменениям, никак не связанных, с реальными затратами;
- отсутствие в обозримом горизонте планирования экономически оправданных промышленных перспектив проектов на шельфе и разработки ТРИЗ, если речь не идет о опытно-промышленных работах;
- значительный объем остаточных запасов нефти на заводненных месторождениях, ресурсы, технические, технологические и трудовые, которые сосредоточены в «старых» нефтедобывающих регионах.

С другой стороны - широкое применение вычислительной математики, расширение возможностей информатики и систем управления в решении реальных производственных задач, которые формируют новый технологический уклад в концепте «интеллектуального месторождения».

Прошедший путь, как и цели настоящего, демонстрируют многообразие решений в которых, тем не менее, экспоненциальная модель Арпса - базовый принцип планирования «от достигнутого», сохраняет свою данность (рисунок 1).

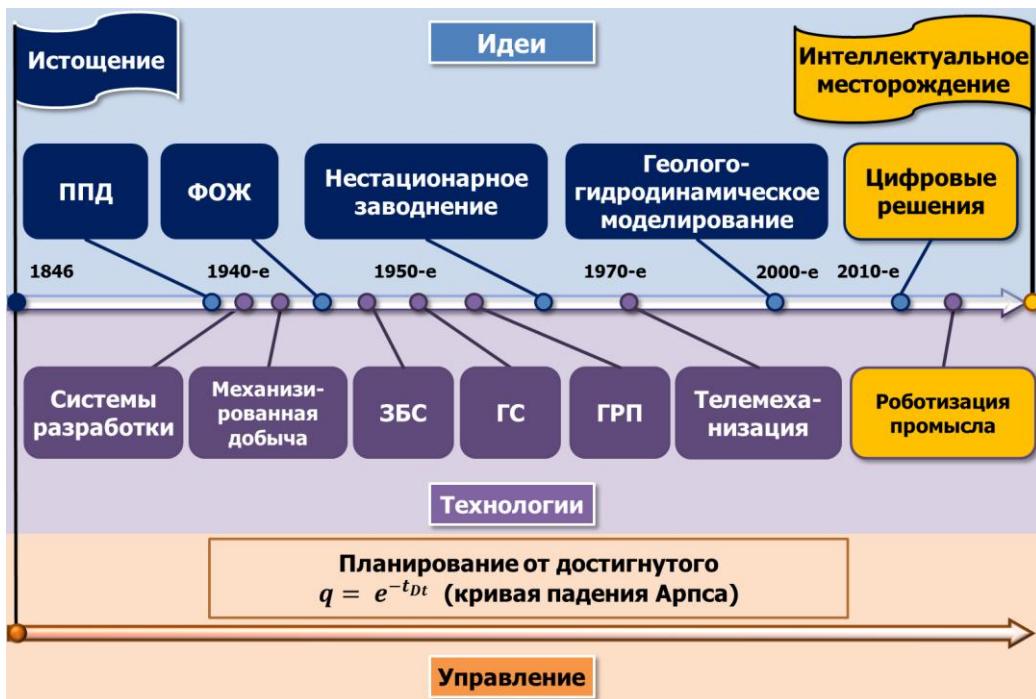


Рисунок 1 - Эволюция идей и технологий

Сформулируем вопросы, применительно к «зрелым» месторождениям, характеризующихся завершающей стадией разработки, на которые в последующем будут представлены для обсуждения аргументированные ответы и комментарии:

- так ли незыблемый принцип планирования «от достигнутого»?
- существуют ли иные постановки задач при оперативном планировании, нежели пролонгация и локальная корректировка трендов в расчетных показателях разработки месторождения?
- так ли «безнадежны» методы управления закачкой воды, в задачах стабилизации и предотвращения в среднесрочной перспективе падения добычи нефти, обусловленное обводнением скважин?
- возможна ли «цифровая трансформация» процессов контроля и управления разработкой месторождений в рамках сложившейся модели планирования?
- существуют ли альтернативные практики, которые находят свое воплощение в реальном производстве?

Обзор решений

Практика последних лет неизменно сталкивалась с необходимостью решения сложнейших задач по оптимизации процессов закачки воды в пласт и снижению обводненности продукции скважин. Вне зависимости от методов исследований неизменными оставались вопросы:

- как влияют друг на друга добывающие и нагнетательные скважины?
- как ранжировать нагнетательные скважины по степени влияния на процесс заводнения нефтяного пласта?
- как распределить закачку воды, чтобы избежать резкого обводнения скважин и обеспечить эффективное воздействие на пласт?
- как оптимизировать энергозатраты в системе ППД, сокращая непроизводительную закачку воды?
- как увеличить дебиты нефти и снизить себестоимость эксплуатации скважин?
- как увеличить выработку подвижных запасов?

Несмотря на все многообразие, методы расчета взаимовлияния скважин можно разделить на три группы:

1. взаимовлияние по линиям тока, полученным на гидродинамической модели - это прямая задача моделирования;
2. поиск связей нефть – закачка методами математической статистики, самым простым случаем этого класса является ранговая корреляция Спирмана;
3. создание физически-содержательной прокси-модели - обратная задача моделирования.

Процесс перехода от начальных стадий разработки к завершающим характеризуется процессом накопления информации о месторождении, который сопровождается переходом от упрощенных и стохастических моделей к более детальным и детерминированным. Тем не менее, первый класс методов не нашел применения в практике оперативного управления разработкой ввиду неоднозначности исходных данных, проблем масштабирования результатов лабораторных экспериментов на сеточную область геолого - гидродинамических моделей, условной схематизацией в расчетах многочисленных факторов, сопутствующих эксплуатации скважин модификаторами при воспроизведении исторических событий. В совокупности, это не предоставляет ожидаемых преимуществ по отношению к практическим методикам, опирающихся на трансляцию сложившихся трендов показателей и нормативную эффективность работ.

Второй класс статистических методов в отдельных случаях находит применение исключительно с целью установления качественной связи, отражающей взаимовлияние нагнетательных и добывающих скважин. Иными словами мы можем с известной вероятностью предполагать об интерференции скважин, но не можем выразить эту связь функционально, а значит и не определяем оптимальные значения приемистости. По этой причине решения по регулированию закачки имеют преимущественно субъективный характер и не получают своего развития в практических задачах по управлению заводнением.

Идея оценить степень влияния закачки на добычу, построить функциональную связь нефть-закачка и рассчитать оптимальные приемистости нагнетательных скважин не новая. Первые публикации на эту тему датируются 1972 г. [1] и к настоящему времени разработано огромное множество разнообразных «концептов» управления заводнением [2, 12, 13]. Прокси-моделирование в этой части является альтернативой 3D-методам, точно так же воспроизводит и позволяет прогнозировать показатели работы скважин, однако ее парадигма совершенно противоположная. Можно сказать, что если 3D модель – это «подземная» модель, в которой показатели работы скважин – результат физических и химических процессов, происходящих в недрах, то прокси-модель – это, наоборот, «наземная» модель, в которой регистрируются закономерности в откликах скважин на возмущения, выявленные эмпирическим путем.

Наиболее встречаемые в зарубежных публикациях последних лет – это прокси модели CRM, Capacitance- Resistive Models, (объемно-резистивная модель) [3] и INSIM-FT (модель межскважинного численного моделирования с отслеживанием фронта) [4]. Однако следует отметить ряд важных обстоятельств, которые ограничивают область применения прокси-моделей в практических задачах. По сути, с математической точки зрения происходит решение уравнения, в котором неизвестных переменных больше чем исходных данных. Подбор переменных вариации позволяет получить желаемую аппроксимацию дебита нефти, однако физическая содержательность исходных параметров, как то: функции ОФП, объемы дренирования и проницаемости, сжимаемость пластовой системы, продуктивность скважин, при этом искажаются существенным образом, происходит деформация под результат.

Критический анализ решения практических задач управления заводнения в концепте INSIM-FT, подробно разбирался специалистами Данько М., Завьялов А., Елишева А., Нехорошкова А. Здесь целесообразно привести выводы, к которым пришли авторы по результатам тестирования метода на синтетических и реальных моделях пласта «...прокси модели на физических принципах чрезмерно усложняются и все более приближаются к гидродинамическим симуляторам. Возможно, что CRM и INSIM-FT являются тупиковым направлением развития, и следует обратить внимание не на воспроизведение физических полей, а на прямое изучение откликов добычи на закачку, создавая симулятор без сеточной области и конечно-разностных методов» [5].

Многочисленные интерпретации зарубежных авторов по модификации решений CRM и INSIM-FT находят отражение в разработках и публикациях отечественных специалистов, унаследую все отмеченные недостатки [6]. Принимая во внимание, что на первое место в таких случаях выходят не физически содержательная часть решений, а стохастические методы подбора параметров результирующих уравнений, очевиден поиск альтернативных алгоритмов, которые ориентированы исключительно на доступные для инstrumentальных измерений промысловые показатели эксплуатации скважин. Именно такие методы были положены в основу создания технологии управления заводнением на платформе программного комплекса «АТЛАС» (ПК «АТЛАС»).

Выбор математической модели

Мы исходим из того что, ввиду большой погрешности исходной информации, усложнение модели только снижают достоверность результатов. Иными словами первичными являются промысловые данные, источники получения и частота измерений, их качество. Математический аппарат, основывается исключительно на технологиях машинного обучения, в силу того, что физическая аналитика не является определяющим фактором в подобных решениях.

Идея технологии заключается в воспроизведении откликов добывающих скважин на изменения в системе закачки воды в качестве базиса последующего решения оптимизационной задачи и формирования на этой основе технологического режима эксплуатации скважин. Структуру прокси-модели формируют три основных блока, где решаются прикладные математические задачи:

- разработка алгоритмов обработки оперативных данных для определения связей между различными параметрами эксплуатации скважин, получаемых в динамике с системы телеметрии;
- создание математического аппарата, позволяющего выразить количественно связь между изменениями темпов закачки воды и добычей нефти в скважинах;
- решение оптимизационных задач производства в различной постановке ограничений.

Критически анализируя известные практики постановки и решения аналогичных задач в смежных областях науки и производства, где в качестве базового инструментария применяются нейронные сети, авторы [7] остановились на конструкции полносвязанной нейронной сети с одним скрытым слоем. Для обучения моделей применяется метод градиентного спуска. Эффективным алгоритмом вычисления градиента функции потерь по всем параметрам нейронной сети является алгоритм обратного распределения ошибки. Важным преимуществом предложенных решений является, то, что метод не накладывает никаких ограничений на сложность геологического строения, не требует, учета параметров эксплуатации скважин, которые не могут быть определены с допустимой частотой и погрешностью. В качестве исходных данных алгоритм использует *объективную* первичную посutoчную промысловую информацию, основанную на инструментальных и лабораторных измерениях (замеры дебита жидкости, доли нефти добывающих скважин, приемистости

нагнетательных скважин), что способствует достижению результата с минимальными погрешностями [8, 9].

Практическая реализация достигается путём последовательного выполнения действий:

1. *Подготовка данных.* Создание обучающей выборки для адаптации прокси-модели на дебит жидкости и долю нефти;
2. *Конструирование элементов заводнения;*
3. *Адаптация прокси-модели* на дебит жидкости и долю нефти добывающих скважин в зависимости от изменения приемистостей нагнетательных скважин;
4. *Оценка качества адаптации.* Корректировка настроек параметров, тонкая настройка. Получение итоговой функции *дебита* нефти добывающих скважин от закачки воды;
5. *Задание модели ограничений* по скважинам и по месторождению (участку работ);
6. *Выбор стратегии разработки;*
7. *Расчет потенциала* месторождения соответственно выбранной стратегии и модели ограничений при оптимизации кинематики потоков в системе добывающих и нагнетательных скважин;
8. *Расчет оптимальных режимов работы нагнетательных скважин* для обеспечения потенциальной добычи нефти при сокращении непроизводительной закачки и отборов воды по месторождению (участку работ);
9. *Представление результатов*, оформление графических материалов;

Экспертная система оценки и обработки данных. Промысловые измерения характеризуются большим разбросом значений. Ручная корректировка первичных данных сопровождается ростом погрешности, деформацией массива исходных данных, потерей сущности того, что замеряется, делает результирующую выборку предвзятой и невалидной, снижая объективность последующих расчетов. По этой причине подготовка данных предшествует этапу установления количественной связей между различными параметрами эксплуатации скважин. Входные данные по скважинам, получаемые с системы телеметрии анализируются и проходят предварительную автоматическую фильтрацию различными методами: методом трендов, методом Савицкого – Голея, методом доверительных фильтров, методом выделения событий. Сглаженная динамика сопоставляется с исходными показателями, непротиворечивость преобразований оценивается по критерию Пирсона.

Конструирование элементов заводнения. Элементы заводнения формируются группировкой нагнетательных скважин, составляющих периметр замкнутой области, в центре которой находится добывающая скважина. Первичные измерения предоставляют динамику показателей, на которых в автоматизированном режиме выделяются тренды, отрезки переменной длины, отражающие основные направления изменений: восходящие и нисходящие. По каждой паре скважин добывающая – нагнетательная сопоставляются динамики дебитов жидкости и приемистости, синхронизированные по времени. Равнонаправленные тренды добывающей и нагнетательной скважины определяют коэффициент взаимовлияния скважин. Пары скважин, у которых коэффициент взаимовлияния более 0.33 считаются связанными и формируют контур элемента заводнения.

Адаптация прокси модели. Для установления функциональных зависимостей между дебитом жидкости, долей нефти добывающей скважины и приемистостями нагнетательных скважин создается прокси-модель, в основе которой искусственная нейронная сеть прямого распространения сигнала и обратного распространения ошибки – однослойный перцептрон. В самом общем виде он представляет систему из элементов трех разных типов: входной сигнал, слой вычислительных нейронов и

выходной сигнал. На входной сигнал подаются приемистости нагнетательных скважин, после этого рассчитывается взвешенная смещенная сумма связей. Затем полученная сумма подвергается преобразованию активационной функцией. В качестве функций активации используются дважды дифференцируемые непрерывные функции, а именно: логистическая функция. На выходном сигнале рассчитывается значение дебита жидкости и доли нефти в продукции скважины, которые затем сравниваются с фактом. Обучение нейронной сети (адаптация) заключается в минимизации функции ошибки, путем изменения значений настроенных параметров. В качестве алгоритмов минимизации используются градиентные (градиентный спуск) и стохастические методы (метод имитации отжига).

Оценка качества адаптации. Критерии адаптации нейронной сети выработались в процессе практической реализации проектов управления заводнением на месторождениях Западной Сибири и Новосибирской области с применением нейронных сетей и носят рекомендательный характер.

Адаптация по дебиту жидкости/доле нефти считается удовлетворительной, если расхождение между фактическими и расчетными данными соответствует двум условиям (рисунок 2):

- менее 20% на всей обучающей выборке;
- менее 10% на пред прогнозном периоде (последний квартал обучающей выборки).

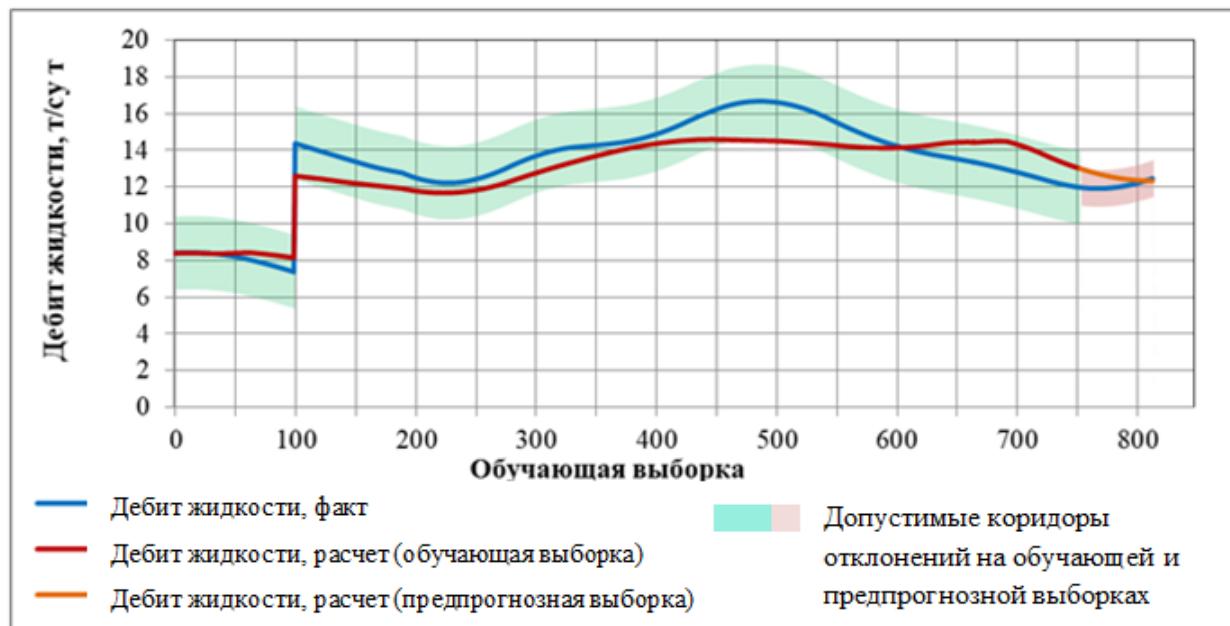


Рисунок 2 - Пример успешной адаптации по дебиту жидкости

Таким образом, прокси-модель адаптируется на исторические показатели работы каждой добывающей скважины месторождения (участка работ), что *создает возможность для решения различного рода оптимизационных задач*. Функциональные зависимости в последующем будут положены в основу для распределения закачки и отборов жидкости в скважинах, расчета компенсации в элементах заводнения.

Задание модели ограничений. Целью последующих расчетов, является выбор стратегии развития разработки и оценка оптимальных режимов закачки воды. Контур возможных решений определяет область ограничений. Обоснование модели ограничений выполняется на основе комплексного анализа геолого-промышленной

информации, системы обустройства и конкретных целей при решении задачи нейросетевой оптимизации.

Различают следующие виды ограничений:

- Дифференциальные ограничения (по скважинам) на максимальные и минимальные значения приемистости /дебита жидкости.
- Интегральные ограничения (по группе скважин) на суммарные отборы жидкости/ объемы закачки воды.

Выбор стратегии разработки. Стратегия решения оптимизационной задачи формируется исходя из текущего состояния разработки объекта, объема и структуры остаточных запасов нефти, целей. Различают следующие стратегии:

- интенсивная, когда оценивается потенциал по добыче нефти, соответствующий максимально возможным в рамках модели ограничений объемам закачки воды и отборам жидкости;
- стратегия по сокращению закачки воды и отборов жидкости с минимизацией потерь в добыче нефти, обусловленной снижением обводненности продукции скважин.

Расчет потенциала объекта. Оптимизационная задача заключается в поиске режимов работы нагнетательных скважин, которые обеспечивают потенциал по добыче нефти в заданной модели ограничений. Решение оптимизационной задачи возможно разными методами, например градиентными либо стохастическими методами. Применительно к градиентному методу для решения проблемы остановки алгоритма в локальных экстремумах предусматривается возможность множественного запуска – «мультистарт». Из всех локальных максимумов функции выбирается наибольшее.

Расчеты оптимизационной задачи выполняются в разных моделях ограничения согласно стратегии - с пошаговым изменением суммарной закачки в заранее определенном диапазоне значений и завершаются построением диагностической модели оптимизации (рисунок 3) [14].

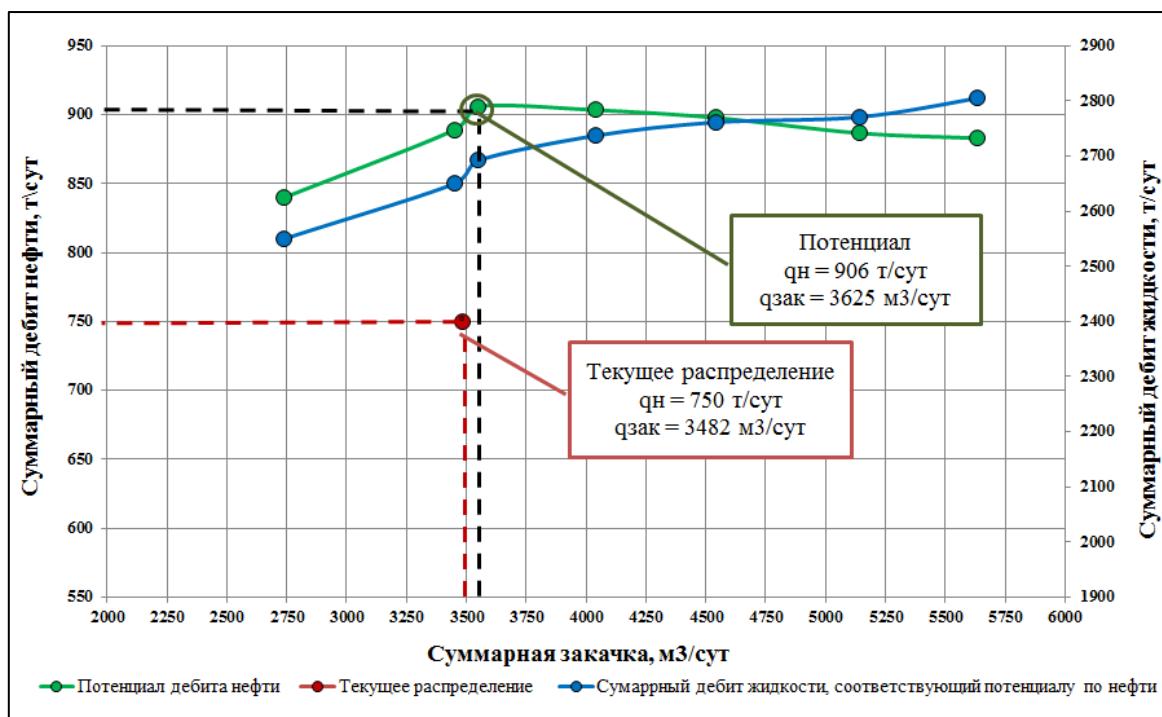


Рисунок - 3 Диагностический профиль расчетов оптимизационной задачи и выбор стратегии оптимизации

Итоговое решение оптимизационной задачи проверяется на устойчивость. *Устойчивое решение* – это такое решение, при котором малые изменения аргументов не приводят к существенному изменению функции. Решение оптимизационной задачи считается устойчивым, если при изменении приемистости не более чем на 10%, потенциал по добыче нефти меняется незначительно (менее 2%).

Расчет оптимальных режимов закачки воды. Соответственно выбранной стратегии, которая находит свое отражение на диагностической диаграмме оптимизации, определяются условия, которым соответствуют рекомендуемые темпы нагнетания воды и отборы жидкости в скважинах. Результатом являются:

- Потенциальные уровни добычи нефти по месторождению в заданной модели ограничений
- Оптимальные режимы работы нагнетательных скважин, обеспечивающие потенциал по добыче нефти.
- Оптимальные режимы работы добывающих скважин, обеспечивающие потенциал по добыче нефти
- Рейтинг нагнетательных скважин.
- Распределение закачки и отборов жидкости в элементах заводнения.

Решение оптимизационной задачи предоставляет возможным определить рейтинг каждой нагнетательной скважины по степени влияния на результат (рисунок 4), сформировать тем самым последовательность работ при решении практических задач по управлению заводнением на месторождении.

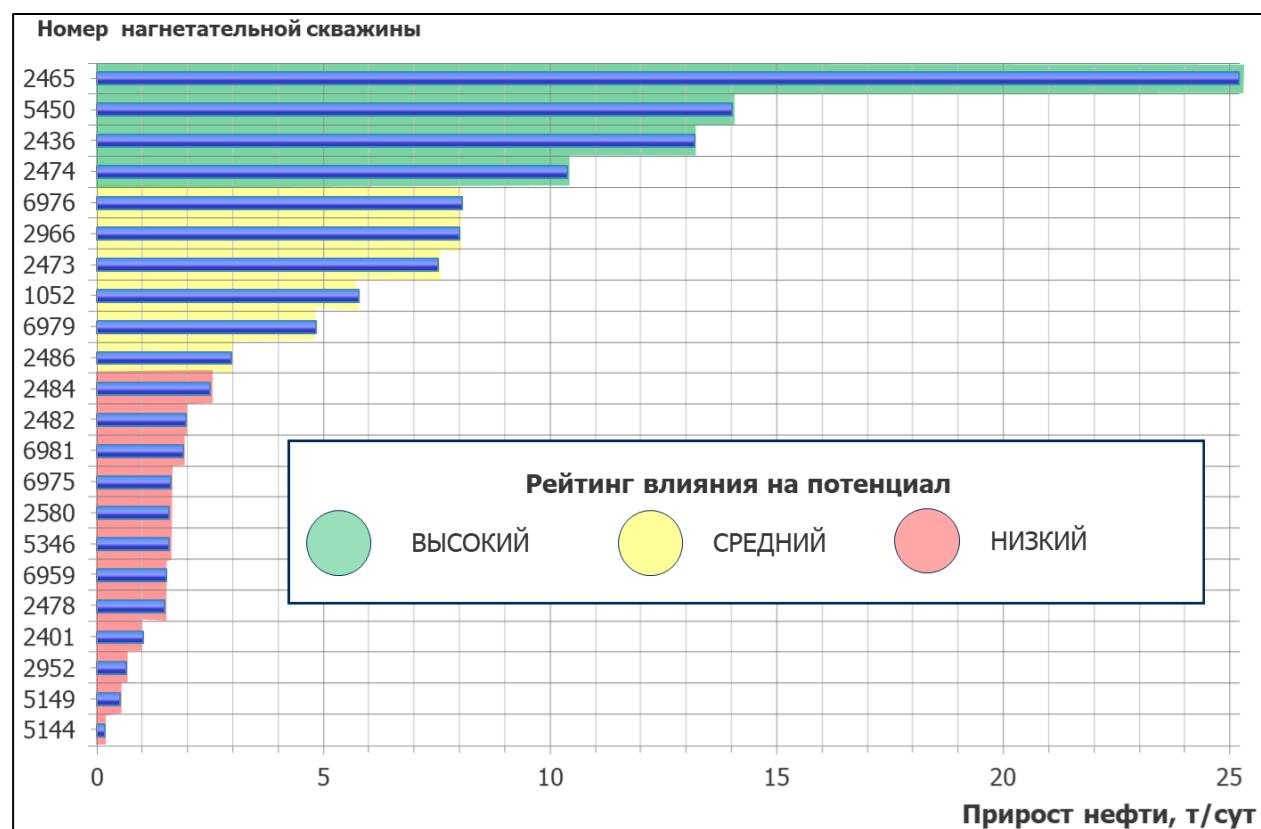


Рисунок - 4. Рейтинг нагнетательных скважин по степени влияния на потенциал

Разработанный инструментарий существенно расширяет возможности распространенных практик основанных на изучении взаимовлияния скважин (рисунок 5).

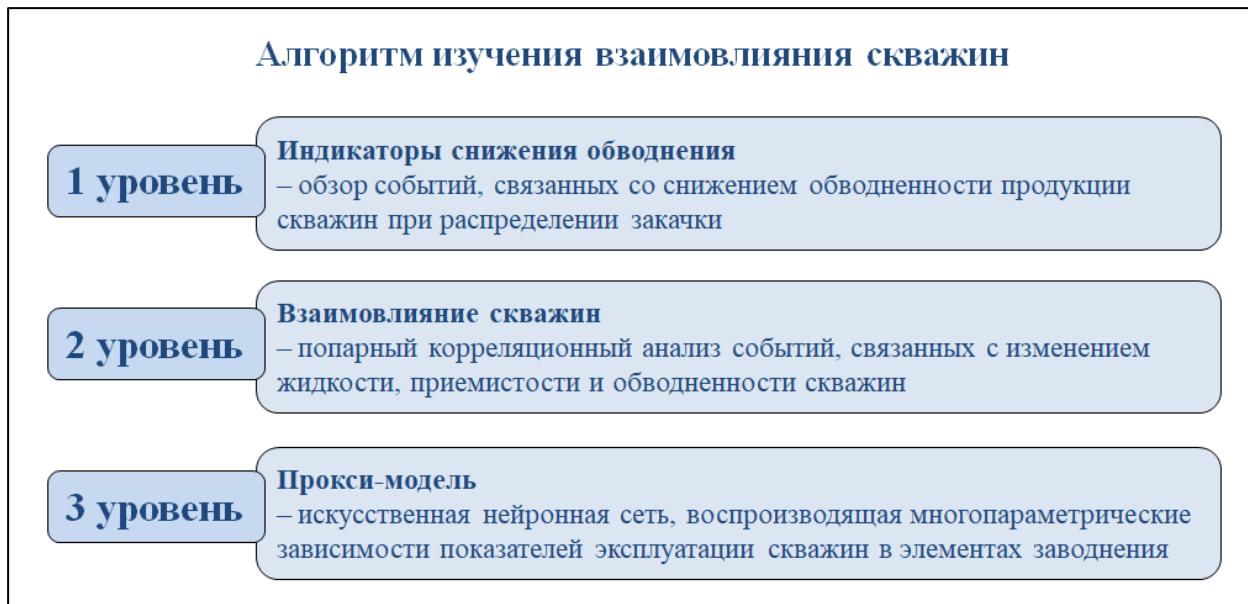


Рисунок 5 - Новая парадигма изучения взаимовлияния скважин

В концепте нейросетевой оптимизации результаты вычислений формируют технологический режим нагнетательных и добывающих скважин, который решает принципиально иные задачи, обусловленные возможностями альтернативной модели оперативного планирования и управления при разработке месторождения (рисунок 6).



Рисунок 6 - Альтернативные модели планирования

В концепте нейросетевой оптимизации меняется не только модель планирования, но и отношение к первичным данным. В настоящих практиках допускаются вмешательство геолога, который сообразно своим предпочтениям вносит существенные корректировки, которые находят отражение в технологическом режиме, искажая модель реальных измерений. В случае планирования от «потенциала», соответственно задачам

по оптимизации производства, преобразование массива данных следует исключительно логике машинного обучения: плохие / искаженные данные – плохая нейронная сеть, а далее по цепочке – не достижение поставленной цели. Исключение субъективизма в процессе формирования технологического режима - одно из основополагающих условий эффективного управления заводнением и планирования сопутствующих работ на скважинах.

Выводы

Специалистами ООО ТИНГ в содружестве с инженерами и геологами нефтедобывающих компаний, разработана технология [10, 11] основанная на синергии опыта и искусственного интеллекта, создан промышленный программный продукт, в котором, опираясь на промысловые измерения, решается комплекс задач по оперативному управлению режимами эксплуатации скважин и оптимизации нефтедобычи. Отметим, что на 4 стадии разработки месторождений возможно получение от 10%-30% от общего значения КИН, что говорит о значимости проводимых работ и важности самой стадии разработки [14].

Список литературы

1. Мееров М. В. *Оптимизация систем многосвязного управления* / М. В. Мееров, Б. Л. Литvak. М.: Издательство «Наука», 1972. 344 с.;
2. С. В. Степанов, С. В. Соколов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Корытов. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 146-164;
3. Albertoni, Alejandro & Lake, Larry. (2003). *Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPE RESERVENAL ENG. 6. 6-16. 10.2118/83381-PA;
4. Guo, Zhenyu & Reynolds, Albert & Zhao, Hui. (2018). *Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model*. Computational Geosciences. 10.1007/s10596-018-9723-y;
5. Нехорошкова А.А., Данько М.Ю., Завьялов А.С., Елишева А.О . Критический анализ метода прокси-моделирования INSIM-FT (Interwell Numerical SimulationFront Tracking models) на синтетических моделях и реальном месторождении// Журнал Нефть-Газ-Новации №12 2019 с. 49;
6. Ручкин А.А, Степанов С.В, Князев А.В, Степанов А.В, Корытов А. В, Авсянко И Н., Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM// Вестник ТюМГУ 2018. Том 4. №4;
7. Рудинский И.Д., Нейронные сети для обработки информации. – М.: Финансы и статистика, 2002, 344 стр.;
8. Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф. и др., Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении//Журнал - Недропользование XXI век - № 6, 2016 г.;
9. Бриллиант Л.С., Цифровые решения в управлении добычей на «зрелых» нефтяных месторождениях// Журнал «Нефть. Газ. Новации» - № 4, 2018 г.;
10. Бриллиант Л.С., Данько М.Ю. и др., Способ оперативного управления заводнением пластов// Патент РФ № 2715593, заявл. 28.09.2019 г., опуб. 02.03.2020 г.;
11. Бриллиант Л.С., Потрясов А.А. и др., Способ оперативного управления заводнением пластов// Патент РФ № 565313, заявл. 18.06.2013 г., опуб. 16.09.2015 г.;

12. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Статья: «Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий». Георесурсы, №39, 2011 г. стр. 43-48; Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Волков Ю.А. Статья: Проблемы и опыт проектирования разработки длительно эксплуатируемых залежей нефти на примере Ватъеганского месторождения Западной Сибири// Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: труды международной научно-практической конференции (г. Казань, 5-7 сентября 2012 года). – 2012. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. – С. 255-257;

13. Арефьев С.В., Дулкарнаев М.Р., группа авторов. Статья: «Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватъеганского месторождения ТПП "Повхнефтегаз" (ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"). Недропользование 21 век, №6 (декабрь) 2017 года, стр.60-81.

Оценка эффективности применения пенных систем на терригенных объектах

**И.К. Замалиев¹, Р.Р. Салимова¹, С.А. Усманов¹, В.А. Судаков¹,
А.И. Гайфуллин², Л.И. Минихаиров²**

¹К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

²ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина

E-mail: ikzamaliev@yandex.ru

Аннотация

Проведена оценка технологической эффективности технологии закачки пены на залежи нефти пашийского горизонта одного из месторождений РТ с использованием гидродинамического моделирования. Создана композиционная РВТ модель, которая послужила основной для создания композиционной модели в симуляторе тНавигатор и проведения в ней численных экспериментов. Масштабированы результаты лабораторных исследований путем адаптации лабораторных тестирований по закачке пены. Полученные параметры пены послужили основой для проведения прогнозных вариантов. Проведенный анализ чувствительности продемонстрировал технологическую эффективность закачки, позволил определить оптимальные параметры закачки пены. В рамках работы также предложена схема закачки пены и необходимое оборудование для ОПИ.

Ключевые слова

Моделирование, закачка пены, ПАВ, коэффициент охвата пласта, снижение подвижности газа, химическая эффективность.

Для девонских отложений Республики Татарстан характерна высокая степень выработки запасов нефти. Применение системы поддержания пластового давления (ППД) способствует формированию многочисленных промытых зон коллектора, что снижает эффективность разработки. Актуальной задачей является поиск новых методов увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) путем изменения свойств закачиваемого флюида.

В условиях сложившейся системы заводнения перспективным направлением представляется применение технологий, основанных на использовании поверхностно-активных веществ (ПАВ). Стоит отметить, что хотя для увеличения коэффициента охвата могут применяться полимерные составы, их использование сопряжено со значительными экономическими затратами. В этой связи методы, основанные на применении пенных систем на основе ПАВ в сочетании с закачкой газа, представляют существенный практический интерес как экономически более целесообразные решения.

Процесс вспенивания газа способствует стабилизации профиля вытеснения за счет снижения подвижности газовой фазы, что приводит к выравниванию профиля приемистости [2]. Пена позволяет оптимизировать соотношение подвижностей газа и воды, что в конечном итоге способствует уменьшению накопленной добычи газа и увеличению нефтеотдачи.

Наиболее распространенной технологией является метод Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG), предполагающий попарменное нагнетание воды и газа с добавлением ПАВ. Как показано на рисунке 1, основная цель применения пены при FAWAG заключается в снижении подвижности газовой фазы, повышении эффективности охвата пласта, уменьшении эффекта прорыва и выравнивании фронта вытеснения.

Основными факторами, определяющими эффективность технологии FAWAG, являются: стабильность и реологические свойства пены; оптимальная концентрация ПАВ; степень диспергирования газовых пузырьков [1].

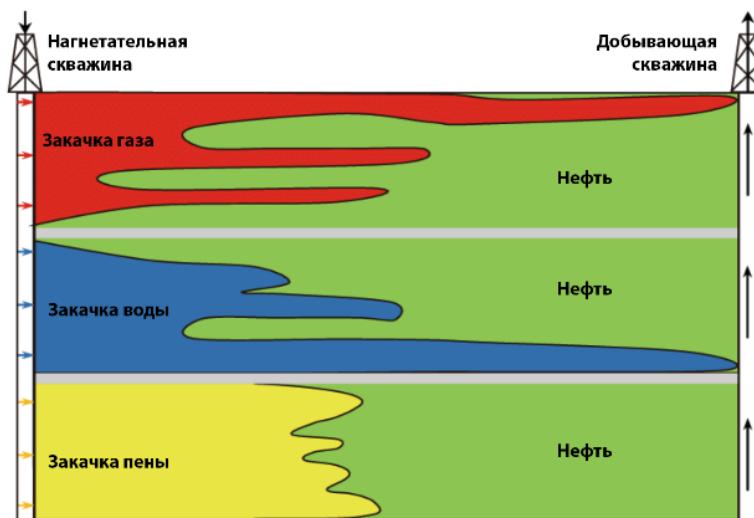


Рисунок 1 – Распространение закачиваемого агента в пласте. Иллюстрация эффекта выравнивания профиля вытеснения при закачке пены

С увеличением неоднородности пласта по проницаемости увеличивается эффективность охвата пеной, что является одним из преимуществ пены как коллоидной системы для блокировки газа. Образование пены усиливается при резком переходе от более низкой проницаемости к более высокой, что объясняется условиями, благоприятствующими механизму отрыва. Суть данного механизма заключается в том, что смачивающая фаза мигрирует в более мелкие поры, изолируя несмачивающую фазу в соседних поровых пространствах. В неоднородных по проницаемости коллекторах наблюдается разность кажущейся вязкости пены в зависимости от проницаемости отдельного участка. Так кажущаяся вязкость пены относительно высока в высокопроницаемом слое и низкая в низкопроницаемом слое (Рисунок 2). Следовательно, высокопроницаемый слой может блокироваться пеной, а затем пена может отклоняться в соседний низкопроницаемый слой, тем самым увеличивая объем вытеснения в гетерогенных коллекторах [3].

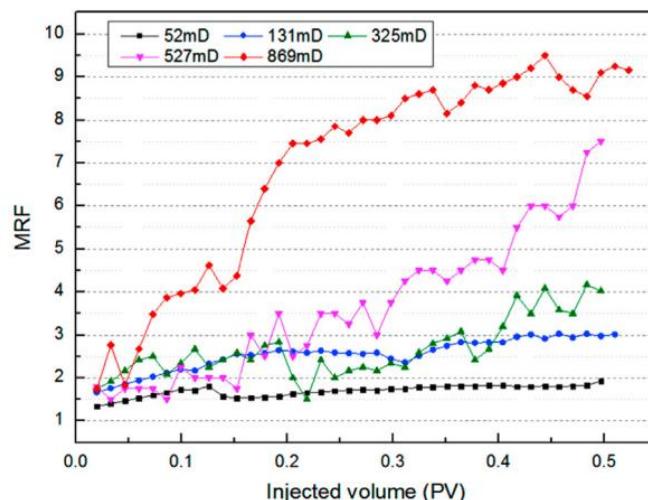


Рисунок 2 – Сопротивление пены в нефтеносном песчанике при различных проницаемостях

Целью настоящего исследования является комплексная оценка технологической эффективности и оптимизация параметров закачки пены на основе гидродинамического моделирования.

В рамках работы были решены следующие задачи:

1. Анализ, адаптация и актуализация гидродинамической модели (ГДМ) пласта;
2. Создание и адаптация композиционной PVT модели и ГДМ;
3. Адаптация данных лабораторных экспериментов по закачке пены (6 опытов);
4. Многовариантное прогнозное моделирование для определения оптимальных параметров закачки;
5. Разработка рекомендаций по схеме закачки и необходимому оборудованию.

Для моделирования был выбран пенообразующий ПАВ, показавший наибольшую эффективность по результатам лабораторных исследований.

Проведена адаптация 5 экспериментов на насыпных моделях по закачке пены в ГДМ с варьированием проницаемости коллектора, концентрации ПАВ, газожидкостного соотношения (рисунок 3).

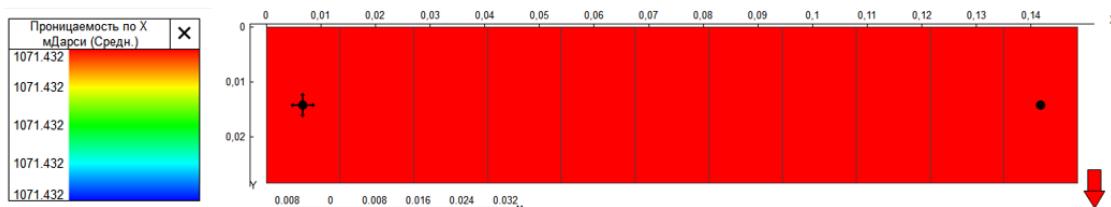


Рисунок 3. Модель эксперимента на насыпной модели в ГДМ. 2Д. Проницаемость

Адаптация модели проводилась путем подбора параметров пены, обеспечивающих снижение подвижности газа. Успешное воспроизведение давления закачки в ГДМ свидетельствует о том, что расчетная вязкость пены в модели соответствует экспериментальным лабораторным данным.

По результатам адаптации экспериментов на насыпных моделях были получены сводные таблицы коэффициентов, зависящие от концентрации ПАВ и давления. Указанные зависимости установлены для трех диапазонов проницаемости: менее 250 мД, 250–1400 мД и более 1400 мД.

Также построена модель керна в ГДМ, проведена адаптация эксперимента по определению коэффициента вытеснения нефти, что позволило масштабировать лабораторные данные по изменению остаточной нефтенасыщенности для использования в полномасштабной модели.

На основе лабораторных экспериментов определено значение критической концентрации мицеллообразования (ККМ), используемое в модели в качестве нижнего порога устойчивости пены. Также в ГДМ была учтена адсорбция ПАВ на породе, составившая 0.00025 кг/кг при плотности скелета породы 1800 кг/м³.

На подготовленной секторной композиционной модели был выполнен многовариантный расчет с анализом чувствительности ключевых параметров: выбор целевой скважины, длительность закачки, концентрация ПАВ, соотношение газ:вода и приемистость нагнетательных скважин.

Сравнительная таблица результатов расчета для базового сценария и сценариев с закачкой пены длительностью 6 месяцев с варьированием концентраций, соотношений жидкости ПАВ и газа (FG) и приемистости представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов с вариацией концентрации ПАВ, соотношения закачки газ:вода в пластовых условиях

	Базовый	C= 0.1% масс, FG= 50%	C= 0.1% масс, FG= 35%	C= 0.5% масс, FG= 50%	C= 0.5% масс, FG= 35%
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	404,1	417,3	412,1	411,9	409,3
<i>Δ, тыс. тонн</i>		13,3	8,1	7,8	5,3
Накопленная добыча жидкости, тыс. м3	17480,8	17434,1	17439,6	17420,0	17420,3
<i>Δ, тыс. м3</i>		-46,8	-41,2	-60,8	-60,5
	Базовый	C= 0.1% масс, FG= 50%	C= 0.1% масс, FG= 35%	C= 0.5% масс, FG= 50%	C= 0.5% масс, FG= 35%
Накопленная добыча газа (в ст. усл), млн. м3	19,7	21,2	20,2	20,3	20,0
<i>Δ, млн. м3</i>		1,6	0,6	0,7	0,4
Накопленная закачка пены (композиции)					
Накопленная закачка газа (в ст. усл), млн. м3	7,8	5,5	5,9	4,6	
Накопленная закачка воды, тыс. м3	45,0	56,3	28,1	30,4	
Накопленная закачка ПАВ, м3	21,1	34,3	65,9	92,7	
Накопленная закачка ПАВ, тыс. кг	25,0	40,6	78,0	109,9	
Химическая эффективность (т нефти/т ПАВ)	531,1	198,3	100,0	48,1	

Результаты расчетов подтвердили технологическую эффективность процесса закачки пены и позволили определить ее оптимальные параметры:

Целевая скважина: наибольшая эффективность достигнута для скважины, где при годовой закачке пены химическая эффективность составила 456 т нефти/т ПАВ.

Приемистость: рекомендуемая суммарная приемистость агента (газ и жидкость ПАВ) при соотношении газ:вода = 50:50 в пластовых условиях соответствует текущей приемистости воды. Средняя приемистость раствора ПАВ (жидкость+ПАВ) составляет 82 м³/сут, газа — 14,4 тыс. м³/сут (в стандартных условиях). Увеличение приемистости может привести к росту технологических рисков вследствие достижения максимально допустимого забойного давления.

Концентрация ПАВ: оптимальная концентрация – 0,1% мас. (по активному веществу). Повышение концентрации увеличивает вязкость пены, что сопряжено с риском снижения приемистости, ростом забойного давления и экономических затрат.

Длительность закачки: рекомендуемый период – 6 месяцев, что соответствует максимальной химической эффективности в 530 т нефти/т ПАВ.

Технологические рекомендации: для реализации метода предложена схема одновременной закачки раствора ПАВ и газа. Для закачки азота целесообразно использовать азотную установку. Раствор ПАВ рекомендуется закачивать с помощью агрегатов на шасси (для одиночных скважин) или через линию кустовой насосной станции (КНС) при площадном внедрении.

Таким образом, полученные результаты демонстрируют перспективность и технологическую эффективность применения технологии закачки пены на исследуемом объекте. Внедрение данного метода позволит повысить коэффициент охвата пласта воздействием и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Список литературы

1. Ирани, М & Телков, В & Irani, Mehdi & Telkov, Victor. (2021). Изучение современных вариантов использования комбинаций газового и традиционного заводнения (водогазовое воздействие и его альтернатива). *Study of Modern Options for Using Combinations of Gasflooding and Traditional Waterflooding (Water-Gas Influence and Its Alternative)*. SOCAR Proceedings. 248-256. 10.5510/OGP2021SI200606.
2. Farajzadeh, R., Andrianov, A., Krastev, R., Hirasaki, G. J., & Rossen, W. R. *Foam–Oil Interaction in Porous Media: Implications for Foam Assisted Enhanced Oil Recovery*. Advances in Colloid and Interface Science, 2012, pp. 1–13.
3. Sun, Lin & Wei, Peng & Pu, Wanfen & Wang, Bing & Wu, Yijun & Tan, Tao. (2016). *The Oil Recovery Enhancement by Nitrogen Foam in High-temperature and High-salinity Environments*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 147. 10.1016/j.petrol.2016.09.023.

Численное исследование влияния расстояния между скважинами на коэффициент извлечения нефти с использованием модели дискретных трещин

A.C. Ильин^{1,2}, С.П. Родионов^{1,2}, Д.Ю. Легостаев^{1,2}, О.Н. Пичугин²

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН

²Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», ПИНШ
E-mail: antonilyin7@gmail.com

Аннотация

В работе рассмотрена задача о вытеснении нефти водой из трещиновато-пористого коллектора. Фильтрация в трещиновато-пористом коллекторе описывается с помощью модели дискретных трещин, которая, в отличие от модели двойной пористости-проницаемости, позволяет наиболее детально описать фильтрационные процессы. Численные исследования проведены для вариантов систем трещин, полученных с помощью случайной генерации. Исследованы особенности и закономерности фильтрационных потоков для систем трещин с различной структурой и различной степени связности. Проведено исследование влияние характерного расстояния между скважинами (плотность сетки скважин) на эффективность выработки запасов в условиях трещиноватого коллектора.

Ключевые слова

Трещиновато-пористый пласт, трещиноватость, модель дискретных трещин, эквивалентная проницаемость, коэффициент извлечения нефти.

Коллекторы трещиноватого типа имеют широкое распространение и содержат значительную долю запасов углеводородов [1]. При этом трещиноватость горных пород оказывает значительное влияние на процессы разработки нефтяных месторождений [2]. В частности, заводнение трещиноватых коллекторов может приводить к быстрым прорывам воды к добывающим скважинам. В связи с этим, проблема планирования и организации системы поддержания пластового давления в трещиновато-пористых пластах особенно актуальна [3]. В частности, одной из задач является определение оптимального расстояния между скважинами (плотность сетки скважин). Известно, что в общем случае в условиях порового коллектора увеличение плотности сетки скважин приводит к увеличению нефтеотдачи [4], однако для трещиноватых коллекторов данный вопрос остается открытым. Необходимо отметить, что строение системы трещин связано с высокой степенью неопределенности, что осложняет процессы гидродинамического моделирования трещиновато-пористых коллекторов и принятия решений при управлении разработкой месторождений.

Целью настоящей работы является исследование влияния характерного расстояния между областями добычи и закачки на величину коэффициента извлечения нефти в трещиновато-пористых коллекторах для систем трещин с различной структурой. Исследование проведено на примере трех вариантов систем трещин с разной степенью связности, полученных с помощью случайной генерации. Для задания распределения трещин по длинам использовался степенной закон [5], с помощью которого можно описать присущую системам пластовых трещин разномасштабность. В первом варианте система трещин характеризуется слабой степенью связности. Во втором варианте система трещин находится на пороге связности. Для третьего варианта система трещин является сильно связной. Для исследования фильтрационных процессов в трещиновато-пористом коллекторе использовалась модель дискретных трещин, которая позволяет

непосредственно описать течение в каждой трещине системы. Подробное описание методов и подходов, используемых в работе, представлено в [6,7].

На рис. 1 приведена расчетная зависимость коэффициента извлечения нефти от расстояния между областями добычи и закачки L' для трех вариантов систем трещин. Видно, что для первого варианта наблюдаются наибольшие значения коэффициента извлечения нефти. При этом величина η слабо зависит от L' . Это связано с тем, что система трещин преимущественно состоит из изолированных друг от друга трещин, которые оказывают незначительное влияние на процесс вытеснения нефти. При увеличении связности системы трещин увеличиваются характерные размеры локально связных кластеров трещин, которые могут оказаться сопоставимыми с характерными расстояниями между областями добычи и закачки. Так, для второго варианта системы трещин при $L' \leq 400$ м наблюдаются низкие значения η , связанные с прорывом воды по связному кластеру трещин. Резкий рост величины η при $L' > 400$ м связан с «разрывом» прямой связи по системе трещин между областями закачки и добычи, здесь величина L' становится больше характерного размера связных кластеров трещин. Для третьего варианта связь по системе трещин между областями добычи и закачки наблюдается при всех значениях L' , при этом имеет место монотонный рост величины η с увеличением L' .

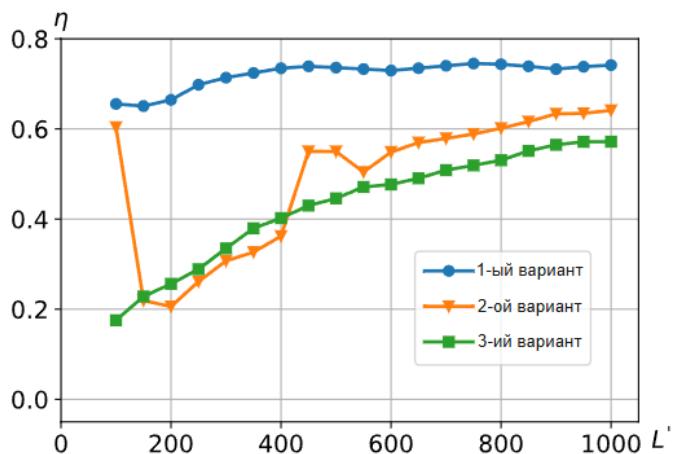


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента извлечения нефти η от характерного расстояния между областями добычи и закачки L' для первого (слабо связная система трещин), второго (система трещин находится на пороге связность) и третьего (сильно связная система трещин) вариантов системы трещин.

Таким образом, в работе исследовано влияние характерного расстояния между областями закачки и добычи на эффективность извлечения нефти из трещиновато-пористых коллекторов для систем трещин различной степени связности. Показано, что в условиях достаточно развитой системы трещин малые расстояния между скважинами могут приводить к существенному снижению величины коэффициента извлечения нефти. При этом для всех рассмотренных случаев увеличение расстояния между зонами нагнетания и отбора приводит к повышению эффективности извлечения нефти. Когда система трещин находится на пороге связности, наблюдается слабо предсказуемое поведение коэффициента извлечения нефти. Установлено, что в отличие от порового коллектора, в условиях достаточно развитой трещиноватости размещение добывающих и нагнетательных скважин на малом расстоянии друг от друга в зависимости от структуры системы трещин является либо неэффективным, либо связано с повышенным риском раннего обводнения.

Список литературы

1. Nelson R.A. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Professional Publishing, 2001. 352 p.
2. Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента // Георесурсы. 2021. № 23(3). С. 90–98.
3. Пичугин О.Н., Родионов С.П., Соляной П.Н., Гавриль А.С., Косяков В.П., Кошеверов Г.Г. Принципы оптимизации систем заводнения месторождений, осложненных малоамплитудными тектоническими нарушениями // Российская нефтегазовая техническая конференции SPE, Москва, Россия. 2015.
4. Закиров С.Н. Анализ проблемы «плотность сетки скважин-нефтеотдача». М: Издательский Дом «Грааль», 2002. 314 с
5. Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. Scaling of fracture systems in geological media // Reviews of Geophysics. 2001. № 39(3). P. 347-383.
6. Легостаев Д.Ю., Родионов С.П. Численное исследование двухфазной фильтрации в трещиновато-пористой среде на основе моделей пороупругости и дискретных трещин // Прикладная механика и техническая физика. 2021. № 62(3). С. 126–136.
7. Legostaev D. Yu., Rodionov S. P. Numerical Investigation of the Structure of Fracture Network Impact on Interwell Conductivity // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2024. № 45(5). P. 2076–2084.

Алгоритм восстановления и валидации замеров пластового давления на основе промысловых данных

B.P. Косяков

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», ПИНШ, ТюМФ ИТПМ СО РАН

E-mail: lik.24@yandex.ru

Аннотация

В работе представлены результаты применения алгоритма восстановления динамики пластового давления для двух объектов разработки нефтяного месторождения. Алгоритм базируется на упрощённой, но физически обоснованной математической модели, включающей уравнение материального баланса и уравнение Дюпюи. В качестве исходных данных используются исторические данные о добыче и закачке для каждой скважины, а также доступные значения измерений пластового и забойного давления. Результатом применения алгоритма является динамика пластового давления за весь период разработки, а также оценка точности и достоверности имеющихся измерений.

Ключевые слова

Моделирование, давление, прокси-моделирование, восстановление замеров.

Уровень обеспеченности данными о замерах пластового давления в истории разработки нефтяных месторождений значительно ниже уровня обеспеченности данными о расходных характеристиках [1, 2]. Это обусловлено комплексом экономических и технологических факторов. При анализе данных за базовый период в один месяц (на основании месячных эксплуатационных рапортов) доля замеров пластового давления составляет в среднем от 10% до 20%, а забойного давления — до 40%. Такие показатели, как правило, недостаточны для проведения качественной адаптации геолого-гидродинамических моделей и оценки интенсивности фильтрационных потоков, особенно учитывая наличие доли некорректных значений (выбросов). На практике восстановление значений давления, как правило, выполняют интерполяцией значений по времени одним из математических методов (линейная интерполяция или метод пряжки значения), что часто приводит к противоречивости восстановленных значений при их сопоставлении или взаимном учёте.

Целью настоящей работы является применение и развитие полуавтоматизированного алгоритма восстановления (интерполяции) значений пластового и забойного давления внутри интервалов между замерами [3]. В основе алгоритма лежит закон сохранения массы (уравнение материального баланса) и уравнение Дюпюи [4, 5], решение находится в виде решения обратной задачи в оптимизационной постановке, где решение должно удовлетворять физическим законам и экспертным ограничениям и максимально возможным образом соответствовать имеющимся фактически замерам [6]. Решение находится в предположении, что к каждой скважине относится свой контрольный объём, давление в котором считается равным пластовому давлению. Контрольный объём может иметь связь с контуром питания и аквифером. Уравнение Дюпюи связывает динамику пластового и забойного давления с расходом жидкости на скважине и временем её работы. Схематическое представление задачи представлено на рисунке 1. Внешняя граница соответствует контакту контрольного объёма v_p с аквифером, внутренний контур — границе контура питания скважины, p_a и p_b — значения давления в аквифере и на контуре питания соответственно.

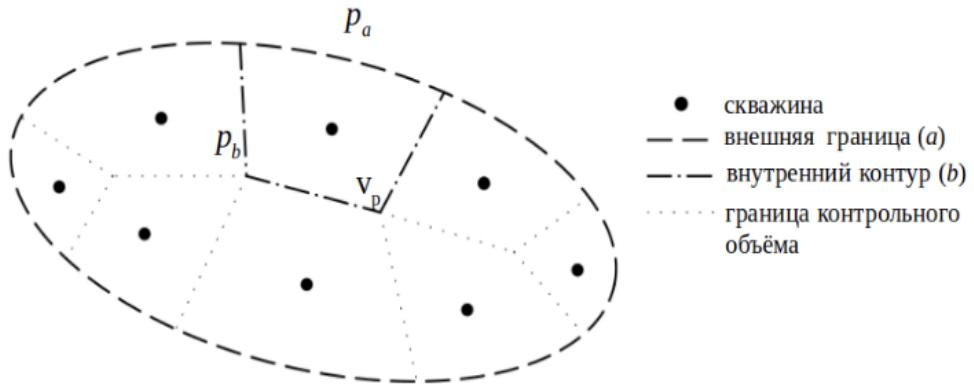


Рисунок 1 – Схема области моделируемого объекта

Математическая модель имеет «4+» параметра, это эффективная упругоёмкость, продуктивность аквифера и продуктивность контура питания, а также одно или более значение коэффициента связи с пластом за период разработки [7]. В настоящей модели предполагается, что коэффициент связи с пластом может меняться в виде кусочно-постоянной функции, где его изменения можно связать с мероприятиями, проводящимися на скважине и существенно меняющими её продуктивность.

Восстановление пропущенных данных пластового давления выполняется в два шага. На первом шаге используется вся доступная информация для восстановления пропусков. На втором шаге исключим замеры, в которых отклонение фактического значения от расчётного превышает 3 σ . Затем повторяется процедура восстановления. После восстановления пластового давления выполним восстановление забойного давления, используя автоматизированный подбор продуктивности в виде кусочно-постоянной функции.

Предлагаемый алгоритм был применён для одного из реальных объектов разработки. В результате была получена динамика забойного и пластового давления помесячно за всю историю разработки. На рисунке 2а представлен кроссплот, характеризующий отклонение фактических данных от расчётных. На рисунке 2б представлена гистограмма распределения отклонения точки от диагонали (расстояние от точки до диагонали). Из рисунков видно, что основной объём точек расположен вблизи диагонали и внутри полосы ± 1 МПа, что свидетельствует об удовлетворительном качестве воспроизведения фактических значений.

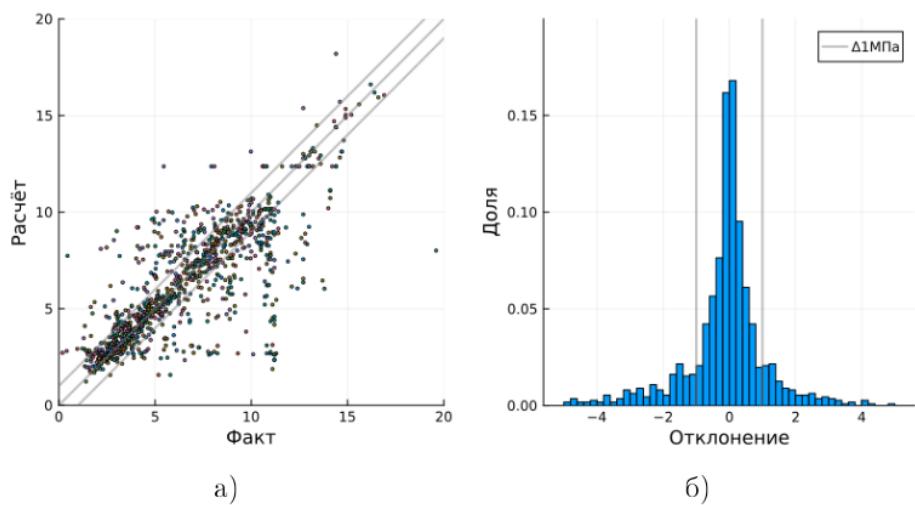


Рисунок 2 – Кроссплот (а) и гистограмма распределения отклонения значения от диагонали (б)

Стоит отметить, что большая величина отклонения может свидетельствовать не только о плохой настройке модели, но и о проблеме в качестве данных (выбросы, ошибки). Поэтому для скважин имеющих большое значение отклонения необходимо выполнить процедуру отбраковки/анализа данных повторно. Для настоящего объекта разработки отбраковка значений позволила исключить 57 замеров пластовых давлений и 83 замера забойного давления.

На рисунках 3а и 3б в качестве примера представлена динамика расчётного и фактического давления для скважин №11 и №47 соответственно. Отбракованные замеры (выбросы) на рисунке помечены чёрным крестиком. Отбраковка производится в автоматизированном режиме использовался метод «ящик с усами», где анализировалось отклонение замера от расчётной кривой, замеры имеющие значительное отклонение отбраковывались (присваивался весовой коэффициент 0)

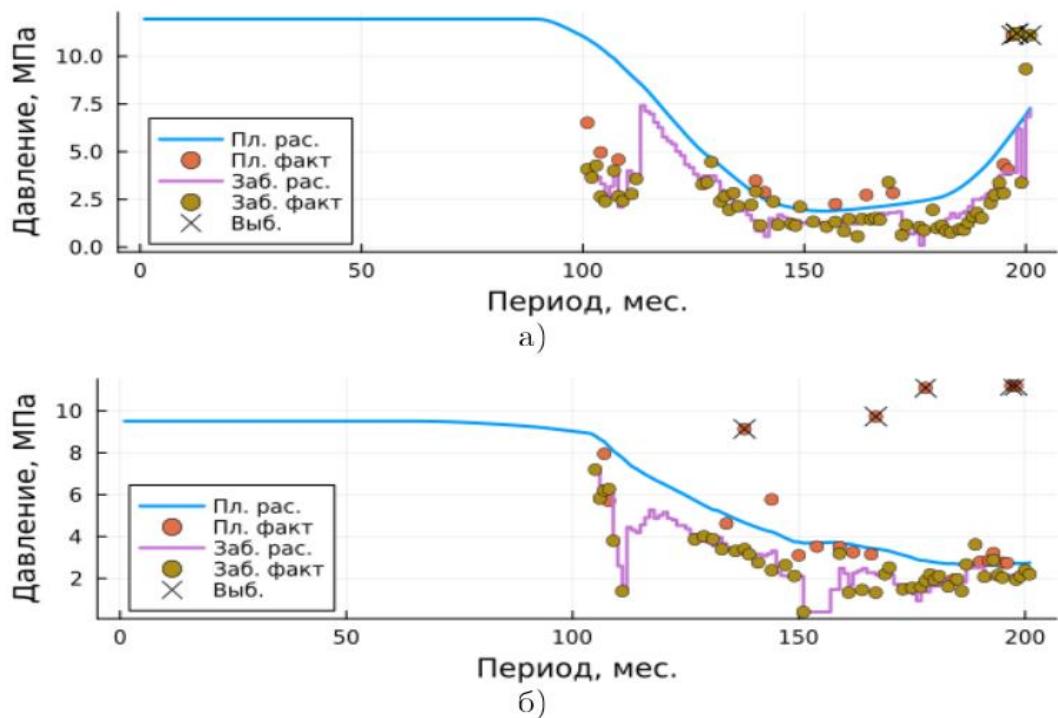


Рисунок 3 – Динамика фактического и восстановленного давления для скв. №11 (а) и скв. №47 (б)

В результате применения разработанного алгоритма была восстановлена динамика пластового и забойного давления с интервалом в один месяц за весь период разработки. Расчётные значения были определены на основе методики, базирующейся на физически обоснованных зависимостях, таких как уравнение материального баланса и уравнение Дюпюи. Данная методика также позволяет автоматизировать процесс выявления и корректировки некорректных данных. Восстановление параметров осуществляется индивидуально для каждой скважины с учётом влияния соседних скважин посредством линейной аппроксимации средневзвешенного пластового давления близлежащих скважин. Для исследуемого объекта разработки нефтяного месторождения применение указанного алгоритма позволило получить удовлетворительные результаты.

Список литературы

- 1 *Xiaoyong Wen, Jing Yang, Shaoyang Geng, Ke Li. 2019. Study on new method for evaluating reservoir formation pressure by wellhead pressure // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 384. № 012037. DOI: 10.1088/1755-1315/384/1/012037*
- 2 Галкин В.И., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. 2021. Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей// Георесурсы. Т. 23. № 3. С. 73-82. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10
- 3 П. В. Марков, А. Ю. Боталов, Д. В. Нижельский [и др.] Методология сравнения инструментов прокси-моделирования пласта для нефтегазоконденсатного месторождения в условиях импортозамещения // Нефтепромысловое дело. 2024. № 2(662). С. 5-16.
- 4 Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. 488 с.
- 5 Мазо А.Б., Поташев К. А. 2020. Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений. Москва : ИНФРА-М. 219 с.
- 6 Kosyakov, V. P. 2020. Structural and Parametric Identification of an Aquifer Model for an Oil Reservoir // Lobachevskii Journal of Mathematics. Vol. 41, No. 7. Pp. 1242-1247. – DOI 10.1134/S1995080220070239.
- 7 Musakaev E.N., Rodionov S.P., Legostaev D.Y., Kosyakov V.P. Parameter identification for sector filtration model of an oil reservoir with complex structure // AIP Conference Proceedings 2125, 030113 2019; DOI: 10.1063/1.5117495

Полуаналитический метод расчета продуктивности горизонтальной скважины с серией трещин гидравлического разрыва пласта

П.Е. Морозов

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

E-mail: morozov@imm.knc.ru

Аннотация

В работе представлен полуаналитический метод расчета установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине с поперечными трещинами ГРП конечной проводимости в однородном пласте с круговым контуром питания. Он позволяет получать оценку продуктивности ГС с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, строить распределения притока жидкости по длине трещин ГРП и определять вклад отдельных трещин в дебит ГС.

Ключевые слова

Горизонтальная скважина, многостадийный ГРП, полуаналитическое решение, продуктивность, приток жидкости

Одной из эффективных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов является бурение горизонтальных скважин (ГС) с последующим проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). В России данная технология считается перспективной для разработки нефтематеринских пород – баженовских отложений на месторождениях Западной Сибири и доманиковских отложений в Волго-Уральской провинции [1, 2].

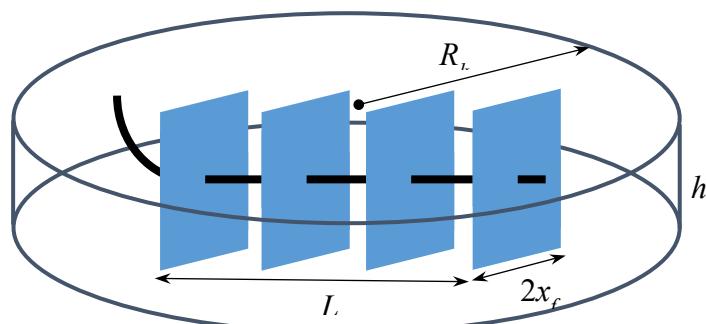


Рисунок 1 – Схема ГС с МГРП в круговом пласте

В данной работе рассматривается задача установившегося притока жидкости к ГС с серией трещин ГРП конечной проводимости в однородном круговом пласте (рис. 1). Предполагается, что ствол ГС расположен на оси u и пересечен N трещинами в точках с координатами y_i ($i=1,\dots,N$, $y_1 = -L/2$, $y_N = L/2$). Трещины перпендикулярны стволу горизонтальной скважины и пересекают весь пласт от кровли до подошвы, имеют одинаковые длины и проводимости. Кроме того, пренебрегается притоком жидкости к горизонтальному стволу непосредственно из пласта, т.е. приток жидкости в горизонтальную скважину происходит только через трещины ГРП. Скважина работает с постоянным дебитом Q , а на круговом контуре питания радиуса R_k задано постоянное давление p_k .

Полуаналитическое решение задачи получено на основе подхода, предложенного в работе [3], в виде следующей системы интегральных уравнений:

$$p_{wd} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{\infty} \int_{-1}^1 q_{id}(\alpha) \left[\ln \frac{R_{kd}}{\sqrt{(x_d - \alpha)^2 + (y_d - y_{id})^2}} + \frac{2\pi x_d}{F_{cd}} \right] d\alpha - \frac{2}{F_{cd}} \int_0^{x_d} \int_0^{\alpha} q_{id}(\beta) d\beta d\alpha + S, \quad (1)$$

$$\frac{1}{2} \sum_{i=1}^{\infty} \int_{-1}^1 q_{id}(\alpha) d\alpha = 1, \quad (2)$$

где $p_{wd} = \frac{2\pi kh(p_k - p_w)}{Q\mu B}$ – безразмерное давление в ГС; $q_{id}(x_d) = \frac{2q_i(x)x_f}{Q}$ – безразмерный приток жидкости к i -ой трещине; N – число трещин ГРП; $F_{cd} = \frac{k_f w}{kx_f}$ – безразмерная проводимость трещин; k_f – проницаемость трещин; w – раскрытие трещин; x_f – полуудлина трещин; k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; μ – вязкость нефти; B – объемный коэффициент; S – скин-эффект; $R_{kd} = \frac{R_k}{x_f}$ – безразмерный радиус пласта; $y_{ia} = \frac{y_d}{x_f}$. Дополнительное фильтрационное сопротивление, возникающее в трещинах ГРП вследствие радиального схождения линий тока к стволу ГС, учитывается через скин-эффект:

$$S = \frac{kh}{k_f w} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c \sin \frac{\pi z_w}{h}} \right), \quad (3)$$

где z_w – расстояние от ствола ГС до подошвы пласта.

Для численного решения системы интегральных уравнений (1), (2) трещины разбиваются на M равных сегментов и полагается, что приток к каждому сегменту является равномерным. В результате для определения забойного давления в ГС и распределения притока жидкости по длине трещин получаем систему из $NM + 1$ линейных алгебраических уравнений с $NM + 1$ неизвестными. Для ее решения используется стабилизированный метод бисопряженных градиентов BiCGStab с предобусловливанием. Найденное забойное давление используется для оценки продуктивности ГС с МГРП, а распределение притока жидкости по длине трещин – для оценки вклада отдельных трещин в общий дебит ГС.

Расчеты проводились при следующих параметрах: $N = 10$, $x_f = 50$ м, $k_f w = 2$ мкм²·м, $k = 0.01$ мкм², $L = 500$ м, $R_k = 1000$ м, $h = 10$ м, $z_w = 5$ м, $r_c = 0.1$ м, $\mu = 1$ мПа·с, $p_k = 10$ МПа, $Q = 100$ м³/сум. В таблице 1 приведены оценки продуктивности ГС с 10-стадийным ГРП для различных значений проводимости трещин, полученные на основе полуаналитического решения задачи (1), (2) и численного моделирования в программном комплексе *Saphir* (*Kappa Engineering*).

Таблица 1 – Продуктивность ГС с МГРП (м³/МПа·сум)

Проводимость трещин $k_f w$ (мкм ² ·м)	Полуаналитическое решение	Численное моделирование
0.2	26.33	26.17
2	28.65	28.92
∞	29.78	29.75

На рис. 2. приведены профили безразмерного притока жидкости к трещинам ГРП. На рис. 3 представлены доли дебита ГС, приходящиеся на отдельные трещины ГРП в зависимости от их проводимости. Расчеты показали, что из-за интерференции трещин ГРП профиль притока жидкости к ГС имеет U-образную форму и с ростом проводимости трещин происходит увеличение вклада крайних трещин в дебит ГС. При уменьшении проводимости трещин происходит выравнивание профиля притока. Аналогичный эффект выпложивания U-образного профиля притока жидкости к ГС наблюдается при

наличии равномерно распределенного механического скин-эффекта по длине ствола ГС [4].

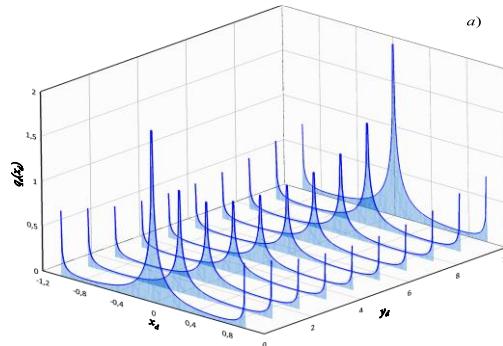


Рисунок 2 – Распределения притока жидкости по длине трещин в ГС с МГРП

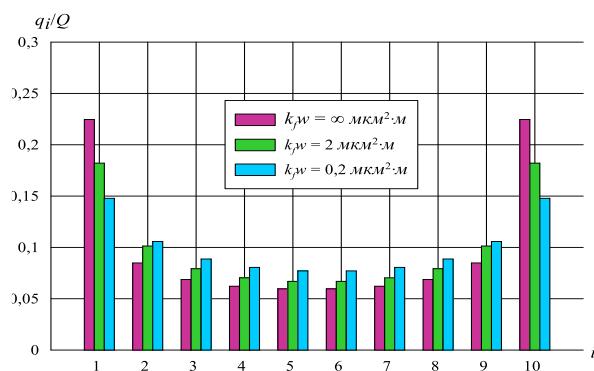


Рисунок 3 – Распределение долей дебита ГС, приходящие на трещины ГРП различной проводимости

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-19-00144, <https://rscf.ru/project/23-19-00144/>

Заключение

Получено полуаналитическое решение задачи установившегося притока жидкости к ГС с серией трещин ГРП в круговом пласте, которое может быть использовано для оценки продуктивности и оптимизации дизайна ГС с МГРП. Показано, что из-за интерференции трещин профиль притока жидкости к ГС имеет U-образную форму и с ростом проводимости трещин происходит увеличение вклада крайних трещин в дебит ГС.

Список литературы

1. Астафьев В.Н. и др. Десятилетие МГРП в России // Симпозиум SPE «ГРП в России. Опыт и перспективы», г. Москва, 22-24 сентября 2020 г. С. 1–61.
2. Гилаев Г.Г., Ольховская В.А., Гилаев Г.Г., Хафизов В.М. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах: учебное пособие для вузов. – 2-е изд., испр. – Санкт-Петербург: Лань, 2023.
3. Морозов П.Е. Псевдоскин-фактор и оптимальная проводимость трещины гидроразрыва в круговом пласте // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 74-77.
4. Насыбуллин А.В., Морозов П.Е., Шамсиев М.Н., Шайхразиева Л.Р., Саяхов В.А., Денисов О.В., Шайдуллин Л.К. Аналитические и полуаналитические методы расчета притока жидкости к горизонтальной скважине (обзор). Георесурсы, 2023. №25(4), С. 252–259.

Математическое моделирование гидродинамических процессов при контакте технологических жидкостей с призабойной зоной продуктивного пласта

B.I. Никитин

Лаборатория НЦ «Арктика», Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II,
E-mail: nikitin_vi@pers.spmi.ru

Аннотация

Работа посвящена расчету параметров проникновения технологических жидкостей в призабойную зону пласта. В работе применяются методы экспериментального исследования фильтрационных процессов в лабораторных условиях и при имитации скважинных условий на образцах натурального керна. Методами математического моделирования произведена адаптация полученных результатов на пластовые условия. Расчетными параметрами являются объемы фильтрации, насыщенность и глубина проникновения фильтратов технологических жидкостей в пласт. Результаты работы предназначены для использования с целью оптимизации технологических решений и рецептур буровых растворов и жидкостей глушения.

Ключевые слова

Математическое моделирование, проницаемость, фильтрация, буровой раствор, фильтрационная корка, загрязнение пласта.

Прогнозирование изменения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта вследствие воздействия буровых растворов и жидкостей глушения позволяет предпринять ряд мер по оптимизации технологии первичного вскрытия и глушения на этапе проектирования [1]. Воздействие технологических жидкостей приводит к изменению фильтрационно-емкостных свойств пласта [2]. Не все современные способы обработки призабойной зоны восстанавливают полностью естественную проницаемость[3]. При расчете объемов фильтрации в пласт на продолжительном промежутке времени с использованием известных математических моделей аналитического вида наблюдаются значительные погрешности. В работе предложен полуэмпирический метод, использующий аналитические зависимости, с учетом динамики формирования фильтрационной корки. Формирование фильтрационной корки учитывается в процессе аппроксимации данных фильтрационного эксперимента[4]. На основании расчета объемов фильтрации в пласт методами двухфазной фильтрации прогнозируется насыщенность и глубина проникновения [5].

Исследование несет комплексный характер, потому что рассматривается течение жидкостей в поровом пространстве призабойной зоны пласта и рассчитываются параметры движения в скважине. Особенность моделирования заключается в отделении ньютоновского фильтрата из неньютоновской жидкости под действием перепада давлений. Следовательно, точность расчета полных скважинных давлений значительно влияет на прогнозирование объемов фильтрации в пласт. При расчете скважинных давлений необходимо правильно выбирать реологическую модель технологической жидкости. Анализ методов построения реологических кривых показал преимущество использования метода наименьших квадратов по сравнению с известными

двуточечными методами ротационной вискозиметрии. Схема программного расчета представлена на рисунке 1.

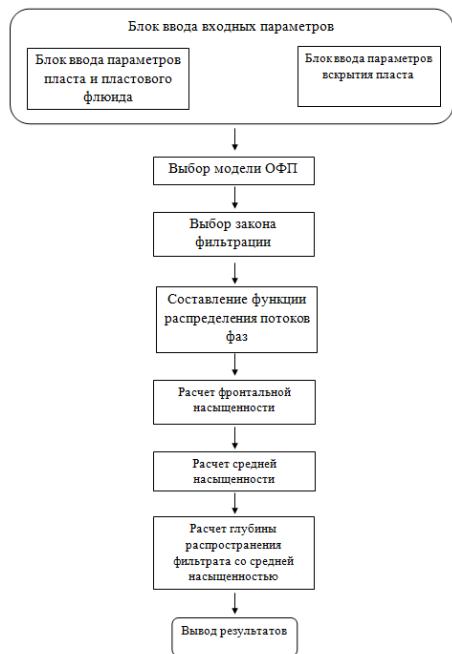


Рисунок 1. – Схема расчетного метода параметров двухфазной фильтрации.

Расчеты произведены на языке Wolfram Language для горизонтального участка скважины. При расчете давлений репрессии использован итерационный метод для каждого пространственного узла скважины с учетом времени контакта технологической жидкости. Универсальность расчетной методики позволяет применять её как для вертикальных, так и горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Результаты расчетов могут быть применены при оптимизации рецептур буровых промывочных жидкостей и при проектировании методов интенсификации добычи[4].

Список литературы

1. Прогнозирование и предупреждение осложнений в процессе бурения при помощи методов искусственного интеллекта и машинного обучения / Г. В. Буслаев, М. М. Павлов, А. А. Куншин, В. В. Стариков // Научный журнал Российской газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 38-43. – EDN TPUPKK.
- 2/Цыганова, П. С. Совершенствование качества вскрытия продуктивного пласта путем подбора рецептуры промывочной жидкости / П. С. Цыганова, О. А. Нечаева // Ашировские чтения. – 2024. – Т. 1, № 1(16). – С. 123-129. – EDN SSIEIU.
3. Оценка эффективности составов для восстановления проницаемости призабойной зоны продуктивных пластов / К. С. Савичев, Р. А. Мусин, В. А. Капитонов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 9. – С. 107-111. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-9-107-111. – EDN JDTTBK.
4. Эволюция глинистой корки в буровой скважине / А. И. Филиппов, М. А. Зеленова, Т. М. Левина, Р. Г. Губайдуллин // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 5. – С. 83-92. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-5-83-92. – EDN JGJVT.
5. Никитин, В. И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В. И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11(347). – С. 29-31. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-29-31. – EDN EHUWHY.

Применение алгоритмов машинного обучения для оценки потенциала добычи нефти после геолого-технических мероприятий

E.C. Ожгебесов, С.Н. Кривоощеков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

E-mail: ozhgibesov2015@yandex.ru

Аннотация

Представлен подход прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий с использованием методов машинного обучения. Осуществлен прогноз дебита нефти после проведения ГТМ с помощью методов линейной регрессии, случайного леса и градиентного бустинга. Применен метод иерархической кластеризации для объединения геологических свойств залежей в один информативный признак.

Ключевые слова

Геолого-технические мероприятия, прогноз эффективности, машинное обучение, иерархическая кластеризация

Актуальным способом прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий является использование методов машинного обучения. В рамках данного исследования осуществлен прогноз дебита нефти после проведения ГТМ с помощью методов линейной регрессии, случайного леса и градиентного бустинга. Метод линейной регрессии заключается в нахождении зависимости целевой переменной от одного или нескольких признаков в виде линейной функции. В методе случайного леса обучается ансамбль решающих деревьев, после чего производится прогноз целевой функции путем осреднения ответов отдельных деревьев [1]. В методе градиентного бустинга также используется ансамбль базовых алгоритмов, однако в отличии от случайного леса, они обучаются последовательно, улучшая с каждым разом точность прогноза [2].

Для разработки моделей была собрана база данных геолого-промышленной информации по скважинам Пермского края, на которых проводились ГТМ. База данных включает следующую информацию: технологию ГТМ (гидоразрыв пласта, радиальное бурение, кислотная обработка, перестрел пласта), дебиты скважин до и после проведения ГТМ, результаты гидродинамических исследований, проведенных на ближайшую дату до проведения ГТМ, а также геологическую информацию по залежам нефти. Всего в выборку вошли 1194 ГТМ по 40 месторождениям.

С целью разработки нового информативного признака и сокращения размерности признакового пространства была проведена иерархическая кластеризация наблюдений по геологическим характеристикам залежей: средняя нефтенасыщенная толщина, средняя нефтенасыщенность, коэффициент песчанистости, коэффициент расчлененности, начальное пластовое давление, вязкость нефти в пластовых условиях, плотность нефти в пластовых условиях, тип коллектора, пласт. При иерархической кластеризации наблюдения объединяются в кластеры на основе сходства их признаков [3]. Количество кластеров определяется путем выбора расстояния объединения. По результатам кластерного анализа выделено 6 кластеров залежей (рисунок 1). Полученные номера кластеров использованы в качестве обучающего признака в разрабатываемых моделях.

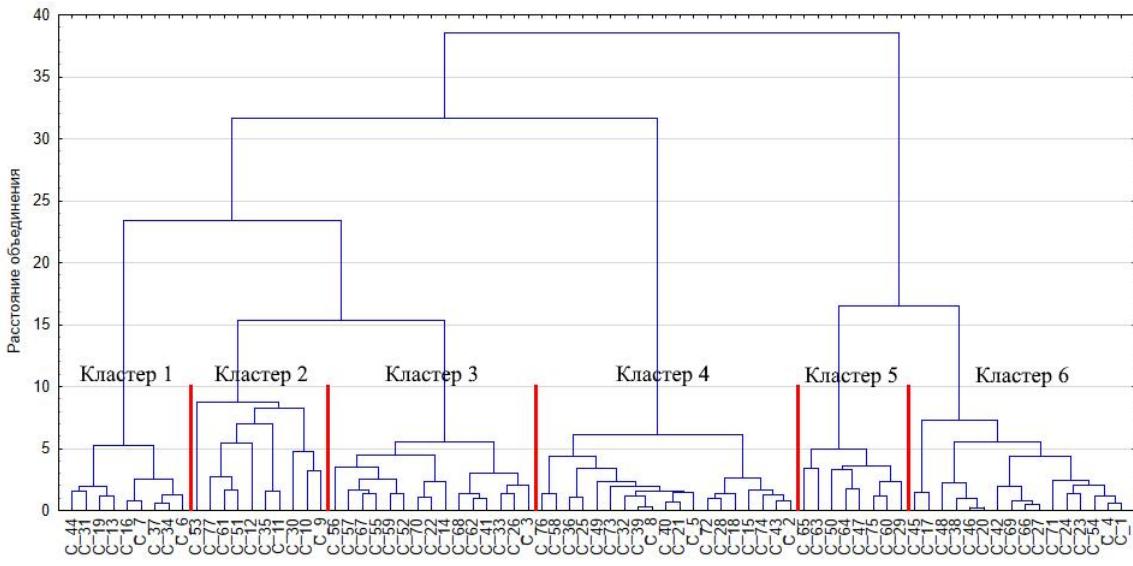


Рисунок 1 – Выделение кластеров по свойствам залежей

Перед обучением произведена подготовка данных: выделена обучающая (75%) и тестовая (25%) выборки, численные признаки стандартизированы, а категориальные закодированы. При обучении моделей случайного леса и градиентного бустинга произведен подбор оптимальных гиперпараметров методом GridSearchCV.

Для оценки качества моделей использовались метрики MAE, RMSE и R^2 [4]. Средняя абсолютная ошибка (MAE) показывает среднее абсолютных разностей между наблюдаемым и предсказанным значениями (1). Чем меньше данная метрика, тем точнее модель предсказывает целевую переменную.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (1)$$

где y_i – наблюдаемое значение, \hat{y}_i – предсказанное значение.

Корень из среднеквадратичной ошибки (RMSE) показывает корень среднеквадратической разности между наблюдаемым и предсказанным значениями (2). Извлечение корня позволяет получать метрику в той же размерности, что и целевая переменная.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (2)$$

Коэффициент детерминации (R^2) измеряет долю дисперсии, объясненную моделью, в общей дисперсии целевой переменной. Если она близка к единице, то модель хорошо объясняет данные, если же она близка к нулю, то прогнозы сопоставимы по качеству с константным предсказанием.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (3)$$

где \bar{y} – среднее значение целевого признака.

По результатам сравнения метрик качества обученных моделей (таблица 1) установлено, что наиболее точным методом является метод градиентного бустинга, так как он показал наибольшую точность на тестовой выборке - средняя абсолютная ошибка составила 1,7 т/сут, а коэффициент детерминации - 0,7.

Таблица 1 – Сравнение моделей машинного обучения

Модель	Выборка	MAE	RMSE	R2
Линейная регрессия	Обучающая выборка	2,11	2,87	0,63
	Тестовая выборка	2,13	2,98	0,61
Случайный лес	Обучающая выборка	0,99	1,3	0,92
	Тестовая выборка	1,84	2,74	0,67
Градиентный бустинг	Обучающая выборка	1,31	1,82	0,86
	Тестовая выборка	1,7	2,63	0,7

Для оценки вклада признаков на прогнозное значение для лучшей модели (градиентный бустинг) построен график важности признаков (рисунок 2).

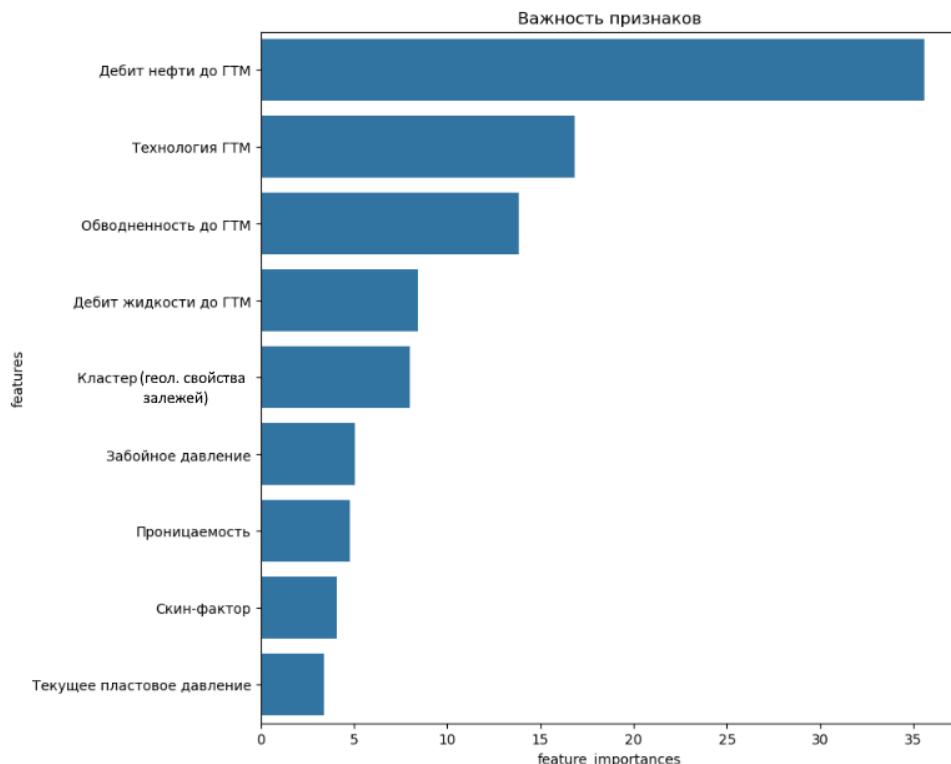


Рисунок 2 – График важности признаков в модели градиентного бустинга

По графику видно, что наиболее важными признаками являются показатели работы скважины до проведения ГТМ и применяемая технология. Также существенный вклад вносит признак кластера залежи.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Список литературы

1. Фрейман О.А., Еремин Н.А. Разработка методики прогнозирования пластовых свойств нефти при помощи машинного обучения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С.118–120.
2. Кривоцеков С.Н., Kochnev A.A., Шиверский Г.В. Применение методов машинного обучения для оценки пористости карбонатных пород-коллекторов //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 11(383). С.56-61.

3. Жомаа Ж. Анализ геохимических показателей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена: корреляция нефтей на основе кластерного анализа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С.415–429.

4. Применение алгоритмов машинного обучения для совершенствования моделирования карбонатного рифового резервуара / С. Н. Кривощеков, А. А. Кочнев, И. С. Путилов [и др.] // Недропользование. 2025. Т.25. № 1. С. 9-20.

Определение фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых коллекторов на базе нерешеточного перколяционного моделирования

В.Г. Солодов, С.В. Корноухов, И.В. Васильев

ФГАОУ ВО Российской государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина
E-mail: solodovvassilliy@yandex.ru

Аннотация

В работе представлен нерешеточный перколяционный подход моделирования фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых коллекторов. Рассмотрена перколяционная задача о пересекающихся сferах, моделирующих проводимые зоны микротрещиноватости вокруг основных трещин. Целью приведенных исследований является математический учет «зоны влияния» трещины, призванный расширить возможности и повысить качество расчётов по существующим моделям разработки трещиноватых нефтегазонасыщенных коллекторов. Актуальность исследована связана с недостаточной теоретической проработанностью данного вопроса в современных исследованиях. В работе построена перколяционная модель, позволяющая рассчитывать фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых нефтегазонасыщенных коллекторов.

Ключевые слова

Моделирование, трудноизвлекаемые запасы, трещиноватые коллектора, нерешеточное перколяционное моделирование, функция плотности распределения радиусов трещин, коэффициент абсолютной проницаемости.

В последние годы в нефтегазовой отрасли отмечается устойчивая тенденция к увеличению объемов добычи из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, характеризующимися геологической сложностью и неоднородностью коллекторов [1]. В этой связи особое значение приобретает разработка залежей, сформированных трещинными коллекторами [2]. На территории России и мира [3] находится значительное количество месторождений углеводородов, продуктивные горизонты которых приурочены к трещинным коллекторам.

В представленной работе рассматривается задача определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) нефтегазовых месторождений, продуктивные горизонты которых приурочены к коллекторам трещинного типа (рис 1, а).

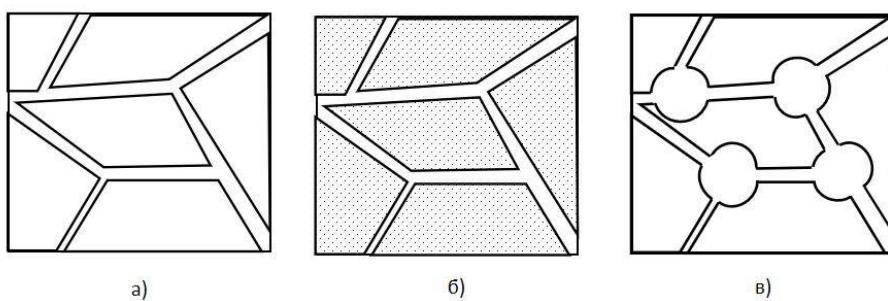


Рис. 1. Схема трещинного коллектора (а), трещинно-порового коллектора (б) и трещинно-кавернозного коллектора (в).

На сегодняшний день существует ряд моделей и подходов для описания процессов, происходящих в трещиноватых пористых средах [6]. Среди них можно выделить модель эффективной среды, модель «Discrete fracture and matrix» и модель

«Discrete fracture network», которые по своей сути являются модификациями модели двойной пористости.

Модель эффективной среды представляет пласт в качестве однородной пористой среды, используя для вычисления осредненные показатели трещин и пористых боков [7]. В модели двойной пористости сетки систем трещин и матрицы поровых блоков связываются уравнениями массопереноса. На сегодняшний день это модель является базовой при моделировании процессов в трещиновато-пористых средах [8]. В модели «Discrete fracture and matrix» все параметры задаются непосредственно с привязкой к конкретной трещине. Вычисления по данной модели требуют достаточного количества мощностей и времени [9]. Модель «Discrete fracture network» - трещины в этой модели представляются в виде двумерных объектов, в частности - плоскостей. Для расчёта течения флюида в трещинах используется модель смазочного слоя (теория Рейнольдса) [10].

Основными недостатками перечисленных моделей являются отсутствие обоснованных способов учёта неоднородностей параметров трещиноватых коллекторов, в том числе для расчёта относительных фазовых проницаемостей, а также математического учета «зоны влияния» трещин.

В работе представлена методика расчета фильтрационно-емкостных параметров трещиноватого нефте содержащего коллектора, основанная на базе перколяционной задачи о пересекающихся сферах (нерешеточное перколяционное моделирование). Приведен математический способ учета «зоны влияния» трещин на формирование проводимости трещиноватой среды. Получены перколяционные параметры, при которых в системе возникает бесконечный кластер. Построены зависимости коэффициента абсолютной проницаемости от среднего радиуса трещин, концентрации трещин в коллекторе и коэффициента линейной связи радиусов трещин и их «зон влияния». Показано, что зависимости коэффициента абсолютной проницаемости от среднего радиуса трещин и коэффициента их связи с «зонами влияния» имеют вид близкий к виду функций квадратного корня. В то время как зависимость коэффициента абсолютной проницаемости от концентрации трещин прослеживается слабо.

Представленная в работе методика является частью дальнейшего развития перколяционных моделей расчёта фильтрационно-емкостных свойств трещинных коллекторов и перколяционно-гидродинамического моделирования нефтедобычи в таких коллекторах.

Список литературы

1. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. *Физика пласта, добыча и подземное хранение газа*. — М.: Наука, 1996. — 541 с. — ISBN 5-02-003637-4.
2. Майдебор В.Н. *Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами*. — М.: Недра, 1980. — 288 с.
3. Костюченко С.В., Ямпольский В.З. *Мониторинг и моделирование*. — Томск: Изд-во НТЛ, 2000. — 246 с.
4. Кузнецов В.Г. *Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений*. — М.: Недра, 1992. — 240 с.: ил. — ISBN 5-247-02162-2.
5. Чернышев С.Н. *Трещины горных пород*. — М.: Наука, 1983. — 240 с.
6. Блонский А.В., Митрушкин Д.А., Савенков Е.Б. *Моделирование течений в дискретной системе трещин: физико-математическая модель* // Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша. 2017. № 65. 28 с. doi:10.20948/prepr-2017-65. URL: <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2017-65>.

7. Samardzioska T., Popov V. Numerical comparison of the equivalent continuum, non-homogeneous and dual porosity models for flow and transport in fractured porous media // *Advances in Water Resources*. 2005. Vol. 28. P. 235–255.
8. Азиз X., Семтари Э. Математическое моделирование пластовых систем. — М.—Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2004. — 407 с.
9. Matthai S.K., Mezentsev A., Belayneh M. Control-Volume Finite-Element Two-Phase Flow Experiments with Fractured Rock Represented by Unstructured 3D Hybrid Meshes // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2005. Vol. 8(3). P. 1–12.
10. Murphy J.R., Thomson N.R. Two-phase flow in a variable aperture fracture // *Water Resources Research*. 1993. Vol. 29(10). P. 3453–3476.

Новые импортозамещающие подходы к оценке потенциала добычи трудноизвлекаемых запасов на основе блочного решения уравнения материального баланса в инструменте «Блочный 6К»

A.V. Сюндюков¹, Г.В. Шелухов²

¹ООО «Недра»

²НОЦ «Газпромнефть-УГНТУ»

E-mail: gsheluhov@mail.ru

Аннотация

Рассмотрены новые подходы к управлению базовой добычей трудноизвлекаемых запасов с использованием импортозамещающего инструмента «Блочный 6К» («Б6К»), основанного на методе материального баланса. Решение обеспечивает автоматизированное моделирование с учетом блочно-ячеичного подхода, межблочных перетоков и гетерогенности пласта, что позволяет оперативно прогнозировать добычу на среднесрочном горизонте (до 5 лет). В отличие от зарубежных аналогов, таких как «MBAL», инструмент предлагает полную автоматизацию процессов, сокращая время расчетов и повышая точность прогнозов.

Ключевые слова

Блочный 6К, материальный баланс, характеристика вытеснения, трудноизвлекаемые запасы, базовая добыча, модель пласта.

Рост цифровизации нефтегазовых активов и высокая выработка запасов обуславливают необходимость трансформации подходов к управлению добычей, особенно для трудноизвлекаемых запасов [1]. Импортозамещение инструментов моделирования позволяют сократить зависимость от зарубежного программного обеспечения, повышая оперативность и точность расчетов. Инструмент «Блочный 6К» представляет собой гибридную упрощенную гидродинамическую модель, сочетающую численные и аналитические алгоритмы на основе метода материального баланса (МБ), адаптированную для ТРИЗ (трудноизвлекаемые запасы) с низкой проницаемостью (<1 мД) и сложной геологией, которая позволяет за короткое время получать качественные результаты по профилям добычи нефти, воды и газа на среднесрочном горизонте. Модель адаптируется под всю историю разработки, автоматизированно строит характеристики вытеснения и динамику коэффициента продуктивности, что осуществляется индивидуально по каждой скважине.

По сравнению с «MBAL» от «Petroleum Experts», «Б6К» обеспечивает автоматизацию полного цикла – от загрузки входных данных из корпоративного хранилища (КЛАД) до получения итоговых результатов, а также устойчивость к некондиционным данным и высокий охват инженерных задач, предлагая импортозамещающее решение для стратегического управления разработкой месторождения и оперативного выполнения расчетов для решения экспресс-бизнес-кейсов.

Система «Б6К» использует блочно-ячеичный подход для решения уравнения МБ, используя деление месторождения на блоки заводнения (рисунок 1) для учета межблочных перетоков жидкости между ними [2]:

$$p_r^{ji} = p_r^{ji'} - \frac{S_o^{ji'}}{N^{ji'} B_o^{ji'} (C_w S_w^{ji'} + C_f)} \times (Q_{gas}^{ji} B_g^{ji} + Q_{liq}^{ji} - W_{inj}^{ji} - \Delta N^{ji'} - \Delta G^{ji'} - W_e^i), \quad (1)$$

$$\Delta Q_{liq}^{ji} = \sum_{j(n)} \left(\frac{k_{abs}^j k_{abs}^n A^{j(n)} t^i}{\mu_{eff}^{ji} K} - \frac{p_r^{ji} - p_r^{ji'}}{k_{abs}^j D^n + k_{abs}^j D^j} \right), \quad (2)$$

где p_r — пластовое давление (атм); S_o, S_w — соответственно нефте- и водонасыщенность; N, G — текущие балансовые запасы соответственно нефти и газа (м^3); B_o, B_g — объемный коэффициент соответственно нефти и газа ($\text{м}^3/\text{м}^3$); C_w, C_f — сжимаемость соответственно воды и породы (атм $^{-1}$); Q_{gas}, Q_{liq} — добыча соответственно свободного газа и жидкости (м^3); ΔQ_{liq} — переток жидкости между соседними ячейками (м^3); W_{inj} — закачка воды (м^3); $\Delta N, \Delta G$ — изменение запасов соответственно нефти и газа за текущий временной шаг (м^3); W_e — приток воды из акуифера (м^3); k_{abs} — абсолютная проницаемость блока (м^2); A — площадь соприкосновения соседних блоков (м^2); t — количество дней в месяце (м^2); μ_{eff} — эффективная вязкость перетекающей жидкости (Па·с); K — переводной коэффициент для приведения размерностей в соответствие; D — характерный «радиус» ячейки (м); i, i' — индексы текущего и предыдущего месяцев; j, n — индексы рассматриваемого и соседнего с ним блока.

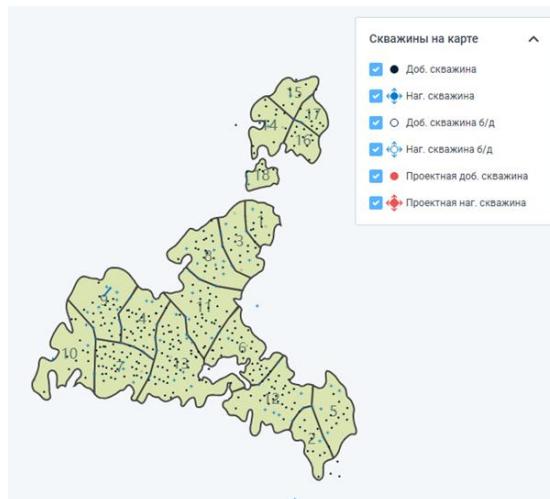


Рисунок 1 – Деление месторождения Х на блоки заводнения

Инструмент охватывает все классические задачи гидродинамического моделирования: от прогнозирования добычи до оптимизации закачки. Система обладает дискретностью по блокам бурения, что позволяет учитывать перетоки и динамические изменения характеристик вытеснения в зависимости от развития каждого блока. В модели можно задавать геолого-технические мероприятия, проводить их расчеты, выполнять ретроспективный анализ и интегрированные расчеты с учетом особенностей скважин и инфраструктуры.

В мировой практике существует широкий спектр моделей различной сложности: от простых до высоко детализированных 3D гидродинамических симуляторов. У каждого из них есть свои плюсы и минусы: более точные модели требуют значительно большего времени на расчет, тогда как упрощенные — выполняются быстро, но имеют низкую точность прогнозов. «Б6К» — это гибридная модель, объединяющая численные и аналитические алгоритмы, что позволяет достичь компромисса между скоростью и точностью. Важной особенностью является итеративный режим работы: модель должна быстро выполнять расчеты по каждой скважине, учитывая все специфические особенности. «Блочный БК» занимает промежуточное положение между классическими моделями материального баланса и сложными дискретными моделями с сетками 50x50 или 100x100 метров, сочетая их преимущества.

В рамках модели «Б6К» предусмотрены различные конфигурации (рисунок 2). Параметры акуифера задаются как аналитически, так и численно, учитывая поровый объем, коэффициент продуктивности, сжимаемость и блочную/межблочную

проницаемости, которые подбираются как по всему пласту, так и индивидуально по каждому блоку. Такой подход позволяет достигать более высокой точности и решать широкий спектр задач, включая расчет месторождений с ТРИЗ.

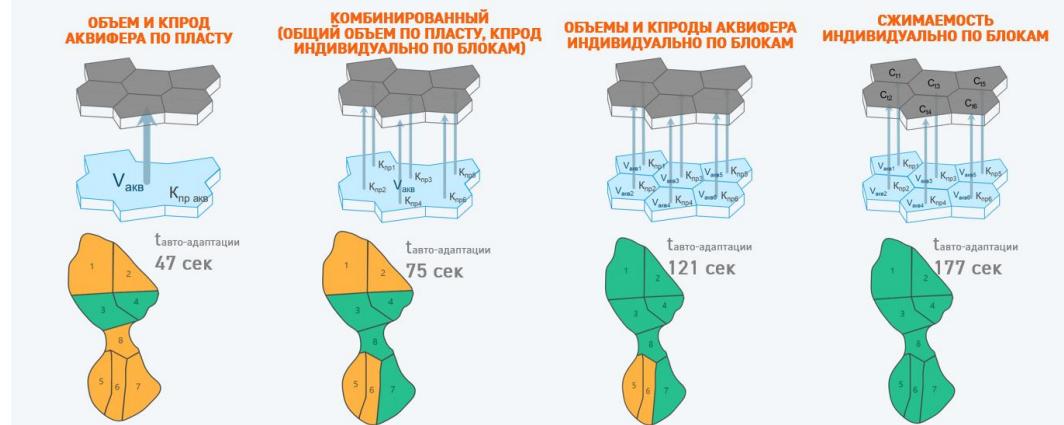


Рисунок 2 – Возможные конфигурации моделей аквифера в «Б6К»

Расчет ХВ (характеристик вытеснения) выполняется индивидуально для каждой скважины с использованием адаптивного алгоритма (рисунок 3), учитывающего экспертные модели прогнозирования обводненности. При недостаточной кондиционности данных алгоритм анализирует соседние скважины (радиус 1,5 км) или, при необходимости, переходит к скважинам блока. В результате обеспечивается полное покрытие фонда скважин в рамках заданной модели.

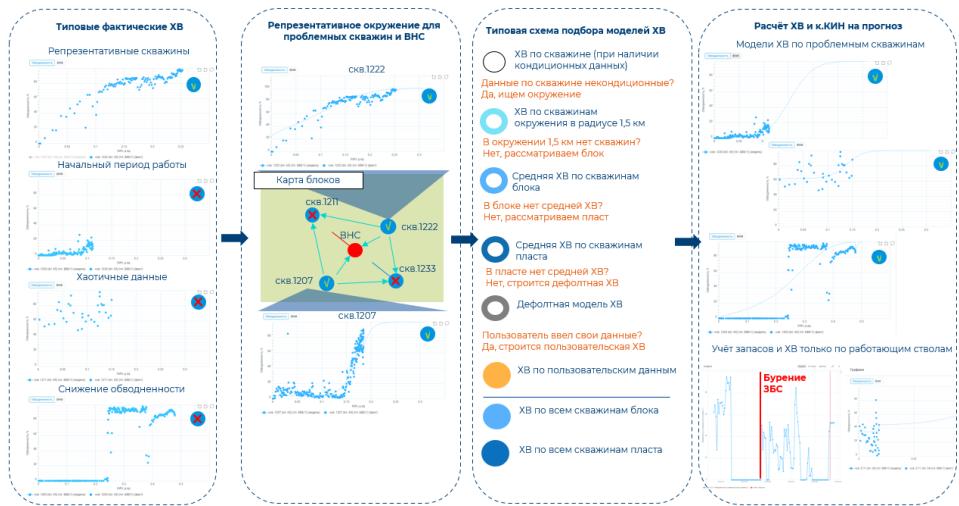


Рисунок 3 – Расчет характеристик вытеснений в «Б6К»

Особое внимание в данном подходе уделяется понятию репрезентативных скважин (рисунок 3). Репрезентативные скважины – это скважины, находящиеся в эксплуатации более года, демонстрирующие стабильные динамические характеристики без резких изменений обводненности. В случае ЗБС (зарезка бокового ствола) расчет запасов и построение ХВ для нового ствола выполняются независимо от неработающего основного ствола, что обеспечивает корректность оценки потенциала вновь созданной дренирующей системы.

Автоматическая автоадаптация в полностью интегрированной системе на примере месторождения Y (45 блоков, около 30 скважин в каждом блоке) занимает 25 минут благодаря оптимизации (улучшенный метод Nelder-Mead) и решению обратной

задаче Фейтковича для подбора начальных приближений параметров аквифера. Разработана автоадаптация межблочных перетоков за счет локальной адаптации по граням соприкосновения блоков друг с другом.

Стоит отметить новшества данного инструмента. В «БбК» реализован алгоритм автоматического расчета НИЗ (начальные извлекаемые запасы), который комплексно учитывает фактические показатели работы скважин и актуальные геологические данные. Строится логарифмический график водонефтяного фактора, осуществляется проверка конечного и текущего КИН (коэффициент извлечения нефти), а затем пересчитываются запасы с учетом фактической добычи по карте НГЗ (начальные геологические запасы). Интеграция геологической информации и динамических показателей разработки позволяет получать наиболее объективные оценки потенциала месторождения.

Коэффициент продуктивности и начальный объем запасов воды в аквифере при адаптации рассчитываются по обратной задаче модели Фейтковича, что позволяет уменьшить невязку от начальных приближений, а также уменьшить время адаптации.

Реализован аналитический расчет НГЗ вводимых новых скважин при помощи уже известных НГЗ скважин, находящихся в окружении.

Для сохранения точности расчетов на уменьшенных секторах полномасштабной модели реализовано подключение синтетических краевых блоков. Это решение обеспечило идентичное полномасштабной модели качество адаптации и значительное сокращение времени расчетов. Метод исключает потерю достоверности при работе с локальными участками модели.

Таким образом, инструмент «Блочный бК» представляет собой эффективное импортозамещающее решение для управления добычей трудноизвлекаемых запасов, обеспечивающее высокую точность и оперативность расчетов. Благодаря использованию блочно-ячеекого подхода, автоматизации процессов и адаптивных алгоритмов, «БбК» позволяет учитывать сложную геологию и гетерогенность пласта, а также межблочные перетоки, что делает его конкурентоспособной альтернативой зарубежным аналогам, таким как «MBAL». Гибридная модель, сочетающая численные и аналитические методы, обеспечивает оптимальный баланс между скоростью расчетов и точностью прогнозов добычи на среднесрочном горизонте. Реализованные новшества, включая автоматический расчет начальных извлекаемых запасов, адаптацию характеристик вытеснения и учет синтетических краевых блоков, повышают достоверность моделирования и сокращают время обработки данных. Инструмент демонстрирует устойчивость к некондиционным данным и успешно решает широкий спектр инженерных задач, способствуя стратегическому управлению разработкой месторождений и повышению эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов.

Список литературы

1. Юдин Е.В., Воробьев Д.С., Слабецкий А.А., Сун Д.В., Студинский Р.Н., Валиахметова А.Р., Окунев М.В., Тимонин С.Г., Червяк А.Ю., Григорьев А.В. Новые подходы к оценке потенциала добычи // Нефтяное хозяйство. 2021. №11. С.114-119.
2. Шарифов А.Р., Юдин Е.В., Накаева М.В., Кравченко И.С., Березкин В.А., Тимошенко В.А. Новые подходы к управлению базовой добычей на основе решения уравнения материального баланса по блокам заводнения // Нефтяное хозяйство. 2022. №12. С.100-104.
3. Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И. Настройка модели пласта методом материального баланса в программном обеспечении MBAL. Настройка интегрированной модели в GAP // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. 2024. Т.335. №2. С.133-140.

Комплексная оценка эффективности добычи залежей СВН с использованием закачки воздуха

**C.А. Усманов¹, Р.Э. Сафина¹, И.Ф. Минханов¹, Д.А. Емельянов¹, В.А. Судаков¹,
М.А. Варфоломеев¹, Ф.А. Ахметзянов², Н.А. Аслымов², М.И. Амерханов²**

¹К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

²ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина

E-mail: sausmannov@gmail.com

Аннотация

Проведена оценка эффективности добычи залежи сверхвязкой нефти на завершающей стадии разработки с применением технологии закачки воздуха на основе лабораторных исследований и прогнозных расчетов на гидродинамической модели залежи, разрабатываемой по технологии парогравитационного дренирования.

Ключевые слова

Залежь сверхвязкой нефти, лабораторные исследования, гидродинамическое моделирование, внутрипластовое горение.

Выполненные исследования включали литературный обзор состояния технологии закачки воздуха при парогравитационном дренировании, лабораторные эксперименты по изучению свойств нефти и взаимодействия сверхвязкой нефти (далее – СВН) и воздуха с учетом текущей стадии разработки выбранного участка месторождения, создание гидродинамической модели участка залежи и определение факторов, влияющих на эффективность добычи залежи СВН с применением технологии закачки воздуха.

На основе литературных источников определены ключевые факторы, влияющие на увеличение энергоэффективности добычи залежи сверхвязкой нефти на завершающей стадии разработки с применением технологии закачки воздуха:

- Растворение газа и изменение парциального давления пара
- Вытеснение нефти газом
- Теплоперенос к фронту конденсации
- Возможность инициации процессов горения
- Изменение фильтрационно-емкостных свойств пород в результате выпадения продуктов окислительных реакций.

На основе лабораторных исследований определены кинетические параметры реакций взаимодействия нефти с кислородом и воздухом при температуре и диапазоны температур протеканий реакций окисления.

По результатам экспериментов в трубе горения можно предполагать инициацию высокотемпературного окисления в промытых зонах паровой камеры при закачке воздуха в области с температурой 200 °C, в то время как распространение процессов горения в зонах с высокой (начальной) нефтенасыщенностью может быть затруднено закупоркой порового пространства вследствие коксообразования.

Создана численная гидродинамическая модель в формате CMG STARS и по результатам прогнозных расчетов закачки воздуха определены наиболее перспективные сценарии в части закачиваемого объема воздуха с точки зрения эффективности добычи залежи СВН (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты прогнозных расчетов вариантов разработки участка залежи

Вариант	Приемистость воздуха, ст.м ³ /сут	Максимальная температура, °C	Активное протекание НТО	Инициация ВТО	Макс. ГНФ, м ³ /т	Доп. добыча нефти за 3 года, %
Закачка воздуха с паром в нагнетательную скважину SAGD	1500	180	-	-	8.0	41
	3000	220	✓	-	500.0	45
	1500 (циклич.)	180	-	-	0	4
	3000 (циклич.)	220	✓	-	3.9	39
Закачка воздуха в вертикальную скважину, расположенную между парами скважин SAGD	1500	480	✓	-	130.3	38
	15000	960	✓	✓	500.0	42
Закачка воздуха в вертикальную скважину, расположенную над носочной частью нагнетательной скважины SAGD	1500	200	✓	-	151.4	46
	15000	990	✓	✓	500.0	2
	1000	200	-	-	0	31
	1500	200	-	-	0	41

Среди факторов изменения свойств добываемой продукции и параметров пласта выделены:

- Снижение количества тяжелых компонентов в добываемой нефти вследствие облагораживания нефти и сжигания тяжелых фракций с образованием газов,
- Снижение вязкости добываемой продукции вследствие увеличения доли легких компонентов,
- Увеличение содержания газов в добываемой продукции,
- Коксообразование и закупорка порового пространства.

Выбор оптимального варианта закачки воздуха призван минимизировать риски, включающие высокий газовый фактор, появление кислорода в продукции скважин, повышенное содержание CO₂, доля кокса в поровом пространстве и влияние коксообразования на проницаемость. При этом внедрение технологии должно сопровождаться мониторингом состава продукции, в том числе – состава попутно-добываемых газов и свойств нефти.

Цифровые двойники как инструменты Системного инжиниринга

M.M. Хасанов

ПАО «Газпром Нефть»

E-mail: khasanovmm22@gmail.com

Аннотация.

Радикальное повышение эффективности производства на современном этапе возможно, если весь жизненный цикл технологических процессов и объектов (от идеи и проектирования до реализации и эксплуатации) реализуется в рамках Модельно-ориентированного (или Цифрового) Системного инжиниринга.

В докладе показано, что преимущества Модельно-ориентированного Системного инжиниринга могут быть в полной мере реализованы только при наличии иерархии информационно и материально взаимодействующих Цифровых двойников, которые моделируют все технологические процессы и объекты и все требования к ним на всех стадиях жизненного цикла производственных систем.

Обсуждается концепция Инженерного Искусственного интеллекта (ИИИ), который должен стать “нервной системой” иерархии Цифровых двойников, обеспечивающей её функционирование как единого конгломерата, развивающегося вместе со своим физическим аналогом и поддерживающего процессы принятия эффективных инженерных решений на всем жизненном цикле объектов управления.

Ключевые слова.

Модельно-ориентированный системный инжиниринг, Цифровой инжиниринг, Цифровые двойники, иерархия Цифровых двойников, Искусственный интеллект, Инженерный Искусственный интеллект.

В настоящее время существует острая необходимость перехода к инжинирингу качественно нового уровня, что связано с неуклонным ростом технологических вызовов из-за стремительного повышения доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) и переходом к широкомасштабной разработке новых классов месторождений (нефтяных оторочек, нефтегазоконденсатных месторождений с аномально высокими пластовыми давлениями итд) в новых регионах с неразвитой структурой.

Вследствие этого, при принятии технологических решений уже нельзя полагаться только на прежний опыт и прежние алгоритмы моделирования и проектирования процессов нефтегазодобычи.

Каждое решение должно быть обосновано «с нуля», путём тщательного системного многоуровневого моделирования процессов добычи нефти с целью радикального увеличения их технико-экономической эффективности. Поэтому инженерный инструментарий современных нефтяников должен быть значительно расширен за счёт создания цифровых двойников, моделирующих не только отдельные объекты и процессы, но и всю систему нефтегазодобычи в целом.

Поиск оптимальных технологических решений с помощью двойников больших интегрированных систем связан с поиском глобального экстремума в пространстве большой размерности, что в полной постановке можно осуществить только с привлечением технологий Искусственного интеллекта.

Необходимо ясно понимать разницу между Цифровыми двойниками и теми обычными моделями технологических процессов и объектов, которые мы давно применяем при проектировании и управлении процессами нефтегазодобычи. Непонимание этой разницы может привести к отторжению ЦД как очередного хайпа или же, что еще опаснее, к недостаточному раскрытию потенциала Цифровых двойников.

Основные отличия Цифровых двойников от обычных моделей:

1. Единое кибер-физическое пространство

Непрерывная связь ЦД со своими «близнецами» (процессами или объектами), существующими в реальном мире.

2. Динамичность.

- Непрерывная адаптация к изменяющемуся окружению и требованиям.
- Способность обучаться и накапливать знания.

3. Системность.

- Целостное описание процессов и объектов во всей их сложности
- Разветвленная иерархия ЦД, образующих Мультиагентные системы
- Целостная оптимизация, достижение глобального экстремума.

4. Дополненность информационными моделями.

- Наличие моделей:
 - требований стейкхолдеров и ограничений
 - взаимосвязей между подсистемами.
- Непрерывный обмен информацией:
 - с окружающей средой
 - между подсистемами и разными ЦД.

5. Моделирование для принятия робастных системных решений

- Интеллектуальные модули подготовки и принятия решений
- Модули оперативного и стратегического планирования
- Много-модельный подход с механизмами размножения и селекции моделей
- Системный импакт- анализ
- Модули предиктивного управления.

Мультиагентные системы на базе Цифровых двойников могут оказаться эффективным инструментом, способствующим полноценной реализации Системного инжиниринга в нефтегазодобыче, решая задачи:

- оптимизации,
- проектирования,
- виртуального тестирования,
- управления процессами,
- предиктивного контроля,
- ценностного анализа на протяжении всего жизненного цикла производственных объектов.

Многие полагают, что Цифровые двойники нужны только для управления уже существующими производствами, но, наш взгляд, их вклад может оказаться значительно более существенным на этапе Концептуального проектирования, когда определяются основные технические и технологические решения на основе моделей архитектуры и требований с использованием моделей технологических процессов и объектов. На этом этапе мы под Цифровыми двойниками понимаем двойники не объектов, а **процессов** (в данном случае, процессов проектирования).

Ключевым атрибутом мультиагентных Цифровых двойников должен стать Искусственный интеллект (ИИ), призванный объединять ЦД различного уровня в единую систему, способную моделировать объекты управления во всей их сложности и предлагать проактивные действия с учетом всех имеющихся ограничений и неопределенностей.

Однако, технологии ИИ, основанные только на нейросетевых подходах и машинном обучении (а именно такие технологии сейчас активно развиваются), не смогут стать таким ядром Цифровых двойников.

Это связано со следующими проблемами, возникающими при попытках применить современный ИИ в инжиниринге:

1. Отсутствие Больших данных и, в особенности, больших датасетов.
2. Отсутствие эффективных технологий использования знаний, аналогий и интуиции.
3. Слабые способности современного ИИ:
 - рассуждать и поддерживать убеждения
 - готовить, выбирать и обосновывать формализованные решения
 - решать проблемы и планировать
 - осуществлять прогноз и мониторинг

В силу этих причин, современный ИИ, блестяще справляющийся с задачами массового обслуживания, имеет весьма ограниченное применение в инженерном деле. Поэтому нам необходимо развивать технологии ИИ, предназначенные для решения интеллектуальных инженерных задач.

Для более четкого выделения такого рода технологий мы используем термин Инженерный Искусственный интеллект (ИИИ). На наш взгляд, именно такой Искусственный интеллект и найдет свое воплощение в мультиагентных ЦД.

Особенностью Инженерного ИИ должна стать опора на гибридные нейросимвольные модели Искусственного интеллекта, которые интегрируют два взаимодополняющих подхода к решению когнитивных задач:

- символьный (основанный на знаниях людей)
- и нейронный (основанный на обучении машин).

Символьная часть гибридных моделей использует знания и правила для задач, которые человек решает на сознательном уровне (рассуждения, принятие решений, планирование, формирование убеждений итд), а нейронная часть использует данные для задач, которые человек решает на подсознательном уровне (распознавание образов, выявление паттернов, реактивные действия, интуиция, обучение путем многократного повторения итд).

Второй важной особенностью Инженерного ИИ должна стать мультиагентная архитектура, что полностью соответствует структуре человеческого разума.

Ключевые задачи, которые решает Инженерный ИИ:

1. Комплексная обработка большого объема разнородной информации.
2. Интегрированное моделирование и оптимизация сложных систем.
3. Автоматический анализ качества моделей в процессе их создания.
4. Обеспечение рабочести решений за счет многовариантного моделирования и генерации множества проектных опций.
5. Импакт- анализ сложных процессов.
6. Генерирование синтетических сценариев для обучения и тестирования ИИ-систем.
7. Формализация знаний и интуиции, интеграция их с данными.

Цифровизация при разработке месторождений углеводородов

Д.Г. Яраханова

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

E-mail: dilyara.yar@mail.ru

Аннотация

В данной работе проводится исследование аспектов цифровизации связанных с разработкой месторождений углеводородов. Моделирование каждого конкретного месторождения углеводородов проводится на основе геоданных прошедших цифровизацию. Применяются компьютерные технологии при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов на месторождениях в том числе с карбонатными коллекторами. Также предусмотрена возможность трансформации имеющейся геоинформации для закладки в симуляторы пласта нового поколения приближённых к реальным коллекторам. Появляется возможность прогнозировать производительность и проводить рациональную разработку каждого конкретного месторождения, оценивать производительность скважины и влияние - методов восстановления скважин и пластов.

Ключевые слова

Цифровизация геоданных, моделирование, компьютерные технологии, симуляторы пласта, месторождения, нефть.

Геоданные (пространственные данные, географические данные) – информация о местоположении и характеристиках объектов на земной поверхности. Они могут быть представлены в виде координат скважин, адресов промыслов, границ месторождений или других географических обозначений.

Геологические данные (геологическая информация) — это сведения о геологическом строении недр, составе, свойствах и условиях залегания горных пород, полезных ископаемых, подземных вод и других геологических образований.

Также к геологической информации относятся данные о геофизических и геохимических полях, геологических процессах, экологическом состоянии геологической среды, количестве и качестве запасов полезных ископаемых, их добыче, а также материалы о результатах геологического изучения, воспроизводства и использования недр.

Геологическая информация делится на первичную и вторичную:

Первичная - данные, получаемые в пунктах наблюдений, независимо от их формы. К ней относятся, например: геодезические координаты пунктов наблюдений и опробования, керн скважин и образцы каменного материала, журналы полевых наблюдений, результаты анализов проб и испытаний минерального сырья, записи геофизических наблюдений и другие.

Вторичная - информация, полученная в результате обработки, интерпретации, анализа или обобщения первичных данных. К ней относятся, например: геологические отчёты и графические приложения к ним, изданные карты и объяснительные записки к ним, цифровые карты геологического содержания и постоянно действующие модели, банки и базы данных по минеральным ресурсам, мониторингу геологической среды, геофизике и недропользованию и другие.

В настоящее время подготовка и формирование геоинформации необходима при цифровизации месторождений углеводородов для их рациональной разработки [1-5].

Внедрение и применение модуля прогнозирования производительности нефтяных месторождений позволяет определять помехоустойчивые и надежные вероятностные прогнозы для систем разработки нефтяных месторождений.

Полная информация обо всех скважинах в активе - еще один важный шаг.

После этого шага можно сделать анализ и определить скважины, подходящие для операций путем сравнения производственных данных в реальном времени с определением типовых кривых с доверительным интервалом 90 % [6].

Методы исследования основаны на анализе и синтезе цифровых данных используемых при разработке месторождений углеводородов.

В применяемых компьютерных технологиях при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов на каждом конкретном месторождении в том числе с карбонатными коллекторами проводится оценка всех данных [7-11].

Возможность трансформации имеющейся геоинформации для последующей закладки в симуляторы пласта нового поколения приближённых к реальным коллекторам является неоспоримым преимуществом (*Рисунок 1*).



Рисунок 1 – Цифровая трансформация геоданных

Полученные результаты закладываются в основу для различных видов моделирования конкретных месторождений и симуляции пласта-коллектора.

Появляется возможность прогнозировать производительность и проводить рациональную разработку каждого конкретного месторождения.

Аналитические рабочие процессы могут включать анализ кривой спада – шаг по реализации прогноза добычи на месторождении. Всё это определяет краткосрочные и долгосрочные прогнозы для добычи нефти, газа и воды.

Внедрение совершенного прогнозирования модели и основные принципы, такие как эмпирические алгоритмы, помогут точно оценить производительность скважины и оценить окончательное восстановление и влияние – положительного или отрицательного – методов восстановления скважин и пластов.

Список литературы

1. Ислам М.Р., Яраханова Д.Г. Новое поколение симуляторов пласта/ М.Р. Ислам, Д.Г. Яраханова // Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизведству минерально-сырьевой базы углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции, г. Казань, 26-27 августа 2024 г. – Казань: Изд-во «Астор и Я», 2024. – С.244-245.
2. Яраханова Д.Г. Цифровизация как основа современной рациональной разработки нефтяных месторождений / Д.Г. Яраханова // Инженер-нефтяник. - 2024. - Спецвыпуск. - С.172-175.
3. Яраханова Д.Г. Цифровая трансформация и интеграция геоданных для рациональной разработки нефтяных месторождений / Д.Г. Яраханова // Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизведству минерально-сырьевой базы углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции, г. Казань, 26-27 августа 2024 г. – Казань: Изд-во «Астор и Я», 2024. – С.171-172.
4. Яраханова Д.Г. Компьютерные технологии при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов на месторождениях с карбонатными коллекторами / Д.Г. Яраханова // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов: материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием), посвящённой памяти первого Главы Республики Коми Ю.А. Спириdonova (2-3 ноября 2017 года) / под ред. Н.Д. Цхадая - Ухта: УГТУ, 2017. - с. 123-126.
5. Яраханова Д.Г. О развитии робототехнических систем в нефтегазодобыче / Д.Г. Яраханова // Цифровые технологии в добыве углеводородов: цифровая прозрачность. Сборник тезисов науч.-техн. конф. - Уфа, РН-БашНИПИнефть, 3-7 октября 2022 г. ISBN 978-5-903404-24-7 - с. 171-172.
6. Объект и система разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / Д.Г. Яраханова – Казань: Издательство Казанского университета, 2021. – 72 с.
7. Яраханова Д.Г. Особенности моделирования геологического строения месторождений углеводородов / Д.Г. Яраханова // Моделирование геологического строения и процессов разработки - основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. - Казань: Изд-во «Слово», 2018. - с. 416-417.
8. Яраханова Д.Г., Альхдер А. Практический опыт применения трёхмерного интегрированного геологического моделирования на Сабанском нефтяном месторождении / Д.Г. Яраханова, А. Альхдер // Моделирование геологического строения и процессов разработки - основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. - Казань: Изд-во «Слово», 2018. - с. 413-415.
9. Яраханова Д.Г. Обоснование систем разработки нефтяных залежей с применением горизонтальных скважин / Д.Г. Яраханова // Рассохинские чтения: Материалы Международной конференции / под редакцией Р. В. Агиней. - Ухта: УГТУ, 2022. Текст: электронный. ISBN 978-5-88179-859-8 (серия) ISBN 978-5-6045346-0-1 - С. 288-290.
10. Яраханова Д.Г., Шакиров А.Н. Варианты применения горизонтального и многозабойного бурения для повышения эффективности разработки отложений башкирского яруса / Д.Г. Яраханова, А.Н. Шакиров // Нефтяная провинция. - 2019. - №4(20). - с.287-299.
11. Yarakhanova D.G, Hossain M.E., Algorithm for selecting systems horizontal wells and mathematical models for unconventional reservoirs//Russian Journal of Earth Sciences. - 2020. - Vol.20, Is.6. - Art. № 2020ES000727.

Электронное научное издание

Трудноизвлекаемые запасы нефти

Материалы Ежегодной международной конференции
(Альметьевск, 24 сентября 2025 года)

Подписано в печать 24.09.2025 г.

Формат 60×84/16

Гарнитура Times New Roman, 34,4 Мб.

Усл. печ. листов 25,75

Электронное издание. Заказ № 75

Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти»

УЧЕБНАЯ ТИПОГРАФИЯ

423452, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
Тел.: 8 (8553) 31-09-50 доб. 54038
E-mail: typographi_agni@mail.ru