

**XVII МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

НОВЫЕ ИДЕИ В НАУКАХ О ЗЕМЛЕ

**3 – 4 АПРЕЛЯ 2025 г.
МОСКВА**



ТОМ 4

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Нефтегазовое дело

УДК 082 + [550.8+553] (082)
ББК 94.3 + 26.21я43 + 26.34я43

Новые идеи в науках о Земле: в 9 т. Материалы XVII Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» - М.: Издательство МГРИ, 2025.

Т. 4: НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО / ред. коллегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев - М.: Издательство МГРИ, 2025 – 360 с.

ISBN 978-5-907595-10-1

УДК 082 + [550.8+553] (082)
ББК 94.3 + 26.21я43 + 26.34я43

ISBN 978-5-907595-04-0 (Том 4)

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 4. НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО	8
Подсекция 4.1. Геология, поиски, разведка и подсчет запасов месторождений углеводородов	8
Багликов А.В.* Экспертиза проектной документации геологического изучения недр на УВС, CO ₂ , ПХГ/ПХН.....	8
Маслов В.В.*, Дзюбло А.Д., Агаджанянц И.Г. Нефтегазовые ресурсы глубокозалегающих палеозойских отложений западного шельфа Арктики	12
Немцов Н.И., Лукова С.А.*, Фомина Е.А. Перспективы нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений южного борта Терско-Каспийского прогиба (Бенойско-Черногорский участок) по результатам региональных сейсморазведочных работ	16
Осипова Э.В.* Условия формирования и закономерности размещения зон нефтегазонакопления в надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции	20
Сивцев А.И., Петров Д.М.*, Александров А.Р. Тектонические процессы и их влияние на пластовые системы	24
Пунанова С.А. К вопросу о величинах запасов углеводородов в нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна	28
Пунанова С.А. Масштабность скоплений углеводородов и геолого-геохимическая ситуация региона: на примере Западной Сибири	32
Родкин М.В.* Глубокие УВ месторождения – новый акцент старых противоречий.....	36
Седдик А.А.А.М.* Потенциал нефтематеринских пород в Суэцком заливе, Египет.....	40
Сидорчук Е.А.*, Добрынина С.А. Геодинамические условия Тимано-Печорского осадочного бассейна	44
Федосеева Е.Н.*, Потемкин Г.Н. Геолого-промысловые условия и стадийность техногенного переформирования нефтяных оторочек	48
Чудецкий М.Ю.* Микроорганизмы, обитающие в подземных горизонтах нефтяных месторождений в роли индикаторов динамики заполнения резервуаров углеводородными флюидами	52
Потемкин Г.Н.*, Федосеева Е.Н., Зоиров П.М., Челябин Е.Д. Сравнительный анализ методик оценки промышленной значимости нефтяных оторочек различного типа	56
Абзалов А.П.*, Абдурахманов Б.А., Гулмаматов О.И. Перспективы поисковых работ на залежи нефти и газа Янгиказганского поднятия	60
Аллаяров Б.И.*, Абзалов А.П., Гулмаматов О.И. Анализ и оценка выполненных геологоразведочных работ в Ферганской межгорной впадины.....	64
Аширова В.Б.*, Мажидов Э.К., Бабаджанов С.А., Мусабеков А.К. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Тахтакаирского вала и южной части Талдыкского прогиба Северо-Устюртской синеклизы	68
Махмудов Н.Н., Бозорбоева З.Р.* Сопоставительный анализ физико-химических параметров конденсата месторождения Жайрон с конденсатами близрасположенных месторождений... 72	72
Давлатбоев Ж.Т.*, Абзалов А.П. Перспектив освоение нефтегазоносности юрских отложений на примере месторождений Куаныш-Коскалинского вала	76
Королёв Э.А.*, Ескин А.А., Кольчугин А.Н. Признаки разрушения нефтяных залежей в отложениях нижнетурнейского подъяруса западного склона Южно-Татарского свода	80
Nguyen M.H.* Criteria for hydrocarbon potential of the basement reservoirs: a case study of offshore South Vietnam.....	84
Рахимов Ф.А.*, Мавлони С.Р. Сульфатредуцирующие процессы в палеогеновых отложениях Гульдаринской антиклинали	88

Юлдашева М.Г., Эшетова Ш.У., Каюпов Н.С. Выделение песчаных тел и горизонтов в юрских нефтегазоносных отложениях Устьюртского региона с учетом условий осадконакопления.....	92
Холмуродов И.З.*, Гаффаров М.А. Выделение зон развития улучшенных коллекторских свойств в интервале терригенной формации среднеюрского возраста для выделения нефтегазоперспективных участков.....	96
Волкова П.А.*, Лавренова Е.А. Палеогеографические условия формирования эоценовых отложений Южно-Каспийской впадины.....	100
Вяткина Е.В.*, Лавренова Е.А. Оценка углеводородного потенциала нетрадиционных источников эоцена Каспийского региона	104
Павёлкина Д.А.*, Лавренова Е.А. Оценка углеводородного потенциала пермской и верхнеюрско-меловой углеводородных систем зоны сочленения Сибирской платформы и южной части моря Лаптевых.....	108
Демьянов Д.П.*, Руднев С.А. Проблема засоления коллекторов Восточной Сибири и его влияние на фильтрационно-емкостные свойства	112
Зоиров П.М.*, Потемкин Г.Н. Морфологические особенности и неоднородность осинских отложений Ичединского нефтяного месторождения.....	116
Курмалиев А.Д.*, Осипов А.В. Термобарические условия недр в пределах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции и их влияние на процесс генерации углеводородов.....	120
Пустовалов Ю.И.*, Осипов А.В. Анализ термобарических условий глубоководных недр северной части Западно-Сибирской НГП и их влияние на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления	124
Ратникова А.Е.*, Осипов А.В. Условия формирования и локализация нетрадиционных скоплений нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции	128
Рахимова Е.В., Руднев С.А.* Особенности изменения коллекторских свойств карбонатных пород башкирского яруса юга Самарской области в связи с перспективами их нефтегазоносности	132
Сивков Л.Н. Особенности геологического строения Предпатомского регионального прогиба и смежных областей в связи с перспективами нефтегазоносности.....	136
Подсекция 4.2. Инновационные технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений	140
Аббасов Э.М.* Технология суффозиной обработки призабойной зоны нефтяного пласта	140
Панахов Г.М.*, Мусеибли П.Т., Балакчи В.Д. Регулирование охвата залежи вытеснением с применением физико-химических методов	144
Панахов Г.М.*, Мамедов И.Д., Салманова Г.М. Нестационарный массообмен в пористых средах с подвижными и малоподвижными флюидами	148
Truong Van Tu*, Nguyen Tien Hung, Nguyen The Vinh Selection of fluids and proppants for hydraulic fracturing in Vietnam	152
Бруслов А.Ю., Денисов А.В. Уровни сложности трудноизвлекаемых запасов углеводородов.....	156
Пахомов Д.А.*, Денисов А.В. Повышение эффективности заводнения нефтяных месторождений на поздней стадии разработки	160
Халин А.А.*, Полуянов М.Г. Особенности реализации проектов по углекислому газу.....	164
Шаталова А.С.*, Белов Д.А. Применение микрофлюидных устройств для моделирования пористых структур подземных сред	168
Горелкина Е.И.* Предложения по совершенствованию водогазового воздействия в условиях месторождения Р	172

Горелкина Е.И.* Исследование устойчивости водогазовых смесей с различным составом закачиваемого газа для технологий водогазового воздействия на пласт.....	176
Горелкина Е.И.* Методика измерения расходов водогазовых смесей, закачиваемых в нагнетательные скважины в процессе водогазового воздействия на пласт	180
Дроздов А.Н., Горелкина Е.И.* Опыт водогазового воздействия на шельфовых месторождениях.....	184
Мажренова Т.Т.*, Маркова М.М. Комплексный подход при разработке низкопроницаемых коллекторов на примере ачимовских пластов	188
Ушакова А.С.*, Чертенков М.В. Расчет времени воспламенения битуминозной нефти месторождения Янги Узбекистан при закачке воздуха	192
Арсеньев Д.В.*, Тагаева П.З., Питателев М.В. Эксплуатация нефтяных платформ на российском рынке.....	196
Вильданов И.Д.* Водогазовое воздействие на шельфовом месторождении: увеличение нефтеотдачи и рациональное использование нефтяного газа в существующих промысловых условиях.....	200
Герасимов М.Н.*, Вайнерман Б.П. Технология бурения наклонно-направленной скважины с боковым стволом на Южно-Сургутском месторождении (Тюменская область).....	203
Дмитриев Я.В.* Разработка алгоритма диагностики и проведения работ по ликвидации заколонной циркуляции пластовых вод в скважине	207
Долматова М.А.*, Исмагулов С.Е. Цифровизация в нефтегазовой отрасли: Как IoT и Big Data меняют подходы к разработке месторождений.....	211
Красников Ю.А.*, Унжаков Р.С., Шайдуллина А.С. Автоматизация технологических процессов на шельфовых месторождениях и оптимизация обработки промысловых данных	215
Муктар М.А.* Анализ эффективности горизонтального и многоствольного бурения в сложных геологических условиях	219
Никора Д.И.* Влияние необратимых деформаций горных пород на эффективность гидроразрыва пласта и прогнозирование дебитов горизонтальных скважин	222
Окаме Нгонди Л.Ж.*, Телков В.П. Определение рациональных параметров для проектирования многостадийного гидроразрыва в горизонтальных скважинах на месторождении Рио-дель-Рей.....	226
Пасюта А.А.*, Дроздов А.Н. Оценка влияния давления нагнетания водогазовой смеси в пласт на рабочие параметры насосно-эжекторной системы.....	230
Пасюта А.А.*, Дроздов А.Н. Оценка эффективности внедрения водогазового воздействия на пласт на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении	233
Проскурдина Е.В.*, Шагаева П.И. Современные методы использования поверхностно-активных веществ в нефтегазовой промышленности.....	236
Родин С.А.* Основные нагрузки и воздействия на элементы подводного добычного комплекса газоконденсатного месторождения.....	240
Телков В.П.*, Ким С.В. Повышение производительности скважин в различных геолого-промысловых условиях с использованием кислотных обработок	242
Хизбуллин.Э.Ф.*, Засовская М.А. Микробиологическая коррозия на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями	247
Цыганков М.А.*, Вайнерман Б.П. Проект бурения наклонно-направленной скважины на Пильтун-Астохском месторождении (шельф о. Сахалин)	251
Шагаева П.И.*, Проскурдина Е.В. Влияние расположения нагнетательных скважин на эффективность барьерного заводнения	255
Козырев В.С.* Расчёт параметров насосно-эжекторной системы с повышенным давлением нагнетания для безгидратного водогазового воздействия на пласт	259

Мухаммад А.* Перспективы применения различных газов в процессах увеличения нефтеотдачи и снижения углеродного следа	263
Николаенко В.В.* Способ промывки песчаной пробки и крепления ПЗП в газодобывающей скважине с применением колтюбинга.....	267
Оленева М.А.*, Фатыкова Я.Р. Перспективы реализации водогазового воздействия на месторождении К.....	271
Саакян С.С.* Обзор способов изоляции газа, поступающего из газовой шапки, в нефтедобывающую скважину	275
Тагаева П.З., Питателев М.В., Арсеньев Д.В. Математические модели месторождений и притока	279
Тагров Н.Н.*, Таран В.И. Перспективы извлечения пропан-бутановой фракции на базе технологического оборудования УКПГ и его модернизации при разработке Отрадинского ГКМ.....	282
Шишкин И.В.*, Лейко Е.А. Применение искусственных нейронных сетей в характеристике нефтяных и газовых месторождений: современные тенденции и методы	286
Ахметшина А.А. Обоснование необходимости термогидравлического расчета движения водогазовых смесей в водоводах и скважинах	290
Шейко А.В.*, Горелкина Е.И. Анализ существующей методики расчёта распределения давления нагнетания водогазовой смеси по водоводам и стволам нагнетательных скважин для технологии водогазового воздействия на пласт	294
Шейко А.В.*, Горелкина Е.И. Алгоритм расчёта давления закачки водогазовой смеси по водоводам в процессах водогазового воздействия на пласт	298
Белезякова К.А.*, Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Риск-ориентированная методология оценки безопасности эксплуатации подводных трубопроводов	301
Бойченко С.В., Исмайлов Т.Р., Фатыкова Я.Р.* Применение водогазового воздействия на месторождении R.....	306
Гаджиев М.М.*, Харченко Ю.А. Выбор оптимального режима работы трубопроводов на шельфовых месторождениях при подводном виде обустройства	309
Гапизов Г.К. Современное состояние и перспективы развития нефтегазодобычи на шельфе Сахалина	312
Дзейтов Р.М.* Применение закачки воздуха на Мишкинском месторождении как метода увеличения нефтеотдачи.....	316
Ильницкий Д.А.* Расчет режима работы кратковременно-периодической эксплуатации скважин УЭЦН.....	320
Исмайлов Т.Р.*, Климова М.О. Комплекс промыслово-геофизических исследований с целью контроля закачки водогазовой смеси: опыт месторождения Неера и рекомендации для дальнейшего внедрения водогазового воздействия на пласт.....	324
Казантаев В.А.*, Денисов А.В. Регулирование процесса заводнения при неустойчивости фронта вытеснения нефти водой.....	328
Кулешова М.Р.*, Харченко Ю.А. Современное состояние и перспективы развития нефтегазодобычи на шельфе Печорского моря.....	333
Курабеков А.Т.*, Харченко Ю.А. Методы снижения ледовых нагрузок при разработке месторождений углеводородов на арктическом шельфе.....	337
Нгома Ш.Ж.* Базебифуа Т.Л.Э., Денисов А.В. Рациональное использование попутного нефтяного газа на месторождениях Республики Конго.....	341
Панферов А.Д.*, Денисов А.В. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на поздней стадии разработки нефтяного месторождения	345
Сергеев А.Д.* Актуальная проблематика разработки низкопроницаемых коллекторов нефти, мировой обзор.....	349

Петрова С.С.*, Вайнерман Б.П. Выбор местоположения и профиля эксплуатационной скважины на Южно-Островном нефтяном месторождении (Тюменская область)	353
Сивцев А.И. Увеличение минерализации законтурных вод как способ повышения эффективности разработки газовых и газоконденсатных месторождений Вилуйской синеклизы	357

СЕКЦИЯ 4. НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО

Подсекция 4.1. Геология, поиски, разведка и подсчет запасов месторождений углеводородов

Экспертиза проектной документации геологического изучения недр на УВС, CO₂, ПХГ/ПХН

Багликов А.В.* (ФГКУ «Росгеолэкспертиза», abaglikov@rgexp.ru)

Аннотация

В статье приводится краткий обзор законодательства РФ, экспертизы проектной документации геологического изучения недр на углеводородное сырье, диоксид углерода, подземные хранилища нефти и газа, используемых методических документов, приведены направления развития.

Ключевые слова

Геологическое изучение недр, углеводородное сырье, диоксид углерода, подземные хранилища газа, подземные хранилища нефти

Теория

Законодательство РФ

Одним из направлений деятельности ФГКУ «Росгеолэкспертиза» является экспертиза проектов геологического изучения недр.

Проектирование и осуществление геологического изучения недр предусмотрено действующим законодательством: Законом РФ «О недрах» (статья 23.6), постановлением Правительства РФ от 16.04.2022 № 674 «Об утверждении Правил проведения экспертизы проектной документации на осуществление регионального геологического изучения недр, геологического изучения недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки месторождений полезных ископаемых», приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 352 «Об утверждении Правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых» (далее - Правил проектирования) [1-3].

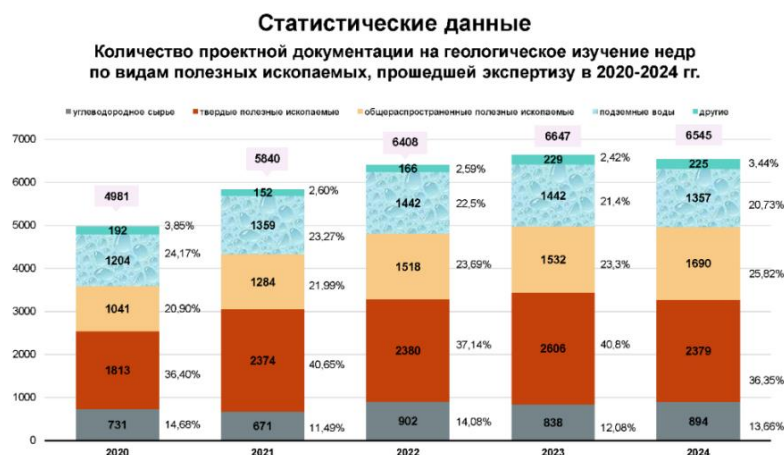


Рисунок 1. Количество проектов на геологическое изучение недр по видам полезных ископаемых

Проекты геологического изучения недр на УВС, CO₂, ПХГ/ПХН

Количество выпускаемых положительных экспертных заключений на проектную документацию по углеводородному сырью относительно постоянно и составляет от 671 до 902 проектов в год. На рисунке 1 приведено общее количество проектов по видам полезных ископаемых, прошедших экспертизу с 2020 г. по 2024 г.

Больше всего действующих проектов в Поволжском, Уральском и Сибирском федеральном округах. На рисунке 2 приведено количество действующих проектов углеводородного сырья по федеральным округам и субъектам РФ по состоянию на 31.12.2024 (данные приведены из ФГИС «СИБД» с 2014 г.).



Рисунок 2. Количество действующих проектов УВС по Российской Федерации

Методические документы

В 2022 году при участии ФГКУ «Росгеолэкспертиза» были разработаны «Методические рекомендации по применению правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых в части бурения глубоких скважин на углеводородное сырье, финансируемых за счет собственных, в том числе привлеченных, средств пользователей недр», «Методические рекомендации по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода», документы были приняты на НТС Росгеолэкспертизы, рассмотрены профильными институтами, и утверждены Роснедрами [4, 5].

В методических рекомендациях по каждому виду геологоразведочных работ были приведены основные требования, согласно нормативно-правовым документам, и приведены рекомендации по обоснованию и описанию работ со ссылками на отдельные актуальные и проверенные для применения ГОСТы, РД, инструкции необходимые для достижения

ожидаемых результатов геологоразведочных работ, а также приведены требования к составу и оформлению разделов проектной документации, таблиц и графических приложений.

Методические рекомендации по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода содержат основные определения, выделены основные типы объектов размещения CO₂, основные оценочные параметры (критерии), которым должен соответствовать объект размещения CO₂, предложен типовой комплекс геологоразведочных работ.

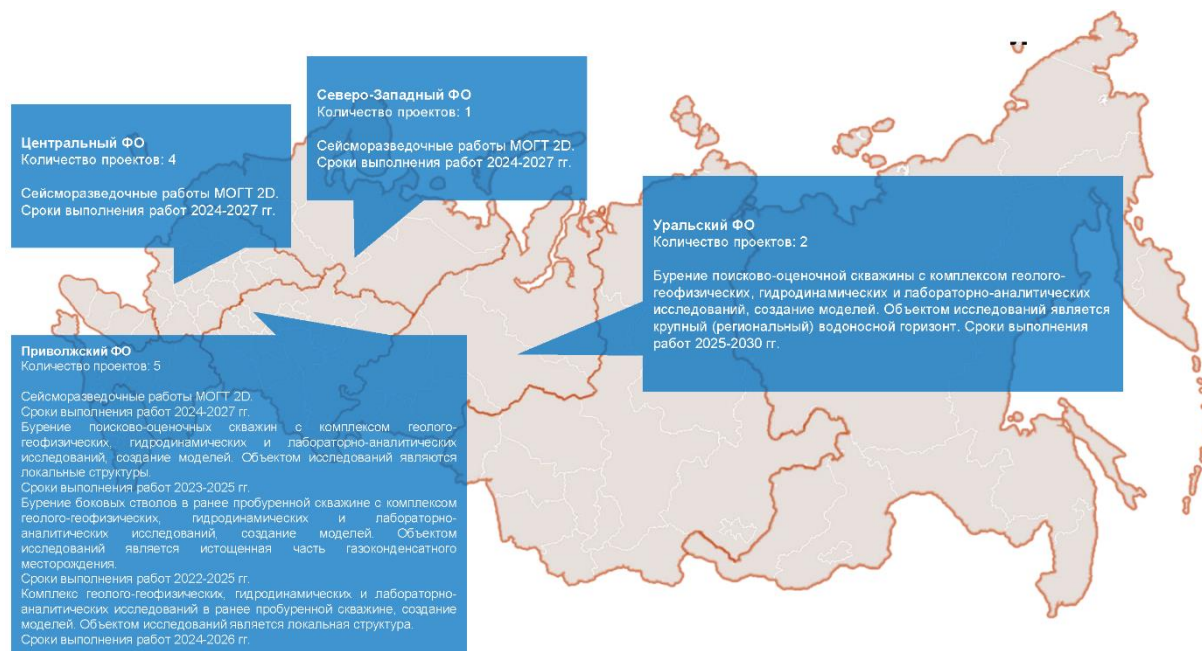


Рисунок 3. Проекты геологического изучения недр по размещению CO₂ на территории Российской Федерации

С начала 2022 г. по настоящее время всего выдано 12 положительных экспертных заключения на проектную документацию на осуществление геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений с целью размещения диоксида углерода (рисунок 3). Наибольшее количество проектов действует в Приволжском и Центральном федеральных округах. Объектами геологического изучения для размещения диоксида углерода являются как небольшие локальные структурные ловушки, так и региональные горизонты, а также части (залежи) истощенных газоконденсатных месторождений. При этом проектами запланированы сейсморазведочные работы 2D, бурение поисково-оценочных скважин с комплексом геолого-геофизических, гидродинамических и лабораторно-аналитических исследований, создание геологических, гидродинамических, геомеханических и геохимических моделей.

Направления развития

Ведется подготовка новых Правил проектирования, взамен действующих Правил проектирования, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 352, в рамках которых предлагаются некоторые изменения общих требований к проектной документации (основания для подготовки дополнений к действующей проектной документации, основания

для подготовки новой проектной документации взамен действующей и другое), уточнение требований к отдельным видам геологоразведочных работ, в том числе к сейсморазведочным работам и бурению глубоких скважин на углеводородное сырье. Предложены требования к локальному мониторингу состояния недр и к геологоразведочным работам с целью размещения в пластах горных пород диоксид углерода, хранилищ углеводородного сырья.

Также предложены унифицированные формы машиночитаемых разделов проектной документации.

Выводы

Действующее законодательство о недрах позволяет активно проектировать и осуществлять различные геологоразведочные работы. При этом существует потребность в актуализации и унификации методических документов по видам геологоразведочных работ с учетом современных и (или) устоявшихся требований, в том числе необходимость унификации форм машиночитаемых разделов проектной документации для эффективной и качественной обработки, всестороннего анализа и принятий решений в рамках цифровизации.

Библиография

1. Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» // Собрание законодательства РФ, 06.03.1995, № 10, ст. 823.
2. Постановление Правительства РФ от 16.04.2022 № 674 «Об утверждении Правил проведения экспертизы проектной документации на осуществление регионального геологического изучения недр, геологического изучения недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки месторождений полезных ископаемых» // Консультант Плюс: [сайт]. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_415061/
3. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 № 352 "Об утверждении Правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых" (зарег. в Минюсте России 01.07.2016 № 42717). - URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/3046.pdf>
4. Методические рекомендации по применению правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых в части бурения глубоких скважин на углеводородное сырье, финансируемых за счет собственных, в том числе привлеченных, средств пользователей недр. - URL: <https://www.rgexp.ru/wp-content/uploads/2023/02/MP-УВС-2022.10.14.pdf>
5. Методические рекомендации по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода. - URL: <https://www.rgexp.ru/wp-content/uploads/2023/02/MP-CO2-2022.10.17.pdf>

***Нефтегазовые ресурсы глубокозалегающих палеозойских
отложений западного шельфа Арктики***

***Маслов В.В.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, maslov.v@gubkin.ru),
Дзюбло А.Д. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Институт проблем нефти
и газа Российской академии наук, dzyublo.a@gubkin.ru),
Агаджанянц И.Г. (ФГБУ «ВНИГНИ», agadzhanantz@vnigni.ru)***

Аннотация

Основным резервом для существенного прироста запасов углеводородов (УВ) является континентальный шельф РФ. Арктический шельф РФ по открытым запасам, перспективным и прогнозируемым ресурсам является уникальным резервом углеводородов. Начальные суммарные ресурсы (НСР) УВ Арктической зоны РФ по состоянию на 01.01.2022 г. составляют 281 млрд т усл. топлива. На сухопутную часть приходится 57,6 % (161,8 млрд т усл. топлива) всех НСР Арктической зоны РФ, на морскую — 42,4% (119,1 млрд т усл. топлива). Наиболее высоко оценен западно-арктический шельф (Баренцево, Печорское и Карское моря) — 92,2 % (109,8 млрд т усл. топлива) [1].

Принципиально важным результатом морских геологоразведочных работ является установление новых нефтегазоперспективных комплексов на уже открытых месторождениях. Примером может служить увеличения нефтегазовых ресурсов Баренцево, Печорского и Карского морей по результатам ГРП. Исследования палеозойских отложений региона базируются на основе новых данных о геологическом строении глубокозалегающих горизонтов, результатах современных геолого-геофизических и геохимических исследований морских работ, анализа предшествующих публикаций и опыта авторов.

Ключевые слова

Арктический шельф, палеозой, нефть, газ, геологоразведочные работы

Теория

Баренцево море

Баренцевоморский шельф включает несколько газонефтеносных (мезозой) и потенциально нефтегазоносных (палеозой) комплексов доверхнедевонский (перспективный); верхнедевонско-нижнепермский; верхнепермско-триасовый; юрский; меловой (перспективный) (рис.1). На площади российской части Баренцева моря, залежей углеводородов в палеозое пока не обнаружено поскольку породы залегают на большой глубине, а бурение поисковых скважин проводилось в ограниченном количестве. Тем не менее поисковый интерес связан в основном с карбонатными рифами Кольско-Канинской моноклинали, сводом Федынского, Адмиралтейским валом. Наличие на Адмиралтейском валу крупных верхнепалеозойских структур-ловушек Пахтусовой и Адмиралтейской тому подтверждение [2].

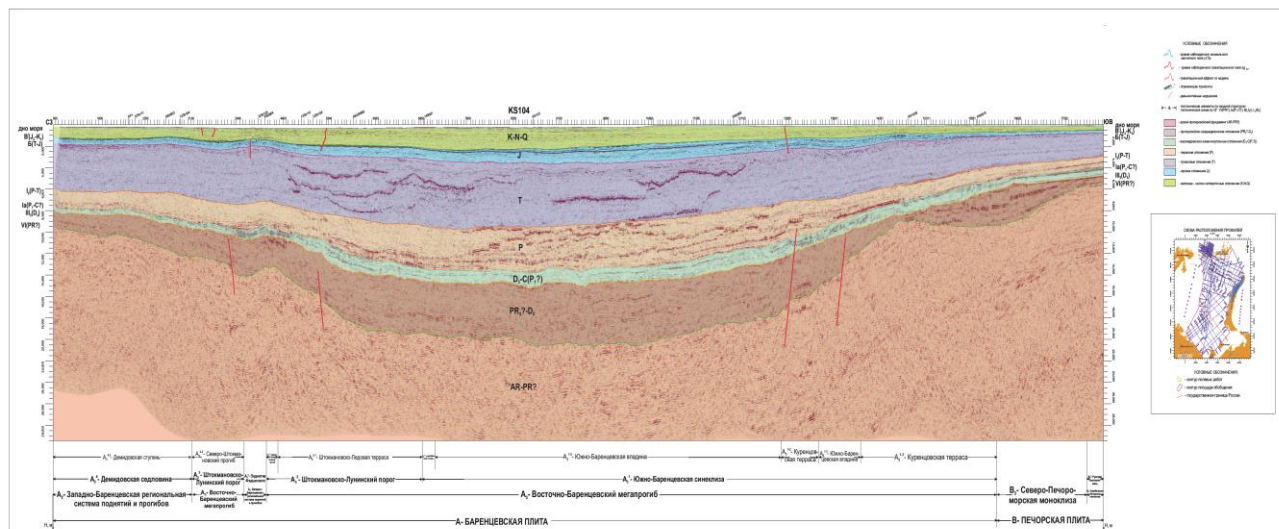


Рисунок 1 Сейсмологический разрез по профилю KS104, Баренцево море (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Печорское море

В восточной части Печороморского шельфа открыты крупные нефтяные месторождения: Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское, Мадачагское. Разведанные запасы и ресурсы углеводородов позволяют считать, что в недалеком будущем на шельфе Печорского моря будет сформирован новый нефтедобывающий кластер.

Залежи нефти открыты в палеозойских отложениях нижнепермского-каменноугольного возраста, в девоне и силуре.

Ордовикско-нижнефранский нефтегазоносный мегакомплекс на территории Варандей - Адзвинской структурной зоны – перспективный объект наращивания ресурсной базы углеводородов шельфа Печорского моря [3].

Карское море

В акватории Карского моря выделяется два самостоятельных осадочных бассейна, характеризующихся различным возрастом отложений и различными перспективами нефтегазоносности осадочных комплексов. Уточненная по результатам стратиграфического бурения палеозойская модель осадочного чехла Северо-Карского бассейна подтверждает оптимистический прогноз прошлых лет на этот участок Арктического шельфа. Вскрытые сейсмогеологические комплексы имеют терригенный и карбонатный состав и представляют поисковый интерес на нефть и газ от отложений ордовика до среднего девона [4].

Часть акватории, расположенная к югу от архипелага Новая Земля, выделена в составе Южно-Карской региональной депрессии, которая является северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна [5].

В нефтегазоносном отношении Южно-Карская нефтегазоносная область, входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Продуктивный разрез мезозойских отложений, представлен меловыми и юрским комплексами, в которых открыты газовые (Ленинградское, Русановское, им. Динкова и другие) и нефтяное месторождение Победа. Продуктивность палеозойского комплекса Ямальской нефтегазоносной области доказана на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении, где к палеозойским известнякам приурочена высокодебитная газоконденсатная залежь. Породы палеозойского возраста вскрыты бурением на Восточно-Новопортовском, Усть-Юрибейском и Бованенковском месторождениях [6].

В акватории Байдарацкой губы Карского моря комплексными геолого-геофизическими и геохимическими исследованиями установлено крупные локальные поднятия в верхнеюрских и палеозойских отложениях (рис.2). В пределах нижнего структурного этажа закартировано восемь локальных поднятий по кровле предположительно девонских и каменноугольных отложений. Самые крупные поднятия Южморгеология, Приуральское и им. А.С. Горшкова выявлены в отложениях карбона и девона.

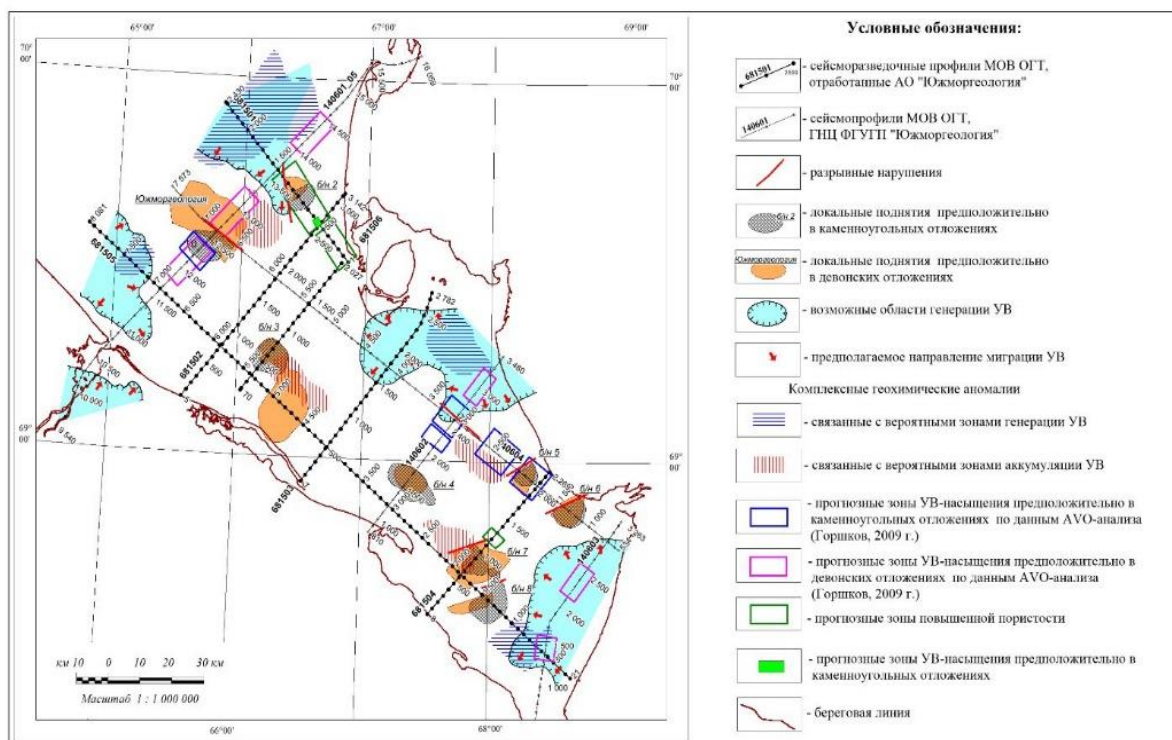


Рисунок 2. Схема локальных поднятий и зон УВ насыщенности палеозойских отложений Байдарацкой губы (АО «Южморгеология»)

Выводы

Палеозойский нефтегазовый комплекс регионально распространён в Баренцевом, Печорском и Карском морях на глубинах доступных для бурения скважин и освоения месторождений нефти и газа. Первоочередными объектами геологоразведочных работ являются мелководные акватории Печорского моря, где к потенциально нефтеносным следует отнести отложения нижнего девона-силура на месторождениях Медыньское-море, Приразломное, Мадачагское.

Совокупность данных геолого-геофизических и геохимических исследований в Байдарацкой губе, совместно с доказанной нефтегазоносностью палеозойских отложений на прилегающей суше (в Тимано-Печорской провинции и на Ямале), позволяет рассматривать эту акваторию в качестве перспективного объекта проведения геологоразведочных работ и открытия залежей углеводородов.

В дальнейшем поисково-разведочные работы предлагается проводить в Баренцевом море и в Северо-Карском бассейне, как технологически сложные и затратные.

Библиография

1. Мельников П.Н., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Уварова И.В., Кравченко М.Н., Шиманский С.В., Козлова А.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020-2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения // Геология нефти и газа. - 2024;(3):5–18. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-5-18.
2. Ступакова А.В., Демидов А.Н., Карнаухов С.М. и др. Атлас геологических и гидрометеорологических условий арктических и дальневосточных морей Российской Федерации. – М., 2020 – 204 стр.
3. Дзюбло А.Д., Агаджанянц И.Г. Уточнение геологического строения нефтегазовых комплексов Печорского моря и сухопутного обрамления на основе комплексирования данных различных методик сейсморазведочных работ. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. №9 (381). С. 28-37
4. Суслова А.А., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Гилаев Р.М., Гатовский Ю.А., Коробова Н.И., Гумеров А.Р., Сахабов Т.Р., Колесникова Т.О. (2023). Строение северного сектора Баренцево-Карского региона для прогноза его нефтегазоносности. Георесурсы, 25(2), с. 47–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.4>
5. Дзюбло А.Д., Маслов В.В. Перспективы освоения углеводородного потенциала палеозойских отложений шельфа Западной Арктики России / ANAS Transactions. Earth Sciences. Special Issue / 2023. 65-72; DOI: 10/33677//ggianasconf20230300016
6. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Дзюбло А.Д., Агаджанянц И.Г. Пути реализации поисково-разведочных работ на нефть и газ в юго-западной части Карского моря // Арктика: экология и экономика. – 2024.- Т. 14, № 4.- С. 488-499- DOI: 10/25283/4594-2024-4-488-499.

***Перспективы нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений
южного борта Терско-Каспийского прогиба (Бенойско-Черногорский участок)
по результатам региональных сейсморазведочных работ***

**Немцов Н.И. (ФГБУ «ВНИГНИ», ninemtsov@vnigni.ru),
Лукова С.А. * (ФГБУ «ВНИГНИ», lukova@vnigni.ru),
Фомина Е.А. (ФГБУ «ВНИГНИ», fomina@vnigni.ru)**

Аннотация

Создание каркаса сейсмических профилей в пределах Бенойско-Черногорского участка южной части Терско-Каспийского прогиба и комплексная интерпретация полученных сейсмических данных и ретроспективной геолого-геофизической информации позволили уточнить представления о модели строения и перспективах нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений.

Выделены и оконтурены перспективные зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) и локальные поисковые объекты в нижнемайкопских, палеоцен-эоценовых (фораминиферовых), меловых и верхнеюрских отложениях. Объемным способом выполнена оценка УВ потенциала мезозойско-кайнозойской части разреза.

Для обеспечения наращивания сырьевой базы региона предложено проведение дополнительных объемов сейсморазведочных исследований МОГТ 2D, параметрическое и поисково-оценочное бурение, опробование в старом фонде скважин выделенных по ГИС перспективных интервалов нижнемайкопских и хадумских отложений.

Ключевые слова

Терско-Каспийский прогиб, Бенойско-Черногорский участок недр, прогноз нефтегазоносности, сейсморазведочные работы, зоны нефтегазонакопления, углеводородный потенциал, направления геологоразведочных работ

Теория

Северо-Кавказский регион является старейшим нефтегазодобывающим регионом страны, однако, в настоящее время, вносит весьма незначительный вклад в объемы добычи углеводородного сырья в Российской Федерации. Существенными препятствиями для наращивания добычи углеводородов являются выработанность значительной доли месторождений и сокращение разведанных запасов УВ. При этом, геологическая изученность отдельных территорий и интервалов разреза осадочного чехла на сегодняшний день остается крайне низкой.

Априорная геологическая модель строения Бенойского поднятия и Черногорской моноклинали, являющиеся элементами южного борта Терско-Каспийского прогиба, до проведения в 2022-2024 гг. сейсморазведочных работ МОГТ 2D за счет средств федерального бюджета базировалась на немногочисленных региональных сейсмопрофилях, отработанных в 1970-1980 гг., ограниченном объеме кондиционной (кратностью выше 80) сейсморазведки МОГТ 2D на Суворовской, Ножай-Юртовской и других площадях и бурения, в основном, структурных и структурно-картировочных скважин. Сейсморазведочные работы из-за сложности рельефа проведены только в доступных долинах рек. Пробуренные в 1940-1980 гг. скважины осветили разрез, главным образом, миоцен-олигоценых отложений, за исключением Бенойской площади с установленной нефтегазоносностью палеоцен-эоценовых и верхнемеловых. Единичные глубокие скважины распространены на площади исследования неравномерно и имеют весьма ограниченный комплекс ГИС.

Данные факты обусловили целесообразность постановки современных региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D с целью уточнения геологической модели строения южного борта Терско-Каспийского прогиба и обоснование комплекса дальнейших геологоразведочных работ (ГРР). На сегодняшний день актуальной задачей ГРР является не только поиск ловушек УВ в интервалах разреза с установленной нефтегазоносностью в традиционных ловушках антиклинального типа меловых и кайнозойских отложениях, но и в малоизученных глубоко погруженных юрских, а также ловушек неструктурного типа [1, 2].

Результаты комплексной интерпретации нового сейсмического материала МОГТ 2D с/п 02/23-24 в объеме 650 пог. км (полнократных) и геолого-геофизических данных прошлых лет позволили выявить особенности геологического строения Бенойско-Черногорского участка по основным отражающим горизонтам (ОГ) мезозойско-кайнозойского возраста. Структурные построения выполнены по семи ОГ, приуроченным к кровли сарматских, чокракских, майкопских, эоценовых, верхне- и нижнемеловых и верхнеюрских отложений, характеризующих геологическое строение основных литолого-стратиграфических комплексов.

Согласно выполненным структурным построениям и палеотектоническому анализу, участок исследований характеризуется структурно-тектоническими условиями, позволяющими отнести его к зоне деструкции. В пределах района работ фиксируется сеть разрывных нарушений субширотного и северо-западного направлений, выделенных по новым сейсморазведочным данным и ранее выполненной геологической съемки [3]. Амплитудность вертикальных подвижек по разломам в различных блоках варьирует в диапазоне 200-300 м в северном сегменте до 1000 м и более в южном. Аномалии сейсмической записи, связанные с разрывными нарушениями, характерны, в основном, для юрско-мелового комплекса отложений, в палеоген-неогеновом дизъюнктивы встречаются значительно реже.

Установлено, что структурно-тектонический план района, как и в целом Терско-Каспийского прогиба и Восточного Предкавказья имеет субширотную направленность, структурные поверхности практически по всем ОГ совпадают в плане, что возможно объяснить временем окончательного формирования основных структурно-тектонических элементов - новейший этап тектогенеза [4, 5].

Межскважинная корреляция литолого-стратиграфических комплексов, определение литолого-фациальных особенностей отложений, выделение в разрезе пород-коллекторов и их количественных характеристик и флюидоупоров, а также анализ геохимических параметров нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) позволили уточнить модели строения и перспективы нефтегазоносности основных нефтегазоносных комплексов (НГК). Установлено, что основные перспективы нефтегазоносности района исследований связаны с меловыми, палеогеновыми, а также верхне-среднеюрскими отложениями.

На основании результатов комплексного анализа структурной и динамической интерпретации новых и ретроспективных геолого-геофизических материалов, а также литолого-фациальных моделей строения НГК уточнены границы установленной Бенойской и оконтурены новые перспективные Ножай-Юртовская, Северо-Сюретская, Сюретская, Бассовская и Варандийская ЗНГН (Рис. 1).

В пределах вышеназванных ЗНГН выделены локальные нефтегазо-перспективные объекты (ловушки УВ) различных генетических типов, преимущественно тектонически и частично литологически экранированного тип

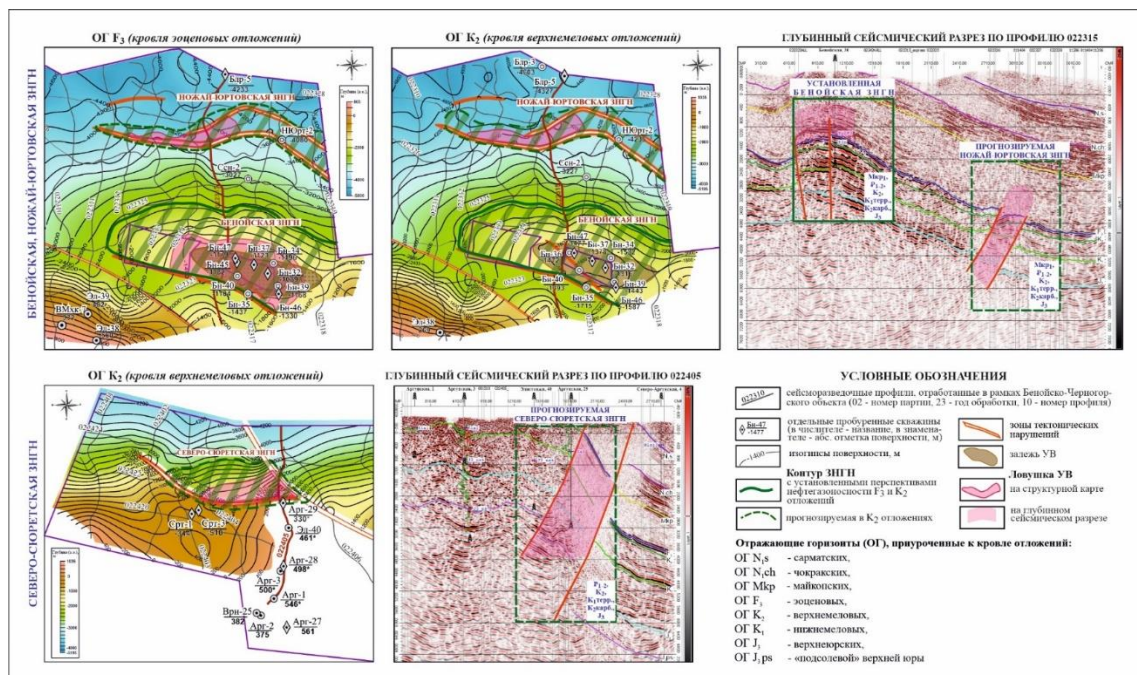


Рисунок 1. Выделение нефтегазоперспективных объектов УВ в нижнемайкопских, палеоцен-эоценовых, верхне- и нижнемеловых и верхнеюрских отложениях Бенойской, Ножай-Юртовской и Северо-Сюретской ЗНГН. Суммарные ресурсы УВ категории Дл нефтегазоперспективных объектов в разрезе юрско-майкопских отложений составили - 111,896 млн.т.усл. УВ (геол.), 50,917 млн.т.усл. УВ (извл.)

С целью уточнения перспектив нефтегазоносности осадочного чехла южной бортовой зоны Терско-Каспийского прогиба и обеспечения восполнения сырьевой базы УВ рекомендуется бурение двух параметрических скважин: первоочередная - Северо-Сюретская, 1 (5500 м) и второй очереди - Ножай-Юртовская, 1 (5000 м) и поисково-оценочного бурения, что обусловлено отсутствием керна и полного комплекса ГИС для проведения современных аналитических исследований мезозойско-кайнозойских пород и получения более достоверных данных о петрофизических, литолого-стратиграфических, палеогеографических и геохимических характеристиках разреза осадочного чехла с целью повышения прогноза нефтегазоносности территории. Для оптимизации точек заложения скважин следует выполнить дополнительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 2D.

В старом фонде скважин целесообразно провести опробование выделенных по ГИС перспективных интервалов разреза в нижнемайкопских и хадумских отложениях.

Выводы

По результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов существенно уточнены особенности геологического строения участка исследований по ОГ мезозойско-кайнозойского возраста и перспективы нефтегазоносности основных НГК. Выделены и оконтурены перспективные ЗНГН и преимущественно тектонически и литологически экранированного типов локальные поисковые объекты. Проведена оценка их нефтегазового потенциала.

Научно обоснованы виды и объемы дальнейших ГРП с целью детализации и повышения прогноза нефтегазоносности южной части Терско-Каспийского прогиба и воспроизводства минерально-сырьевой базы УВ.

Библиография

1. Немцов Н.И., А.Е. Березий, Г.Н. Гогоненков, М.Б. Скворцов. Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геологоразведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных геологоразведочных работ 2020-2022 гг. и ранее проведенных исследований. Геология нефти и газа. 2023, № 4, с. 176-190.
2. Соборнов К.О. Предгорный Дагестан: строение, нефтегазоносность и потенциал наращивания запасов. Изучение Предгорного Дагестана. Труды Института Геологии Дагестанского научного центра РАН, № 1 (84), 2021, с. 4-15.
3. Летавин А.И., Орел В.Е., Чернышев С.М. и др. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа. М.: Наука, 1987.
4. Демина Л.И., Копп М.Л., Короновский Н.В., Леонов М.Г., Леонов Ю.Г., Ломизе М.Г., Панов Д.И., Сомин М.Л., Тучкова М.И. Большой Кавказ в альпийскую эпоху – М.: ГЕОС, 2007. – 368 с. ISBN 978-5-89118-406-0
5. Станулис В.А., Хлуднев В.Ф. Некоторые проблемные вопросы геологии и нефтегазоносности Терско-Сунженского района (Северный Кавказ, Терско-Каспийский краевой прогиб) // Геология и полезные ископаемые Большого Кавказа. М.: Наука, 1987, с. 246-255.

***Условия формирования и закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в
надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной
провинции***

Осипова Э.В.* (ФГБУ «ВНИГНИ», osipova@vnigni.ru)

Аннотация

Юго-запад Прикаспийской НГП характеризуется крайне низкой степенью разведанности несмотря на высокий нефтегазовый потенциал. В восполнении ресурсной базы нефтегазового комплекса территории исследований важная роль отводится надсолевому комплексу, как наиболее доступному для освоения.

Проведённый комплексный анализ позволил разработать единый подход к выделению зон нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) в надсолевом комплексе. В качестве надсолевых ЗНГА для областей соляной тектоники рассматриваются солянокупольные структуры (соляной купол, соляная гряда) и примыкающие к ним борта межкупольных мульд, которые в совокупности представляют собой самостоятельные нефтегазовые системы.

Ключевые слова

Прикаспийская НГП, нефтегазогеологическое районирование, надсолевой комплекс, зоны нефтегазоаккумуляции, месторождения нефти и газа

Теория

Нефтегазогеологическое районирование Прикаспийской НГП по надсолевому комплексу большинством исследователей проводится на основании морфологических признаков строения солянокупольных структур, либо на тектонической основе, путём реконструкций регионального структурного плана надсолевых отложений или на основе структурного плана подсолевого комплекса.

При первом подходе, в качестве основного признака рассматривалась степень интенсивности диапиризма. В зависимости от характера внедрения соли в надсолевую толщу и от возраста перекрывающих отложений соляные купола разделяют на три типа: непрорванные, скрытопрорванные и прорванные. К каждому типу куполов приурочен свой тип ловушек. В прибортовых зонах Прикаспийской впадины развиты в основном непрорванные, либо скрыто прорванные купола. К ним приурочен преимущественно надсводовый тип ловушек в виде антиклиналей ненарушенных сбросами. В глубину впадины увеличивается интенсивность солянокупольного тектогенеза, что обеспечивает многообразие условий для формирования ловушек разного типа. [1].

При втором подходе исключалось влияние солянокупольной тектоники и восстанавливался региональный структурный план надсолевых отложений с выделением крупных поднятий и прогибов. Положительные элементы рассматривались как наиболее перспективные ЗНГА [2].

Как правило, нефтегазогеологическое районирование Прикаспийской НГП проводится для всего осадочного чехла, основываясь на структурном плане подсолевых отложений [3].

Надсолевые отложения следует рассматривать, как самостоятельный нефтегазопоисковый комплекс. Нефтегазогеологическое районирование, выполненное на структурной основе подсолевого комплекса, не может служить основой при планировании и размещении работ на надсолевой комплекс.

Несовпадение структурных планов подсолевого и надсолевого комплексов, автономность процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в них определяют необходимость выделения самостоятельных ЗНГА в надсолевых отложениях. В отличие от

подсолевого комплекса, где ЗНГН контролируются, как правило, крупными положительными структурами, в надсолевом комплексе подобных ярко выраженных структурных элементов не выделяется. Структурный план надсолевых отложений в значительной степени завуалирован соляной тектоникой, что крайне затрудняет проведение тектонического и нефтегазогеологического районирования по надсолевым отложениям.

По вопросу об источниках УВ, формирующих залежи нефти и газа в мезозойских отложения Прикаспийской НГП, издавна существуют различные мнения. Одни исследователи главную роль в формировании залежей нефти и газа в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины отводят вертикальной миграции УВ из подсолевых пород, другие считают, что надсолевые залежи УВ сингенетичны с вмещающими их мезозойскими отложениями и сформировались за счет собственного генерационного потенциала.

Важную роль в решении вопроса о том, сингенетичны или эпигенетичны залежи УВ с вмещающими мезозойскими отложениями в Прикаспийской впадине сыграли комплексные исследования геохимических особенностей палеозойских и мезозойских нефтей, проведенные в ФГБУ «ВНИГНИ» М.К. Калинко, Т.А. Ботневой, В.В. Ильинской, Р.Г. Панкиной, Н.С. Шуловой [4]. Ими установлено, что нефти подсолевых и надсолевых отложений Прикаспийской впадины, как правило, генерировались разными материнскими толщами. Нефти девонских, каменноугольных, пермских, триасовых и юрских отложений обладают специфическими генетическими характеристиками (структурой парафиновых цепей, отношением пристана к фитану и изотопным составом серы) и генетически связаны с этими же отложениями. Лишь в некоторых месторождениях фиксируются перетоки нефти из одних комплексов в другие, причем количество эпигенетических нефтей по сравнению с сингенетичными незначительно. Наличие триасовых и юрских НГМТ удовлетворительного класса подтверждено аналитическими исследованиями керн, проведенными силами ФГБУ «ВНИГНИ» и АО «НВНИИГТ» в составе надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской НГП, что допускает вероятность формирования залежей нефти и газа в одновозрастных отложениях за счёт латеральной миграции УВ из глубокопогруженных мульд (до 5-6 км) в приподнятые части солянокупольных структур. Наличие нефтяных залежей в нижнемеловых, верхнемеловых и палеогеновых отложениях скорее всего связано с вертикальными перетоками УВ из нижележащих горизонтов триаса и юры в зонах развития дизъюнктивных нарушений над соляными куполами. Из подсолевых отложений наиболее вероятны перетоки преимущественно газообразных УВ через бессолевые мульды.

В условиях солянокупольной тектоники межсолевые мульды являются преимущественно источниками генерации и миграции УВ, образованных за счёт собственного потенциала надсолевых отложений, либо, в случае бессолевых мульд, поступивших из подсолевых отложений. Примыкающие к мульдам приподнятые зоны залегания надсолевых отложений (солянокупольные структуры) являются зонами преимущественного нефтегазонакопления. Граница между зонами генерации и аккумуляции УВ достаточно условна, поскольку и в зонах генерации (мульдах) при наличии ловушек на путях миграции УВ из осевых частей мульд могут формироваться скопления УВ.

Анализ размещения надсолевых месторождений в юго-западной части Прикаспийской впадины (15 месторождений в Сарпинском прогибе и отсутствие на Астраханском своде) свидетельствует о формировании надсолевых залежей, преимущественно, за счёт реализации собственного генерационного потенциала в условиях больших глубин.

Исходя из вышеизложенного, для областей соляной тектоники в качестве зон нефтегазонакопления по надсолевым отложениям предлагается рассматривать солянокупольные структуры (соляной купол, соляная гряда) и примыкающие к ним бортовые части межкупольных мульд, представляющие собой самостоятельные нефтегазовые системы,

в пределах которых осуществляются процессы генерации, миграции (в том числе за счёт подтока из подсолевых отложений) и аккумуляции УВ.

Разработанный подход использован при выделении ЗНГН в надсолевых отложениях Хаптагайского участка Сарпинского прогиба (рис. 1) [5], где 2020-2022 гг. за счёт средств федерального бюджета была отработана сеть региональных сейсмопрофилей. В качестве структурной основы для оконтуривания ЗНГН использована структурная карта по кровле кунгурского соленосного комплекса. Всего в пределах Хаптагайского участка в надсолевых отложениях выделено 11 ЗНГН.

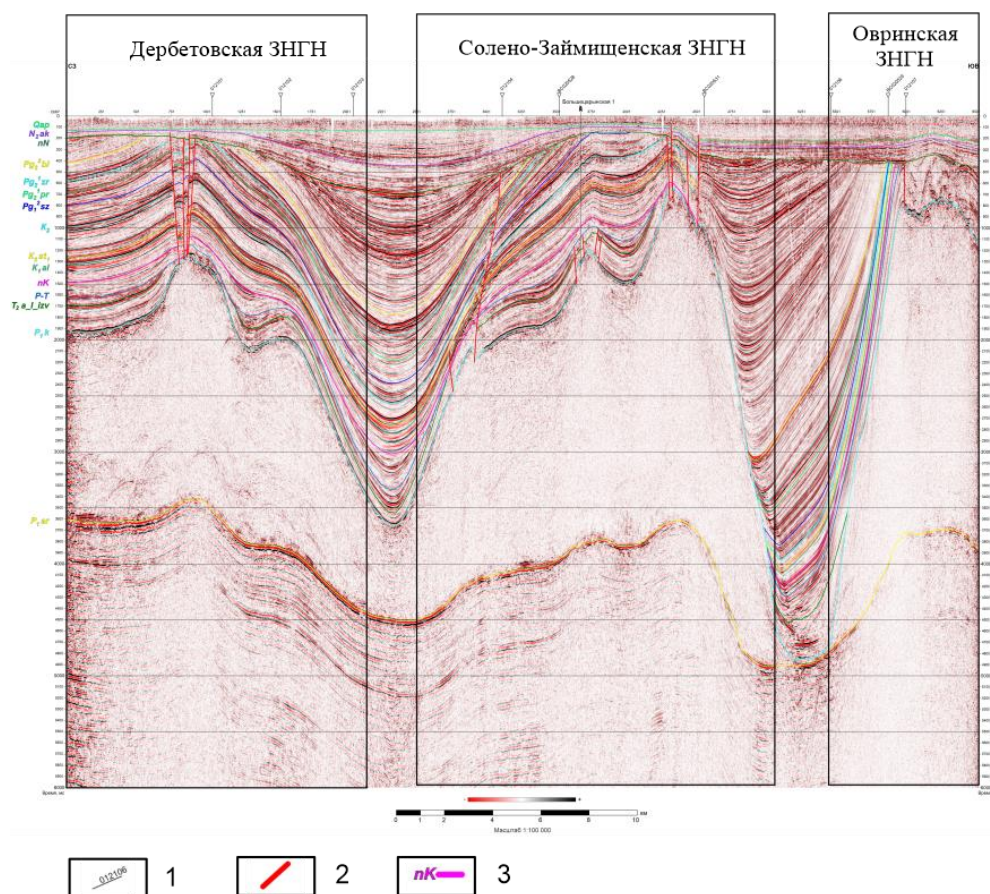


Рисунок 1. Выделение надсолевых зон нефтегазоаккумуляции на временном сейсмическом разрезе по профилю 012109

Усл. обозначения: 1 – сейсмические профили, 2 – разрывные нарушения, 3 – отражающие горизонты

В целом, все выделенные ЗНГН характеризуются однотипным строением, связанным с особенностями строения и формирования солянокупольных структур. Для них характерно наличие центральной приподнятой (сводовой) и периферийной (склоновой) зоны.

Отмеченный характер строения солянокупольных структур и приуроченных к ним ЗНГН, определяет зональность размещения в их пределах ловушек УВ разного типа. В сводовых частях солянокупольных структур преобладают ловушки антиклинального типа. При высоком залегании кровли соляных куполов надсолевые структуры интенсивно нарушены, характеризуются наличием сбросов, грабенных, выпадением из разреза отдельных горизонтов. В тех случаях, когда соляные тела глубоко погружены, структуры отличаются слабой тектонической нарушенностью и полнотой надсолевого разреза. На склонах соляных

куполов существуют благоприятные условия для формирования ловушек выклинивания, стратиграфического срезания и примыкания к соляным телам.

Выводы

Выполненный всесторонний анализ особенностей строения, условий формирования и размещения залежей УВ позволил разработать единый подход к выделению надсолевых ЗНГН, как самостоятельных нефтегазовых систем, и рекомендовать участки для лицензирования, соответствующие ЗНГН, что является основой для эффективного проведения поисково-разведочных работ в надсолевом комплексе.

Библиография

1. Воронин Н.И., Федоров Д.Л. Геология и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской синеклизы. – Саратов: Изд-во Саратовского гос. университета, 1976. – 192 с.
2. Кочерьянц С.Б., Акчулаков У., Проничева М.В. Тектоническое районирование надсолевого комплекса Прикаспийской впадины/ Тр. ВНИГНИ, вып. 199, М., 1977, с. 96-101
3. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Хераскова Т.Н., Патина И.С., Постникова И.С. О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Георесурсы, 2021 г., Т. 23. №1. с. 60-69
4. Калинин М.К.; Ботнева Т.А., Ильинская В.В., Панкина Р.Г., Шулова Н.С. О генетических различиях нефтей подсолевых и надсолевых отложений Прикаспийской впадины – в кн.: Прогноз нефтегазоносности Казахстана и сопредельных территорий. Тр. ВНИГНИ. вып.212, Москва 1970, с. 140-145.
5. Кондратьев А.Н., Осипова Э.В. Особенности строения и размещения зон нефтегазонакопления в подсолевых и надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Геология нефти и газа 5. 2023 г

Тектонические процессы и их влияние на пластовые системы

Сивцев А.И. (ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова», maraday@yandex.ru),

Петров Д.М.* (ФГБУН ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» «Институт проблем нефти и газа СО РАН», qanala@mail.ru),

Александров А.Р. (ФГБУН ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» «Институт проблем нефти и газа СО РАН», sutuka1956@mail.ru)

Аннотация

Непско-Ботуобинская антеклиза Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции отличается высокой плотностью углеводородных ресурсов и, соответственно, большим количеством открытых месторождений. В статье рассматривается природа аномально низких пластовых давлений в вендских терригенных отложениях. Предложена модель образования АНПД за счет нисходящей миграции пластовых вод во вновь образованные разрывные нарушения земной коре. При этом закрытость изучаемой территории соленосными отложениями и многолетнемерзлыми породами только усиливают дефицит пластового давления за счет ограничения инфильтрационных вод. Предложенная модель позволяет прогнозировать АНПД в слабоизученных территориях, что актуально для северо-восточной России и оценки нефтегазоносности региона.

Ключевые слова

Непско-Ботуобинская антеклиза, углеводородные ресурсы, пластовое давление, многолетнемерзлые породы, тектонические процессы

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ № 125020301277-6.

Теория

В настоящее время по плотности углеводородных ресурсов и по количеству открытых месторождений нефти и газа Непско-Ботуобинская антеклиза (НБА) выделяется среди нефтегазоносных областей Республики Саха (Якутия).

Разрез осадочного комплекса Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО) на 75-95% представлен карбонатно-галогенными породами. Терригенные отложения развиты преимущественно на юго-восточной части в основании осадочного чехла. Их суммарная мощность на различных площадях изменяется от 20 до 620 м, увеличиваясь к востоку от Среднеботуобинского месторождения к Вилюйско-Джербинскому.

Одна из особенностей геологического строения региона - широкое развитие дизъюнктивных нарушений в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте. В целом район характеризуется высокой степенью закрытости недр, обусловленной региональным развитием соленосных отложений и многолетнемерзлых пород.

В венд-кембрийском продуктивном комплексе отложений устанавливается своеобразное распределение пластовых давлений по отдельным резервуарам, как по разрезу, так и по латерали. В частности, показано падение измеренных пластовых давлений сверху вниз по разрезу на всей территории НБА обуславливающее аномально низкое пластовое давление (АНПД) в нижней части разреза. В региональном плане также намечена определенная закономерность в поведении установленного АНПД. Отклонение величин АНПД составляют от 4-5 МПа в ботуобинском горизонте Среднеботуобинского и

Иреляхского месторождений до 7-7,5 МПа в вилючанском горизонте Верхневилючанского и Вилуюско-Джербинского месторождений. Другой особенностью НБА является относительная охлажденность разреза.

Некоторые исследователи возникновения АНПД связывают с охлаждением недр в период четвертичных оледенений и образованием зоны многолетнемерзлых пород. Яковлев Ю.И. и Семашев Р.Г. показали [1], что при существующих величинах АНПД недр в период четвертичных оледенений должны были охладиться более чем на 120°C, что нереально. При этом, в верхнем осинском горизонте в пределах НБА фиксируется даже незначительное АВПД.

Анциферов А.С. предположил, что АНПД обусловлено изолирующими свойствами многолетнемерзлых пород (ММП), которые затрудняют нисходящую фильтрацию поверхностных вод и, тем самым, ограничивают вертикальную составляющую регионального гидростатического напора на величину, пропорциональную их мощности [2]. Даже обнаружил некоторую связь толщины ММП и величины АНПД. Вместе с тем по уточненным данным прямой связи между толщиной ММП и величиной АНПД не установлено. В региональном плане толщина ММП увеличивается в северном направлении, а АНПД в восточном направлении (рис.1).

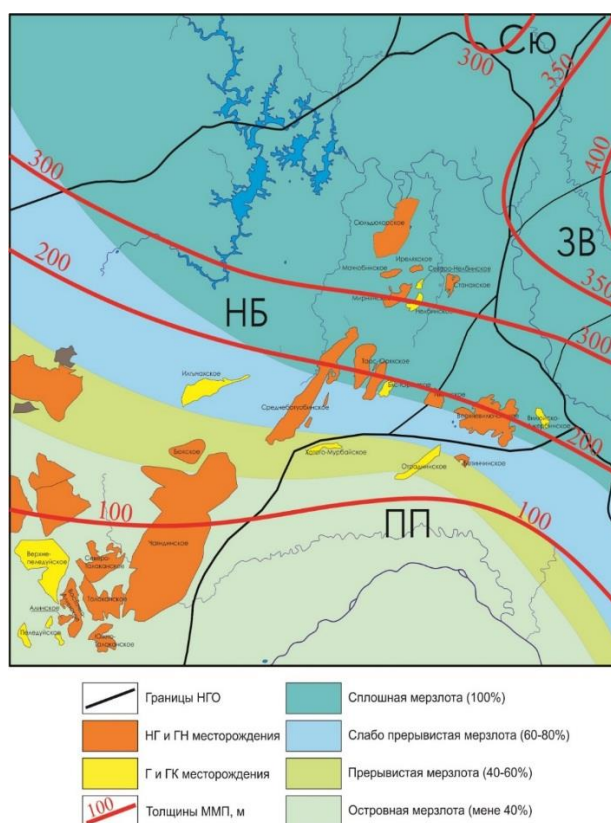


Рисунок 1. Схемный распространения и структура многолетнемерзлых пород

Также имеется весьма оригинальная идея образования залежей НБ НГО за счет нисходящей миграции нефти, газа и воды [3]. При этом юрхской свите отведена роль нефтематеринской, а отжимка генерированных ею УВ происходит за счет повышения внутривисочного давления в процессе генерации. Возможно, в катастрофических ситуациях (разрушение залежи), или в лабораторных условиях нисходящая миграция имеет место быть. Однако, в условиях медленного и непрерывного процесса нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции вряд ли возможна нисходящая миграция нефти и газа, когда существует возможность движения по латерали, или вверх.

По всей видимости, термобарические особенности пластовых систем НБА диктуются

преимущественно тектоникой района. В настоящее время тектоническая активность в непосредственной близости от НБА фиксируется в Байкальской рифтовой зоне (БРЗ) по повышенной сейсмичности (рис.2). Здесь в год происходит до 2500 землетрясений. При этом, на основе анализа фокальных механизмов землетрясений было установлено, что до среднего течения р. Олекма преобладают растягивающие усилия БРЗ [4].

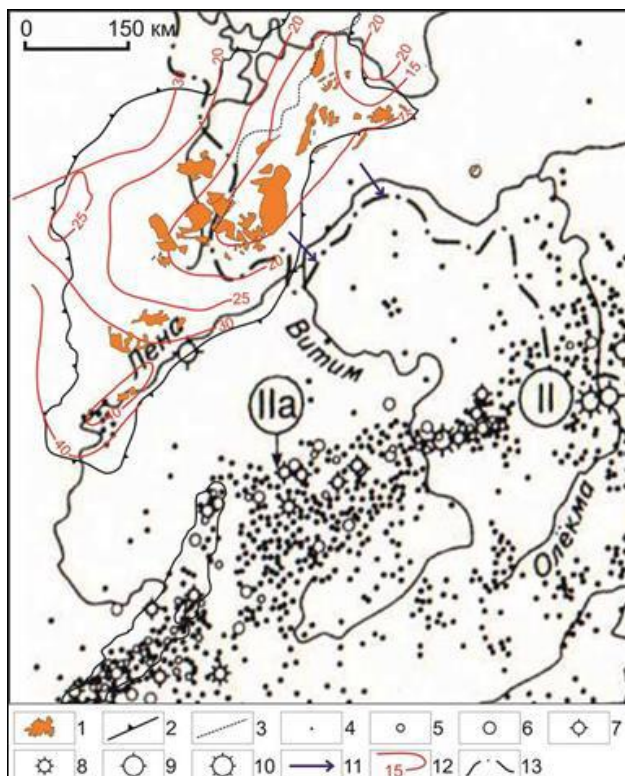


Рисунок 2. Схема сопоставления эпицентров землетрясений Олекминского фланга Байкальской рифтовой зоны с месторождениями нефти и газа Непско-Ботуобинской антеклизы.

Условные обозначения: 1 – месторождения УВ, 2 – контур НБА, 3 – линия выклинивания терригенного венда, магнитуды землетрясений: 4 – до 4; 5 – 4-5; 6 – 5-5,5; 7 – 5,5-6; 8 – 6-6,5; 9 – 6,5-6,8; 10 – 6,8 [4]; 11 – направление движения вод; 12 – температура на кровле рифей-вендского терригенного комплекса, °С [5]; 13 – административная граница Республики Саха (Якутия). II – Байкало-Становой пояс, IIa – Байкальская рифтовая зона

Тектонические процессы растяжения земной коры в БРЗ создают очаги разуплотнения земной коры. Эти очаги разуплотнения земной коры активно стягивают ресурсы гидросистемы, прежде всего, по самым проницаемым частям разреза, т.е. по терригенным отложениям венда идет процесс нисходящей миграции.

Присутствия сплошной зоны ММП создает мультипликативный эффект за счет ограничения инфильтрационных вод, что препятствует восстановлению давления. Примечательно, на месторождениях нефти и газа на территории Иркутской области также фиксируется дефицит пластового давления. Но величины дефицита давлений не такие значительные как в Якутской части НБА, что, по всей видимости, обусловлено островным характером распространения ММП в пределах Иркутской части НБА.

Косвенным подтверждением стягивания воды в нижнюю часть разреза является аномально низкая пластовая температура. Поскольку вода является известным теплоносителем и чуть ли не единственным поставщиком тепла из недр земли при отсутствии вулканизма, то ее нисходящая

миграция обуславливает пониженные пластовые температуры в НБА.

Выводы

Сделан вывод, что АНПД в нефтегазоносных месторождениях на уровне вендских терригенных отложений НБА обусловлено стягиванием пластовых вод в сторону Предпатовского прогиба по терригенным отложениям венда. Отток вод происходит в зоны тектонического разуплотнения в Олекминском фланге Байкальской рифтовой системы.

Предлагаемая модель образования АНПД в проницаемых комплексах НБА представляется достаточно адекватным и позволяет сделать прогноз АНПД в пластах в слабоизученных территориях. На обширной северо-восточной части Российской Федерации остаются территории с низкой степенью геолого-геофизической изученностью. Прежде всего, к таким территориям в пределах Республики Саха (Якутия) относятся Тастахский и Индигиро-Зырянская прогибы с достаточно активными тектоническими процессами.

Библиография

1. Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа //Геология нефти и газа. №9, 1982. С.36-39.
2. Анциферов А.С. О причинах аномально низких пластовых давлений в нефтегазоносных отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы //Доклад АН СССР. т. 242, №5, 1978. С. 1130-1132.
3. Косачук Г.П., Буракова С.В., Буточкина С.И., и др. К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы //Вести газовой науки. №5(16), 2013. С. 114-123.
4. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) /Отв. ред. Парфенов Л.М., Кузьмин М.И. Москва: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. 571 с.
5. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР. Новосибирск: Наука, 1986. 245 с.

К вопросу о величинах запасов углеводородов в нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

***Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН,
s_punanova@ipng.ru)***

Аннотация

Обобщены исследования по оценке масштабности скоплений углеводородов (УВ) в мезозойских нефтегазоносных комплексах (НГК) северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Выявлены связи геологических запасов залежей с основными характеристиками коллектора, его фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Проведена оценка перспективных объектов на основании геохимических исследований и при учете данных о масштабности скоплений. В результате установленных зависимостей оцениваются перспективы обнаружения скоплений УВ и рекомендуются первоочередные виды геолого-геохимических исследований.

Ключевые слова

Масштабность скоплений, величины запасов, фильтрационно-емкостные свойства, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, нефтегазоносные комплексы, виды исследований

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН FMME-2025-0012 125021-2. Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года).

Теория

Целью настоящего исследования является анализ и систематизация связи основных параметров залежи, таких как эффективный его объем и коллекторские свойства – проницаемость и пористость, с величиной геологических запасов. Для решения поставленной задачи, опираясь на литературные данные и результаты собственных работ, обобщены и систематизированы материалы по геологическим запасам УВ скоплений в мезозойских НГК Западно-Сибирского НГБ. В работе использованы материалы Государственных балансов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 1 января 2022 г. Учтены геологические запасы (категорий А+В+С1) жидких УВ (нефть+конденсат, тыс. тонн) и газообразных УВ (свободный газ, конденсатосодержащий газ, растворенный газ, млн. м³). В соответствии с классификацией, месторождения по величине начальных запасов (тыс. тонн) расчленяются на 4 группы: I – мелкие (от менее 5 000–15 000), II – средние (15 000–60 000), III – крупные (60 000–300 000) и IV – уникальные (более 300 000). Залежи с запасами более 1 млрд тонн условного топлива относятся к гигантским скоплениям (по классификации ОАО «Газпром»).

Объекты исследования и методы

Геолого-промысловые характеристики залежей мезозойских НГК Западной Сибири: ФЕС пород-коллекторов, их эффективный объем; балансовые запасы УВ 2022 года. Статистический анализ связи геологических параметров месторождений с масштабностью скоплений для каждого комплекса, интерпретация данных Rock-Eval.

Введение

Так как задача поддержания добычи нефти и газа на высоком уровне усложняется год от года, проведенный анализ минерально-сырьевой базы мезозойских НГК на основе типизации скоплений УВ по величине начальных запасов с выяснением причин разномасштабности месторождений и залежей представляется актуальным, своевременным и имеет большое научное и практическое значение. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов подробно представлены в [2, 3].

Результаты и обсуждение

В результате исследований проанализированы свойства коллекторов юрско-меловых НГК и их эффективный объем.

В таблице 1 на основе анализа величины геологических запасов и ФЕС коллекторов дана сравнительная оценка НГК. Наряду с констатацией очевидных зависимостей, важно выявить, с одной стороны, показатели, показывающие наиболее четкие связи параметров, и, с другой стороны, существующие различия в выявленных связях для залежей из различных НГК. При сравнении статистических данных отмечено, что для юрских залежей достаточно четко проявляется связь запасов скоплений УВ с эффективным объемом коллекторов, их пористостью и проницаемостью. Однако нижнесреднеюрский НГК характеризуется по средним категориям запасов большим эффективным объемом, чем верхнеюрский, при том, что крупные по запасам залежи имеют сходные величины. Максимальны эффективные объемы коллекторов уникальных по запасам скоплений УВ.

Коллектора верхнего продуктивного комплекса обладают по всем категориям запасов существенно большим эффективным объемом, чем коллектора ачимовского и юрских комплексов. И более высокодебитные залежи обладают и большими объемами коллекторов. Максимальны эффективные объемы коллекторов гигантских по запасам скоплений УВ.

По средним данным ФЕС отложений ачимовского комплекса отличаются очень низкими величинами вне зависимости от величин запасов, тогда как отложения верхнего продуктивного комплекса характеризуются коллекторами с высокими емкостными свойствами (пористость до 0,3 доли ед., а проницаемость до 0,5 мкм²) [4]. Диапазон изменения величин проницаемости более значителен для верхнего продуктивного комплекса, и зависимость величины запасов в этом комплексе от проницаемости проявляется более наглядно.

Характерной особенностью отложений верхнего продуктивного комплекса является угленасыщенность и высокая песчанистость, которая увеличивается в восточном и северо-восточном направлениях. В среднем на разведанных площадях доля коллекторов составляет 60-75 %. Песчано-алевролитовые разности отложений комплекса характеризуются отличными коллекторскими свойствами.

Детально изученные в течение трех этапов работ по бюджетной теме ИПНГ РАН (2022-2024 г. г.) НГК нижнесреднеюрских, верхнеюрских и меловых (ачимовский и верхний продуктивный комплекс – апт, альб, сеноман) отложений северных регионов Западной Сибири по величине геологических запасов, их связи с основными характеристиками коллектора (эффективным объемом и фильтрационно-емкостными свойствами – пористостью и проницаемостью), с литофациальными, катагенетическими и структурными особенностями региона являются самостоятельными, имеющими высокогенерационные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ); масштабность скоплений в них контролируется факторами, присущими индивидуально каждому комплексу [3]. На изучаемой территории главные НГМТ связаны с меловыми, верхнеюрскими и нижнесреднеюрскими отложениями.

В работах [1, 5] приводятся сведения о нефтематеринских свитах и высоких генерационных показателях как юрских, так и меловых отложений.

Таблица 1. Характеристика коллекторов мезозойских нефтегазоносных комплексов и их эффективный объем

Нефтегазоносные комплексы	Свойства коллектора	Характеристика залежей средних, крупных, уникальных и гигантских по запасам месторождений УВ			
		Средние	Крупные	Уникальные	Гигантские
Верхний продуктивный	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	1138688,9–1421250	3 726 037,8–9 464 121,7	4734439,14 – 91804687,5	13 361 873,2– 332 760 502,9
	Средняя пористость, доли ед.	0,18	0,22–0,24	0,15–0,31	0,17–0,28
	Средняя проницаемость, мкм ²	нет данных	0,0526-0,10	0,001-0,489	0,024–0,36
Ачимовский	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	63 180–1 769 378	1 544 881,7–3 175 203,7	Отсутствуют залежи	7 788 795,1–131 308 660,4
	Средняя пористость, доли ед.	0,13–0,185	0,142–0,169		0,14–0,15
	Средняя проницаемость, мкм ²	0,000476–0,0145	0,00068–0,00123		0,00047
Верхнеюрский	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	4 906–1 182 441	203 198–4 545 318	Отсутствуют залежи	Отсутствуют залежи
	Средняя пористость, доли ед.	0,126–0,19	0,15–0,17		
	Средняя проницаемость, мкм ²	0,0028–0,17	0,06–0,14		
Нижне-среднеюрский	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	94 472–1 268 136	2 480 835–4 485 114	182 026–8 393 876	Отсутствуют залежи
	Средняя пористость, доли ед.	0,123–0,17	0,13–0,18	0,15–0,16	
	Средняя проницаемость, мкм ²	0,0006–0,01	0,02	0,01–0,33	

Апробация научно-методических решений прогноза поисков мегарезервуарных скоплений нефти и газа проведена на нескольких площадях Ямальской и Южно-Карской нефтегазоносных областей. На основании существующей продуктивности и результатов пиролиза ОВ пород (метод Rock-Eval) намечены перспективные объекты. Представляют

интерес в плане выявления крупных скоплений УВ доюрские и палеозойские отложения на площадях Восточно-Бованенковская и Тарминская и нижнесреднеюрские и доюрские отложения, также, включая и, возможно, палеозойские, на площадях Малыгинская и Сядорская [3]. Программа методических рекомендаций и видов исследования может базироваться на следующих позициях: детальное изучение геолого-геофизических материалов объектов выбранных месторождений; оценка тектонической и палеофациальной обстановок; изучение масштабности скоплений по балансам запасов 2023-2024 годов; количественные значения площади (объема) резервуара, высоты залежей, ФЕС коллекторов; качественная и количественная оценка надежности флюидоупора (состав, толщина, наличие нарушений или проницаемых прослоев); геохимическая характеристика нефтегазоматеринских свит, их генерационный потенциал: пиролиз Rock-Eval, микроэлементный, битуминологический и другие виды анализов; построение моделей месторождения с охватом глубоких горизонтов: литофациальной, структурной, петрофизической, геохимической, геофлюидальной.

Выводы

Нефтегазоносные комплексы нижнесреднеюрских, верхнеюрских и меловых (ачимовский и верхний продуктивный комплекс – апт, альб, сеноман) отложений северных регионов Западной Сибири по величине геологических запасов являются самостоятельными, способными генерировать большие количества УВ скоплений в мегарезервуарах осадочного бассейна. Это научно-практическое положение обосновано результатами обобщения и систематизации данных по геологическим запасам УВ всех рассмотренных комплексов с привязкой гигантских, уникальных и крупных по геологическим запасам залежей к ФЕС коллекторов. Апробация научно-методических решений прогноза поисков мегарезервуарных скоплений нефти и газа проведена на нескольких площадях Ямальской и Южно-Карской нефтегазоносных областей.

Библиография

1. Конторович В.А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря // Геология и геофизика. 2020. № 12. С. 1735–1755.
2. Дмитриевский А.Н., Пунанова С.А., Шустер В.Л. Научно-методический подход к прогнозу и поискам крупных и гигантских скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам // Геология нефти и газа. 2023. № 6. С. 7–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-7-17.
3. Пунанова С.А. К вопросу о выборе наиболее эффективных видов исследований при прогнозировании и поиске крупных скоплений углеводородов на севере Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15. № 4. С. 323–337. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>
4. Пунанова С.А., Добрынина С.А. О геолого-геохимических особенностях скоплений углеводородов с разными запасами в меловых отложениях Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 34–40. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-34-40
5. Фурсенко Е.А., Бурухин А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири // Геохимия. 2021. Т. 66. № 12. С. 1077–1105.

***Масштабность скоплений углеводородов и геолого-геохимическая
ситуация региона: на примере Западной Сибири***

***Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН,
s_punanova@ipng.ru)***

Аннотация

В докладе сообщаются результаты исследований по связи масштабности скоплений залежей углеводородов (УВ) в нефтегазоносных комплексах (НГК) северных регионов Западной Сибири с литолого-фациальными, катагенетическими, тектоническими и геодинамическими особенностями процессов нефтегазогенерации и аккумуляции нефти и газа. Показано, что НГК являются самостоятельными, способными генерировать большие количества УВ в мегерезервуарах; для каждого изученного комплекса рекомендованы определенные виды работ и методы исследований, необходимые для выявления и поисков крупных скоплений нефти и газа.

Ключевые слова

Геологические запасы, углеводороды, виды исследования, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, нефтегазоносные комплексы

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН FMME-2025-0012 125021-2. Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года).

Теория

Изучение и критический анализ данных по геологическим запасам месторождений, а также значительного литературного и аналитического материала по региону свидетельствуют о том, что наиболее информативными показателями оценки перспектив нефтегазоносности применительно к изучаемым НГК северных регионов Западной Сибири являются тектонический, литолого-фациальный, геохимический и структурно-формационный. Это связано с тем, что именно эти факторы и процессы контролируют развитие здесь наиболее крупных скоплений УВ.

Методы и объекты исследования

Анализ связи масштабности залежей каждого НГК с геологической историей бассейна седиментации и геохимическими процессами – типом органического вещества (ОВ) и условиями его катагенетического преобразования. В работе использованы материалы Государственных балансов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 1 января 2022 г.

Введение

Несмотря на разносторонние многочисленные исследования мезозойских отложений севера Западной Сибири, многие проблемы геологической и геохимической ситуации региона, такие как закономерности пространственного размещения залежей различного фазового состояния, прогнозирование наиболее перспективных зон аккумуляции, масштабность запасов отдельных залежей и месторождений и некоторые другие остаются не решенными и/или их решение требует дополнительной проработки. Лишь в некоторых из них сделан

акцент на выбор наиболее информативных геолого-геохимических критериев и их связь с масштабностью месторождений [2, 4, 6]. Это объясняется сложностью геологической истории региона, широким диапазоном нефтегазоносности, большим разбросом глубин залегания, сильной дифференциацией УВ состава и фазового типа флюидов, большой литологической изменчивостью коллекторов и покрышек. В представленной работе при оценке масштабности УВ скоплений в НГК обращено особое внимание на геохимическую характеристику исходных нефтегазоматеринских свит и на стадийность их катагенетических преобразований [1, 5].

Результаты и обсуждение

Анализ связи масштабности месторождений юрских НГК со структурными элементами выявил приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений к крупным положительным структурным элементам – мега- и мезовалам. Так, Бованенковское и Новопортовское месторождения (уникальные по запасам в J_{1-2}) располагаются соответственно на Бованенско-Нурминском мегавалу и на Южно-Ямальском мезовалу; Новогоднее и Харампурское месторождения (крупные по запасам в J_3) установлены соответственно на Вынгапуровском меговалу и в Восточно-Пурской мегамоноклинали. Наметилась некоторая зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного ОВ. При сравнении стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ отмечено, что с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатнонефтяной и газоконденсатной.

В ачимовском НГК современные тектонические структуры не контролируют распространение разных по запасам УВ скоплений. Уникальность этой толщи и ее огромные запасы обусловлены в основном фациально-литологическим фактором, а именно стратиграфическими, палеобатиметрическими и морфологическими особенностями отложений. Большинство нефтегазоперспективных объектов в ачимовской толще представляют собой сложнопостроенные неантиклинальные ловушки, резервуарами для залежей УВ в которых служат литологически-экранированные песчаные пласты. Особенностью ачимовской толщи является значительная протяженность линзовидных тел при относительно быстром их выклинивании.

Характер распределения мегарезервуаров нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе, который объединяет континентальные угленосные и прибрежно-морские фации отложений апта, альба и сеномана, детально проработан [2, 4]. Добавление материалов по геологическим балансам за 2022 год внесли некоторые коррективы. На схеме (рисунок 1) размещения УВ скоплений в верхнем продуктивном комплексе выделены области месторождений-гигантов и области преимущественного уникальных по запасам скоплений. На схеме показаны также изолинии высот залежей [3].

Месторождения-гиганты (Медвежье, Уренгойское и Ямбургское) приурочены к Надым-Пурской НГО (Центрально-Уренгойский мезовал) в центральной части синеклизы и к Ямальской НГО на Бованенковско-Нурминском мегавалу (месторождения Бованенковское и Крузенштернское). К востоку, югу и юго-западу располагаются месторождения-гиганты Восточно-Мессояхское, Заполярное, Русское, Харампурское и Северо-Комсомольское, которые автор не объединил с Ямбургско-Уренгойской зоной, т.к. они разъединены зоной месторождений с уникальными и крупными запасами. Очертания выделенных зон, различающихся по категориям запасов, очень близки к изолиниям высот залежей. Зоны максимальных запасов, образующие два центра – Надым-Тазовский и Ямальский, характеризуются максимальными величинами высот ловушек, которые имели и максимальную глубину погружения. Сопоставление величин высот залежей (по данным [3]) с геологическими запасами свидетельствует об их явной коррелируемости. Тектоника северных

регионов в неоген-четвертичное время была значительно активнее центральных, здесь проявились интенсивные структурно-формационные движения с образованием поднятий-ловушек с большими амплитудами (более 200 м).



Рисунок 1. Схема размещения углеводородных скоплений с разной категорией запасов УВ в верхнем продуктивном комплексе

Условные обозначения. Месторождения по начальным запасам (в тыс. тонн усл т): 1 – гиганты > 1 000 000; 2 – уникальные 300 000-1 000 000; границы зон развития месторождений преимущественно: 3 – с гигантскими; 4 – с уникальными запасами УВ; 5 – изолинии высот залежей. Месторождения по запасам (нумерация месторождений на схеме ранжирована по величине начальных запасов УВ, начиная с максимальных значений): гиганты: 1 – Уренгойское; 2 – Ямбургское; 3 – Заполярное; 4 – Бованенковское; 5 – Русское; 6 – Восточно-Мессояхское; 7 – Харампурское; 8 – Медвежье; 9 – Крузенштернское; 10 – Северо-Комсомольское; уникальные: 11 – Харасавэйское; 12 – Южно-Русское; 13 – Береговое; 14 – Комсомольское; 15 – Южно-Тамбейское; 16 – Тазовское; 17 – Восточно-Таркосалинское; 18 – Северо-Уренгойское; 19 – Западно-Мессояхское; 20 – Губкинское; 21 – Вынгапуровское; 22 – Ямсовейское; 23 – Северо-Тамбейское; 24 – Барсуковское; 25 – Еты-Пуровское

Выводы

На основе детализированной оценки масштабности УВ скоплений НГК северных регионов Западной Сибири установлено, что по величине геологических запасов, их пространственному размещению и фазовому состоянию юрские и меловые НГК является самостоятельными, при этом масштабность скоплений контролируется факторами, присущими индивидуально каждому комплексу. В связи с этим, можно рекомендовать виды работ и методы исследований, необходимые для выявления и поисков крупных скоплений

нефти: J₁₋₂ и J₃ – тектонический анализ, выявление крупных поднятий – валов и мегавалов; K₁ (ачимовский комплекс) – литолого-фациальный анализ (палеобатиметрический, морфоструктурный, клиноформный), сейсмические профили с выявлением сейсмических образов; K₁₋₂ (верхний продуктивный комплекс, апт, альб, сеноман) – геоструктурный анализ, выявление высокоамплитудных ловушек.

Благоприятным условием высокой продуктивности рассмотренных НГК является наличие в каждом из них мощных нефтегазоматеринских свит, которые при существовавших катагенетических условиях («нефтяное и газовое окно») стали нефтегазопроизводящими, нефтегазодонаторными, способными генерировать и отдавать в коллектор большие количества УВ различного фазового состояния в виде жидких скоплений и газовых.

Библиография

1. Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ярославцева Е.С. Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 21–27.
2. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. Тюмень. ООО МНП «ГЕОДАТА». 2020. 464 с.
3. Карагодин Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентраций гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный подход) // Георесурсы. 2006. Вып. 18. № 1. С. 28–30.
4. Пунанова С.А. Масштабность скоплений углеводородов в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири и причины её изменчивости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 7(391). С. 5–13.
5. Ступакова А.В., Большакова М.А., Сулова А.А. и др. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. 2021. Вып. № 2(23). С. 6–25. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs>.
6. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках // Георесурсы. 2021. № 1(23). С. 30–41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>.

Глубокие УВ месторождения – новый акцент старых противоречий

Родкин М.В.* (Институт проблем нефти и газа, rodkin@mitp.ru)

Аннотация

Открытие глубоких УВ месторождений с предположительно весьма большими запасами нефти и газа снова ставит вопрос о механизмах нефтегенеза. Приуроченность глубоких УВ месторождений к разломам, важной роли активных глубинных процессов как бы свидетельствуют в пользу абиогенного генезиса таких месторождений. Но состав глубоких нефтей вполне обычен, а для областей глубоких УВ месторождений характерны также пониженные значения теплового потока, чего не должно наблюдаться вблизи восходящих глубинных флюидных потоков. Характеристики глубоких УВ месторождений получают объяснение в рамках флюидодинамической модели нефтегенеза Б.А. Соколова и ее развития и детализации в модели неравновесного проточного реактора автора. На основе этой модели предлагается вариант затребованной практикой геологоразведочных работ комплекса прогнозных признаков для поиска глубоких УВ месторождений.

Ключевые слова

Глубокие месторождения нефти, характерные признаки, комплекс прогнозных признаков возможного развития глубоких УВ месторождений

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН, тема № 125021302095-2, «Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)».

Введение

На фоне развивающейся исчерпаемости запасов УВ в верхних горизонтах осадочного чехла наблюдается быстрый рост числа открытий УВ месторождений на больших глубинах. Максимального развития добыча глубинных УВ получила в США (район Мексиканского залива) и в Китае (Таримский, Джунгарский, Ордосский, Сычуаньский бассейны). В работах [7, 9, 10, 12] даны обзоры данных о глубоких ($H > 4.5$ км) УВ месторождениях, их числе, объемах запасов и геологических характеристиках таких месторождений.

Согласно [12], на начало 2010-ых годов, на глубинах более 4.5 км в мире разрабатывались более 1000 месторождений углеводородов, их извлекаемые запасы нефти и газа составляли около 7% и 25% от общемировых естественно. Прогнозные запасы нефти и газа месторождений углеводородов глубиной 4,5–6 км составляли около 35% и 44% от общих извлекаемых запасов. Для месторождений нефти и газа глубиной более 6 км прогнозные запасы составляли около 5% от общего объема запасов (рис. 1). Если эти оценки и завышены, вклад глубинных ресурсов УВ все равно представляется весьма существенным. Заметим при этом, что глубокие месторождения УВ находят более случайно, так как обычные поисковые признаки ожидаемо не эффективны в случае глубоких УВ месторождений.

Такие данные по глубоким месторождениям УВ снова поставили вопрос о механизмах нефтегенеза. Неожиданно большая глубина глубоких УВ месторождений, тенденция их приуроченности к глубинным разломным зонам, указания на важную роль неких глубинных процессов и активизации этих процессов как бы свидетельствуют в пользу возможности абиогенного генезиса глубоких УВ. Но при этом состав нефтей вполне обычный, а для областей расположения глубоких УВ месторождений характерны пониженные значения

теплового потока, чего не может наблюдаться в районах развития восходящих глубинных флюидных потоков.

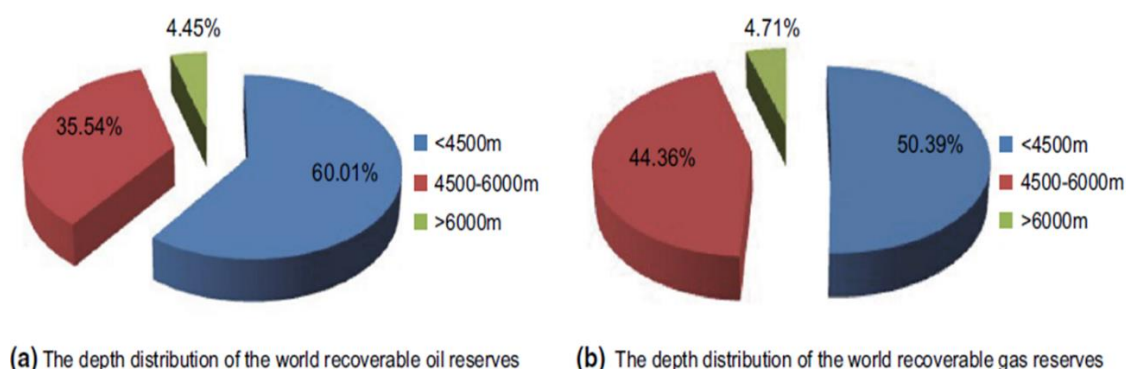


Рисунок 1. Оценка распределения запасов нефти и природного газа по глубине

Заметим также, что в последнее время заметно размывается характерное для еще недавнего прошлого строгое размежевание между сторонниками биогенной и абиогенной модели нефтегенеза. В работе А.Э. Конторовича [4] допускается вклад абиогенных источников в генерации нефтяных УВ, а в работе А.Н. Дмитриевского [2] формулируется положение о полигенезе нефтей. Применительно к глубоким УВ месторождениям встречается утверждение, что существование таких месторождений противоречит биогенной модели нефтегенеза. Но это не так. Еще в 1967 году Н.Б. Вассоевичем допускалась возможность нефтегазообразования в очень широком диапазоне глубин и температур, в частности, и на больших глубинах в условиях относительно пониженных температур. Нижняя граница предполагавшейся Н.Б. Вассоевичем области возможного нефте- и газообразования не противоречит данным по глубоким УВ месторождениям.

Возникает вопрос об условиях образования глубоких нефтеносных структур. В рамках классических представлений осадочно-миграционной теории нефтегенеза осадочные породы попадают на большие глубины в результате длительного прогибания земной коры и осадконакопления. Но как в этом случае в длительно погружающихся толщах осадков, перекрытых мощными теплоизолирующими толщами более молодых осадков, могли сохраниться достаточно низкие температуры? И почему нефтематеринский потенциал этих толщ не был реализован раньше, когда эти породы находились в предпочтительных РТ условий нефтегенеза? Эти вопросы приобрели важный практический смысл в связи с задачей поиска УВ на больших глубинах.

Разрешение противоречий представляется возможным в рамках флюидодинамической модели нефтегенеза Б.А. Соколова [8] и ее развития и детализации в модели неравновесного проточного реактора М.В. Родкина [5]. Другим важным источником информации являются результаты корреляционного анализа микроэлементного (МЭ) состава различных каустобиолитов, горных пород, глин, УВ и углекислых флюидов в сравнении с химическим составом верхней, средней и нижней коры и биоты [6, 11 и др.]. В результате анализа предлагается вариант комплекса прогностических признаков для поиска глубоких УВ месторождений, настоятельно затребованный практикой современных поисковых работ.

Анализ данных и результаты

Практический опыт указывает на ряд характерных особенностей глубоких УВ месторождений. Кроме приуроченности к разломным зонам [10, 11], такие месторождения отвечают зонам гидрогеохимической инверсии, где с увеличением глубины минерализация

вод уменьшается. Эта особенность даже предлагалась в качестве прогностического признака глубоких УВ отложений [3]. Отмечалась также связь залежей углеводородов с линейными аномалиями гравитационного поля [1]. Перечисленные признаки, лучше согласуются с моделью глубинного абиогенного нефтегенеза. Однако другой характерной четкой районов глубоких УВ месторождений являются пониженные значения температурного градиента и рост неоднородности теплового потока [12]. Эта черта глубоких УВ месторождений явно не согласуется с моделью абиогенного нефтегенеза. Трудно представить восходящие глубинные потоки, которые приводили бы к развитию относительно пониженных температур.

Решение проблемы требует обсуждения условий нафтидогенеза, в первую очередь, роли флюидного режима, важность которого подчеркивается в получившей широкое распространение флюидодинамической модели нефтегенеза Б.А. Соколова [8]. Развитием и детализацией этой модели является модель массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора М.В. Родкина [5, 6]. Согласно этой модели, возможность массивированного образования более высокоэнергетических компонент нефти на базе РОВ с меньшим химическим потенциалом обеспечивается промыванием реакторной области восходящим флюидным потоком и выносом метастабильных компонент нефти в верхние более холодные горизонты коры, где нефти могут накапливаться в ловушках и сохраняться длительное время.

Убедительным свидетельством в пользу этой модели стали результаты корреляционного анализа микроэлементного (МЭ) состава нафтидов, иных каустобиолитов, и других типов горных пород [6, 11, и др.]. Исследование корреляционной связи МЭ состава проб с типовым составом верхней, средней и нижней земной коры и биоты показало, что восходящий флюидный поток является типичным и, по-видимому, необходимым условием нефтегенеза. Было показано, что вклад нижнекоровых компонент в МЭ составе нафтидов систематически возрастает по мере трансформации исходного рассеянного органического вещества (РОВ) с образованием битума, затем сырой нефти и продуктов деградации нефти. Данные по УВ месторождениям, и по обычным, и по более глубоким, свидетельствуют, что этот восходящий глубинный поток флюидов имеет низкую минерализацию. Это весьма нетипично, так как глубинные флюиды, длительно контактирующие с разогретыми горными породами, имеют повышенную и высокую минерализацию. Поток глубинных низкоминерализованных флюидов может быть только результатом недавних реакций дегидратации. Известно также, что растворимость нефтей сильно зависит от минерализации вод и резко возрастает с уменьшением минерализации. Отсюда получаем, что наиболее благоприятные тектонические условия для нефтеобразования возникают в областях глубоких поддвигов, куда рассеянное вещество РОВ подается как по ленте конвейера, и где зона нефтеобразования промывается восходящим потоком молодых низкоминерализованных вод - продуктов реакции дегидратации, реализующейся в более глубоких частях зоны поддвига. Такая модель нефтегенеза сочетает в себе предпочтительные аспекты биогенной и абиогенной концепций нефтегенеза; кроме того, эта модель объясняет процесс концентрации рассеянных углеводородов в месторождениях УВ.

Выводы

Актуальна задача поиска глубоких УВ месторождений. Предложенная модель дает возможное объяснение эмпирически выявленных особенностей глубоких залежей УВ, и потому на ее основе можно предложить систему критериев для поиска глубоких залежей УВ. Пояса нефтегазоносности, в частности глубокой, в рамках этой модели будут связаны с современными и древними зонами субдукции (возрастом до 100 млн. лет) и с передовыми прогибами, связанными с глубинными надвиговыми структурами. Уточнение УВ потенциала может быть получено в каждом конкретном случае на основе детальных геологических и

палеотектонических данных, позволяющих оценить объемы осадочных пород и рассеянного органического вещества, погруженного в зоны надвигов.

Библиография

1. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Черненко А.И. Роль глубинных процессов в формировании углеводородных скоплений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2016. № 3. С. 86–101.
2. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа / Доклады Академии наук, 2008. Т. 419. № 3. С. 373 – 377.
3. Киреева Т.А. Гидрохимические особенности вод фундамента в связи с нефтеносностью. Геология нефти и газа. 2018. №1. С. 95–108.
4. Конторович А.Э. Эволюция нафтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 784.
5. Родкин М.В., Рукавишникова Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 63–68.
6. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуланова С.А.. Об относительной роли нижнекоровых верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031.
7. Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазоаккумуляции платформ Северной Евразии // Геология нефти и газа. 2023. № 3. С. 9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24
8. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестн. Моск. Ун-та, сер. 4, геология. 1996. № 4. С. 28–36.
9. Bai G.P., Cao B.F. Characteristic and distribution patterns of deep petroleum accumulations in the world // Oil Gas Geol. 2014. №1. P. 7–19.
10. Prischepa O.M., Kireev S.B., Nefedov Yu.V. et al. Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation // Frontiers in Earth Science. 2023. T. 11. P. 603.
11. Rodkin M.V., Ngo Thi Lu, Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // Vietnam Journal of Earth Sciences. 2021. V.43. N 1. P. 23–31. <http://doi.org/10.15625/0866-7187/15573>
12. Xiong-Qi Pang, Cheng-Zao Jia, Wen-Yang Wang. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. //Pet. Sci. 2015. N 12. P. 1-53. DOI 10.1007/s12182-015-0014-0

Потенциал нефтематеринских пород в Суэцком заливе, Египет

***Седдик А.А.А.М. * (РГУ Нефти И Газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Университет Сохаг,
a_elmostashar87@science.sohag.edu.eg)***

Аннотация

Бассейн Суэцкого залива в Египте расположен на стыке Африканской и Аравийской плит, где он отделяет Африканский континент от Синайского полуострова в результате дивергентного движения, началось в раннем миоцене.

Он обладает отличным углеводородным потенциалом и считается самым плодородным рифтовым бассейном нефтяной провинции в Африке и на Ближнем Востоке. В этом бассейне находится более 80 нефтяных месторождений с запасами от 1350 до менее 1 млн баррелей. Литостратиграфические подразделения Суэцкого залива состоят из дорифтовых, синрифтовых и пострифтовых пород (Рисунок 1).

Суэцкий залив известен своей многорезервуарностью, поскольку каждое нефтяное месторождение содержит несколько продуктивных коллекторов, возраст которых варьируется от докембрия до четвертичного периода.

Ключевые слова

Суэцкий залив, Нефтематеринские породы, Коричневый известняк, Тебес

Теория

Потенциал материнских пород в Суэцком заливе изучался многими авторами, такими как [1], [2], [3], [4], [5], [6], [7, 8], [9]. Потенциально богатые интервалы материнских пород были идентифицированы на основе содержания общего органического углерода (ТОС) и результатов пиролиза (S2) в пределах Суэцкого залива. В стратиграфическом порядке снизу вверх это верхнемеловые карбонаты (Коричневый известняк и Судр мел); эоценовые отложения формации Тебес, нижнемиоценовые отложения формации Рудейс и среднемиоценовые отложения формации Карим; а также свита Хаммам Фарун формации Белайим.

Верхнемеловые карбонаты Коричневый известняк (среднее содержание ТОС 3,5%) и эоценовая формация Тебес (среднее содержание ТОС 3,2%) представляют собой дорифтовые отложения, сформированные во время трансгрессии Тетиса на северо-востоке Африки [9]. Формация Рудейс (среднее содержание ТОС 2,5%), а также формация Карим и свита Хаммам Фарун (среднее содержание ТОС 1,5%, варьирующееся от 0,20 до 1,5%) являются синрифтовыми отложениями. С точки зрения содержания ТОС в хорошо сохранившихся материнских породах, синрифтовая последовательность более значима, чем дорифтовая [9].

Данные пиролиза Rock-Eval, полученные из различных образцов нефти в Суэцком заливе, были проанализированы и показывают, что образцы из Коричневый известняк, а также формаций Тебес и Матулла содержат более 2% ТОС и высокие значения водородного индекса (HI) (HI 300–675) при низких значениях кислородного индекса (OI) (OI 15–100), с керогенами типов I/II и III [9]. Доступные геохимические параметры указывают на наличие богатых органическим веществом материнских пород в нескольких стратиграфических последовательностях. Материнские породы в Суэцком заливе являются зрелыми или высоkozрелыми и содержат керогены типов II и II-I, способные генерировать углеводороды. Порог генерации нефти достигнут в позднем миоцене или плиоцене, между 10 и 4 млн лет назад [9].

Для нефтегазоносной системы: S – (материнская порода); R – коллектор; C – флюидоупор, по данным [10].

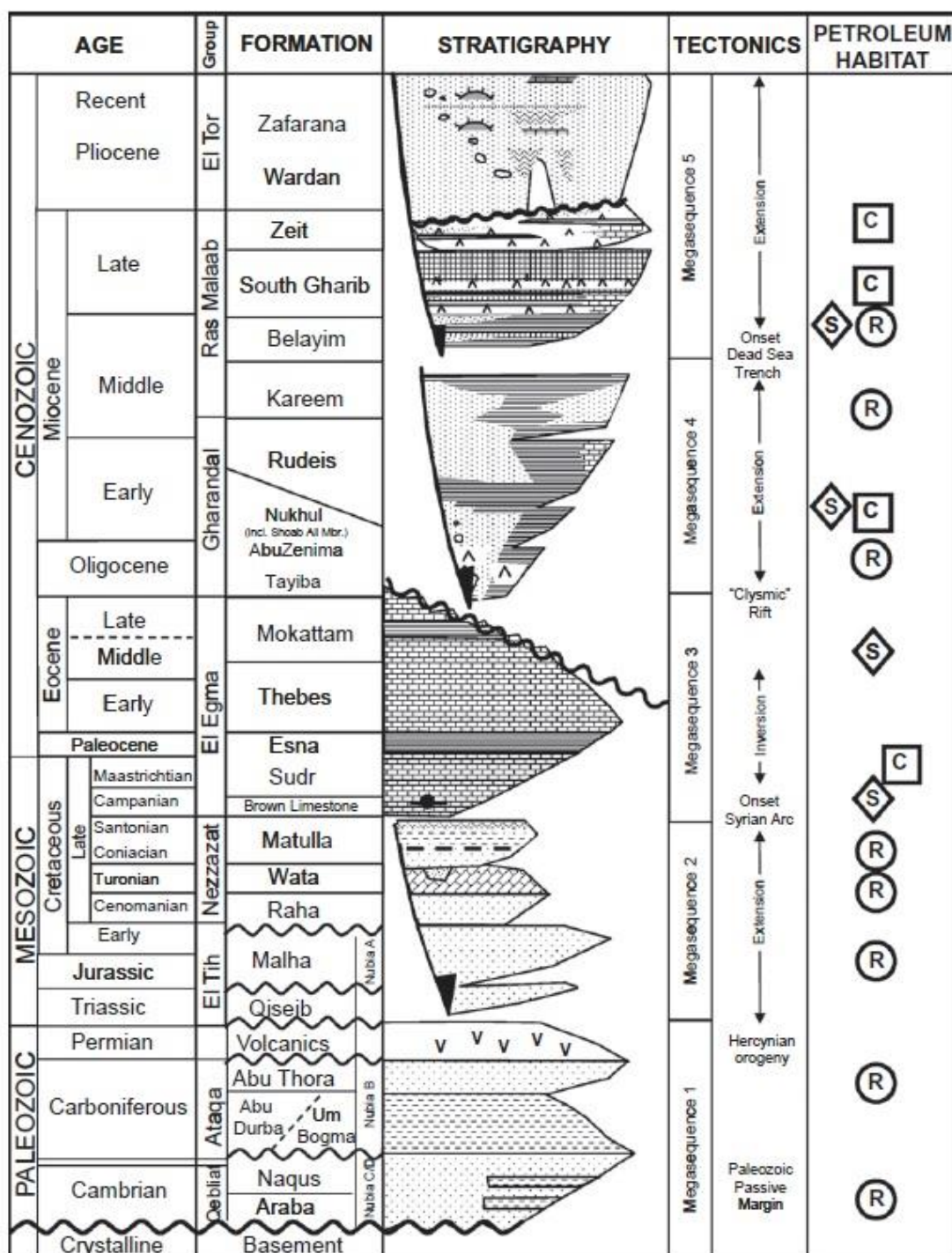


Рисунок 1. Тектоно-стратиграфический разрез Суэцкого залива

Пострифтовые материнские породы (после миоцена)

Потенциал материнских пород четвертичных отложений изучался в работах [2], [11]. На основе геохимических анализов содержания общего органического углерода (TOC) и результатов пиролиза (S2) для четвертичных глин и карбонатов, покрывающих большую часть Красного моря и южный сектор Суэцкого залива, интервалы, богатые органическим веществом, считаются обладающими умеренным потенциалом материнских пород (средние

значения ТОС и S2 составляют 1,0% и 4,0 кг/тонну соответственно). Водородный индекс (HI) четвертичных глин и карбонатов варьируется в пределах от 50 до 350, что указывает на наличие газогенерирующих материнских пород (тип III) согласно [12].

Синрифтовые материнские породы (миоцен)

Три миоценовых интервала были идентифицированы как потенциально богатые материнские породы: формации Рудейс, Карим и Белайим. Формация Рудейс особенно богата в глубоких бассейнах, где её основной составляющей является мергелистый глинистый сланец. Среднее значение ТОС для этой формации составляет 1,5–2,2%. Формация Рудейс широко распространена и считается одной из основных материнских пород в Суэцком заливе [9]. На основе доступных геохимических данных, формации Белайим и Карим в целом характеризуются как умеренные или богатые материнские породы. Средние значения ТОС для формаций Белайим и Карим в Суэцком заливе составляют 1,3% и 1,1% соответственно [2]. Обе формации широко распространены в исследуемом регионе и, как полагают, обладают умеренным потенциалом генерации углеводородов на большей части Суэцкого залива. Нижнемиоценовая формация Рудейс является нефтегенерирующей (тип I) и нефтегазогенерирующей (тип II) материнской породой. Среднемиоценовые формации Карим и Белайим представляют собой смешанные типы, которые могут быть нефтегенерирующими, нефтегазогенерирующими или газогенерирующими (типы I, II, III).

Дорифтовые материнские породы (до миоцена)

Дорифтовые материнские породы включают интервал глинистых сланцев Тебес-Эсна, карбонатный интервал Коричневый известняк -Судр (верхний сенон) и глинистые сланцы нижнесенонской формации Матулла. Доступные геохимические данные для этих интервалов указывают на то, что интервал глинистых сланцев Тебес-Эсна считается умеренной или богатой материнской породой со средними значениями ТОС в диапазоне от 1,40 до 1,70%.

Верхнесенонские карбонаты (Коричневый известняк, локально известные как формации Дуви и Судр) являются самыми богатыми и наиболее важными материнскими породами в северной и центральной провинциях Суэцкого залива [1], [7] [8]. Однако распределение фаций материнских пород Коричневый известняк контролируется инверсионной структурой Вади Араба; севернее этой структуры, в бассейне Дараг, эти фации отсутствуют [10]. Среднее значение ТОС для этого интервала в исследуемом районе составляет 1,7%, с максимальным зарегистрированным значением ТОС 16%. Богатство формации Матулла очевидно из значений ТОС, которые варьируются от 1,38 до 1,16%, что указывает на умеренные или богатые материнские породы [8]. Дорифтовые интервалы материнских пород обычно являются нефтегенерирующими (тип I), а в некоторых местах — нефтегазогенерирующими (тип II).

Выводы

материнские породы были идентифицированы на основе содержания общего органического углерода (ТОС) и результатов пиролиза (S2) в пределах Суэцкого залива. В стратиграфическом порядке снизу вверх это верхнемеловые карбонаты (Коричневый известняк и Судр мел); эоценовые отложения формации Тебес, нижнемиоценовые отложения формации Рудейс и среднемиоценовые отложения формации Карим; а также свита Хаммам Фарун формации Белайим.

Библиография

1. Rohrbach B. Crude oil geochemistry of the Gulf of Suez: 6th Egyptian General Petroleum Corporation // Petroleum exploration and production conference. – Т. 1 –, 1982. – С. 212-224.

2. Barakat H. Geochemical criteria for source rock, Gulf of Suez // Proceedings, Sixth EGPC Exploration Seminar –, 1982. – С. 224-251.
3. Shahin A., Shehab M. Petroleum generation, migration and occurrence in the Gulf of Suez, offshore South Sinai // 7th Petroleum Exploration and Production Conference, Cairo –, 1984. – С. 126-152.
4. Atef A. Source rock evaluation of the Brown Limestone (upper Senonian), Gulf of Suez // 9th Egyptian General Petroleum Corporation, Petroleum Exploration and Production Conference –, 1988. –.
5. Organic geochemistry of source rocks and related crude oils in the Gulf of Suez area, Egypt. / Mostafa A. E.-D. R.: Selbstverlag Fachbereich Geowissenschaften, FU Berlin, 1993.
6. MOSTAFA A., KLITZSCH E., MATHEIS G., GANZ H. Origin and evaluation of hydrocarbons in the Gulf of Suez basin, Egypt // International conference on geoscientific research in Northeast Africa –, 1993. – С. 267-275.
7. Alsharhan A., Salah M. Geology and hydrocarbon habitat in a rift setting: southern Gulf of Suez, Egypt // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1994. – Т. 42, № 3. – С. 312-331.
8. Alsharhan A., Salah M. Geology and hydrocarbon habitat in rift setting: northern and central Gulf of Suez, Egypt // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1995. – Т. 43, № 2. – С. 156-176.
9. Alsharhan A. Petroleum geology and potential hydrocarbon plays in the Gulf of Suez rift basin, Egypt // AAPG bulletin. – 2003. – Т. 87, № 1. – С. 143-180.
10. Peijs J., Bevan T., Piombino J. The Gulf of Suez rift basin // Regional geology and tectonics: phanerozoic rift systems and sedimentary basins Elsevier, 2012. – С. 164-194.

Геодинамические условия Тимано-Печорского осадочного бассейна

Сидорчук Е.А. * (ИПНГ РАН, elena_sidorchuk@mail.ru),
Добрынина С.А. (ИПНГ РАН, dobrinini2002@mail.ru)

Аннотация

Тимано-Печорский осадочный бассейн (ТП ОБ) относится к старым, достаточно хорошо изученным нефтегазоносным территориям. Стратиграфический диапазон ТП ОБ включает практически весь фанерозой, изученный с разной степенью детальности. Тем не менее, часть территории, с точки зрения нефтегазоносности, изучена недостаточно.

Осадочные бассейны не являются статическими, сформированными структурами. Это динамичные, постоянно эволюционирующие объекты. В ходе геологической истории Тимано-Печорского бассейна в результате активизации и затухания геодинамических процессов происходило последовательное наложение друг на друга осадочных бассейнов разных геодинамических типов. Здесь выделяется четыре периода изменения геодинамической активности в следующие времена: рифей – нижний-средний девон, поздний девон – ранний карбон, включая турней, раннепермское и мезозой.

Ключевые слова

Геодинамические процессы, геодинамический тип бассейна, Тимано-Печорский бассейн

Источники финансирования

Работа написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года)» № 125021302095-2).

Теория

Расширение знаний о причинах формирования и размещения скоплений углеводородов показывает их зависимость от геодинамических процессов, происходивших в течение времени существования ОБ. Поставленная тема связана с работами авторов по изучению влияния геодинамических процессов на формирование и размещение месторождений нефти и газа.

В течение геологической истории ОБ происходит активизация и затухание геодинамических процессов, что может привести к глобальным перестройкам, новым термобарическим условиям. Вследствие этого изменяется характер нефтегазонакопления.

В зависимости от палео- и современной геодинамической ситуации ОБ классифицируются по разным типам. Разные типы нефтегазоносных бассейнов (НГБ) обладают различающимися возможностями нефтегазонакопления. Например, будут отличаться такие характеристики НГБ, как объемы осадочного чехла, глубина погружения, скорость осадконакопления, объемы пород-коллекторов, пород покровов, плотность содержания органического вещества (ОВ), плотность эмиграции УВ.

Конкретные геодинамические типы ОБ группируются в соответствии с главными типами геодинамических обстановок, которые определяются направлением и величиной приложенных сил [3]. В соответствии с главными типами геодинамических обстановок выделяются геодинамические типы осадочных бассейнов континентов и переходных зон континент-океан. Геодинамический тип ОБ определяет морфологию и кинематику нарушений, величину местных перепадов высот и морфологию рельефа.

Одним из примеров ОБ, в ходе эволюции которого в результате активизации и затухания геодинамических процессов происходило последовательное наложение друг на друга осадочных бассейнов разных геодинамических типов, является Тимано-Печорский. Современная тектоническая структура приведена на рисунке 1.

Подтверждением этих процессов является отсутствие полной унаследованности в истории развития ТП ОБ. Имеет место несовпадение планов поверхности фундамента и отдельных подэтажей и их комплексов [5].

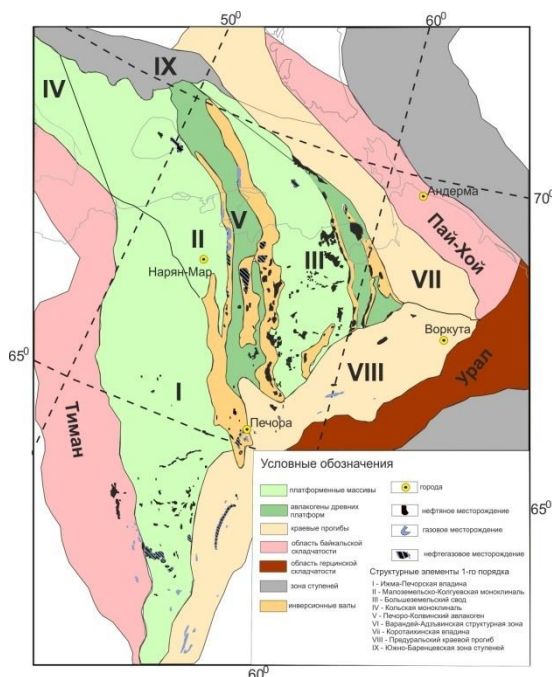


Рисунок 1. Тектоническая схема Тимано-Печорского осадочного бассейна (с использованием материалов [5])

Ряд исследователей изучали [1, 2, 4, 5] геодинамические особенности Тимано-Печорского НГБ.

В работе [2] отмечено, что ТП ОБ определен как бассейн пассивной окраины (R-C₁) Восточно-Европейского палеоконтинента (ВЕП) и краевого прогиба (P-T₁), трансформированных столкновением с палеоконтинентом Баренция (V), с палеомикроконтинентами, островными дугами (возраста от кембрия до триаса) и изостазией (T₃-Q).

Согласно [4] формирование структур осадочного чехла ТП НГБ происходило поочередно следующим образом. Сначала океан, потом рифтогенно зарождающаяся пассивная окраина с внутриконтинентальными рифтами и авлакогенами. Затем следует внутришельфовая относительно глубоководная депрессия, инверсионные валы. Следующая стадия коллизионная с орогенными сооружениями и краевым прогибом. И потом – изостатическая стадия с наложенной синеклизой, вертикальными подвижками и возрожденным орогеном.

Используя анализ палеомагнитных записей [6], показано существование 4 геодинамических циклов: байкальский, каледонский, герцинский и альпийский.

Байкальский докембрийский цикл изучен менее всего. В докембрии ВЕП омывалась водами Азиатского палеоокеана. В конце кембрия океан замкнулся, и к ВЕП причленился

малый континент Баренция, в южной части которого расположена ТПП, что показано на рисунке 2А.

Каледонский цикл (рисунок 2Б) связан с развитием Палео-Атлантического океана Япетус, на дальней периферии которого располагалась современная ТПП.

Герцинский цикл (рисунок 2В) наиболее изучен – это время развития Уральского палеоокеана и существования континентальных окраин. С его отложениями связаны основные нефтегазоносные комплексы.

В альпийском цикле ТП ОБ входит в систему арктических НГБ и становится частью Печоро-Баренцевоморского НГБ (рисунок 2Г).

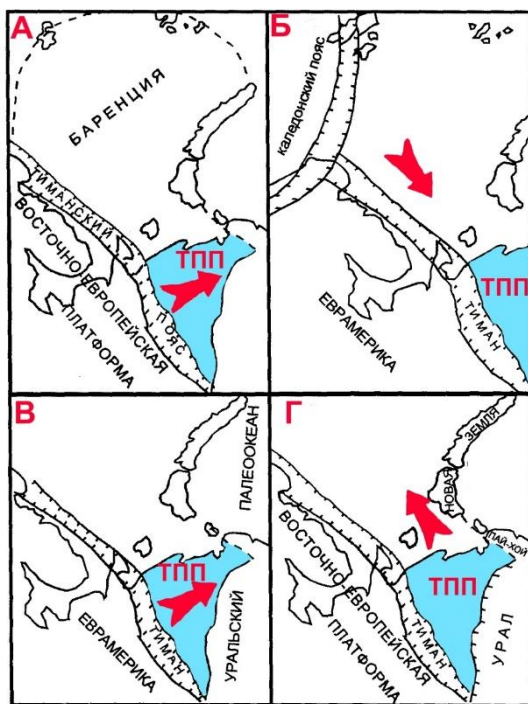


Рисунок 2. Схема геодинамического развития Тимано-Печорского осадочного бассейна (с использованием материалов [6]).

Условные обозначения: **А** – конец байкальского цикла; **Б** – конец каледонского цикла; **В** – герцинский цикл; **Г** – альпийский цикл. **ТПП** – Тимано-Печорская провинция. Стрелкой показано направление регионального палеосклона

Согласно [5] строение разреза ТП ОБ позволило выделить четыре крупных этапа его формирования. Ранний, авлакогеновый этап развития приходится на рифей – нижний-средний девон. Второй этап – синеклизный – охватывает поздний девон – ранний карбон, включая турнейский век. Затем следует инверсионный этап развития бассейна в течение раннекаменноугольного - раннепермского времени и поздний этап, которому соответствует мезозойский этап, в течение которого преобладали процессы эрозии, несмотря на существование периодов полного затопления бассейна. Усиление горообразовательных движений в пределах Палеоурала и, как результат однонаправленное обмеление морского бассейна являются причиной смены карбонатного осадконакопления на терригенное.

Выводы

Все эти рассуждения подтверждают ранее сделанные выводы, что в пределах Тимано-Печорского бассейна (Хаин, Соколов, 1984) были широко развиты континентальные окраины,

являющиеся основными зонами нефтегазонакопления. В палеозое это – окраины Уральского палеоокеана, на которых формировались девонские и каменноугольные нефтегазоносные комплексы. В мезозое – окраина Печоро-Баренцевоморского бассейна, на которой формировался верхнепермско-мезозойский нефтегазоносный комплекс. Каждый геодинамический тип НГБ определяет процессы нефтегазонакопления.

В наиболее изученном герцинском цикле сформировались основные нефтегазоносные комплексы [5, 6]. Среднедевонско-нижнефранский терригенный комплекс – пассивная континентальная окраина (атлантическая стадия). Доманиково-турнейский карбонатный комплекс соответствует времени максимума трансгрессии палеоокеана в доманиковое время позднего франа. Затем происходит сокращение палеоокеана, на окраине которого формировались рифовые системы. Нижнее-средневизейский терригенный комплекс соответствует времени постепенного сокращения бассейна седиментации. В юго-восточной части бассейна судя по косой слоистости, существовала островная суша. Верхневизейско-нижнепермский карбонатный комплекс соответствует коллизионной стадии развития ТП ОБ.

Изменение геодинамических обстановок привело к образованию перспективных нефтегазоносных комплексов, которые характеризуются своими особенностями нефтегазонакопления.

Выделение и изучение каждого геодинамического типа НГБ позволит улучшить прогнозирование в недоизученных территориях ТП НГБ.

Библиография

1. Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Нефтегазоносные провинции и области России: Учебник для вузов / под ред. акад. А.Н. Дмитриевского. – М.: РГГРУ, 2023 – 295 с.
2. Клецев К.А., Шеин В.С. Плитотектонические модели нефтегазоносных бассейнов России // Геология нефти и газа. – 2004. – №1. – С. 24-39.
3. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция: Монография / под ред. Леонова Ю.Г., Воложа Ю.А. – М.: Научный мир, 2004. – 526 с.
4. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные бассейны Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1129-1150.
5. Ступакова А.В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч.1. – С.56-64.
6. Храмов А.Н., Окнова Н.С. Пути исследования палеомагнитных записей с целью решения проблем нефтяной геологии (на примере ТПП) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.6. – №4. – 34с. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/2022/9_2022.html.

Геолого-промысловые условия и стадийность техногенного переформирования нефтяных оторочек

***Федосеева Е.Н.* (ФБУ «ГКЗ», fedoseeva@gkz-rf.ru),
Потемкин Г.Н. (МГРИ, potemkingn@mgri.ru)***

Аннотация

Газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи представляют собой сложные для изучения и освоения объекты, а запасы нефтяных оторочек как правило являются трудноизвлекаемыми. При опережающей выработке газовой шапки происходит техногенное переформирование нефтяных запасов, что существенно осложняет их извлечение, и ставит неординарные задачи по геолого-промысловому мониторингу и обоснованию эффективных геолого-технологических мероприятий на таких объектах.

В работе проведен анализ процесса переформирования нефтяных оторочек на залежах бобриковского горизонта месторождений Саратовской области и определение основных факторов, влияющих на техногенное преобразование подгазовых запасов.

Ключевые слова

Нефтяная оторочка, техногенное переформирование залежи, геолого-промысловый анализ, газонефтяные залежи

Теория

Проблемы изучения и освоения залежей с нефтяными оторочками освещаются в научных публикациях с середины прошлого века, включая вопросы классификации нефтяных оторочек [3, 4, 5], способы оценки их промышленной значимости и выбора оптимальной стратегии освоения [1, 2, 6].

Сложность разработки таких запасов определяется их «контактной» структурой, которая создает условия для конусообразования в газовой шапке и водонасыщенной части, а при длительной разработке – для перемещения ВНК и ГНК в объеме залежи или крупных ее частей, что может приводить к защемлению нефти. Кроме того, как правило такие залежи характеризуются близостью значений начального пластового давления и давления насыщения, а в ряде случаев – повышенной вязкостью нефти и низкой удельной плотностью запасов.

В той или иной степени процессы переформирования отмечаются практически на каждой двухфазной залежи. В зависимости от интенсивности внедрения нефтяной оторочки в объемы, ранее занимаемые газовой шапкой, и синхронности процесса разработки авторы выделяют три стадии: начальная, умеренная и стадия интенсивного переформирования оторочки.

Прямыми признаками такого переформирования являются:

- появление нефти в продукции газовых скважин, первоначально работавших чистым газом (газоконденсатом);
- получение притока нефти при испытаниях газовых скважин, ранее остановленных по причине выработки запасов газа или по другим причинам (на зрелой стадии выработки газовой шапки);
- зафиксированное по промыслово-геофизическим исследованиям перемещение газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) вверх;
- изменение характеристик нефтенасыщенной части пласта по результатам замеров пластового давления и промыслово-геофизических исследований в т.ч. снижение пластового

давления и нефтенасыщенности, а также сокращение площади нефтеносности при отсутствии добычи нефти.

Также можно выделить и косвенные признаки:

- достаточно интенсивная и длительная выработка запасов газовой шапки;
- установленное по результатам бурения или повторных сейсмических исследований (сейсмомониторинг) перемещение нефтенасыщенных объемов;
- значительное изменение характеристик нефтяной оторочки, установленное по результатам фильтрационного моделирования.

Если обратиться к данным государственного баланса РФ, из более чем 1200 залежей с нефтяными оторочками, выявленных на 327 месторождениях, признаки опережающей разработки газовых шапок имеют около 160 залежей на 63 месторождениях [7].

Подавляющее количество таких залежей находится в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, суммарные остаточные извлекаемые запасы нефти (ОИЗ) превышают 960 млн т. К Волго-Уральской провинции относится 16 залежей с ОИЗ 117 млн т.

В работе рассмотрена геолого-геофизическая характеристика и история разработки бобриковских отложений Горючкинского и Южно-Генеральского месторождений Саратовской области.

Бобриковские отложения представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, кварцево-слюдистыми неравномерно-глинистыми с достаточно высокими коллекторскими свойствами: пористость 21-22 %, проницаемость в среднем 250 мД.

Нефтяная оторочка Горючкинского месторождения относится к подстилающему типу (массивная полностью подстилаяемая водой по классификации В.Е. Киченко [3], тип «А» по Николаевскому Н.М. и соавторам [4]), и несмотря на относительно высокую неоднородность пласта, имеет хорошую гидродинамическую связь как с газовой шапкой, так и с подошвенной водой (рисунок 1).

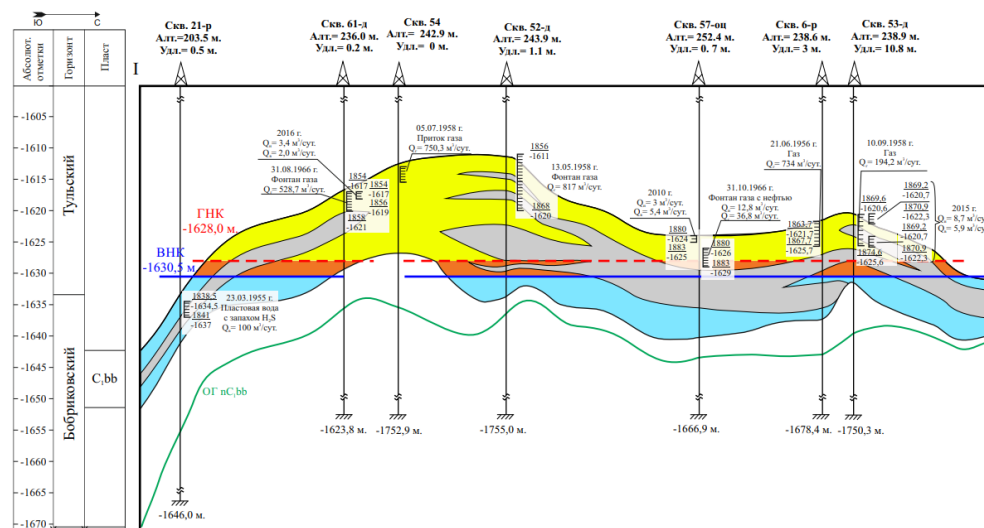


Рисунок 1. Геологический профиль по залежи бобриковского горизонта Горючкинского месторождения

Нефтяная оторочка залежи западного купола Южно-Генеральского месторождения относится к подстилающему типу (массивная полностью подстилаяемая водой, тип «А»), на восточном куполе установлена кольцевая оторочка, тип «А» (рисунок 2). Пласт на Южно-

Генеральском месторождении достаточно однороден, оторочки имеют хорошую гидродинамическую связь как с газовой шапкой, так и с подошвенной водой.

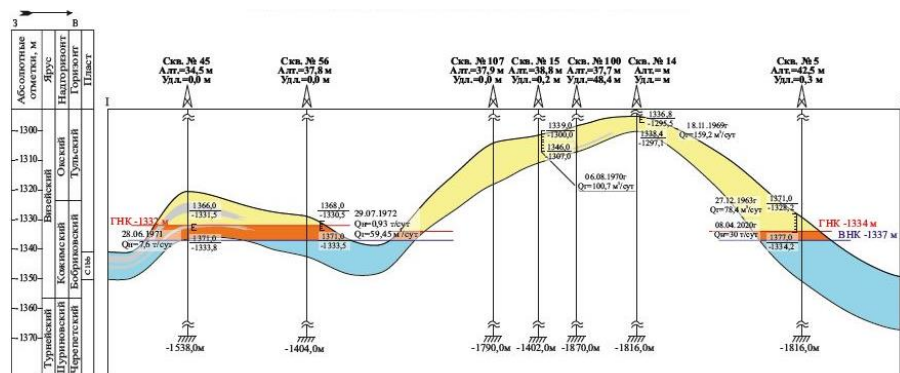


Рисунок 2. Геологический профиль по залежи бобриковского горизонта Южно-Генеральского месторождения

Для залежи Горючкинского месторождения интенсивный отбор газа до полной выработки газовой шапки на начальной стадии разработки залежи инициировал процесс перемещения нефтяных объемов в купольную часть складки. Динамика показателей разработки показана на рисунке 3. При этом особенности строения залежи (оторочка подстилающего типа), вкупе с активным природным энергетическим режимом позволили достаточно долго сохранять удовлетворительные темпы отбора нефти. Возобновление разработки нефти после периода консервации (1987-2011 гг.) указывает на существенную степень трансформации исходной нефтяной оторочки с существенным сокращением площади газоносности.

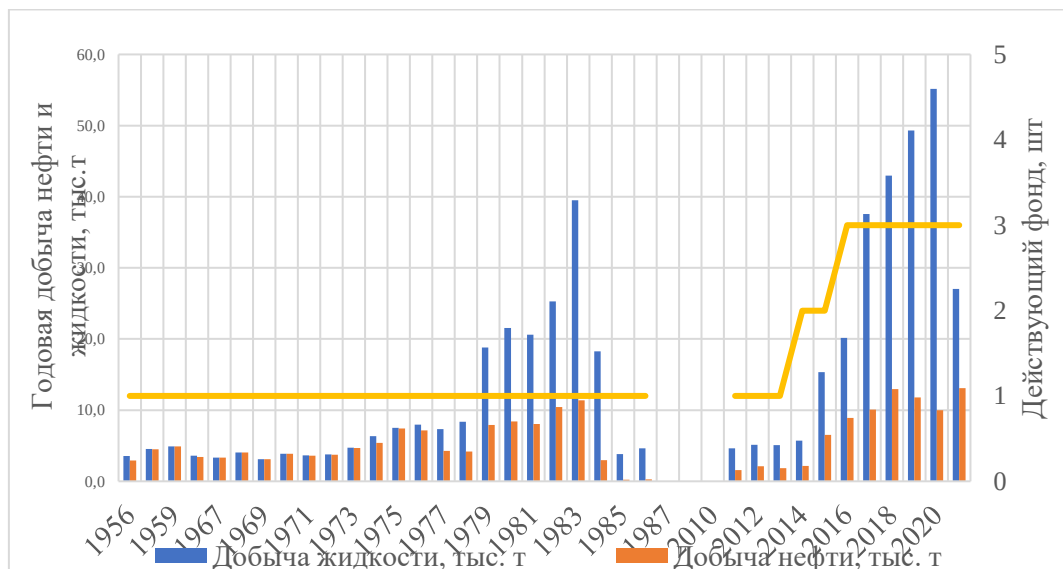


Рисунок 3. Динамика основных технологических показателей разработки нефти пласта C1bb Горючкинского месторождения

Для Южно-Генеральского месторождения анализ динамики пластового давления и технологических показателей разработки залежи бобриковского горизонта указывает на проявление водонапорного режима работы залежи при высокой активности законтурных вод,

внедрение которых предотвратило резкое падение пластового давления в зоне отбора, и наряду с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств коллекторов привело к интенсивному переформированию нефтяной оторочки и миграции нефтяной части залежи в купол антиклинальной структуры.

Выводы

В рассматриваемых залежах бобриковских отложений Горючкинского и Южно-Генеральского месторождений Саратовской области за счет опережающей выработки газовых шапок произошло существенное переформирование нефтяных оторочек, стадию которого можно оценить как интенсивную.

Разработка этих залежей уже на начальном этапе характеризовалась активным образованием конусов воды, а позднее – перемещением нефти в ранее занимаемые газом части залежей. По нашей оценке, залежи вступили в стадию интенсивного переформирования уже через 5-7 лет после начала разработки.

Высокие коллекторские свойства и хорошая энергетика водонапорной системы для данных залежей позволили достаточно эффективно вести разработку нефтяных запасов, в том числе после периода консервации. Кроме того, активность водонапорной системы предотвратила экстремальную дегазацию пластовой нефти даже без применения поддержания пластового давления.

Когда геологические условия не столь благоприятны, процесс переформирования влечет необратимые изменения, негативно влияющие на величину конечного нефтеизвлечения. Понимание этих процессов позволяет обосновать эффективные подходы по управлению разработкой таких залежей.

Библиография

1. Баженов Д.Ю., Архипов В.Н., Полковников Ф.И. [и др.] Оптимизация технологии разработки нефтяных оторочек // Недропользование XXI век. 2016. № 4(61). С. 60-67.
2. Буракова С.В. Изюмченко Д.В., Минаков И.И. [и др.] Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири. // Вести газовой науки. 2013. № 16. С. 124–133.
3. Киченко В.Е. Нефтеносность ниже-среднеюрских отложений севера Западной Сибири. Дисс. на соискание ученой степени канд. геол.-минерал. наук. Москва, ООО «ВНИИГАЗ», 2004. С. 134-140
4. Николаевский Н.М., Розенберг М.Д., Шейн П.Н. Принципы промышленной оценки и разработки нефтяной оторочки газовых месторождений. М.: ГОСИНТИ, 1960, 139 с.
5. Плотников А.А., Подгорнов А.В., Виноградов В.Л. [и др.] Геологическое моделирование газоконденсатных залежей нижнего мела Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. Обзор. инф. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 10. М: ИРЦ Газпром, 1989. 31 с.
6. Пороскун В.И., Френкель С.М., Шик Н.С. [и др.] Особенности оценки запасов переформировавшихся нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей (на примере Горючкинского месторождения) // Недропользование XXI век. 2012. № 5(36). С. 40-43.
7. Федосеева Е.Н., Потемкин Г.Н., Дронова К.П. Анализ распределения запасов и параметров нефтяных оторочек на месторождениях России. // Молодые – Научкам о Земле: в 5 т. Материалы XI Международной научной конференции. М.: Издательство МГРИ, 2024. Т.3. С. 51-54.

Микроорганизмы, обитающие в подземных горизонтах нефтяных месторождений в роли индикаторов динамики заполнения резервуаров углеводородными флюидами

Чудецкий М.Ю. * (Институт Проблем Нефти и Газа, chudetsky@mail.ru)

Аннотация

По хемофоссилям-биомаркерам, которые синтезируют микроорганизмы в нефтяных залежах, удастся реконструировать особенности питания и метаболизма сообществ этих организмов. В свою очередь, по результатам такой биореконструкции можно выделить несколько подземных микробиоценозов с различными типами питания микроорганизмов, в том числе питания на основе флюидотрофии. Присутствие этих флюидотрофных сообществ в залежах является индикатором притока углеводородов в нефтяные резервуары из более глубоких горизонтов.

Ключевые слова

Микроорганизмы, бактерии, археи, биомаркеры, хемофоссилии

Сообщества микроорганизмов этапа нефтезаполнения подземных резервуаров и молекулярные следы жизнедеятельности этих микроорганизмов.

В нефтяной микробиологии имеется методика отбора проб из изливающихся из скважин нефтей и сопутствующих подземных вод, не загрязненных нагнетательными закачками и буровыми растворами. Такие исследования позволили подробно изучить активные, по меркам подземной биосферы, микробиальные сообщества нефтеокисления но, особенности методики изучения, не позволяли выявить деятельность микроорганизмов, которые развивались в нефтяных резервуарах на предыдущем этапе, в период наполнения резервуаров углеводородными флюидами. Эти микробиальные сообщества, которые удобно называть флюидотрофными, удалось выявить по характерным сложным органическим молекулам, которые синтезируют микроорганизмы определенного типа – биомаркерам (Рис. 1). В серии наших работ были предложены методики, позволяющие отделять молекулярные следы оставленные высшими (эукариотическими) организмами от микробиальных (прокариотических, доядерных) представленных бактериями и археями (архебактериями) [1,2,3]. На следующем этапе данные по изотопному составу углерода в этих молекулах позволяют отделять наземные микроорганизмы от микроорганизмов подземной биосферы (Рис. 2) [4]. В кайнозойских и мезозойских нефтяных месторождениях такие флюидотрофные микробиальные сообщества состоят из гипертермофильных архей (архебактерий) и могут выдерживать давления типичные для глубин в 4 и более километров и температуры более 100°C. Результатом жизнедеятельности таких микроорганизмов являются нефти отнесенные А.А.Петровым к категории А² [6].

Нефти типа А² найдены в кайнозойских и в мезозойских отложениях на глубинах от 3500 до 500 м (меньше, чем для нефтей А¹ и больше, чем для нефтей Б¹ и Б²).

Для многих из этих месторождений исследователи указывали отсутствие признаков биodeградации нефтей, что вполне объяснимо, поскольку микроорганизмы развивались в них не на этапе разрушения залежи, а на этапе ее формирования. Это, сингенетичное формированию и заполнению залежи углеводородами сообщество микроорганизмов, которое осуществляет не биodeградацию нефти, а биотрансформацию неравновесных углеводородных флюидов и за их счет питающиеся.

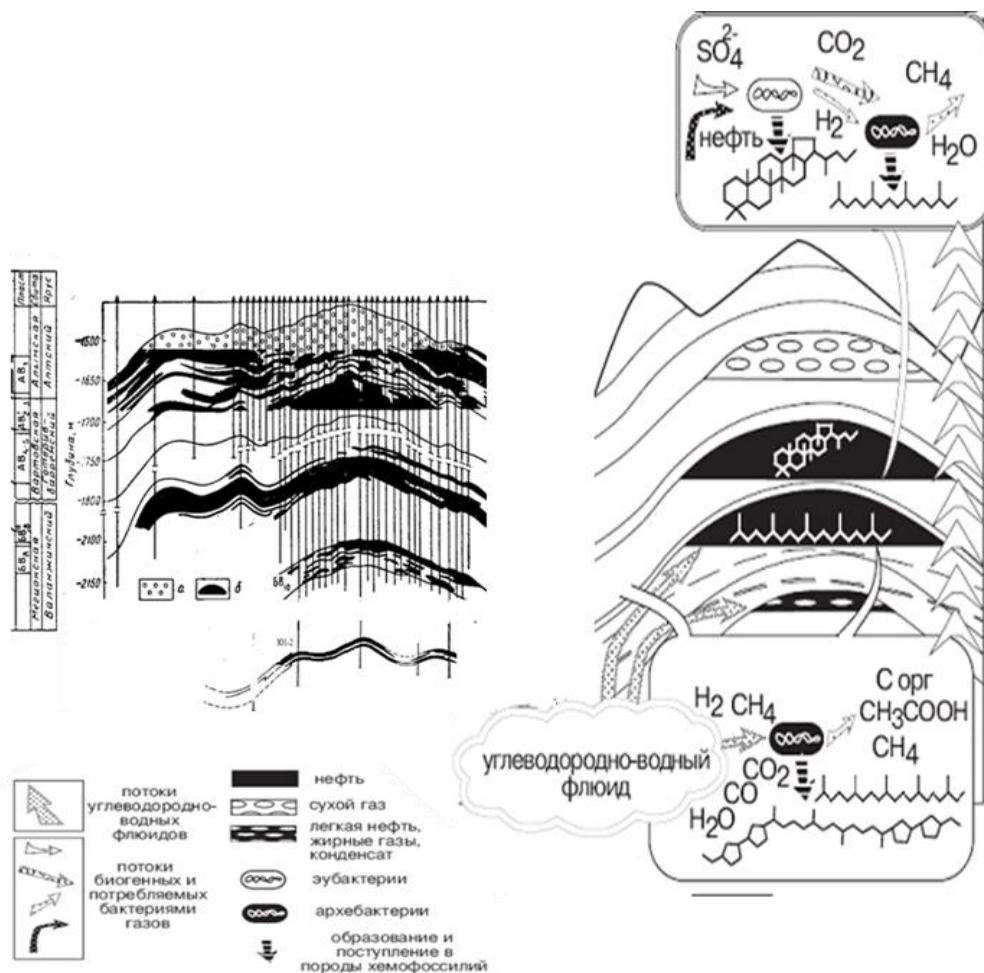


Рисунок 1. Геологический разрез Самотлорского месторождения и схема распределения в его пластах микробиальных сообществ нефтеокисления (синтезируются гопаны) и флюидотрофных микробиальных сообществ (синтезируются линейные изопренаны). Флюидотрофные микробиальные сообщества оставляют молекулярные следы типичные для нефтей А²

Хемофоссилии, которые остаются от флюидотрофных микроорганизмов в нефтях различного возраста и особенности эволюции подземных микробиальных сообществ

Для нижнепалеозойских и протерозойских нефтяных месторождений нефти A^2 не характерны. В древних нефтяных месторождениях Восточной Сибири на уровнях гомологичных тем, где в более молодых месторождениях развиты нефти A^2 , находится иной набор хемофоссилий. На этих уровнях содержатся линейные изопреноиды в меньших количествах, чем в типичных A^2 нефтях, но в заметных количествах присутствуют 12-, 13-метилалканы – уникальные биомаркеры докембрийских нефтей характерных для Байкитского месторождения и месторождений Непско-Ботуобинской НГО. В нашей работе было показано [7], что эти биометки были синтезированы не археями (архебактериями), а наиболее примитивными из микроорганизмов, но относящимся к другой, не архебактериальной, ветви прокариот. В основании ветви бактерий находятся две группы микроорганизмов способных синтезировать подобные биомаркеры (12-, 13-метилалканы), они вместе с археями вероятно населяли в докембрийские времена флюидотрофный уровень нефтяных месторождений. Возможно в средних горизонтах Байкитского месторождения могут быть найдены живые реликтовые микроорганизмы, сохранившиеся с докембрийского периода. Если наша реконструкция верна, то можно говорить о двух этапах эволюции подземной биосферы. На

первом этапе флюидотрофные местообитания населяли примитивные термофильные бактерии вместе с археями. Возможно это был этап, когда все живое вынуждено было прятаться в глубинах Земли от космических катаклизмов. На втором этапе большинство бактерий населили поверхностную биосферу, а в подземной биосфере монополюно остались археи, которые приобрели гипертермофильные и барофильные адаптации, соответствующие глубоким осадочным бассейнам, появившимся в мезозое и кайнозое.

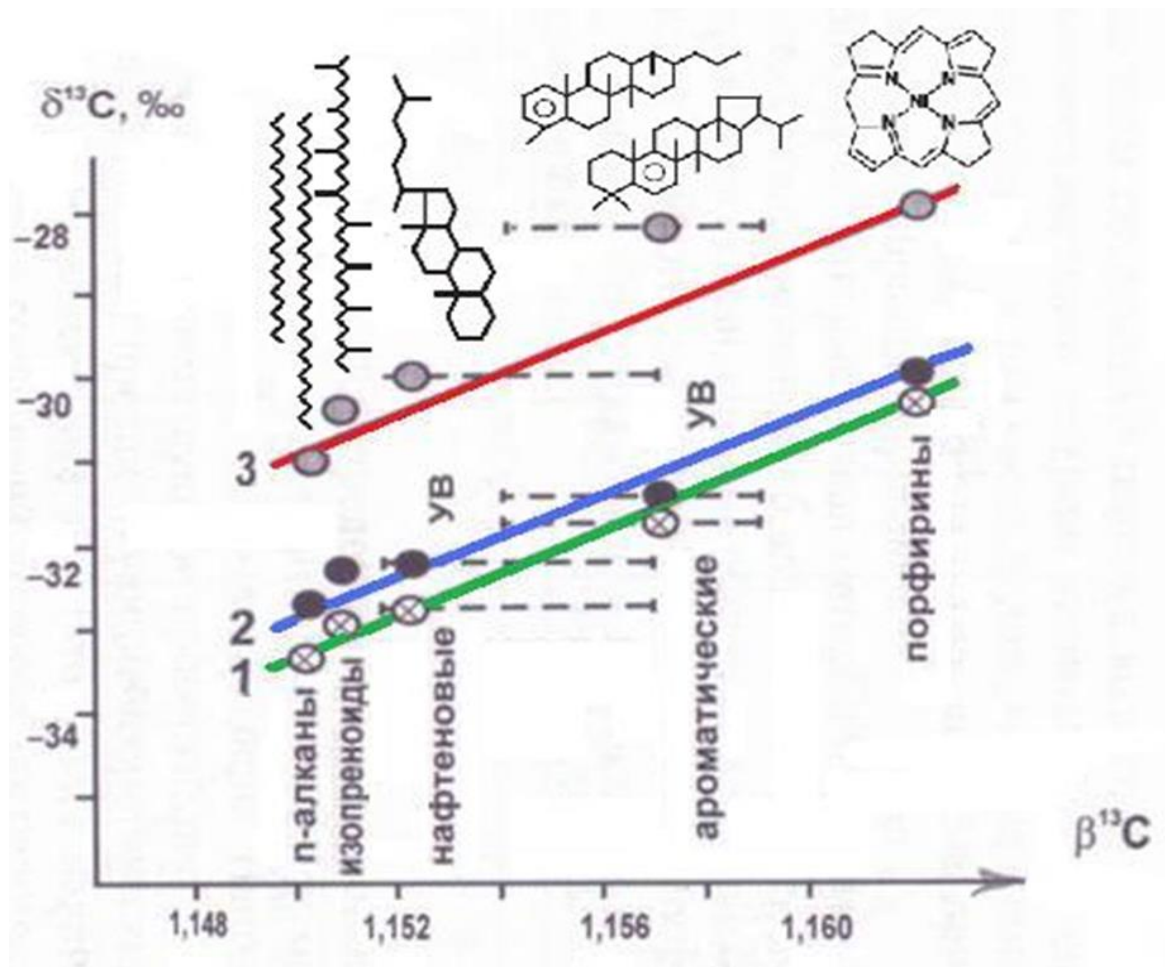


Рисунок 2. Графики закономерной связи изотопного состава углерода нефтяных биомаркеров и углерода углеводородных молекул, представляющих основную массу нефти (по оси ординат) относительно $\beta^{13}\text{C}$ -фактора, вычисленного для молекулярной структуры этих молекул (по оси абсцисс). Три тренда для трех нефтяных месторождений с различным средним изотопным составом нефтяных углеводородов. Закономерная связь изотопного состава и $\beta^{13}\text{C}$ -фактора показывает родство биомаркеров с остальными химическими соединениями нефти

Цифрами обозначены нефтяные месторождения: 1-Северо-Островское – зеленая линия, 2-Сугрутское – синяя линия, 3-Кокуйское – красная линия. По материалам [5]

Бактерии, обитающие в подземных горизонтах нефтяных месторождений, в роли индикаторов динамики заполнения резервуаров углеводородными флюидами

Жизнедеятельность археобактериального микробиоценоза под залежами с нефтями A^2 является важным индикатором продолжающегося активного поступления углеводородных флюидов с больших глубин. Предсказания, сделанные согласно предлагаемой модели для пластов, располагающихся глубже горизонта с нефтями A^2 для нефтей Западной Сибири,

подтвердились в работах микробиологов: 1) посевы аборигенных микроорганизмов, проведенные в лаборатории Бонч-Осмаловской показали присутствие активного археобактериального сообщества микроорганизмов на предполагаемой глубине под нефтями А². Секвенирование метагенома из скважин Западной Сибири выявило резкое различие сообществ микроорганизмов-бактерий окислителей нефти и микроорганизмов-архей геофлюидотрофов. Повышенное содержание в нефтяных резервуарах линейных изопреноидов особенно тяжелее С₂₀ (от фитана до сестеризопреноидов и выше) признак жизнедеятельности флюидотрофного микробиоценоза, а эти данные, в свою очередь, можно использовать в качестве индикаторов наличия притока углеводородов в нефтяные резервуары из более глубоких горизонтов.

То, что источником хемофосилий в нефтях могут служить микроорганизмы подземной биосферы, позволяет логично объяснить, важный феномен биомаркеров. Изотопный состав биомаркеров и изотопный состава основного «тела» нефти имеют закономерное соответствие. Такое соответствие необъяснимо, если предполагать чужеродность биомаркеров и нефти, но логично объясняется синтезом биомаркеров микроорганизмами «инситу» из исходного флюида.

Предлагаемая методика (использования микроорганизмов как индикаторов в поиске нефти) возрождает на новом этапе те идеи, которые, предлагались в прошлом веке А.А.Обориным и Е.В.Стадником [8], но на том этапе развития микробиологии и геохимии эти идеи не удалось довести до эффективных практических результатов.

Библиография

1. Чудецкий М.Ю. Особенности геохимии нефтяных залежей, необъяснимые без учета жизнедеятельности микроорганизмов подземной биосферы // «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 3(22), 2018
2. Чудецкий М.Ю. Микробиальный генезис изопреноидных хемофосилий –ключ к расшифровке полигенности и вертикальной зональности нефтей.// Сб. ИПНГ РАН “Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений”, М. «ГЕОС», 2002. с.152-170.
3. Чудецкий М.Ю. Биосинтез хемофосилий бактериями в нефтяных залежах и биомаркерные индикаторы // «Актуальные проблемы нефти и газа» электронный научный журнал, 2021. № 1 (32)
4. Чудецкий М.Ю. Изотопный состав изопреноидных хемофосилий в нефтях и его генетическая интерпретация // «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 4(27), 2019.
5. Галимов Э. М. Кому нужны лунные камни. М. URSS, КРАСАНД. 2012. 576 с.
6. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984.
7. Чудецкий М.Ю. Хронологическая смена биомаркеров в залежах углеводородов и эволюционное развитие микроорганизмов подземной биосферы // «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 4(23), 2018.
8. Оборин А.А., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая геомикробиология. Екатеринбург. УРГ, Роспийская академия наук, Уральское отделение, 1996. 408с.

Сравнительный анализ методик оценки промышленной значимости нефтяных оторочек различного типа

Потемкин Г.Н. * (МГРИ, potemkingn@mgri.ru),
Федосеева Е.Н. (ФБУ «ГКЗ», fedoseeva@gkz-rf.ru),
Зоиров П.М. (МГРИ, pasha.zoirov@mail.ru),
Челяпин Е.Д. (МГРИ)

Аннотация

Залежи углеводородов (УВ), содержащие одновременно нефть и газ, также именуемые двухфазными, считаются сложными для освоения, что обусловлено несколькими причинами. В процессе геологоразведочных работ такие залежи требуют дополнительных усилий для оценки промышленной значимости каждого из основных полезных ископаемых, имеют свои особенности процессы вскрытия пластов, заканчивания, испытаний, геофизических и гидродинамических исследований скважин для получения адекватной информации о характеристиках газовой шапки и нефтяной оторочки. Разработка запасов нефтяных оторочек сопровождается высокими газовыми факторами за счет прорывов газа и ускоренного разгазирования нефти, подтягиванием конусов подошвенной воды, что, как правило, выражается в невысоких конечных коэффициентах нефтеизвлечения. Опережающая разработка газовых шапок ведет к переформированию нефтенасыщенных объемов и формированию заземленных запасов нефти, снижению пластового давления с сопутствующим разгазированием нефти, что делает такие запасы практически неизвлекаемыми.

Целенаправленное изучение проблем, связанных с двухфазными залежами углеводородов ведется уже более 60 лет. Предложено несколько классификаций двухфазных залежей, методик оценки их промышленной значимости, проработаны вопросы разведки и разработки таких объектов.

В рамках работы предпринята попытка выполнить обзор существующих классификаций двухфазных залежей углеводородов и, в частности, нефтяных оторочек, а также проанализировать существующие стратегии освоения и оценки их перспектив.

Ключевые слова

Двухфазные залежи, нефтяные оторочки, подгазовые запасы

Теория

Актуальность рассматриваемого вопроса подтверждается тем, что в недрах России установлено более 370 месторождений с двухфазными залежами углеводородов, общее количество таких залежей превышает 1200. Из таких залежей добыто более 4 млрд т нефти, при этом остаточные извлекаемые запасы составляют около 5,9 млрд т. Основная доля текущих запасов сосредоточена на месторождениях Западной и Восточной Сибири (3,5 и 1,7 млрд т соответственно), наибольшая накопленная добыча относится к Западной Сибири (2,9 млрд т) и Волго-Уральской провинции (433 млн т). Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) по оторочкам в среднем по стране составляет 0,29, а достигнутый КИН – 0,12 [7].

Классификации двухфазных залежей углеводородов стали широко развиваться в советской научной литературе начиная с 1960-х годов. В эти годы разработаны классификации П.Н. Шейна [4], А.Н. Мустафинова, В.Г. Васильева и Н.А. Еременко, А.Г. Дурмишьяна [2] и В.Н. Самарцева [6].

К концу 1970-х годов, как отмечает А.Г. Дурмишьян [2], большинство существующих классификаций залежей нефти и газа основывались на структурно-морфологическом принципе, а система, учитывающая количественные соотношения газообразной и жидкой фаз УВ в пласте, была разработана куда меньше. При этом отмечается ее важность при определении стратегии разработки залежей [3]. Этот вопрос частично сохранил свою актуальность и в настоящее время, ввиду разночтений в плане выбора основного критерия классификации (величина запасов, объем флюидов в пласте или т.д.).

Описание различных типов нефтяных частей двухфазных залежей (нефтяных оторочек) зачастую имеет подчиненное значение, особенно в работах, посвященных газовым и газоконденсатным месторождениям. Тем не менее, попытки классифицировать оторочки фиксируются с середины прошлого века.

В работе [4] в аспекте условий залегания нефти и газа в пласте выделяются два типа оторочек: тип А и тип Б, которые получили достаточно широкое, но не повсеместное распространение из-за буквенной индексации, требующей дополнительных объяснений.

В нефтяных оторочках типа А большая часть запасов нефти находится в газонефтеводной («двухконтактной») зоне, а чистонефтяная зона в таких оторочках не представлена. Такие оторочки при эксплуатации наиболее склонны к образованию конусов газа и воды (рисунок 1).

Оторочки типа Б имеют чистонефтяную зону и в ней часто содержатся основные запасы нефти (рисунок 2).

Также выделяется промежуточный тип АБ, который характеризуется отсутствием чистонефтяной и газонефтеводной зон.

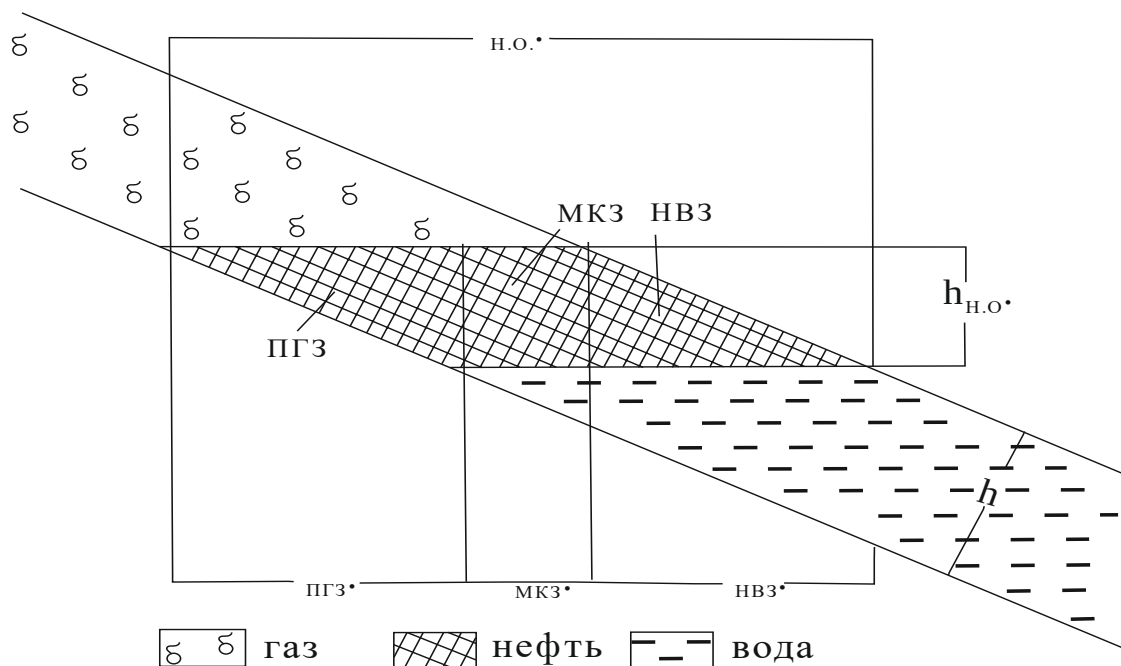


Рисунок 1. Нефтяная оторочка типа А (по П.Н. Шейну [4])

ПГЗ – подгазовая безводная зона; МКЗ – межконтактная зона; НВЗ – надводная безгазовая зона; $h_{Н.О.}$, $h_{Н.О.}$ – ширина и высота нефтяной оторочки; h – толщина пласта.

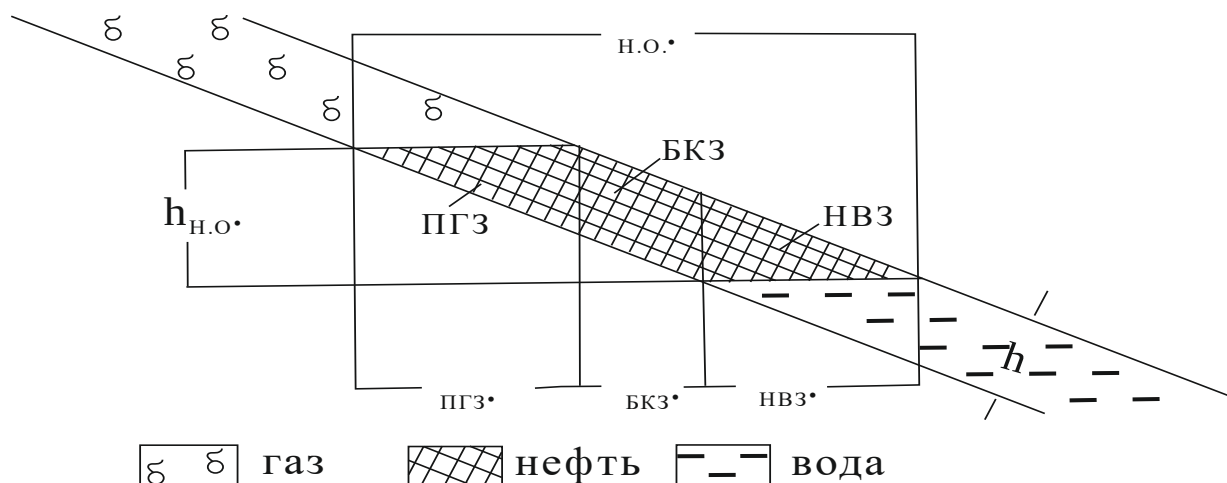


Рисунок 2. Нефтяная оторочка типа Б (по П.Н. Шейну [4]).
Условные обозначения см. на рисунке 1

Подобная классификация, основанная на наличии чистонефтяных и чистогазовых зон, предложена В.Е. Гавурой и соавторами [1].

В работе также рассмотрены классификации оторочек В.П. Савченко и М.Я. Зыкина (1966), М.А. Жданова (1989), А.А. Плотникова и др. (1990), В.Е. Киченко (2003).

Обобщая разработанные к настоящему времени классификации нефтяных оторочек, следует отметить, что практически все авторы выделяют типы только по морфологическому принципу, главным образом, по наличию подстилаемых водой зон залежи.

Большинство классификаций нефтяных оторочек имеют целью выбор оптимальных подходов к проведению поисковых и разведочных работ, либо обоснование стратегии разработки двухфазной залежи УВ. При этом главный вопрос – оценка промышленной значимости, а затем и рентабельности разработки нефтяной оторочки, как правило, остается открытым, поскольку критерии классификации не учитывают многообразия факторов, влияющих на продуктивность нефтяной части залежи.

При технико-экономическом обосновании разработки месторождения, безусловно, будет получен ответ на вопрос о промышленной значимости оторочек, но на ранних стадиях изученности – в ходе поисково-оценочных и разведочных работ, актуально применение экспресс-методик, позволяющих получить первичную информацию для планирования дальнейшего освоения месторождения.

В рамках работы проведен анализ методик Г. Иррганга (H.Irrgang) (1994), Д. Ву (D.Vo) и др. (2000) и Ф. Осоро (F. Osoro) и др. (2005), Ш. Кабир (C. Kabir) и др. (2008), М. Уайна (M. Wyne) и др. (2005) [10], К. А. Лаваль (Lawal K. A.) и др. (2010) [9], М.М. Хасанова (2013), А.С. Осипенко и др. (2022) и других подходов к оценке оторочек.

В настоящее время для минимизации негативных эффектов, возникающих при разработке оторочек, наиболее широко применяются горизонтальные, в том числе многозабойные скважины, которые уместны и для условий повышенной вязкости нефти. При этом основным противовесом с точки зрения рентабельности является фактор удельной плотности запасов нефтяной оторочки.

Если рассматривать вопрос комплексно, не только с позиции конструкции скважин и технологий их эксплуатации, а с позиции системы разработки в целом, то рациональные стратегии обычно связывают с первоочередной выработкой нефтяной оторочки, а затем газовой шапки, либо с одновременной разработкой нефтяной и газовой частей залежей. Оба подхода могут реализовываться как без дополнительного воздействия, так и с применением

поддержания пластового давления, включая методики внутрипластового разделения нефтяной и газовой частей залежи, то есть барьерное заводнение.

Кроме воды в качестве агента для ППД может использоваться газ, нагнетание которого возможно по площадной системе, либо в газовую шапку, в том числе и с реализацией сайклинг-процесса, а также комбинированные агенты: закачка водогазовой смеси и последовательная закачка газа и воды. Условия применимости систем разработки также должны опираться на типизацию оторочек, а для подбора методов возможно применять результаты экспресс-оценок оторочек.

Выводы

В работе проведена систематизация и существующих классификаций нефтяных оторочек, подходов к их разработке и методик оценки промышленной значимости таких объектов, что позволяет выработать оптимальный алгоритм оценки и выбора стратегии разработки конкретных залежей.

Библиография

1. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К. и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 246 с.
2. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М., Недра, 1979, 335 с.
3. Мустафинов А.Н. Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию и соотношению объемов газообразной и жидкой фаз в пласте. – Геология нефти и газа, 1962, № 12, С.47 – 50.
4. Николаевский Н.М., Розенберг М.Д., Шейн П.Н. Принципы промышленной оценки и разработки нефтяной оторочки газовых месторождений. М., ГОСИНТИ, 1960, 139 с.
5. Осипенко А.С. и др. Концепция разработки трудноизвлекаемых запасов конформнозалегающих нефтяных оторочек //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – №. 3. – С. 46-54.
6. Самарцев В. Н. К вопросу классификации залежей, содержащих нефть и свободный газ. / Тр. ВНИИ, вып. 33. М.: Недра, 1968, с. 10 - 14.
7. Федосеева Е.Н., Потемкин Г.Н., Дронова К.П. Анализ распределения запасов и параметров нефтяных оторочек на месторождениях России. // Молодые – Научкам о Земле: в 5 т. Материалы XI Международной научной конференции. М.: Издательство МГРИ, 2024. Т.3. С. 51-54.
8. Хасанов М. М. и др. Оценка рентабельных толщин при разработке нефтяных оторочек горизонтальными скважинами //Нефтяное хозяйство. – 2013. – №. 12. – С. 44-47.
9. Lawal K. A., Wells I. A., Adenuga A. O. Preliminary assessment of oil-rim reservoirs: A review of current practices and formulation of new concepts //SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – SPE, 2010.
10. Wyne M. et al. Nun River Node: Gas Recovery Mechanisms and Oil Rim Development Strategy //Draft Report. Shell International E and P, Rijswijk. – 2005.

***Перспективы поисковых работ на залежи нефти и газа
Янгиказганского поднятия***

***Абзалов А.П.* (ТашГТУ им. Ислама Каримова, abzalov.akmal@inbox.ru),
Абдурахманов Б.А. (ТашГТУ им. Ислама Каримова, Begzod3738@mail.ru),
Гулмаматов О.И. (ТашГТУ им. Ислама Каримова, otabekgulmamatov@gmail.com)***

Аннотация

В статье рассмотрено, проблема поисков литологическое, стратиграфическое и тектоническое экранированных залежей нефти и газа, связанных с локальными зонами растяжений залегающих отложений, актуально для многих нефтегазодобывающих регионов, в том числе и для наиболее перспективного в нефтегазоносном отношении Бухаро-Хивинского региона – Янги Казганского поднятия и прилегающих участков.

Ключевые слова

Зона, палеозой, залежь, отложение, локальное

Теория

Основным объектом поисковых работ на данной территории являются антиклинальные складки. В настоящее время здесь, на глубине до 2500 тыс.м разбурены почти все известные антиклинали (Каравой, Изокудук, Аузбай, Булак и др.), закартированные по регионально продуктивным палеозойских отложениям и возникают трудности в размещении объемов геолого-поисковых работ. Большие надежды возлагаются на возможную продуктивность верхней части палеозойских отложений. Однако палеозойские структурные этажи слабо изучены и, несмотря на значительные объемы буровых работ, поиски залежей нефти и газа в палеозойских отложениях пока не увенчались успехом. В этих условиях наряду с продолжением исследований с целью решения «палеозойской» проблемы, необходимо шире развернуть работы направленные на поиски в зоне локальных растяжений залегающих отложений в которых залежи нефти и газа образовались в результате вертикальной миграции по глубоко залегающим каналам [1,2].

Перспективными для поисков палеозойских залежей УВ в данной зоне являются участки, расположенные в пределах поднятий с выявленными месторождениями, в частности в северо-западной части Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. В результате проведенных геологоразведочных работ в Янгиказганском поднятие здесь открыто газоконденсатное месторождение Ёркин в меловых отложениях (рис.1).

Глубоким бурением рассматриваемый район изучен неравномерно. В отличие от северо-западной части поднятия, где пробурено большое количество поисковых скважин и с 1980 г. проводятся (в незначительных объемах) работы с целью поисков антиклинальных залежей нефти и газа, в северо-западной части Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона большинство глубоких скважин расположено в сводовых и присводовых частях Учкырского, Газлинского, Янгиказганского антиклинальных складок. Обширные синклинальные пространства, включая борта крупных отрицательных структур, а также далекие погружения крыльев и периклиналей с которыми связываются основные перспективы поисков залежей нефти и газа в зонах локальных растяжений [3].

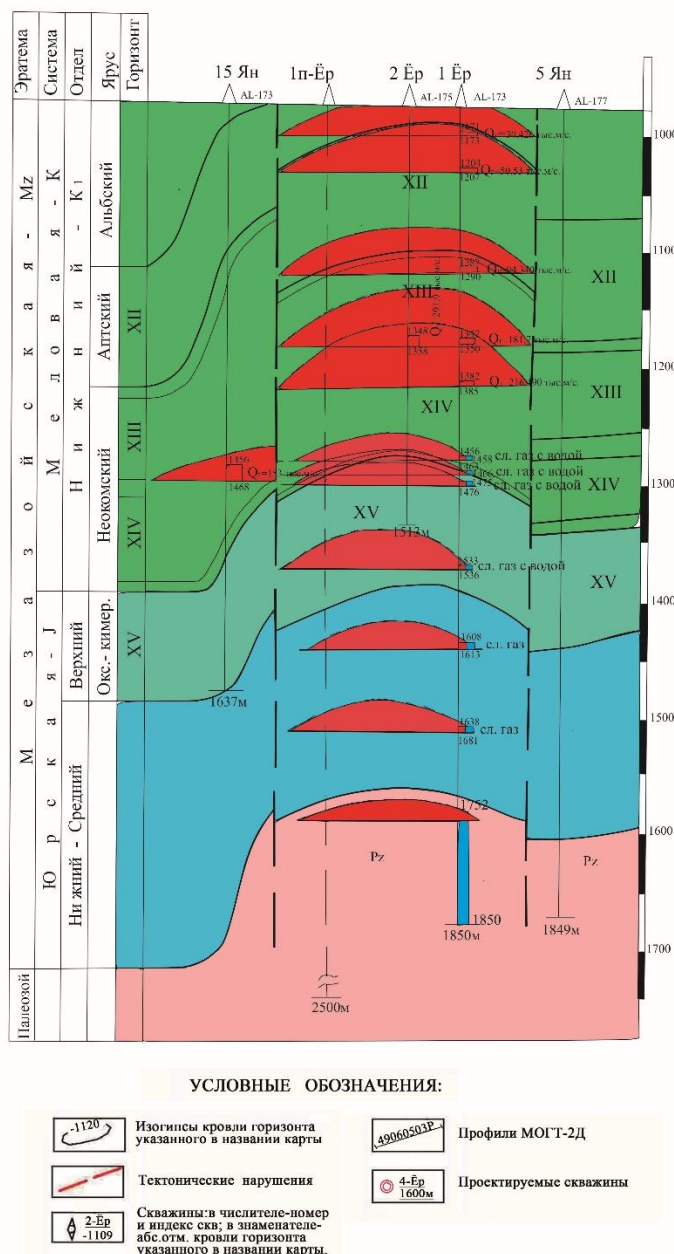


Рисунок 1. Геологический профиль по линии скважин №№15 и 5 Янгиказан, №№1п, 2 и 1 Ёркин

Следует отметить слабую охарактеризованность керном вскрытых скважинами разрезов. Проходка с отбором керна обычно не превышает 5-10 %, при выходе керна (как правило)- менее 50 %. Поэтому имеющихся данных недостаточно, причем не только для качественного литолого-фациального анализа, результаты которого используются для определения местоположения литологически-, стратиграфически-, и тектонически-экранированных ловушек углеводородов, но и для достаточно детального анализа перетока углеводородов из вертикальных каналов зоны локального растяжения, выделенных в разрезах скважин. Это сдерживает расширение работ, направленных непосредственно на поиски залежей нефти и газа в зонах локального растяжений залегающих отложений [4].

Тем не менее, по имеющимся геолого-геофизическим материалам, можно выделить ряд наиболее перспективных участков, которые в процессе их дальнейшего детального изучения

могут быть установлено что эти участки располагаются в зонах локальных растяжений, где могут находиться залежи литологически-, стратиграфически- и тектонически экранированного типов.

Выводы

Поиски этих залежей должны быть осуществлены после того, как будут проведены детальные геофизические работы в комплексе с бурением параметрических скважин.

Таким образом, перспективы поисков УВ залежей в зонах локальных растяжений залегающих отложений в северо-западной части Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона являются весьма актуальными.

Библиография

1. Абдуллаев Г.С., Долгополов Ф.Г. Новая геодинамическая основа геологоразведочных работ в Центральной Азии. // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр». Ташкент: АО «ИГИРНИГМ». 2019. С. 104-107.
2. Долгополов Ф.Г. Геодинамическая переинтерпретация глубинных сейсмических профилей ГСЗ, КМПВ-МГОВ, MOVЗ на территории Центральной Азии. // Материалы международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и освоения углеводородного потенциала недр и пути их решения (Акрамходжаевские чтения)». Ташкент: ГУ «ИМР». 2023. С.59-65
3. Тухтаев К.М., Абдуллаев Г.С., Долгополов, Бикеева J1.Р. Многоуровневые регматические системы наклонных и сдвиговых разрывных нарушений литосферы нефтегазоносных регионов Узбекистана. Материалы международной конференции «Науки о Земле». Ташкент: Госкомгеологии РУз, НКГУ. 2018. С.41-44.
4. Хабибуллаев С.С., Хайитов Н.Ш., Каримов С.Х., Маруфов Ф.Ф. Перспективы освоения потенциально продуктивных горизонтов меловых отложений Чарджоуской ступени. // Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр». АО «ИГИРНИГМ». Издательство «Навруз». Ташкент. 2019. С.79-84.

Bibliography

1. Abdullaev G.S., Dolgoplov F.G. Novum fundamentum geodynamicae explorationis geologicae in Central Asia. // Collectio materialium ex collatione scientifica et practica internationali "Proventus currentis olei et gasi geologiae ac methodi et technologiae innovandae ad hydrocarbonum potentia subsoli explicandum". Tashkent: JSC "IGIRNIGM". 2019. P. 104-107.
2. Dolgoplov F.G. Geodynamica reinterpretatio profanorum seismicorum profanorum DSS, KMPV-MGOV, et MOVZ in territorio Asiae Centralis. // Acta colloquii scientifici et technici internationalis "Problemationes currentis olei et gasi geologiae et progressus hydrocarbonii potentiae subsolitionis et modi ad solvendas eas (lectiones Akramkhodjaev)". Tashkent: Institutiones publicae "IMR". 2023. P. 59-65
3. Tukhtaev K.M., Abdullaev G.S., Dolgoplov, Bikeeva J1.P. Multiplices systemata regmatica inclinati et tondendi vitia lithosphaerii olei et gasi regiones Uzbekistaniae afferentes. Acta colloquii internationalis "Terraе Scientiae". Tashkent: Committee Civitatis Geologiae Reipublicae Uzbekistaniae, NKSU. 2018. P.41-44.
4. Khabibullaev S.S., Khaitov N.Sh., Karimov S.Kh., Marufov F.F. Prospektat progressionem potentiae productivae prospectus Cretensium depositorum in scaena Chardzhou. // Acta Internationalis Scientificaе et practicae Conferentiae "Current Exitus Olei et Gas Geologiae et

Methodi innovativae et Technologiae ad progressionem Hydrocarbon Potentialis Subsoilis". JSC "IGIRNIGM". In aedibus edendis "Navruz". Tashkent. 2019. P.79-84.

***Анализ и оценка выполненных геологоразведочных работ
в Ферганской межгорной впадины***

***Аллаяров Б.И. *(ТашГТУ им. Ислама Каримова, bekzodallayarov19821901@gmail.ru),
Абзалов А.П. (ТашГТУ им. Ислама Каримова, abzalov.akmal@inbox.ru),
Гулмаматов О.И. (ТашГТУ им. Ислама Каримова, otabekgulmamatov@gmail.com)***

Аннотация

В данной статье рассмотрено этапы геологоразведочных работ Ферганского межгорного впадины. Ферганская впадина издавна является объектом многочисленных геолого-геофизических исследований. В комплекс изучения входило геологическое картирование, структурное и глубокое бурение и различные методы геофизических исследований.

Ключевые слова

Сумсарский, антиклиналь, сейсморазведка, залежь, меловые

Теория

Геологические исследования проводились в основном на естественных обнажениях на севере и юге впадины. Их результаты представлены в работах Г.Д. Романовского, И.В. Мушкетова, К.П. Калицкого, О.С. Вялова, А.А. Васильковского и других авторов. Первые общие сведения о геологическом строении Ферганской впадины изложены в работах И.В. Мушкетова и других авторов, опубликованных в начале прошлого века и основанных на результатах маршрутной съемки в горных и предгорных районах впадины. В 1943-44 годах Н.Б. Вассоевичем и О.С. Вяловым были проведены литолого-стратиграфические и палеонтологические исследования меловых, палеогеновых отложений и континентальных моласс неогена.

Вся территория проектируемых работ покрыта магнитометрическими, гравиметрическими и электрометрическими съемками, дающими общее представление о геологическом строении района.

Первые геологические рекогносцировочные исследования проектируемой площади района проведены в 1932-1945 годах С.А. Ковалевским, Г.И. Шатовым, Н.П. Дуброво, М.Т. Сафаралиевым и В.А. Бабахяном.

В результате этих и ранее проведенных съемочных работ ими были выделены две зоны антиклинальных складок: первая, включающая Андижанскую и вторая Шахрихан-Ходжабадскую антиклинальные структуры. С.А. Ковалевский положительно оценил структуру Андижан и предложил начать разведочные работы на нефть и газ. В 1935 г. на Андижанской структуре было начато разведочное бурение на палеогеновые отложения и в 1937 году в одной из скважин III горизонта сумсарских слоев палеогена получен первый фонтан нефти с дебитом 35т/сут., в связи с чем был организован нефтепромысел Андижан. В 1936 году проведено структурное бурение в данной структуре, в ходе которого в песчаниках неогена обнаружены нефтепроявления.

Геофизические исследования проводились на закрытой территории. Основными геофизическими методами изучения строения Ферганской впадины являлись в 30-50 годы - гравиразведка, электроразведка, а начиная с 50-х годов и до настоящего времени, - сейсморазведка. Результаты этих работ представлены в работах Б.Б. Таль-Вирского, Г.П. Ефимова, П.Я. Фамиллианта, И.А. Фузайлова и других авторов.

В 1937 г. под руководством П.А. Чекунова были проведены гравиметрические исследования. После этого в 1938 г. Г.М. Аладатовым проведен повторная детальная съёмка в

западной и центральной частях Андиганской структуры. И только после получения притока дебитом 3,5 т./сут. В скважине №64, 1 пласт месторождения Андиган был введен в разработку.

В 1953-1954 гг. для уточнения глубинного строения структуры были проведены электроразведочные работы, в результате которых выявлена антиклинальная складка по опорному электрическому горизонту.

В результате обобщения данных электроразведки, выполненного Г.П. Ефимовым и А.М. Касьяном в 1964 году по всей впадине, в районе, в который входит и площадь проектируемых работ, были выявлены Варыкская, Гумханская, Таштепинская складки. Эти складки в плане образуют единую цепочку структур южного прибортового склона и южного борта Ферганской впадины.

В течение 1997-1998 гг. электроразведочные работы комплексом методов (МТЗ, ЧЗВП, ВП ВЭЗ) проводились на южном борту Ферганской впадины с целью оценки перспективности выявленных сейсморазведкой структур на УВ.

Наиболее эффективной в комплексе использовавшихся геофизических методов оказалась сейсморазведка МОВ, применявшаяся до 1973 г. в обычной модификации, а далее – способом ОГТ.

Вся территория, в которую входит и площадь проектируемых работ, в 1954-1973 гг. была покрыта исследованиями МОВ с плотностью 0,5-0,8 погонный км/км², позволившими изучить структурный план палеогеновых отложений, подтвердить ряд погребенных складок, ранее выявленных электроразведкой, и подготовить к разведочному бурению площади Зап. Палванташ, Палванташ, на которых впоследствии были выявлены залежи нефти и газа.

Начиная с 80-х годов прошлого столетия, в пределах впадины начал широко применяться метод ОГТ. С 1985 г. на Андиган и Шарихан-Хаджаабадских структур на соседних с Бостоном площадях проводились сейсморазведка МОГТ с целью выявления и подготовки структур. По данным сейсморазведки в пределах Бостонской площади был выявлен новый перспективный объект по отложениям палеогена.

Поисково-детальными работами (Чимионская с/п № 08.06-09; Бувайдинская с/п № 06/08-11) структура детализирована и в 2009 г. под названием Богишамол была включена в фонд подготовленных. В настоящее время плотность профилей ОГТ составляет 0,4-0,6 погонный км/км². Анализ результатов региональных геофизических работ показал следующее:

1. Магниторазведочные работы и гравиметрическая съемка в пределах Ферганской впадины дают информацию только о рельефе и составе складчатого фундамента.

2. Электроразведка ВЭЗ позволяет картировать только горизонты с аномально высокими удельными сопротивлениями, которые в разных частях впадины приурочены к разным стратиграфическим слоям.

3. По данным электроразведки можно выделить только крупные структурные зоны.

4. Структурно-тектонические особенности осадочного чехла Ферганской впадины проявляются в сейсмических полях.

Неоднородность разреза по акустическим параметрам позволяет проследить на временных разрезах волны, связанные с различными стратиграфическими границами. Среди них наиболее уверенно и протяженно прослеживается отражение, связанное с кровлей известняков туркестанских слоев палеогена Т (Р₂). Его положение на временных разрезах характеризует тектонический план палеогена, позволяющий выделить складки, флексуры, разрывные нарушения и т.д.

Начиная с 2010 года в районе Андиганской группы месторождений начаты сейсморазведочные работы 3Д (А.Х. Урманов, М.С. Абдуллаев), в конце 2013 и в начале 2014 года была охвачена и площадь Учтепа. По результатам оперативной обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3Д ранее пробуренные картировочные скважины

расположены в крыльевых и переклинальных частях структуры. Результаты интерпретации данных сейсморазведки 3Д, пробуренные поисковые скважины Учтепа № 1 и 2 уверенно и однозначно указывают наличие структуры Учтепа в неогеновых отложениях, т. е. по подошве бактрийских отложений.

Учитывая прямые признаки нефти в кернах, в геологических разрезах свита «С» в подошве верхнее неогеновых отложениях (горизонт1), скважин №№12,14 и 15 и близость нефтяных месторождений Андижан, Ходжабад, Ходжаосмон, Бостон, а также небольшую глубину нефтеносного горизонта до 600 м, структура была подготовлена к поисковому бурению.

Как известно, в Ферганской впадине все известные месторождения является многоэтажными и нефть в неогеновых отложениях результат вертикальной миграции УВ из нижележащих горизонтов. В этом районе палеогеновые отложения размыты и отсутствуют, однако меловые, юрские и верхнепалеозойские отложения присутствуют. Вероятность открытия залежи в этих отложениях оценивается очень высоко. Наличие залежей в меловых, юрских, верхнепалеозойских отложениях ряда месторождений юго-восточной части Южного борта, таких как Юж. Аламышик, Ходжабад, Хартум и др. является подтверждением такого заключения.

В связи с этим, по результатам выполненных сейсморазведочных работ 3Д и пере интерпретации всех имеющихся геолого-геофизических материалов, структура Учтепа (мел) подготовлена по отражающему горизонту К₂ приуроченного к кровельной части экзогировой свиты верхнемеловых отложений.

В верхнемеловых отложениях, по отражающему горизонту К₂, структура представлена антиклиналью субширотного простирания, осложненная с юга и северо-запада тектоническим нарушением. По предельно замкнутой изогипсе – 70 м, размеры структуры -1,5х0,7 км, ожидаемая площадь – 0,93 кв.км., амплитуда – 40 м.

Выводы

В результате работ была составлена геологическая карта Ферганской нефтегазоносной области масштаба 1:100 000 и составлена стратиграфическая схема, которая впоследствии стала общепринятой (рис.1).

В результате бурения скважины №1 Учтепа отмечены признаки нефти и газа в нескольких интервалах: Это III, VI, VII, VIII- объекты, где получено пленка нефти и жидкость из них 30 % нефть.

В рассматриваемом регионе абсолютное большинство выявленных залежей нефти и газа связаны с антиклинальными структурами различной степени сложности.

Ферганская межгорная впадин а представляет собой самостоятельный нефтегазоносный бассейн и является одним из старейших нефтедобывающих регионов Республики Узбекистан. В ее пределах широко распространены выходы на поверхность нефтяных пластов как в северной, так и в южной частях (Шорсу, Нефтебад, Чимион и др.). Выходы нефти приурочены к отложениям палеогена, мела, юры и палеозоя.

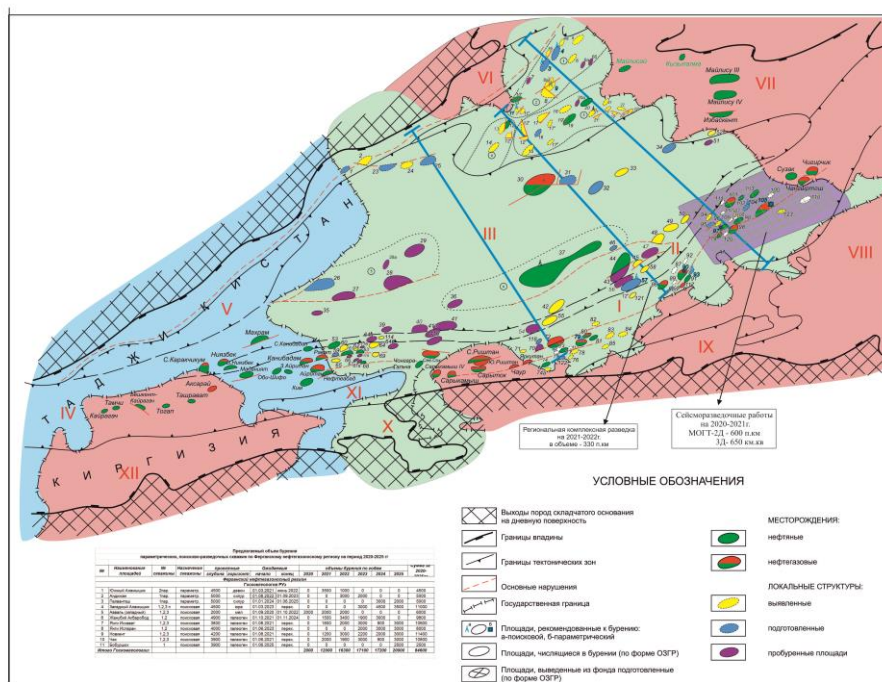


Рисунок 1. Геологическая карта Ферганской нефтегазоносной области масштаба 1:100 000 (по материалам ГУ «ИГИРНИГМ» и АО «Узбекгеофизика»)

Библиография

1. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. - Ташкент, 2019. – С. 820
2. Абидов А.А., Каломазов Р.У. Критерии выделения нового элемента при тектоническом районировании Ферганской впадины и определение дальнейших направлений геологоразведочных работ в ее пределах. // Геология и перспективы нефтегазоносности Узбекистана. - Ташкент: ИГИРНИГМ, 2001. - Вып. 80. - С. 25-35.
3. Hamidov A.A. Dynamics Of Soil-Geographical Research In The Fergana Valley (1918-1945) //The American Journal of Applied sciences. - 2021. – Т. 3. - №. 06. - С. 44-50.

Bibliographia

1. Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eidelnant N.K. Oleum et agros gasorum Reipublicae Uzbekistaniae. - Tashkent, 2019. - P. 820
2. Abidov A.A., Kalomazov R.U. Criteria cognoscendi novum elementum in zoning tectonica depressionis Ferganae et ultiores directiones determinandi ad explorationem geologicam intra fines suos. // P. Geologia et oleum et gas Uzbekistania. - Tashkent: IGIRNIGM, 2001. - Part. 80. - pp. 25-35.
3. Hamidov A.A. Edidit Soil-Geographica Investigatio In Valle Fergana (1918-1945) // Acta scientiarum applicatae Americanae. - 2021 - T. 3. - No. 06. - pp. 44-50.

***Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности
Тахтакаирского вала и южной части Талдыкского прогиба Северо-Устьюртской
синеклизы***

***Аширова В.Б. *(АО «Узбекгеофизика», valeryashirova@gmail.com),
Мажидов Э.К.,
Бабаджанов С.А.,
Мусабеков А.К.***

Аннотация

В статье приводятся некоторые сведения о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности, а также результаты структурной (кинематической) интерпретации сейсмоданных МОГТ-3Д в пределах Тахтакаирского вала и южной части Талдыкского прогиба Северо-Устьюртской синеклизы.

Ключевые слова

Геологоразведочные работы, Устьюртский регион, прогиб, вал, сейсморазведка 3Д, месторождения, юра, нефть, газ

Теория

В тектоническом отношении регион находится в пределах Туранской плиты и характеризуется сложной тектоникой, включающей разломы, грабены и антиклинальные структуры, и представляет собой область с мощным осадочным чехлом, сформированным в результате длительных тектонических процессов, морских трансгрессий и регрессий, а также процессов денудации и аккумуляции (Рисунок 1).

Установлено, что на Устьюрте мезокайнозойский осадочный чехол не всегда залегает на складчатом палеозойском фундаменте, местами под ним могут находиться пермотриасовые молассы или верхнекарбоновые нормально осадочные толщи, которые обычно относят к промежуточному структурному этажу (Бикеева, 2015 стр. 30-31). Таким образом, суммарная мощность осадочного чехла и промежуточного структурного этажа порою увеличивается до 8-10 тыс. м, что представляет огромный интерес с точки зрения углеводородного потенциала.

Краткая геологическая характеристика района исследований. В геологическом строении Устьюртского региона выделяются два структурно-формационных этажа: палеозойские образования и отложения мезо-кайнозойского возраста, залегающие несогласно на складчатом фундаменте.

Отложения палеозойского возраста представлены черными плотными аргиллитами, а также органогенно-реликтовыми известняками, алевролитами с прослоями аргиллита. По возрасту отложения относятся к верхнекарбоновым. Максимальная вскрытая мощность отложений составляет 640 метров (Искандаров, 2021 стр. 3-5).

Нижнесреднеюрские отложения с размывом и угловым несогласием перекрывают разновозрастные породы палеозоя и представлены аргиллитом-алевролитовыми отложениями с прослоями и линзами песчаников.

Верхнеюрские отложения перекрывают среднеюрские отложения и представлены континентальными (келловей-оксфорд) и морскими (кимеридж-титон) образованиями: глинами, алевролитами с редкими прослоями песчаников. Общая мощность юрских отложений колеблется в пределах 540-1497 м.

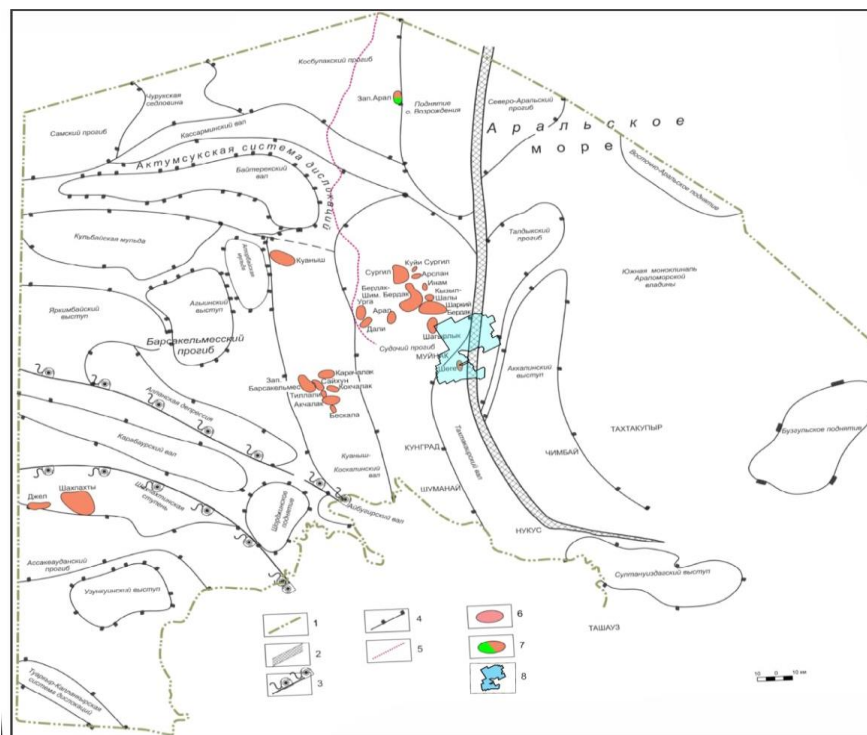


Рисунок 1. Схема расположения месторождений нефти и газа на структурно-тектонической основе (Устьюртский регион)

(по материалам ГУ «ИГИРНИГМ» и АО «Узбекгеофизика»)

1—государственная граница Республики Узбекистан; 2—Арало-Кзыл-Кумский разлом; 3—границы тектонических элементов I порядка; 4—границы тектонических элементов более низкого порядка; 5—граница чинка; 6—газовые, газоконденсатные месторождения; 7—нефтегазоконденсатные месторождения; 8—контур сейсморазведочных работ МОГТ-3Д Талдыкской с/п №21/22-25

Отложения мелового возраста развиты повсеместно и с размывом ложатся на верхнеюрские образования. В пределах Тахтакаирского вала верхнемеловые отложения частично размыты.

Палеоген представлен всеми тремя отделами – палеоценом, эоценом и олигоценом.

Неогеновые отложения расчленены на несколько свит и представлены в нижней своей части песками, песчаниками, серыми глинами морского происхождения. Выше залегают алевролиты, алевролитовые глины, глины и пески. Мощность меняется в большом диапазоне от полного отсутствия на сводах крупных поднятий до 500 м в зонах прогибов.

Четвертичные отложения сложены континентальными образованиями: аллювиальными, аллювиально-озерными и аллювиально-дельтовыми (Бикеева, 2019 стр. 35-40).

Нефтегазоносность

Перспективность Устьюртского региона доказана открытием 23-х месторождений УВ-сырья (Рис.1), из них: 8 (Куаныш, Акчалак, Кокчалак, Карачалак, Гарбий Барсакелмес, Тиллали, Бескала и Сайхун) в пределах Куаныш-Коскалинского вала; 7 (Урга, Дали, Сургиль, Шаркий Бердах, Шимолий Бердах, Шагырлык, Арал, Арслан, Кызылшалы, Инам и Куйи Сургиль) в пределах Судочья прогиба; 2 (Шахпахты и Джел) на территории Шахпахтинской ступени Южного Устьюрта; 1 (Шеге) в пределах Тахтакаирского вала и 1 (Западный Арал) на юго-восточном борту Косбулакского прогиба (Абдуллаев, Богданов, 2021 стр. 13).

В целом нужно отметить, что геологическое строение региона, литолого-фациальные особенности юрских и меловых отложений, пространственное распределение газоносных

горизонтов и песчаных коллекторов указывают на формирование различных типов ловушек, включая литологические, стратиграфические, структурные и тектонические.

Материалы и методология работ

В 2022-2025 г.г. в пределах зоны сочленения Тахтакаирского вала и Талдыкского прогиба силами АО «Узбекгеофизика» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-ЗД в объеме 1500 кв.км. (Рисунок 1).

Обработка и интерпретация сейсмических материалов производилась в производственной геолого-методической партии АО «Узбекгеофизика» с применением аппаратно-программного комплекса «Paradigm».

Были откоррелированы 4 основных отражающих горизонта по юрским отложениям и поверхности палеозоя, а также протрассированы разрывные нарушения на вертикальных сечениях сейсмического куба (Рисунки 2,3,4).

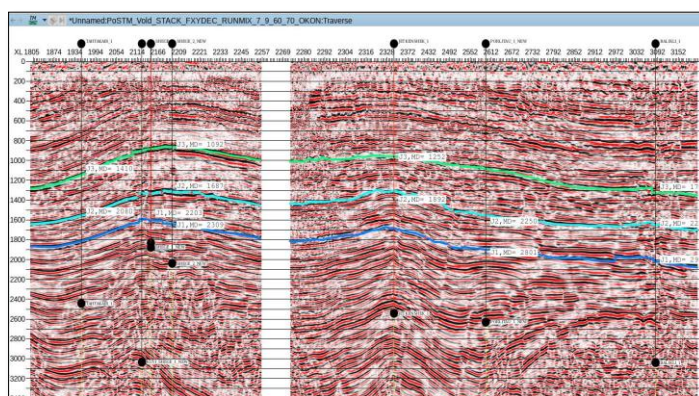


Рисунок 2. Результаты структурной привязки

По результатам структурной (кинематической) интерпретации были уточнены ранее выявленные структуры (месторождение Шеге, Порлытау), а также выявлена структура Шаркий Шеге по ОГ T_{IV}^{II} (J_2) и T_{IV}^{III} (J_1).

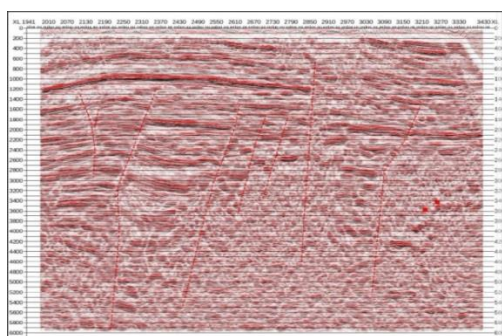


Рисунок 3. Выделение разломов

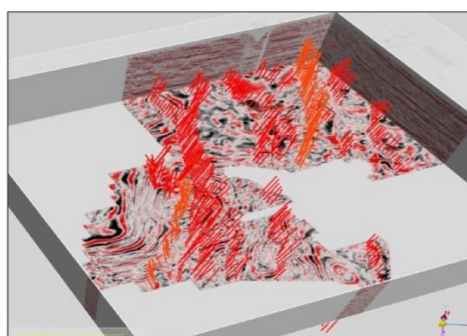


Рисунок 4. Потрассная корреляция разломов

Далее, были построены карты изохрон и структурные карты по отражающим горизонтам T_{III} (J_3)–кровле пласта верхней юры, T_{IV}^{II} (J_2)–кровле пласта средней юры, T_{IV}^{III} (J_1)–кровле пласта нижней юры и T_{VI} (Pz) –кровле палеозоя, а также сформирована структурно-тектоническая модель (Рисунок 5).

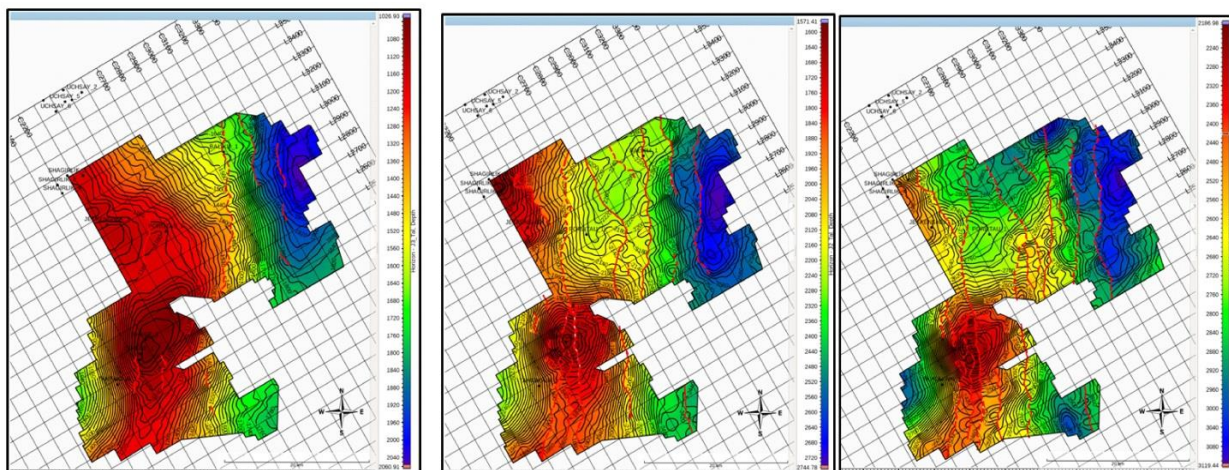


Рисунок 5. Структурные карты рассчитанные по отражающим горизонтам J_3 , J_2 , J_1 (слева-направо)

Выводы

Авторами рекомендуется подготовить паспорт по отражающим горизонтам T_{IV}^{II} (J_2) и T_{IV}^{III} (J_1) для заложения поисковой скважины с целью изучения геологического строения и нефтегазоперспективности выявленной структуры Шаркий Шеге, на пересечении сейсмопрофилей МОГТ-3Д Lp 2720 и Cr 2700 Талдыкской с/п №21/2022-2025.

Библиография

1. Разработка методики поисков залежей углеводородов в палеозойских отложениях центральной части Куаныш-Коскалинского вала (Республика Каракалпакстан) [Статья] / авт. Искандаров М.Х. // Журнал нефтегазовая геология. Теория и практика. АО «ВНИГРИ» Санкт-Петербург - 2021 г.
2. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан [Статья] / авт. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. // Журнал нефтегазовая геология. Теория и практика. АО «ВНИГРИ» Санкт-Петербург - 2021 г.
3. Использование дистанционных исследований при поисках структурных ловушек на слабоизученных территориях Устюртского региона [Статья] / авт. Бикеева Луиза Равкатовна // Нефтегазгеологическая наука Узбекистана и роль молодежи в решении ее проблем. - 2015 г.
4. Remote sensing data for structural and geological research of the Republic of Uzbekistan [Статья] / авт. Бикеева Луиза Равкатовна // International Journal of Geology, Earth & Environmental Sciences. - 2019 г.

***Сопоставительный анализ физико-химических параметров
конденсата месторождения Жайрон с конденсатами
близрасположенных месторождений***

***Махмудов Н.Н. (ТашГТУ им. Ислама Каримова, mahmudovnn@mail.ru),
Бозорбоева З.Р.* (ТашГТУ им. Ислама Каримова, davronbeksobirov705@gmail.com)***

Аннотация

В настоящей статье рассмотрена на основе материалов полученных в процессе промысловых газоконденсатных исследований и лабораторных анализов. Рассчитан компонентный состав пластового газа и потенциальное содержание конденсата в нем. Результаты будут использованы в качестве исходных параметров по подсчету запасов углеводородного сырья месторождения Жайрон.

Ключевые слова

Бурения, горизонт, пласт, конденсат, метан

Теория

В административном отношении месторождение Жайрон расположено на территории Караулбазарского района Бухарской области Республики Узбекистан, в тектоническом отношении расположено в пределах Каганского поднятия Бухарской ступени БХНГО, к западу от месторождения Сарыташ.

Структура Жайрон в 2021 году подготовлена к поисковому бурению по двум горизонтам: по кровле отложений мела ОГ Т₂ (ХШ), Т₆ по кровле отложений карбонатной юры и представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания.

Поисковая скважина № Жайрон – пробурена на сейсмопрофиле 01900490 Р пикете 157 с проектной глубиной 1500 м, со скрытием отложений палеозоя. Скважина начата бурением 10.08.2023 года, закончена 08.03.2024 года с забоем 1362 м в отложениях пермотриаса и переходной зоны к палеозойским отложениям [1].

В результате бурения поисковой скважины №1 Жайрон по данным ГИС кровля XV горизонта юрских карбонатных отложений вскрыта на глубине 1252 м (- 986 м), что на 23 м выше, чем в скважине №1 Западный Сарыташ (- 1009 м) 21.11.2015 года в скважине начато испытание. В поисковой скважине №1 Жайрон испытано 3 интервала.

В первом интервале 1303-1294 м (абс. отм.- 1052-1043 м) получен приток пластовой воды с плёнкой нефти, слабый газ неподдающийся замеру через затрубное пространство.

В интервалах 1291-1298 м (абс. отм. – 1040-1037 м и 1226-1223 м (абс .отм. 1035-1032 м), испытанных совместно получена пластовая вода.

В третьем интервале 1279-1273 м (абс. отм.- 1028-1022 м) получен приток газа 200 т.м³/сут.

В четвёртом интервале 1265-1256 м (абс. отм. – 1014-1005 м) получен приток газа 7,580 т. м³/сут [2].

Поисковая скважина №2 Жайрон пробурена сейсмопрофиле 05940593 Р пикете 38, в целях уточнения геологического строения месторождения Жайрон и опоискования выявленной газоконденсатной залежи в западном направлении, изучения физико-химических характеристик пластов и получения исходных данных для подсчета запасов УВ. Проектная глубина 1500 м, со вскрытием отложений палеозоя.

Таблица 1. Физико-химическая характеристика конденсатов отдельных Месторождений Каганского поднятия

Месторождение	№ скв	Горизонт	Инт. перф., м	Плотность г/см ³	Содержание, %				Выход б.ф. до 200°С, %	Групповой УВ состав, %			Тип конд. по ГУВС
					сера	смола	асф.	параф.		А	Н	М	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Джаркак	28	ХII	807-829, 833-840	0,810	-	-	-	-	19,0	19,2	26,0	54,8	МН
Джаркак	30	ХIII	867-972	0,795	-	-	-	-	46,0	15,3	35,2	49,5	МН
Джаркак	7	ХII	897-920	0,810	0,10	0,1	-	сл.	34,0	21,8	22,8	55,4	МН
Жайрон	1	ХV	1279-1273	0,769	0,43	0,59	0,21	-	23,93	11,26	65,06	23,68	НМ
Зиробод	1	ХV	1298-1328	0,763	0,51	0,62	0,21	-	74,34	10,18	81,96	7,86	НМ
Чукуркуль	1	ХV	1428-1440	0,700	0,072	-	-	-	95,81	12,6	40,8	46,6	МН
Когон	2	ХV	1463-1485	0,842	0,63	0,71	0,35	-	14,14	10,50	75,12	14,38	НМ

Месторождение Жайрон расположено в близости от газоконденсатных месторождений Зиробод, скв. 1, Когон скв. 2, Чукуркуль скв. 1, Джаркак скв. 7, 28, 30, где газоконденсатные залежи приурочены к меловым и юрским карбонатным отложениям. Из скв. 1 Жайрон получен исследованный конденсат месторождения Жайрон скв. 1, согласно физико-химической классификации относится к категории среднетяжёлым ($0,769 \text{ м}^3$), сернистым (0,43 %), высоко бензиновым (83,93 %). В составе конденсата обнаружены силикагелевые смолы (0,59 %) и асфальтены (0,21 %). Начало кипения конденсата составляет 33 % выход бензиновых фракций до 200°C составляет 83,93 %, что позволяет отнести конденсат к высоко бензиновому типу [3].

В групповом углеводородном составе бензиновых фракций н.к. -200°C преобладают нафтеновые (65,0 %) и метановые (23,68 %) УВ. Групповой УВ состав бензиновых фракций нафтенно-метанового (НМ) типа. При сопоставлении физико-химических показателей конденсата месторождения Жайрон вышеуказанными конденсатами близ расположенных месторождений установлена их схожесть и различия анализируемых показателей (таблица №1).

Надо отметить, что рассмотренные конденсаты меловых (XII, XIII) месторождений Джаркак 7, 28, 30, Чукуркуль скв. 1, и юрских карбонатных отложений месторождений Зиробод скв. 1 по некоторым параметрам (плотность, содержание серы, смол, бензиновые и типу ГУВ Сф (групповой-углеводородный состав бензиновых фракций н.к. 200°C) близки к конденсату месторождения Жайрон скв. 1. Здесь исключением являются конденсаты Когон скв. 2 и Джаркак скв. 7, 28 которые по плотности оказались более тяжёлыми, по содержанию серы: сернистыми и низко бензиновыми (14,14-19,0 %).

При рассмотрении изменения состава конденсатов с глубиной сверху вниз по разрезу от меловых (XII, XIII), к юрским карбонатным отложениям в конденсате плотность ($0,810-0,842 \text{ г/см}^3$, увеличивается содержание серы (0,10-0,83 %) уменьшается количество бензиновых фракций (46,0-14,14), в составе бензиновых фракции резко увеличивается концентрация нафтенных углеводородов (НУВ) и уменьшается метановые УВ (МУВ) [4].

Выводы

-Выполненные лабораторных исследований позволил получить основные физико-химические параметры газожидкостных систем месторождений Жайрон, находящихся в стадии поисково-разведочных работ.

-В состав пластового газа ГКМ Жайрон входят (% мольн.): метан – 85,72; этан – 1,83; пропан – 1,58; изо-бутан – 0,27; н-бутан – 0,35; пентаны и выше кипящие – 0,77; азот – 8,88; сероводород – 0,15; углекислый газ – 0,45. Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе составляет $32,1 \text{ г/м}^3$ (на сухой газ – $32,3 \text{ г/м}^3$).

-Для этого месторождения шло накопление информации по газоконденсатной характеристике. Приведённые результаты будут использованы в качестве исходных параметров при подсчёте балансовых и извлекаемых запасов газа, стабильного конденсата.

Библиография

1. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., Нуритдинов, Ж. Ф. У., Гафуров, Ш. О. У., & Жанабоев, Д. Б. У. (2020). Влияние гидродинамического несовершенства на производительность скважин. Глобус, (5 (51)). С.28-33.
2. Бабаев, З. Н., Умирозов, А. А., & Петросов, Ю. Э. (2020). Техно-экономическое обоснование кондиций для подсчета запасов горючих сланцев месторождения сангунтау. Студенческий вестник, (10-2), 18-20.

3. Жолтаев Г.Ж., Сапарбекова Б.М., Касымова Н.К., Битеутова С.А. Геодинамические условия формирования месторождений нефти и газа в надсолевом комплексе на юге Прикаспийской синеклизы // Проблемы и перспективы развития геологического кластера: тр. Международной науч. – практ. конф. т.1.- Алматы: Каз НТУ, 2014.-С.45-48.

4. Инструкция о порядке проведения промысловых и лабораторных определений содержания сероводорода в газе разведочных скважин. 5 РН 39.0.0-24:2003, С.25-37.

Bibliography

1. Akramov, B. Sh., Khayitov, O. G., Nuritdinov, J. F. U., Gafurov, Sh. O. U., & Zhanaboev, D. B. U. (2020). The Impact of Hydrodynamic Imperfection on Well Productivity. *Globus*, 5(51), 28–33.

2. Babaev, Z. N., Umirzokov, A. A., & Petrosov, Yu. E. (2020). Technical and Economic Justification of Conditions for Estimating Reserves of Combustible Shales in the Sangruntau Field. *Student Bulletin*, 10-2, 18–20.

3. Zholtaev, G. Zh., Saparbekova, B. M., Kasymova, N. K., & Biteutova, S. A. (2014). Geodynamic Conditions for the Formation of Oil and Gas Fields in the Supra-Salt Complex in the South of the Caspian Syncline. In *Problems and Prospects for the Development of the Geological Cluster: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (Vol. 1, pp. 45–48)*. *Almaty: KazNTU*.

4. Instruction on the Procedure for Conducting Field and Laboratory Determinations of Hydrogen Sulfide Content in Gas from Exploration Wells. (2003). 5 РН 39.0.0-24:2003, 25–37.

***Перспектив освоение нефтегазоносности юрских отложений
на примере месторождений Куаныш-Коскалинского вала***

***Давлатбоев Ж.Т.* (ТашГТУ им. Ислама Каримова davronbeksobirov705@gmail.com),
Абзалов А.П. (ТашГТУ им. Ислама Каримова, abzalov.akmal@inbox.ru)***

Аннотация

Настоящая статья посвящена научным исследованиям в сфере поиска нефти и газа на нижележащих продуктивных горизонтах, то есть, среднее и нижнее, юрских отложениях.

В данной научной работе авторами доклада проведены исследования по глубокому анализу локализации УВ-сырья в Устьюртском регионе, в частности Куаныш-Коскалинского вала, при поисках и разведки нефтегазоносным по нижележащим отложениям Устьюртского региона с применением новой инновационной методики.

Ключевые слова

Стратиграфия, поиск, разведка, коллектор, блок, земля

Теория

В настоящее время исследования нефти и газа, в Устьюртском нефтегазоносном регионе до конца не изучены и в публикациях недостаточно освещены. Одним из первых исследователей запасов нефти в мире является М.К. Каленко [1], который в 1948 году в числе первых ученых поставил эту задачу и по его рекомендациям был получен первый промышленный приток нефти в Восточной Сибири (месторождение Южный Тиган). Именно в этот период ведущими научными центрами России были сформированы основные направления исследований, проведения ГРП, а также расширения освоения (локализации) УВ-сырья в промышленных масштабах.

В настоящее время открытие гигантских и крупных месторождений нефти, газа, УВ-сырья является редкостью. В трудах родоначальников нефтегеологических школ представлены ценные сведения и выполнены фундаментальные исследования, которые послужили основой, для продолжения исследований и научных изысканий будущими поколениями геологов в сфере нефти и газа [1,2].

В настоящее время одной из главных задач в нефтегазовой промышленности Узбекистана является постепенный и неуклонный рост темпов добычи нефти и газа. Для обеспечения нарастающих темпов необходимо ежегодно готовить новые структуры, площади, запасы нефти и газа в объемах, опережающих их добычу. Этими приоритетами определяется актуальность поставленных задач авторами данного исследования.

В настоящее время темпы развития экономики ставят перед специалистами геологической отрасли Узбекистана. Задачи эффективного и рационального использования минерально-сырьевых ресурсов при обосновании приоритетных направлений ГРП, а также решение задач открытия и освоения месторождений УВ-сырья на основе применения эффективных методов и методик исследований и бурения скважин с учётом различных факторов (финансовые средства, оборудование, время и т.д.).

Требованиям по подготовке к бурению поисковых объектов на нижележащих отложениях глубинах в полной мере отвечают юрские отложения. Юрские отложения Куаныш-Коскалинского вала Устьюртской нефтегазоносной области залегают сравнительно на больших глубинах (1700-5600 м).

Отложения нижней юры сейчас в недостаточной степени исследованы, за исключением геолого-геофизических исследований, проводившихся СП «Aralseaoperatingcompany» и Росгеология. Юрские отложения характеризуются крупными газовыми и нефтяными ресурсами [3].

Учитывая вышеизложенное, данная статья посвящена научным исследованиям в сфере добычи нефти и газа на горизонтах нижележащих над продуктивными, то есть, среднее-и нижнее, юрских отложениях. По нижележащим отложениям Устюртского нефтегазоносного региона авторами проведены исследования с применением новой инновационной методики [4].

Анализ геологической изученности объекта исследования. Толщи юрских отложений Устюртской нефтегазоносной области (Куаныш-Коскалинский вал), которые расположены на территории Узбекистана, нужно рассматривать, как важный перспективный объект дальнейших научно-исследовательских и поисково-разведочных работ на обнаружение УВ-сырья. Юрская отложения сложена песчаниками и глинами, а также известняком, многократно чередующимися между собой. На большинстве изученных бурением площадей основная масса песчаников и песков сосредоточена в двух пачках. Практически для песчаных пород всего разреза данной формации показательно обогащение глауконитом, для глинистых пород – сульфидными соединениями железа.

Общая толщина среднее юрских отложений составляет 1700-2900 м, а всего комплекса отложений среднее и нижнее юрского возраста достигает - 1700-5600 м. Литологический все эти 2 толщи представлены преимущественно песчаниками разной окраски и разной зернистости. Другие типы пород имеют подчиненное значение.

Таким образом, сероводородсодержащий газ связан с двумя нефтегазоносными комплексами: верхний пачка сульфатно-карбонатным и нижний пачка терригенным. Однако, если в первом комплексе залежи газа распространены почти повсеместно, то во втором они встречаются лишь там, где создавались условия для крупномасштабного поступления нефти и газа из подстилающих отложений. Вышеуказанные аргументы должны быть определяющими критериями для оценки, прогноза, моделирования изучения недр с целью обнаружения нефти и газа [3].

На основе выполненного анализа большого фактического материала авторы данного исследования построили геолого-геодинамического модели материалом сейсморазведки 3D по юрским отложениям (рис. 1). Продуктивные песчаные пласты намечены в среднее и нижнее юрских отложениях. Продуктивные песчаные пласты смещены на север, северо-восточную часть Аламбекский структуры и нижней юрским отложениям смещены на западную, юго-западную часть структуры Акчалак.

Разломы (взбросы, надвиги, иногда сбросы), которые появляются путём миграции, широко развиты в пределах тектонически активного региона Северо-Устюртской и на прилегающих к нему территориях. В Устюрте к таким тектоническим активным зонам относится территория центральный части Куаныш-Коскалинского вала. Месторождение Аламбек и Акчалак расположен на центральной части поднятия. Северо-Устюртской нефтегазоносной области Устюртского нефтегазоносного региона. В геологическом разрезе месторождения Аламбек и Акчалак выделены карбонатная и терригенная образования. Нижнее и среднее юрские отложения схожи, с небольшими отличиями литологического характера.

Вышеуказанные площадях Аламбек и Акчалак необходимо тщательно изучить с применением ГИС- технологий и выявлять продуктивные горизонты в нижних юрских

отложениях. Среднее и нижнее юрские отложения также необходимо рассмотреть с применением ГИС-технологий и проверить продуктивные горизонты.

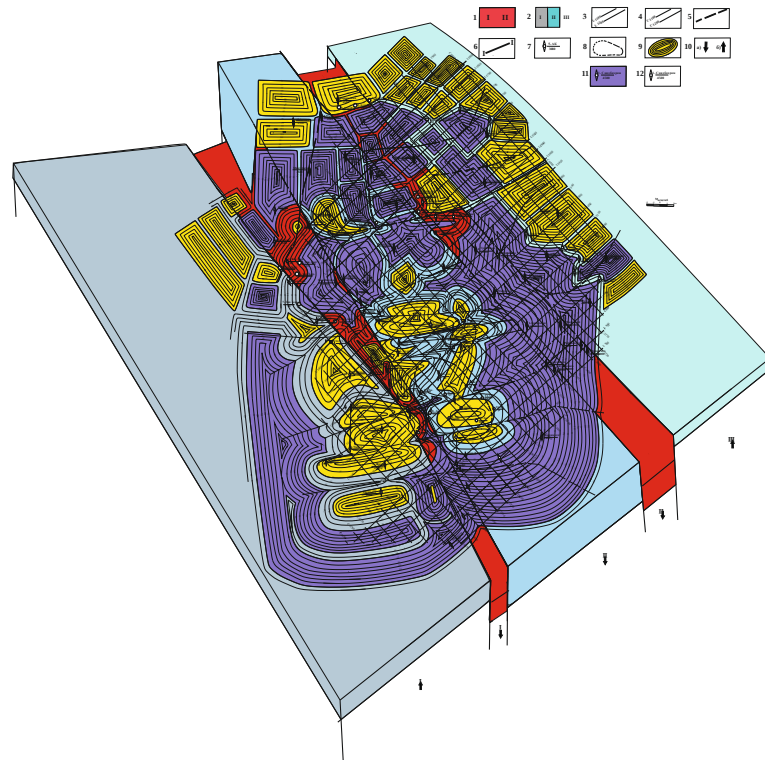


Рисунок 1. Геолого-геодинамическая модель по средне- и нижне юрским отложениям Акчалакский группы месторождения

Таким образом, авторы считают целесообразным продолжить исследования по изучению продуктивных горизонтов среднее и нижнее юрских отложений на Куаныш-Коскалинского вала и других площадях нефтегазоносного Устьуртского региона [4].

По построенному карту средне- и нижне юрским отложениям. Бурить поисковой и разведочных скважины в юрских отложениях в восточной, северо-восточной части месторождения Аламбек и центральной, западной части месторождения Акчалак (см. рис. 1).

Выводы

Анализ первичных геолого-геофизических материалов, построенного геолого-геодинамического модели по средне- и нижне юрским отложениям и материалы сейсморазведки МОГТ-3D позволяют предполагать, что в районе месторождения Аламбек и Акчалак есть перспективные структуры. Пробурив эти структуры можно получить прирост запасов по нефти и газа.

Таким образом, на основании изучения материалов сейсморазведки МОГТ-3D определены структуры на месторождении Аламбек и Акчалак, связанная с юрскими отложениями. Структура граничат с погруженными зонами локального растяжения. Контролирующими залежами углеводородов небольшого размера в нижних юрских отложениях.

Библиография

1. Абдуллаев Г.С., Юлдашев Ж.Ю., Искандаров М.Х., Худайбергенов Б.И. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Арало-Устюртского региона. // Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции. Уфа. 2006. С. 238-241.
2. Искандаров М.Х., Турсунова Т.М., Умаров Ш.А. Как образовалась нефть и газ в Арало-Устюртском регионе. // LAPLAMBERT. Academic Publishing. www.lap-publishing.com. Германия. 2023. С.111.
3. Искандаров М.Х., Умаров Ш.А., Хабибуллаев С.С. Основы анализа локализации УВ-сырья в Арало-Устюртском регионе. // LAPLAMBERT. Academic Publishing. www.lap-publishing.com. Германия. 2024. №7. С.3-5
4. Умаров Ш.А., Хабибуллаев С.С., Хакимзянов И.Н., Нестерова Л.И. Методологические основы геологического моделирования недр Узбекистана на примере рассмотрения и использования модуля «Интегральная геология». // Нефтяная провинция. №2 (30). 2022. С.19-43. <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.19-43>. EBSCO.

Bibliography

1. Abdullaev G.S., Yuldashev Zh.Yu., Iskandarov M.Kh., Khudayberganov B.I. Lineamenta structurae geologicae et olei et gasi potentiae regionis Aral-Ustyurt. Collectio materialum VI Internationalis Scientifica et practicae Conferentiae. Ufa. 2006. pp.
2. Iskandarov M.Kh., Tursunova T.M., Umarov Sh.A. Quomodo oleum et gas formatum est in regione Aral-Ustyurt. // LAPLAMBERT. Academic Publishing. www.lap-publishing.com. Germanus. 2023. P. CXI.
3. Iskandarov M.Kh., Umarov Sh.A., Khabibullaev S.S. Fundamenta analyseos localizationis materiae rudis hydrocarboni in regione Aral-Ustyurt. Germanus. 2024. N. VII. P.3-5
4. Umarov Sh.A., Khabibullaev S.S., Khakimzyanov I.N., Nesterova L.I. Fundamenta methodologica geologicae exemplaria subsoil Uzbekistania adhibito exemplo considerationis et usus moduli "Geologia integra". // Oleum provinciae. N. 2 (30). 2022. pp. 19-43. <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.19-43>. EBSCO.

Признаки разрушения нефтяных залежей в отложениях нижнетурнейского подъяруса западного склона Южно-Татарского свода

***Королёв Э.А.* (Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ,
edik.korolev@kpfu.ru),***

***Ескин А.А. (Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ,
eskin.aleksey@gmail.com),***

***Кольчугин А.Н. (Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ,
anton.kolchugin@kpfu.ru)***

Аннотация

В рамках данной работы изучена пластовая нефтяная залежь в отложениях нижнетурнейского подъяруса купольной структуры III порядка, приуроченной к западному склону Южно-Татарского свода. Нефтеносными породами коллекторами являются пелоидно-комковатые известняки пакстоун-грейнстоун. Установлено, что нефтяная залежь находится на стадии разрушения за счет прихода законтурных пластовых вод. В ее нижней части обособилась битуминозная зона, в верхней – нефтеносная. Зона окисления нефти в пределах нефтеносного пласта обогащена эпигенетическими зернами и агрегатами доломитов, гипс-ангидритов и пиритов. Выявленные аутигенные минералы являются признаками разрушения нефтяной залежи.

Ключевые слова

Нижнетурнейский подъярус, известняки, нефтяная залежь, заводнение, вторичные минералы

Источники финансирования

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2023-0014.

Теория

Нефтяные залежи в отложениях турнейского яруса на территории Южно-Татарского свода являются одними из перспективных объектов для разработки [3]. Большая часть разрабатываемых залежей приурочена к верхнетурнейскому подъярусу в объеме кизеловского и черепетского горизонтов [1]. Нефтеносность нижнетурнейского подъяруса (упино-малевский горизонт) часто остается под вопросом [4]. На многих площадях при попытках разработки этого интервала получают неоднозначные результаты. Одна из таких проблемных нефтяных залежей была выявлена в пределах купольного поднятия III порядка, осложняющего Ульяновскую валлообразную зону западного склона Южно-Татарского свода.

По данным стандартного скважинного каротажа в верхней части разреза нижнетурнейского подъяруса купольного поднятия была установлена пластовая залежь нефти мощностью около 8,0 м. Однако, при опробовании пласта удовлетворительные по объемам притоки были получены только с верхнего интервала толщиной около 2,0 м. С целью выяснения причин подобной избирательности нефтеотдачи потенциально продуктивного интервала было проведено изучение кернового материала, прошедшего пласт-коллектор. В

качестве основных методов исследования были выбраны оптико-микроскопический и рентгенографический анализы.

Оптико-микроскопические исследования показали, что нефтеносный интервал сложен пелоидно-комковатыми известняками со структурой пакстоун-грейнстоун по классификации Р. Данхема. Покрышкой и подошвой нефтяной залежи служат плотные микрозернистые известняки вакстоуны-мадстоуны. В пределах нефтяной залежи отмечается частое переслаивание равномерно нефтенасыщенных кавернозных известняков с более плотными пятнисто-полосчато нефтенасыщенными известняками (рис. 1). Карбонатные породы пласта-коллектора сложены преимущественно микрозернистыми комковатыми агрегатами (пелоидами) сфероидального и эллипсоидного облика (85%), в меньшей степени обызвестковыми фрагментами водорослей и кальцисферами (10%), члениками криноидей (5%), редкими раковинами остракод. Биокласты размером от 0,1 до 0,5 мм в объеме породы участками образуют плотную структурную упаковку, соприкасаясь краями друг с другом, участками – разобщены между собой. Органические остатки сцементированы кальцитовым цементом. Выделяется цемент двух генераций: сингенетический и эпигенетический. Сингенетический цемент порового типа, по структуре микрозернистый, в нефтенасыщенных участках породы частично выщелочен из межформенного пространства породы с образованием полостей пор-каверн, в плотных участках – одновременно является цементом выполнения. Эпигенетический цемент порового типа, в виде тонко-мелкоразмерных кальцитовых зерен частично выполняет ранее сформированные полости пор-каверн. Известняки содержат 10-15% пор. Поры выщелачивания, межформенные, сообщающиеся, образуют извилистые каналы диаметром от 0,1 до 0,5 мм, выполнены нефтью.

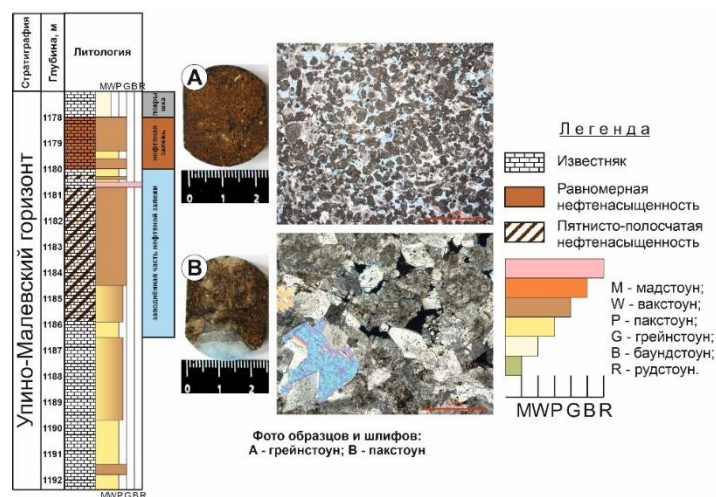


Рисунок 1. Схематичный разрез нефтяной залежи в известняках нижнетурнейского подъяруса с привязкой фотографий шлифов по нефтеносному и заводненному интервалам

В средней и нижней части пласта-коллектора отмечаются многочисленные проявления аутигенной минерализации. Наиболее развиты зерна эпигенетического доломита. Доломитовые индивиды гипидиоморфные, образуют ромбоэдрические кристаллы размером до 0,25 мм с хорошо выраженными габитусными элементами. Часть из них развивается в пустотно-поровом пространстве породы, часть метасоматически замещает органические остатки и кальцитовый цемент породы. Относительно крупные доломитовые зерна

характеризуются наличием зон роста и темно-бурых включений нефти, захваченных в процессе кристаллизационного роста. Наряду с доломитом породы-коллекторы обогащены гипс-ангидритовыми сгустково-гнездовыми агрегатами. Сульфатные агрегаты сложены плотными сростками короткопризматических зерен ангидрита и удлиненно-вытянутых шестоватых зерен гипса, размер которых может достигать до 1,0 мм. Гипс-ангидритовые сростки метасоматически развиваются по форменным элементам карбонатной породы, замещая органические остатки и кальцит цемента. В относительно крупных зернах ангидрита отмечаются включения реликтов нефтенасыщенного известняка, захваченные в процессе роста. Повсеместно сульфатные минералы находятся в парагенезисе с доломитом. Весь нефтеносный интервал обогащен зернами и агрегатами пирита, достигающих размеров до 0,1 мм. Пиритовая минерализация развивается по органическим остаткам и по крупным зернам кальцита и доломита. Сверху вниз по разрезу отмечается тенденция увеличения доли эпигенетических доломитов, гипс-ангидритов и пиритов.

Детальное изучение нефтеносного интервала показало, что в нижней части залежи преобладают сильно окисленные нефти, вплоть до образования битума. При этом в битуминозной части фиксируется более высокое содержание новообразованных минералов, по сравнению с нефтенасыщенной частью.

Сами по себе известняки нефтяного пласта, судя по органическим остаткам, формировались в условиях мелководного шельфа эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености, не подразумевающих возможность образования доломит-сульфатных минеральных ассоциаций. Относительно хорошая сортировка и окатанность пелоидов, а также способ их структурной упаковки в объеме породы, указывают на приуроченность области карбонатной седиментации к зоне с активным водным гидродинамическим режимом, вероятно, на уровне базиса волнового воздействия. Небольшие по мощности прослой брекчированных пород в пределах пласта-коллектора хорошо согласуются с предполагаемой моделью формирования пелоидно-комковатых известняков со структурой пакстоун-грейнстоун. В процессе фонового литогенеза погружения органические остатки при небольшом содержании известкового ила уплотнились, создав структурную упаковку ромбэдрического типа. Пространство между форменными элементами заполнилось микритовыми частичками кальцита, которые в процессе срастания между собой образовали поровый цемент пород. Подобные пелоидно-комковатые известняки вне зон нефтенакпления в керне представляют собой относительно плотные породы светло-серой окраски с преобладанием массивной текстуры в пределах слоя.

В зонах миграции водонефтяных флюидов облик известняков претерпел существенные изменения. Избирательно воздействие агрессивных углекислых растворов способствовало выщелачиванию микрозернистого кальцита цемента с образованием сообщающихся каналов. Подготовленный карбонатный коллектор впоследствии был заполнен углеводородами, сформировавшими пластовую нефтяную залежь. Со временем пластовое давление в нефтяной залежи, за счет процессов дегазации и восходящей миграции легких углеводородов, снижалось, в породы коллекторы проникали законтурные минерализованные воды. Нефть в подошвенной части нефтяного пласта при взаимодействии с водой постепенно окислялась. В процессе окисления легких и средних углеводородов поровые флюиды нефтяной залежи обогащались углекислым газом и сероводородом. За счет насыщения поровых растворов HCO_3^- , в пласте активизировались реакции растворения кальцита микрозернистого цемента. При систематических падениях парциального давления углекислого газа в системе, растворенные продукты вновь образовывали спаритовые зерна аутигенного кальцита,

выполняющие полости ранее образованных пор выщелачивания. В составе законтурных минерализованных вод в пласт коллектор проникали ионы Mg^{2+} и SO_4^{2-} . В периоды создания повышенного парциального давления углекислого газа ионы Mg^{2+} и Ca^{2+} связывались с HCO_3^- , образуя доломиты [2]. Избыток ионов кальция в дальнейшем связывался с сульфат-ионами, формируя гипс-ангидритовую минерализацию. В процессе кристаллизационного роста доломитовые и гипс-ангидритовые зерна захватывали тяжелые углеводороды, которые адсорбировались на их поверхности. Постепенный подъем уровня пластовых вод в карбонатном коллекторе приводил к увеличению интервала, охваченного процессами заводнения, доломитизации и сульфатизации. В современной нефтяной залежи большая часть нефтяного пласта заводнена, подвижная нефть сохранилась только в кровле, образуя продуктивный интервал мощностью около 2,0 м. С проникновением сульфатсодержащих законтурных вод в нефтяном пласте активизировались и биохимические процессы. Всплеск жизнедеятельности анаэробных микробных сульфатредуцирующих сообществ способствовал обогащению известняков пиритовой минерализацией.

Выводы

1. Нефтяная пластовая залежь в отложениях нижнетурнейского подъяруса западного склона Южно-Татарского свода находится на стадии заводнения. Признаком проникновения законтурных пластовых вод является аутигенная минерализация, приуроченная к зоне окисления нефти с образованием битуминозной зоны

2. Доломитовая минерализация маркирует периоды интенсивного поступления в поровые растворы углекислого газа, образующегося при окислении нефти, аутигенный яснозернистый кальцит – периоды понижения его содержания в системе. Избыток ионов кальция, не вошедших в структуру кальцита, в последующем был связан с сульфат-ионами, образуя гипс и ангидрит. Часть серы вошла в состав пиритовых агрегатов.

3. Аутигенное минералообразование сначала охватило подошвенную часть нефтяной залежи, затем, по мере подъема уровня минерализованных вод в пласте, и вышележащие интервалы. Различный период времени воздействия законтурных минерализованных вод на нефтяной пласт предопределило тенденцию снижения содержания в известняках доломитов, гипсов и ангидритов снизу вверх по разрезу.

Библиография

1. Бариева Э.Р., Королев Э.А., Петрова Д.И. Литологические особенности и нефтеносность известняков черепетского горизонта турнейского яруса на территории Республики Татарстан // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2016. Т.18. №5(3). С. 407-410.
2. Кринари Г.А., Ескина Г.М., Кольчугин А.Н., Королев Э.А., Морозов В.П. История и механизмы формирования залежей нефти в карбонатных породах по минералогическим данным // Литосфера, 2013. №1. С. 146-157.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во ФЭН Академии наук РТ, 2005. 688 с.
4. Хакимзянов И.Н., Салахова Л.Н., Кемаева Ю.Л., Туйчин Д.Р., Ситникова В.М., Хайртдинов Р.К. Результаты анализа разработки залежей турнейского и башкирского ярусов Тавельского нефтяного месторождения // Недропользование XXI века. 2018. №6(76). С. 74-85.

Criteria for hydrocarbon potential of the basement reservoirs: a case study of offshore South Vietnam

Nguyen M.H.* (Hanoi University of Mining and Geology, nguyenminhhoa@humg.edu.vn)

Annotation

Based on the study of the geological structure of oil and gas fields in the basement of the Cuu Long basin, along with previously published materials from other researchers, several key criteria for hydrocarbon potential have been identified. These criteria can be effectively used to predict and substantiate the prospects for hydrocarbon accumulations in the basement rocks: geodynamic, structural-geomorphological, tectonic, petrographic, and fluid dynamic.

Keywords

Basement, Cuu Long basin, hydrocarbon, rift

Theory

Basement plays have long been developed and successfully produced in many basins in the world including Vietnam, Indonesia, Libya, Venezuela, Russia, USA, Egypt... White Tiger field located in the Cuu Long basin, is known as a giant basement oil field with estimated reserves of 1 to 1.4 billion barrels recoverable. The oil discovery problem of the unique pool in granites of the White Tiger field has great scientific and practical importance in light of the discovery and development of oil fields in basement rocks in various world basins.

The Cuu Long basin is a major Cenozoic sedimentary basin of the continental shelf of Vietnam. This basin has overlaying Cenozoic strata of varying age, origin, spatial distribution, and fragmented Mesozoic basement complexes. As a result of multiple tectonic processes, the basement complexes, which are mostly composed of felsic intrusive and subordinate sedimentary rocks, are frequently severely fractured, fragmented, and partially hydrothermally altered. During the crustal rifting and basin formation processes, Cenozoic sedimentary units covered the basement rocks, which had previously been subjected to weathering before subsidence. Within the basement complexes, these processes produced a network of fractures with adequate pore space and permeability, known as horst and grabens, which are examples of local substantial structural heterogeneity. These characteristics have all helped to create a distinct kind of hydrocarbon reservoir in the basement granitic rocks of the Cuu Long Basin, which have emerged as Vietnam's main targets for oil and gas development.

Several important criteria for hydrocarbon potential have been determined based on the geological structure of the oil and gas fields in the Cuu Long basin's basement as well as previously published data from other researchers. The following criteria: geodynamic, structural-geomorphological, tectonic, petrographic, and fluid dynamic can be used to predict and substantiate the prospects for hydrocarbon accumulations in the basement rocks.

Geodynamic criteria: as shown by Areshev [1, 2], oil and gas fields are concentrated within Cenozoic rift basin: Cuu Long, Nam Con Son, Malay, Sarawak, West Natuna. Significant industrial accumulations of hydrocarbon are located in the Cuu Long basin, the formation of which is associated with the intensive intense rifting processes during the Oligocene. A similar pattern has been identified in other regions. According to the author, the majority of hydrocarbon fields in other sedimentary basin worldwide are associated with Mesozoic and Cenozoic rifts, such as the Melut, Sirten, North Sakhalin, Shelikhov, Ishikari-West Sakhalin, East, Pearl, Siam... rifts. In Russia, hydrocarbon

accumulations in the basement of Eastern and Western Siberia are confined to the zone of development of the riftogenic geodynamic regime [3, 4]. This regime of territory development is associated with active processes in the upper mantle, specifically its uplift and divergent spreading under the lithosphere. In the Earth's crust, this manifests as the intense subsidence of the basin floor and its filling with volcanic-sedimentary and sedimentary strata, increased heat flow, and complex differential movements of individual blocks. All these factors influence the processes of hydrocarbon generation.

Structural-geomorphological criteria: in the Cuu Long basin, all discovered fields are associated with morphological prominent protrusions, complicated by faults and divided into blocks (fig. 1). According to classical concept of massive deposit structures, an elevated protrusion covered by a low-permeability layer is a potential hydrocarbon accumulator. During the formation of high-amplitude uplifts exposed to the surface under hypergenesis conditions, systems of fractures and vugs formed within the basement uplift. According to many researchers, the Oligocene sedimentary deposits adjacent to the basement rocks are the sources of hydrocarbons that filled these void spaces. Until the Late Oligocene, the basement protrusions of the Cuu Long basin were exposed to the surface and subjected to varying degrees of active physical, and chemical weathering, denudation, and erosion. As a result of these processes, numerous fractures, pores, and vugs of various sizes appeared in the surface parts of the protrusions, leading to the formation of void spaces that later became hydrocarbon reservoirs. The clay-siltstone layer that accumulated in the early Miocene, covering the basement protrusions, acts as a fluid seal, retaining hydrocarbons within the basement rocks. Neotectonic movement is a necessary factor for the formation of fractures, fault zones, and the renewal of these zones. In the absence of neotectonic activity, previously formed fracture zones are likely to be healed by secondary minerals, significantly deteriorating their porosity and permeability.

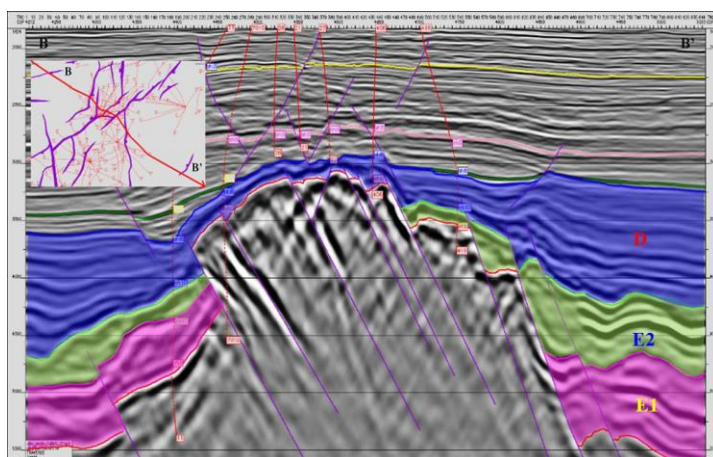


Figure 1. Seismic section BB' through White tiger field

Tectonic criteria: Tectonic activity in the Cuu Long basin has resulted in the formation of a complex block structure of the basement, which was formed under the influence of tectonic processes. The effects of tectonic activity are manifested in the formation of fault zones and associated areas of crushing, cataclasis, and mylonitization. A series of faults has divided the basement surface into several depressions and uplifts.

At the White Tiger field, faults are categorized into four age groups (fig.2): Relatively ancient faults: these are traced only within the basement. Faults traced in both the basement and Oligocene

sedimentary deposits, but not extend beyond the Oligocene; younger faults: these are traced from the basement to Miocene and Quaternary deposits. Faults traced only in the sedimentary cover. Faults are not only as fluid-conducting channels but also as zones of fault zones, and high-capacity reservoirs. They are the main reservoir of oil.

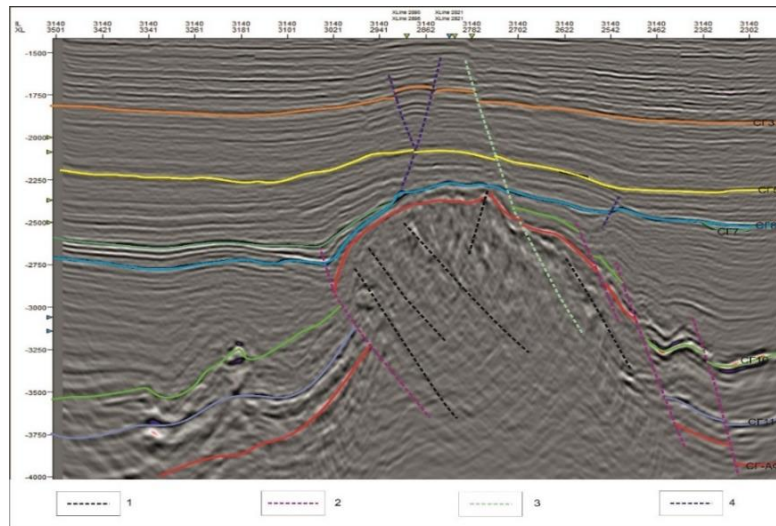


Figure 2. Types of fault systems at the White Tiger field. 1) faults located only within the basement; 2) faults traced both in the basement and in the Oligocene sedimentary deposits; 3) faults traced from the basement to the Miocene and Quaternary deposits, including faults traced only in the sedimentary cover - 4

Fluid-dynamic criteria. The analysis of the flow rate dynamics of production wells exploiting basement, Oligocene, and Miocene deposits shows that the highest flow rates and accumulated volumes for all objects are achieved by wells located near active tectonic faults (fig. 3).

The presence of degassing signs, indicated by gas saturation in the intervals of the section, suggests ongoing fluid migration processes from basement rocks to the sedimentary strata. This can be a direct indication of a high probability of hydrocarbon deposits in the basement rocks.

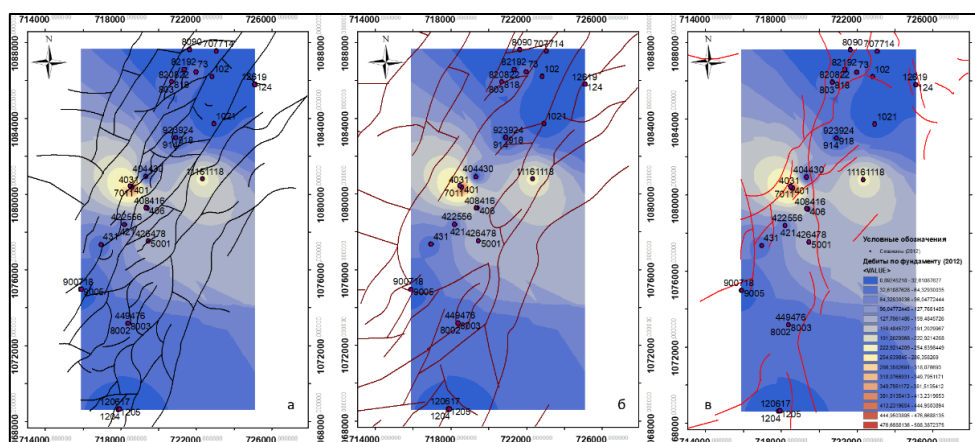


Figure 3. Maps of initial flow rates of production wells along the basement of the White Tiger field with fault systems of different ages: a) faults in the basement; b) faults in the Lower Oligocene; c) faults in the Lower Miocene

Petrographic criteria

The primary targets for oil exploration are granitoid masses. According to Shuster et al. [4, 5], granitoid account for over 80% of the hydrocarbon reserves in basement rocks. For example, oil inflows from granites at fields like White Tiger (Vietnam), Augila-Naafora (Libya), Zeit Bay (Egypt), La Paz (Venezuela)... can reach up to 1000-2000 tons per day. The Lancaster field (UK) commenced production in June 2019 and is producing 17000 bpd from 2 production wells [6]. About 11% of the total explored hydrocarbon reserves in basement rocks are associated with metamorphic rocks, found in fields such as Wilmington (USA), Requiun, Weizuan (China) ... Approximately 6% of the reserves are linked to volcanic rocks, as seen in fields like Carmopolis (Brazil), Tanjung (Indonesia), and Pandra (India).

In the Cuu Long basin, hydrocarbon deposits are closely related to unconventional reservoirs, including fractured and fracture-cavernous zones developed within basement rocks. The basement rocks are mainly composed of granites, granodiorites, diorites, and quartz diorites. Only at the Dragon field are rocks of high-grade regional metamorphism, such as biotite gneisses and amphibolites. Fractures and caverns were formed due to two main factors: primary – contractional shrinkage during cooling and crystallization of magmatic rocks, secondary – tectonic activity, hypogene and hydrothermal processes. Hydrothermal processes were particularly active in the basement rocks, leading to the formation of many secondary materials such as quartz, chlorite, limonite, calcite, pyrite, kaolinite, and zeolites, which partially fill secondary voids. These processes not only filled fractures with secondary minerals like calcite and zeolite but also expanded existing fractures through leaching.

Conclusions

A set of key criteria for the hydrocarbon potential of the basement in the Cuu Long Basin has been identified and substantiated. These criteria include geodynamic, tectonic, fluid-dynamic, structural-geomorphological, and petrographic factors. This set of criteria allows for targeted application in the assessment and prediction of the prospects of similar structures in basement rocks in other regions of the world.

Bibliography

1. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. – М.: Нефть и газ, 1997. – 288 с.
2. Арешев Е.Г. Рифтовые структуры как перспективный нефтегазоносный объект континентального шельфа СРВ // Нефтяное хозяйство, №2, 2001. С. 22-24.
3. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение зон трещинно-каверновых коллекторов в фундаменте на основе использования рассеянной компоненты волнового поля // Технологии нефти и газа. – 2005. - № 5-6.
4. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). – М.: Изд. «Техника», 2003. – 176 с.
5. Шустер В.Л., Такаев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента: обзорная информация // Разведочная геофизика. Геоинформмарк, 1997. Вып. 3/4. 75 с.
6. Koning T. Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil & gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices & lessons learned // Georesources, 2019, vol. 21(4), pp. 10-18.

Сульфатредуцирующие процессы в палеогеновых отложениях Гульдаринской антиклинали

***Рахимов Ф.А.* (Институт геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии
Национальной Академии Наук Таджикистана, firuzorion@mail.ru),
Мавлони С.Р. (Институт геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии
Национальной Академии Наук Таджикистана, smavloni@mail.ru)***

Аннотация

В статье описаны формирование сульфатредуцирующих процессов в палеогеновых отложениях Гульдаринской антиклинали (Кулябская синклинальная зона) и их значение в разрушении нефтяной залежи. Подтверждена водообменная обстановка в нефтеносной толще бухарских слоев палеогена за счет разгрузки пластовых вод. Делается вывод о том, что в приподнятых участках Кулябской синклинальной зоны нахождение нефтяной залежи в палеогеновых отложениях малоперспективен.

Ключевые слова

Кулябская синклинальная зона, Гульдаринская антиклиналь, нефть, сероводородные воды, бухарские слои палеогена

Теория

Сегодня на территории Афгано-Таджикской впадины (АТВ) прекращены поиски залежей углеводородов. Основным препятствием является отсутствие экономических ресурсов. Второстепенным, хотя и немаловажным, является истощение фонда локальных складок для опоискования палеогеновых отложений – главных нефтегазосодержащих образований. Поиск залежей углеводородов связанные с нижележащими меловыми и юрскими отложениями, из-за больших глубин их залегания, остаются невостребованными.

Обнаружено 14 небольших по запасам месторождений нефти и газа, реальный прирост запасов по которым составил 12,1 миллиона тонн условного топлива. Это означает, что прирост запасов в среднем на одно месторождение составил порядка 0,86 миллиона тонн условного топлива, что является крайне низким показателем.

В пределах АТВ по геологическому строению выделяют 5 структурно-тектонических зон: Душанбинская синклинальная зона, Кафирниганская антиклинальная зона, Вахшская синклинальная зона, Обигармская антиклинальная зона, Кулябская синклинальная зона. Наиболее изученным является Душанбинская зона. При площади зоны всего в 1,4 тысячи квадратных километров количество пробуренных глубоких скважин составляет 103 на 15 разбуренных площадях, то есть на одну пробуренную скважину приходится 13,5 квадратных километров. Наименее изученной является Обигармская зона, где единичными скважинами разбурены лишь четыре структуры. Здесь на огромной территории площадью 6800 квадратных километров пробурено всего 8 скважин, из которых две – параметрические. Степень разведанности крайне низка и составляет 850 километров площади на скважину, а на каждый километр площади приходится 3,0 м глубокого бурения. Это самый низкий показатель для АТВ.

Площадь перспективной Кулябской зоны составляет 8,6 тыс. км². Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти составляют в сумме 20,275 млн. тонн, и почти полностью – 19,275 млн. тонн. – локализованы в палеогеновом нефтегазоносном комплексе. Прогнозные

извлекаемые ресурсы свободного газа составляют 187,0 млрд. м³, из которых 12,0 млрд. м³ локализовано в палеогене, 20,0 млрд. м³. – в мелу и 155,0 млрд. м³, содержит юрский комплекс отложений.

Научной оценке перспектив нефтегазоносности этой зоны посвящены много геологических исследований [1, 2, 3]. В то же время геохимическая сторона проблемы затронуто весьма слабо. Одна из главных задач данного исследования – дать вполне обоснованные критерии бесперспективности палеогеновых отложений высоко поднятых участков Кулябской синклинальной зоны на примере антиклинальной складки Гульдара.

Антиклинальная структура Гульдара — гипсометрически наиболее высокая среди Сарихосорской антиклинальной линии (рис. 1). Она хорошо обнажена на поверхности, крылья сложены отложениями бальджуанской свиты неогена. В центре складки выходят риштанские слои. В структурном отношении антиклиналь Гульдара представляет собой гребневидную складку, прослеживающийся по палеогеновым отложениям на расстоянии до 20 км. Западное крыло пологое — $35-40^{\circ}$, восточное — $65-70^{\circ}$. Возможно, последнее в глубине становится еще больше крутым.

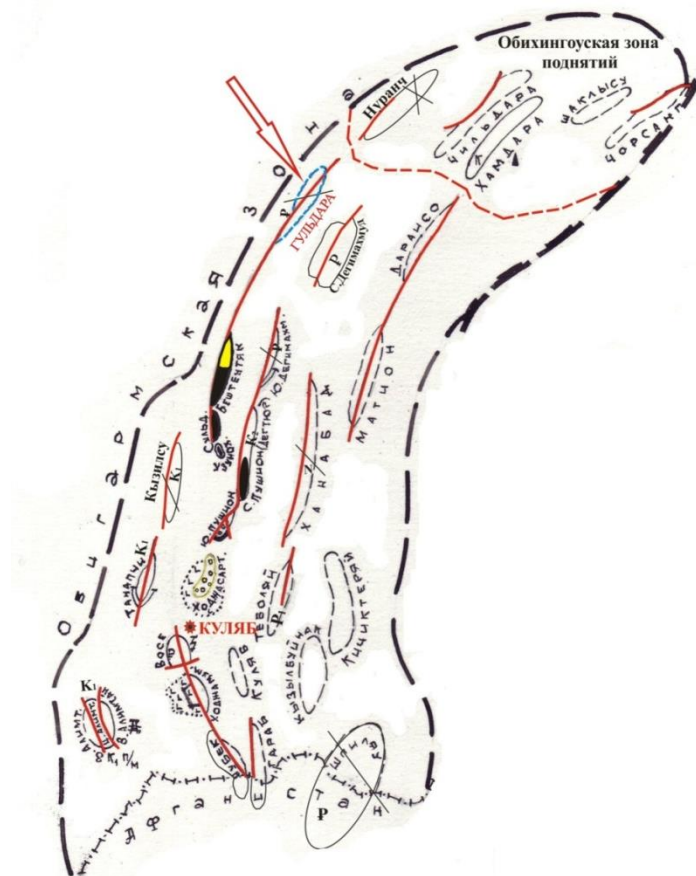


Рисунок 1. Карта фонда перспективных структур Кулябской зоны и место расположения Гүльдаринской антиклинали

Воды непродуктивных отложений характеризуются повышенным содержанием сульфатов при малой концентрации гидрокарбонатов, и наоборот, воды регионально

продуктивных отложений характеризуются незначительным содержанием сульфатов и высокими концентрациями гидрокарбонатов. Особо следует отметить такие микрокомпоненты пластовых вод, как бром, йод и бор. Воды закрытых структур, к которым приурочены залежи углеводородов, имеют повышенные концентрации этих микрокомпонентов. По мере приближения к контуру нефтегазоносности происходит увеличение концентрации аммония. Как правило, в водах непродуктивных площадей содержание аммония достигает 60-80 мг/дм, что можно принять за фоновые значения. Содержание аммония свыше этих значений может свидетельствовать о перспективности этой структуры.

К сожалению, отмеченные зависимости между гидрохимическими показателями и залежи углеводородов в водах риштанских, алайских и бухарских слоев в скважине № 1 Гульдара не были изучены. Был изучен лишь состав растворенных в водах газов [1] (В.А.Готгильф, 1977) для поверхностных источников (Сангоб): CH_4 – 94,4%, CO_2 – 21,4%, O_2 – 1,03%, Ar – 0,87%, He – 0,0005%. Испытание коллекторских горизонтов палеогена (за исключением акджарских слоев, которые не были вскрыты) в скважине № 1 Гульдара были безуспешными.

Как правило, условия формирования залежей требует знания геохимической обстановки передвижения (миграция) и образования скоплений углеводородов в подземных условиях. Геолого-геохимические условия залегания углеводородов теснейшим образом связано с условиями сохранения и разрушения залежей.

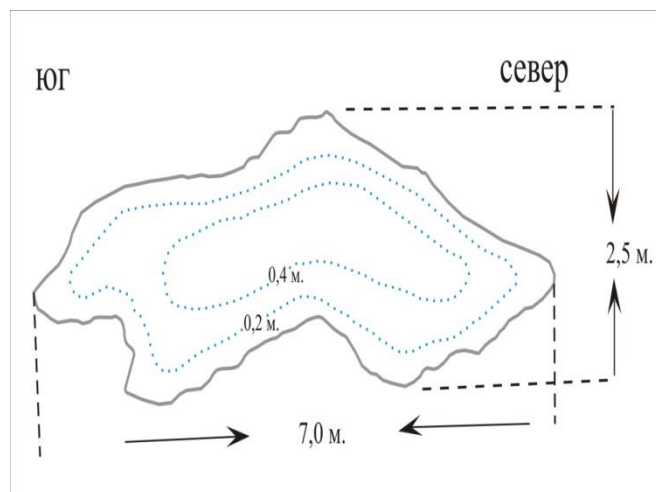


Рисунок 2. Основной источник сероводородной воды

Освещая геохимические особенности нефтей, газов Средней Азии и их генетических спутников с точки зрения условий их залегания, формирования залежей и нефтегазоносности Старобинец И.С.[6, стр. 118]делает научное заключение, что высокое содержание сероводорода и уголекислоты являются характерным признаком для разрушающихся залежей углеводородов в карбонатно-сульфатных отложениях. Подобное наблюдается и на структуре Гульдара. Здесь водоносный комплекс палеогеновых отложений подстилается мощной толщей (150-170 м) акджарских водоупорных эвапоритов, изолирующих водоносные горизонты от нижележащих меловых образований. Высокоминерализованные и рассольные воды в тектонически ослабленных и трещиноватых зон создают условия для активизации в

породах биологической сульфатредукции. Это, в свою очередь, способствует тому, что породы коллекторских горизонтов обогащаются сероводородом.

В ядре Гульдаринской антиклинали наблюдается ряд источников сероводородных вод. Основной источник находится на северном крыле антиклинали, в 150 м от оси складки (рис. 2). Дно покрыто белым налетом серы. Вода соленая с резким запахом сероводорода, который ощущается на расстоянии более 100 м от источника. Стратиграфически он приурочен к нижней части глин исфаринского и ханабадских слоев. Установлено, что интервал температур продуктивных горизонтов нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды, составляет от 28 до 48⁰С. В этом температурном интервале создаются благоприятные гидрогеохимические условия для формирования сероводородной воды. Другими словами, в этих условиях осуществляется окислительно-восстановительная реакция и развитие жизнедеятельности органических бактерий [5].

Выводы

На основе рассмотренных геохимических критериев можно констатировать, что в пределах Гульдаринской антиклинали весь комплекс палеогеновых отложений (до акджарских слоев), подвергавшиеся процессу СРБ, являются бесперспективными с точки зрения нахождения залежей углеводородов. Ниже залегающие меловые и юрские образования можно считать перспективными для нахождения промышленных скоплений нефти и газа.

С целью опознания акджарских и меловых отложений в Гульдаринской антиклинали нами предлагается проект геологического разреза и конструкции новой, предполагаемой поисковой скважины для глубины до 3500 м. Главные особенности этого проекта это обоснование конструкции и условия проводки проектной скважины.

Библиография

1. Кравченко К.Н., О возможной нефтегазоносности Гульдаринской антиклинали. Тадж. ССР, т. 1, № 1, 1958.
2. Мавлони С.Р., Рахимов Ф.А., Хайдари Ф., К вопросу о перспективах нефтегазоносности меловых отложений Гульдаринской антиклинали. Известия НАНТ, серия «Науки о Земле», Душанбе, № 1 (191), 2023. С - 76-81
3. Готгильф А.В., Гидрогеологическое изучение разведочных площадей и структур Юго-Западного Таджикистана с целью выяснения перспектив нефтегазоносности. Фонды УГТадж. ССР, 1977.
4. Жураев М.Р., Турсунметов Р.А., Куличкина М.А. Роль геотермического фактора в формировании сероводородсодержащего водонефтяного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины. /Вестник Брянского госуниверситета. 2015.
5. Иванов В.В. Сульфидные воды СССР. М.: Профиздат, 1977. 257 с
6. Старобинец И.С. Геохимия нефтей и газов Средней Азии. – Недра, 1966. – 291 с.

Выделение песчаных тел и горизонтов в юрских нефтегазоносных отложениях Устьюртского региона с учетом условий осадконакопления

***Юлдашева М.Г. (ГУ ИГИРНИГМ, yuldasheva@ing.uz),
Эшметова Ш.У. (ГУ ИГИРНИГМ, shahnoza_esh96@mail.ru),
Каюнов Н.С. (ГУ ИГИРНИГМ)***

Аннотация

Газонасыщенные горизонты в Устьюртском регионе приурочены к терригенным отложениям юрского возраста, которые характеризуются сложным фациальным строением, обусловленным особенностями осадконакопления. При поиске и разведке газоконденсатных залежей газа имеются определенные трудности, связанные с изменением конфигураций и типов ловушек по глубине и по латерали. В связи с этим, комплексирование методов выделения зон распространения песчаных тел, которые квалифицируются как коллекторы углеводородов, в том числе атрибутного анализа, как одного из индикаторов литологических изменений терригенных отложений и возможной газонасыщенности пластов [3], необходимо для определения дальнейшего проведения поисковых работ.

Ключевые слова

Юра, осадконакопление, песчаник, глина, перспективы, нефтегазоносность

Теория

Газоконденсатные месторождения Устьюртского региона открыты в терригенных отложениях юрского возраста. По строению они являются многопластовыми, в которых встречаются залежи различного типа: структурные, литологические, тектонические и др. Поисковые и разведочные работы осложняются не только разнообразием форм вмещающих отложений, но и изменением коллекторских свойств и литологии отложений как по вертикали, так и по латерали.

Для выполнения анализа изменения форм накопления терригенных отложений в различные периоды была выбрана территория восточной части Северо-Устьюртской впадины в районе сочленения с Восточно-Аральской впадиной, где были получены признаки нефтеносности, что диктует необходимость продолжения геологоразведочных работ на качественном уровне. Кроме того, краевая часть будет наиболее выразительно отражать различные типы форм терригенных накоплений юрского возраста, поскольку в доюрское время она представляла собой резко расчлененный рельеф, сформированный палеозойскими образованиями [7]. Проведённый анализ временных толщ между горизонтами юры показал, что в конце верхней юры существовало крупное Муйнакское палеоподнятия, выраженное по поверхности средней, нижней юры и палеозоя. Арало-Кызылкумский разлом разделял области с приподнятым положением палеозоя на западе и глубокого прогибания на востоке. Перестройка структурных планов произошла в постсреднемиоценовую фазу тектогенеза, что отразилось в смещении Муйнакского палеоподнятия по палеозою к востоку и выполаживании его по комплексу юрских отложений в том же направлении и возникновению меридиального Арало-Кызылкумского вала.

Проведённый углубленный визуальный анализ сейсмических полей на предмет установления характерных волновых аномалий в перспективных интервалах разреза показал, что прогнозируемая зона нефтегазоносности находится на западном крыле Муйнакского

палеоподнятия вблизи краевого разлома грабен-рифтовой зоны, являвшимся путем миграции флюидов из области накопления мощных терригенных юрских осадков.

В раннеюрское время территория представляла денудационно-аккумулятивную равнину, где постепенно заполнялись центральные части прогибов с образованием песчано-алеврито-аргиллитовых пород, в связи с чем структурный план по кровле нижнеюрских отложений в целом продолжает развиваться унаследованно, повторяя расчлененный рельеф доюрских отложений. Наиболее приподнятая зона находится в северо-восточной части территории, образуя Муйнакское поднятие с отметками от минус 2800 м до 2400 м (рис. 1). В западной и южной частях отмечается зона прогибания с отметками до минус 2950 м. Анализ геолого-геофизических материалов показал, что залежи в терригенных отложениях зачастую сложнопостроенные, на формирование которых повлияли условия осадконакопления.

В раннеюрское время накапливаются осадки континентального пролювиально-аллювиального и озерно-болотного комплекса, где широким развитием пользуются коллювиальных отложений склонов.

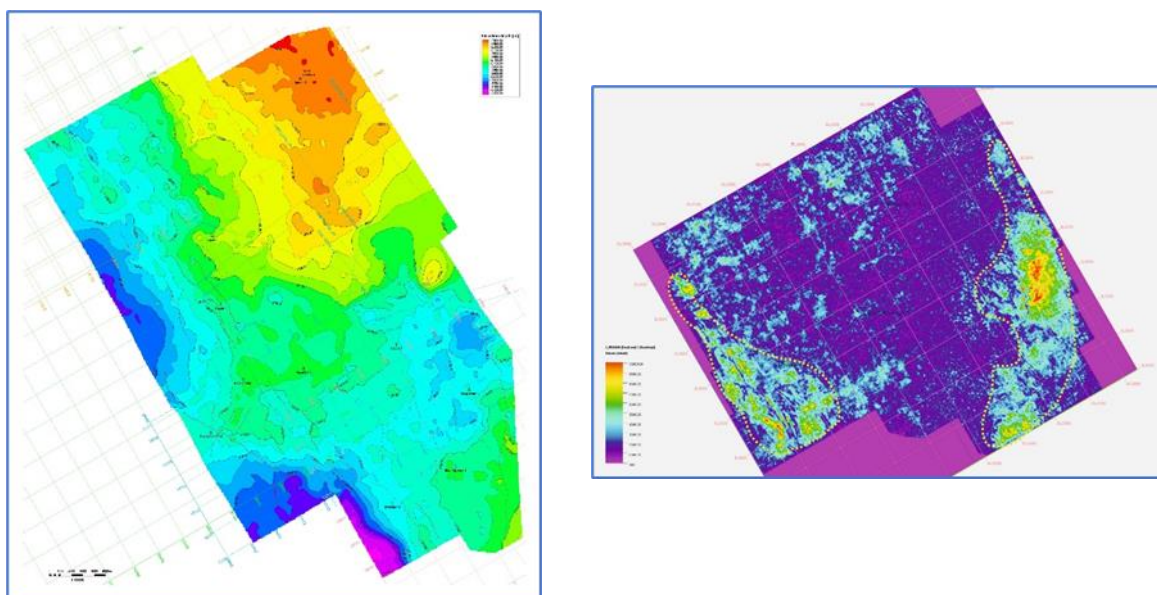


Рисунок 1. Структурная карта по кровле нижнеюрских отложений и карта атрибута amplitudes RMS по горизонту, приуроченному к глубине залегания нижнеюрских отложений минус 2930 м (желтым пунктиром показаны области накопления песчаных отложений коллювиального и пролювиального генезиса) Муйнакского поднятия

При этом наблюдается следующая их дифференциация, как закономерное увеличение грубообломочных накоплений вблизи поднятий, а в центральных частях впадин накапливаются песчаные осадки более мелкозернистые с переслаиванием алеврито-аргиллитовых пород. Комплексный анализ данных исследования керна и сеймики показал развитие обширной зоны пролювиальных и делювиальных отложений, покрывающих плащом древний восточный борт Северо-Устюртской впадины (рис. 1).

Здесь можно отметить зоны накопления наибольшего песчаного материала, где выделены амплитудные аномалии, свидетельствующие о том, что они накапливались вблизи источников сноса. При этом был использован атрибут RMS, который возможно применять для выделения изолированных песчаных тел по высоким значениям амплитуд, которые

соответствуют обогащенным песками фациям, при этом глинистые отложения характеризуют низкие значения амплитуд [2, 4-6].

Структурный план по кровле среднеюрских отложений, в целом, не отличается от нижнеюрского, так как, продолжает обособляться Муйнакское поднятие. В целом можно отметить, что в среднеюрское время происходит дальнейшее расширение области седиментации за счет погружения прилегающей суши, которое прослеживается по сокращенным мощностям среднеюрских отложений на этих территориях. При этом расширение среднеюрского бассейна происходило постепенно, и территория представляла собой зону накопления терригенных осадков в условиях речных долин, междуречных пространств и озер, где характерной особенностью пород является обогащенность рассеянным органическим веществом.

Выделение песчаных тел в плане характеризуется наличием речной сети в виде небольших русел и небольших изометричных участков, сформированных возможно частично продолжающимися пролювиальными конусами выносов либо береговыми отмелями.

Верхнеюрский структурный план наиболее спокойный и выровненный, при этом наиболее приподнятая часть Муйнакского поднятия сдвигается на юг с абсолютными отметками от минус 1450 м до 1550 м (рис 3).

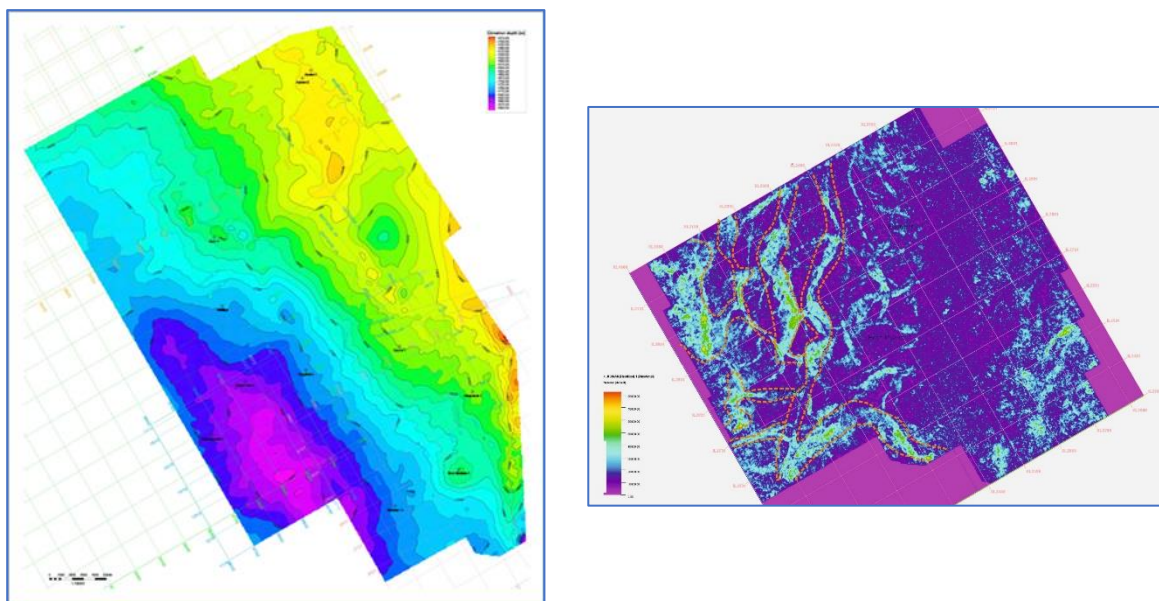


Рисунок 2. Структурная карта по кровле верхнеюрских отложений и карта атрибута amplitudes RMS по горизонту, приуроченному к глубине залегания верхнеюрских отложений минус 1820 м (коричневым пунктиром показаны палеорусла) Муйнакского поднятия

Прогибы в юго-западной части территории объединяются в единую зону. В позднеюрское время формируется широкая сеть аллювиальной разветвлённой речной долины, где накапливаются терригенные осадки специфичной конфигурации в виде протяженных извилистых палеорусел, изгибов, меандр [1], которые сложены отсортированными песчаными отложениями, перемежающихся с глинисто-алевритовыми породами (рис. 3). Далее в титонский век происходит трансгрессия моря, приведшая к накоплению карбонатных пород, венчающих юрский разрез Устюрта.

Выводы

Таким образом, обзор смены фациальных обстановок по трем крупным отделам юры показал, что история осадконакопления существенным образом влияет на формирование песчаных тел, как основных коллекторов газа и конденсата. Можно отметить, что при подготовке структур к бурению и выбору места заложения первых поисковых скважин нужно ориентироваться, кроме структурного фактора, на фациальную обстановку по каждому целевому горизонту. В случае развития территории в различных условиях формирования осадочных отложений нужно ориентировать каждую скважину на определенный тип ловушки, в противном случае возможно не опосредованное бурением песчаного объекта, являющегося вмещающим углеводородов.

Библиография

1. Алданазаров А., Юлдашева М.Г. Поиск и оконтуривание неантиклинальных ловушек в верхнеюрских отложениях центральной части Северо-Устьюртской впадины. Материалы XV Международной научной конференции «Новые идеи в науках о Земле» - Москва, МГРИ, 01-02 апреля 2021 г. - том 5. – с. 9-13.
2. Ахмедов Т.Р., Агаева М.А., Мамедова С.Р. Прогнозирование петрофизических свойств целевого интервала отложений месторождения Газанбулак по атрибутивному анализу сейсмических данных 3D в комплексе с ГИС. Известия Уральского государственного горного университета. 2019. Вып. 2(54). С. 63-71.
3. Воскресенский Ю. Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. М., РГУ нефти и газа им. И.Губкина, 2001, 68 с.
4. Chopra S., Marfurt K. J. Seismic attributes – a historical perspective // Geophysics. 2005 vol. 70, issue 5, pp. 3–28. <http://dx.doi.org/10.1190/1.2098670>
5. Hart B. S. Definition of subsurface stratigraphy, structure and rock properties from 3-D seismic data // Earth-science reviews. 1999. Vol. 47, issue 3-4. P. 189–218. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(99\)00029-X](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(99)00029-X)
6. Tyler M. N. Applications of 3D seismic attribute analysis workflows: a case study from NESS country KANSAS, USA, B.S APPL 3D SEISMIC ATTR. Manhattan: Kansas State University, 2013. P. 1–30.
7. Yuldasheva M. Lithologic-and-facies and structural conditions of the North Ustyurt depression for the formation of non-anticlinal hydrocarbon trap development areas. // International Journal of Geology, Earth & Environmental Sciences. ISSN: 2277-2081. Online International Journal Available at <http://www.cibtech.org/jgee.htm> 2022 Vol. 12. - PP. 256-259.

Выделение зон развития улучшенных коллекторских свойств в интервале терригенной формации среднеюрского возраста для выделения нефтегазоперспективных участков

***Холмуродов И.З. * (ГУ «ИГИРНИГМ», isroil.kholmurodov@mail.ru),
Гаффаров М.А. (ГУ «ИГИРНИГМ», igirnigm@ing.uz)***

Аннотация

Основной целью исследования является определение роли петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов юрских терригенных отложений и их связь с нефтегазоперспективностью Кандымского поднятия и сопредельных участков Бухаро-Хивинского региона. Изучено геологическое и тектоническое строение юрского терригенного разреза и выявлена роль коллекторских свойств в формировании залежей углеводородов, а также определены перспективные участки на нефть и газ в интервале юрских терригенных отложений Кандымского поднятия. В результате проведенных работ установлены области распространения и изменения значений коэффициента пористости и эффективных толщин коллекторов в пределах Кандымского поднятия, что позволило выявить зоны с лучшими коллекторскими свойствами.

Ключевые слова

Месторождение, коллектор, углеводород, горизонт, коллекторские свойства, геофизических исследований скважин (ГИС), свойства породы, залежь, терригенные отложения

Теория

Кандымское поднятие – это крупная антиклинальная складка (брахиантиклиналь), которая является наиболее крупной структурой Чарджоуской ступени Бухаро-Хивинского региона. Оно имеет вытянутую форму, простирается в северо-западном направлении на 120 км и имеет ширину до 40 км. Кандымское поднятие ограничено с севера и северо-востока Каракульским прогибом, а с юго-востока Денгизкульским поднятием [1; с. 65].

По состоянию на 1 января 2025 г. в Кандымском поднятии было пробурено более 200 глубоких поисково-разведочных и параметрических скважин на 38 структурах. Из них 132 скважины вскрыли терригенные отложения юры, а 58 скважин достигли кровли палеозойских комплексов. Это означает, что в регионе скважины, вскрывшие полностью терригенно-юрские отложения, составляют всего 30% [3; с. 104-105]. Таким образом, территорию исследования можно отнести к зоне средней степени изученности по бурению поисково-разведочных скважин. Необходимо провести более углубленные исследования терригенных отложений Кандымского поднятия путем увеличения объема буровых и сейсморазведочных работ.

В результате исследования выявлено, что в исследуемом районе отсутствует полноценный комплексный анализ коллекторских свойств терригенных отложений юрского возраста. Не была разработана единая модель, описывающая коллекторские свойства терригенных отложений юрского периода в пределах Кандымского поднятия.

Это означает, что на данный момент нет систематического и всестороннего подхода к изучению и анализу характеристик, влияющих на способность терригенных отложений в данном районе к накоплению и удержанию углеводородов. Отсутствие единой модели коллекторских свойств создает значительные препятствия для эффективного предсказания и

оценки потенциала этих отложений как целевых объектов для разработки нефтяных и газовых месторождений



Рисунок 1. Поисково-разведочные скважины пробуренные в Кандымском поднятии

Терригенные коллекторы исследуемого района сложены преимущественно песчаниками и алевролитами с переменным гранулометрическим составом. Пористость коллекторов, как правило, межзерновая. Однако встречаются также трещиноватые глинисто-алевролитовые образования, где проницаемость обусловлена развитой трещиноватостью. Глинистые породы в разрезе выполняют роль покрышек, способствуя сохранению залежей углеводородов [5; с. 1-7, 4; с. 186].

В результате проведенных исследований рассмотрены и рассчитаны эффективные мощности терригенных горизонтов по территории Кандымского поднятия. Исходя из этого автором составлена карта эффективных толщин пород-коллекторов и карта пористости для каждого продуктивного горизонта.

Аален-нижний байос (гурудская свита) приурочена к XX горизонту отложения которой распространяются в пределах северо-западной части исследуемой территории. Максимальные мощности песчаных коллекторов горизонта, превышающие 40 метров, зафиксированы в скважинах Тошкала-2 и Андакли-2. Пористость коллекторов в регионе изменяется от 7% (Сархад, Киндерли, Шоркала) до 13% (Чаккакум). Верхний байос (дегибадамская свита) являющейся кровлей XIX горизонта имеет ограниченное распространение и встречается только в северо-западной части Кандымского поднятия. Мощности свиты постепенно сокращаются в направлении к центральной части, вплоть до полного выклинивания в зоне месторождений Аккум, Ж. Аккум [2; с. 206-210].

Средняя мощность коллекторов горизонта составляет 15 – 20 м. Среднее значение пористости коллекторов XIX горизонта в западной части Кандымского поднятия колеблется в пределах 11–15%. Следует отметить более высокие значения пористости коллекторов XIX горизонта, чем в вышележащих отложениях. Это означает, что не всегда уплотнение пластов повышается с возрастанием глубины. По значениям коэффициента нефтегазонасыщения, наилучшие показатели коллекторских свойств выделены в XVIII

горизонте, которые относятся к отложениям нижнего и среднего бата (тангидувальская свита) и распространяются по территории исследований неравномерно. В пределах центральной части (в зоне месторождения Ш.Хатар) эти отложения полностью эродированы. Максимальные мощности коллекторов выделены в западной и северо–западной частях поднятия. В юго–восточной части мощность коллекторов горизонта составляет 15 – 20 м.

XVIII горизонт разделен на три части XVIII–1, XVIII–2 и XVIII–3. Открытая пористость коллекторов горизонта имеет среднее значение, которое равно 12%. Процент глинистых пачек возрастает в северо–западном направлении. Песчаники, которые играют, в основном, роль коллекторов, в этом направлении тоже становятся более глинистыми: в зоне площадей Тошкала, Шоркала, Киндерли наблюдаются глинистые коллекторы. Анализ геологических данных позволяет предположить, что наиболее значительные скопления юрских осадочных пород сосредоточены в северо–западной части Кандымского поднятия. Такое распределение осадков, вероятно, обусловлено более глубоким залеганием фундамента (палеозойских отложений) именно в этой зоне.

Полученные промышленные притоки газа свидетельствуют о том, что насыщения УВ в XVII горизонте прямо пропорционально увеличению эффективных мощностей коллекторов, что доказано на месторождениях Андакли, Ж.Аккум и др.

Пористость пород XVII горизонта снижается относительно XVIII и XIX горизонтов, залегающих глубже, и изменяется от 8 до 10%. Горизонт по коллекторским свойствам делится на три части XVII–1, XVII–2, XVII–3. Продуктивность горизонта, в основном, связана с XVII–3 пластом. Что доказано получением промышленного притока газа на месторождениях Шортас, Андакли, Чаккакум, Муродтепа и др.

Автором дополнительно выполнена переинтерпретация материалов ГИС на базе современных программных технологий и определены фильтрационно–ёмкостные свойства пород юрских коллекторов поисково–разведочных скважин на территории Кандымского поднятия. Анализ факторов позволил обосновать фактическим материалом распределение по разрезу Кп. отк. – коэффициента открытой пористости; Кнг –коэффициента нефтегазонасыщенности; Кгл – коэффициента глинистости и Нэф – эффективных мощностей коллекторов. Что позволило выделить перспективные зоны скоплений залежей углеводородов в терригенных отложениях юрской формации.

Автором в трех направлениях составлены линии через поисково–разведочные скважины, с помощью которых изучены взаимоотношения коллекторских толщин и открытой пористости.

По линии I–I, проведенном через скважины Шортас скв.№3, Г.Хаккуль скв.№2, Муродтепа скв.№3, Четкум скв.№1, Жан.Аккум скв.№1 и Шарк.Хатар скв.№1 (рис.4.1.). На основе анализа данных ГИС составлены графики соотношения коэффициента открытой пористости пластов с суммарной толщиной пластов–коллекторов для горизонтов XVII, XVIII, XIX и XX (рисунок 2). Красной линией изображается изменение коэффициента пористости, синим цветом мощность толщи коллекторов терригенной юрской формации.

При рассмотрении коэффициента пористости и мощности XVII горизонта наблюдается определенная закономерность – с увеличением мощности коллекторов снижается значение пористости (рисунок 3). Максимально высокое значение мощности коллекторов вскрыта в скважине Жан.Аккум скв. №1, которая составляет 28 м, при этом средняя пористость пластов в этой скважине близка к граничному значению 9%. В зоне месторождения Четкум пористость коллекторов доходит до 11%, при этом общая мощность коллекторов снижается до 12 м. Учитывая эти данные, напрашивается определенный вывод - глинистые примеси имеют высокое значение общей пористости и, где их процент больше в песчаных коллекторах, там максимальные значения общей пористости и минимальные значения мощности пластов

Выводы

1. Определено, что в регионе скважины, вскрывшие полностью терригенные юрские отложения, составляют всего 30%. Этот фактор указывает на необходимость проведения более углубленных исследований юрского терригенного разреза Кандымского поднятия путем увеличения объема буровых и сейсморазведочных работ методом МОГТ-3D.
2. Определено, что отсутствует полноценный комплексный анализы коллекторских свойств терригенных юрских отложений в пределах исследуемого района. Не построено единой модели по коллекторским свойствам юрских терригенных отложений Кандымского поднятия.
3. По XVII горизонту установлено что на участках, где повышается мощность коллекторов, наблюдается понижение значений общей пористости. Максимально высокий показатель мощности коллекторов вскрыта в скважине №1 Жан.Аккум (28 м).
4. Выделена прогнозная зона (северо–восточнее месторождения Муродтепа–Атамурад и к юго–западнее месторождения Андакли) распространения перспективных пластов песчаника XVII горизонта, где возможно улучшение коллекторских свойств, которая рекомендован к проведению поисково-детальных сейсморазведочных работ.

Библиография

1. Мамиров Ж.Р. «Подсчет запасов УВ-сырья месторождения Шортан», Ташкент-2022г. 65с.
2. Холмуродов И.З. «Определение коллекторских свойств продуктивных горизонтов месторождения Андакли при помощи обработки, анализа и обобщения промыслово-геофизических исследований». // Материалы докладов международной конференции в г. Бишкек. 26-28 апреля 2023г. – С. – 206 – 210.
3. Хожиев Б.И. Геологическое строение и нефтегазоносность терригенной юрской формации Кандымского поднятия // 73-я Международная молодежная научная конференция “Нефть и газ – 2019”: – М., 2019г. – С. 104 – 105.
4. Холмуродов И.З., Муратова С.Ф., Мехмонов Ш.М. «Эффективность выделения терригенных коллекторов в северо-западной части чарджоуской ступени (на примере газоконденсатные месторождения Андакли)» Журнал «ВЕСТНИК НУУз» Ташкент, 2021г. – 3□2/1, – 186с.
5. Юлдашев Н.Н. Актуальные вопросы изучения строения и перспектив нефтегазоносности юрских терригенных отложений Бухаро-Хивинского региона (Республика Узбекистан). // Нефтегазовая геология. Теория и практика, – 2021г. – №1, С. 1 – 7, DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2021.

Палеогеографические условия формирования эоценовых отложений Южно-Каспийской впадины

***Волкова П.А. * (МГРИ, volkovapa@mgri.ru),
Лавренова Е.А. (МГРИ, lavrenovaelena@mail.ru)***

Аннотация

Эоценовые отложения, включая кумскую свиту и ее аналоги, относятся к региональным нефтегазоматеринским толщам в пределах Кавказско-Крымского региона. Результаты геохимических исследований этих отложений, полученные Л.Р. Дистановой, О.О. Лукановой, М.С. Бурштаром и др., указывают на их значительный углеводородный потенциал [3][5][8][10].

В акватории Среднего Каспия эоценовые отложения вскрыты 2 скважинами (1 и 7-Ракушечная), где они представлены пластом буровато-белых скрытозернистых и биоморфно-шламовых пористых известняков (керестинская свита), пачкой известняково-мергельных неравномерно глинистых фораминиферовых пористых пород мощностью 15 м (кумская свита) и известняково-мергельными породами мощностью 12 м (белоглинская свита) [4]. В южной части Каспийского моря эоценовые отложения залегают на глубинах от 200-1500 м и не изучены бурением. На сопредельной суше со стороны Азербайджана сланцевые твердые, многослойные пелитовые породы эоцена (глина, мергель, глинистый известняк, аргиллит, алевролит и собственно сланец) [7] [9] изучены в обнажениях и скважинах, со стороны Туркменистана -прослой темных сланцев и глинисто-алевролитовые толщи [2].

Эоценовые отложения Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) рассматриваются в качестве одной из основных нефтегазоматеринских толщ, определяющей углеводородный потенциал осадочного бассейна [7][9]. С другой стороны, по мнению некоторых специалистов, эоценовые отложения имеют ограниченное распространение в пределах ЮКВ.

Очевидно, что для корректного прогноза перспектив нефтегазоносности ЮКВ и учета вклада в ее углеводородный потенциал эоценовой потенциальной НГМТ, необходимо прояснить вопросы, связанные с распространением и условиями формирования эоценовых отложений в акватории Южного Каспия. В отсутствие скважинной информации, поставленные задачи достигаются путем выполнения обоснованной интерполяции в рамках палеогеографических реконструкций регионального уровня.

С учетом изложенного целью настоящего исследования является прогноз распространения и реконструкция палеогеографических обстановок эоценового осадочного бассейна, располагавшегося на территории Кавказско-Крымского региона.

Ключевые слова

Эоцен, вещественный состав, нефтегазоматеринская толща, палеогеография

Источники финансирования

Отсутствуют

Характеристика объекта исследования

Область исследования охватывает восточное побережье Азербайджана, западное побережье Туркменистана и южную часть акватории Каспийского моря (Рисунок 1).

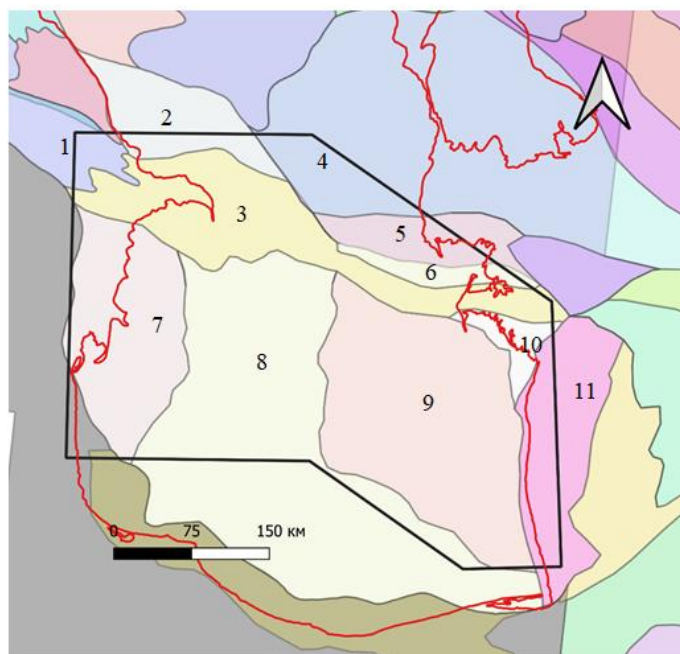


Рисунок 1. Обзорная схема области исследования в пределах Южно-Каспийского региона

Условные обозначения:

- 1- Шемахино-Кобыстанская складчатая зона, 2-Северо-Апшеронский прогиб, 3-Апшероно-Прибалханская система поднятий, 4-Карабогазский свод, 5- Кубадагская горст-антиклиналь, 6- Келькорский прогиб, 7-Восточно-Айзербайджанская складчатая система, 8- Южно-Каспийская глубоководная котловина, 9-Туркменская ступень, 10-Огурчинская впадина, 11- Западно-Туркменская складчатая система.

□ - исследуемая территория

В структурно-тектоническом плане изучаемая территория включает в себя Апшерон-Прибалханскую систему поднятий и южную часть Северо-Апшеронского прогиба, ограниченные с севера древней Восточно-Европейской платформой, южную часть Карабогазского свода, Кубадагскую горст-антиклиналь, Восточно-Айзербайджанскую складчатую систему, Туркменскую ступень, Огурчинскую впадину, Южно-Каспийскую глубоководную котловину и восточную часть Западно-Туркменской системы прогибов [6].

С точки зрения нефтегазогеологического районирования Южная часть Каспийского моря охватывает Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн. Он контролируется одноименной Южно-Каспийской кайнозойской впадиной и расположен на территории западной части Туркменистана и восточной части Азербайджана [6].

Материалы

Для выполнения реконструкций палеогеографических обстановок Каспийского региона были использованы данные научных трудов Даукеева С.Ж и др.[1], Лукановой О.О.[10], Глумова И.Ф. [6]. В первом источнике дано подробное описание трех этапов осадконакопления и приведены две литолого-палеогеографические карты в совокупности с пунктами мощностей отложений и глубинами залегания пород на период раннего-среднего и позднего эоцена. В диссертации Лукановой О.О. [10] подробно описаны палеогеографические обстановки в эпоху верхнеэоценовой трансгрессии, в частности в кумское время, условия

осадконакопления и геохимические обстановки, способствующие накоплению органического вещества. В книге Глумова И.Ф. [6] дана тектоническая схема территории Каспийского моря и сопредельной суши, карта нефтегазгеологического районирования, а также краткая характеристика эоценовых отложений.

Результаты

По данным Даукеева С.Ж. и др. [1], в раннеэоценовое время произошла регрессия моря, связанная с сокращением океана Тетис. В результате субдукции коры под юго-западную окраину Евразии произошло обособление южных от Западно-Сибирских морей. В пределах теплых шельфовых морей накапливались карбонатно-глинистые породы и кварц-гlaubконитовые пески с фосфоритами малой мощности [1].

К середине эоцена происходит увеличение площади морских бассейнов. В условиях внутреннего шельфа происходит накопление песков и известняков-ракушечников, а в условиях внешнего шельфа – глинисто-карбонатных отложений [1]. На склонах Южно-Каспийского бассейна формировался флиш [1]. К концу эоцена произошло общее поднятие территории [6].

Новый этап осадконакопления приурочен к верхнеэоценовой трансгрессии. Она происходила в три этапа: ранний, средний и поздний. В керестинское время (ранний этап) море не затронуло отдельные островные участки суши. Происходило обильное накопление карбонатных илов малой мощности [10]. В кумское время в пределах Восточного Предкавказья происходило накопление осадков в благоприятных геохимических обстановках (восстановительная и резковосстановительная среда, благоприятные климатические условия и теплые мелководные обстановки с нормальной соленостью вод) которые способствовали формированию толщи с большим количеством органического вещества [10]. Происходило накопление глинисто-известковистых осадков [10]. Таким образом, на территории Восточного Предкавказья существовали благоприятные условия для накопления большого количества органического материала [10].

Выводы

В раннеэоценовое время на территории Черноморско-Кавказского региона произошло обособление южных морей. Шельфовое море занимало территорию современной Южно-Каспийской впадины, ограниченное с севера и запада Кавказским и Малокавказским нагорьем и островами суши с востока. Относительно глубоководная область располагалась в пределах северо-восточной части ЮКВ -Апшерон-Прибалханской системы поднятий, Кубадагской горст-антиклинали, Огурчинской впадины и Туркменской ступени.

Благоприятные климатические условия и геохимические обстановки способствовали накоплению отложений с большим количеством органического вещества, что дает основание предположить качественную нефтегазоматеринскую толщу в эоценовых отложениях Южного Каспия [5][8][10].

Результаты палеогеографических реконструкций будут использованы в качестве основы для дальнейшей оценки углеводородного потенциала эоценовой НГМТ методами численного моделирования.

Библиография

1. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт центральной Евразии. – 1:2 500 000. – Республика Казахстан : Научно Исследовательский Институт Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 91 стр. (36 л.) : цв.
2. Бугрова Э.М. Палеоген Туркменистана (обновленная схема зонального расчленения и корреляции)// Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2009. - №4. – С.1-32.
3. Бурштар М.С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1973.
4. Бочкарев А.В., Цыбульская Н.И. и др. Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья Ракушечного месторождения по состоянию на 01.11.2010. -2010. - Ч.1.- 139 с.
5. Вяткина Е.В., Лавренова Е.А., Левицкая М.С., Серикова У.С. Перспективы нефтегазоносности эоцен-палеоценовых отложений Черноморско-Каспийского региона по результатам бассейнового анализа и численного моделирования. 2023;(1):43-54.
6. Глумов И. Ф., Маловицкий Я. П., Новиков А. А., Б. В. Сенин. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.:Недра, 2004, 342 с.
7. Гулиев И.С., Кляцко Н.В., Мамедова С.А., Сулейманова С.Ф. Нефтегазопродуцирующие и коллекторские свойства отложений Южно-Каспийской впадины. Литология и полезные ископаемые, № 2, 1992, с. 110
8. Дистанова Л.Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений: на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона: дис. ... канд. геол.- минерал. наук. М., 2007.
9. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Джавадова А.С., Мустаев Р.Н., Гурбанов В.Ш. Сланцевые нефтегазовые системы Южно-Каспийской впадины// Earth Sciences. - 2024. - № 2. – С. 123–140.
10. Луканова О.О. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеоцен-эоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Краснодар, 2011. 168 с.

Оценка углеводородного потенциала нетрадиционных источников эоцена Каспийского региона

***Вяткина Е.В.* (МГРИ, liza.vyatkina.2000@mail.ru),
Лавренова Е.А. (МГРИ, lavrenovaelena@mail.ru)***

Аннотация

Оценка потенциала нетрадиционных источников углеводородов представляет собой одно из ключевых направлений для расширения ресурсной базы в современных условиях. Однако традиционные методы оценки нефтегазоносности неприменимы к таким объектам, что обуславливает необходимость разработки специализированных подходов. Для определения наиболее перспективных участков разработки сланцевых скоплений углеводородов ("sweet spots") на исследуемой территории была применена специальная методика, включающая набор критериев, эффективность которых ранее была подтверждена на практике при разработке крупных месторождений нефти и газа в США и Китае. В результате исследования выделены перспективные зоны с общим объемом свободных углеводородов в пластовых условиях около 440 млн тонн условного топлива (УТ) и перспективные области с общим объемом сорбированных углеводородов около 485 млн тонн УТ. С учетом существующих неопределенностей в исходной геолого-геохимической информации, использованной для оценки, предложены рекомендации по проведению дальнейших геологоразведочных работ

Ключевые слова

Каспийский регион, сланцевые углеводороды, перспективные объекты

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №124091700015-2

Теория

Каспийский регион обладает уникальным ресурсным потенциалом и на протяжении многих десятилетий остается одним из ключевых центров нефтегазодобычи на мировом уровне. Благодаря наличию крупных месторождений углеводородов, таких как Тенгиз, Кашаган, Шах-Дениз и других, этот регион играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности как прикаспийских государств, так и мирового сообщества в целом. Однако, несмотря на длительную историю изучения и освоения ресурсов Каспия, его нефтегазоносный потенциал до сих пор остается недостаточно исследованным, особенно в отношении нетрадиционных источников углеводородов. [1, 3,4]

Геологическое строение Каспийского региона характеризуется сложной тектонической историей, включающей формирование глубоких осадочных бассейнов, которые создают благоприятные условия для накопления значительных объемов нефти и газа. При этом разнообразие геологических условий, от шельфовых зон до глубоководных впадин, требует применения современных технологий разведки и разработки, а также адаптации существующих методик оценки ресурсного потенциала. Актуальность изучения нефтегазоносности Каспийского региона обусловлена не только необходимостью восполнения ресурсной базы, но и растущим интересом к освоению новых, в том числе нетрадиционных источников углеводородов. В условиях глобального энергетического

перехода и ужесточения экологических требований, Каспийский регион может стать важным звеном в обеспечении устойчивого развития энергетики, сочетая традиционные и инновационные подходы к добыче и переработке углеводородов. Целью данной статьи является анализ современного состояния изученности нефтегазоносности Каспийского региона, оценка его перспективности с учетом геологических, технологических и экономических факторов, а также выделение ключевых направлений для дальнейших исследований и освоения ресурсов. Результаты работы могут быть использованы для разработки стратегий развития нефтегазового комплекса региона и оптимизации процессов разведки и добычи углеводородов.

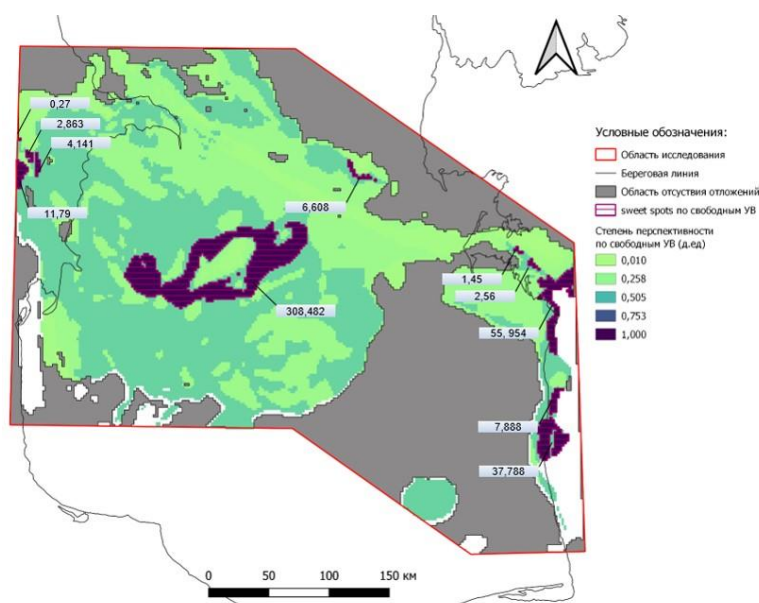


Рисунок 1. Перспективные зоны по свободным УВ

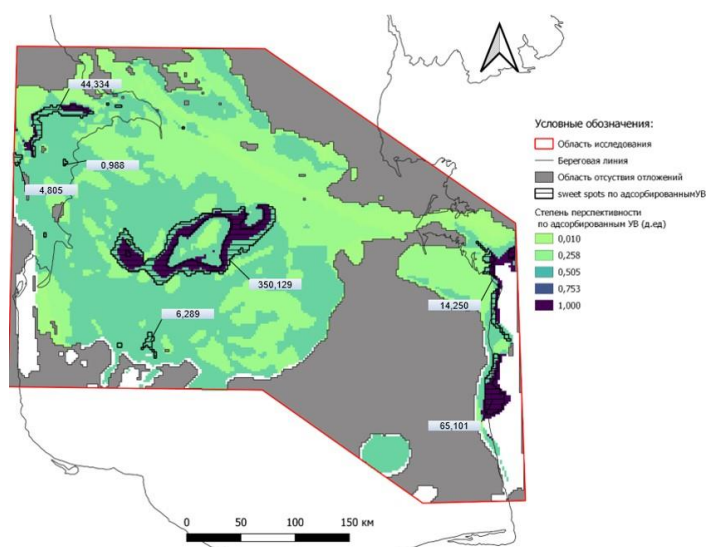


Рисунок 2. Перспективные зоны по адсорбированным УВ

Проблемы поисков и добычи сланцевых УВ связаны в основном с низкой проницаемостью пород. При этом перспективной для разработки является не вся область распространения нефтегазоматеринской толщи, а лишь отдельные участки, разработка которых экономически оправдана и, которые могут обеспечить наиболее продуктивную и стабильную (длительную) работу скважин. Такие участки характеризуются определёнными параметрами геологической среды, которые используются для их обнаружения. Современный опыт разведки и разработки сланцевых скоплений [2, 5] показывает, что наиболее эффективными критериями для выявления перспективных для разработки зон являются: индекс TR, АВПД, глубина залегания, вторичная пористость, пластовая температура, но в зависимости от особенностей геологического строения изучаемого объекта, набор критериев может отличаться.

Таким образом, целью настоящего исследования являлось картирование в пределах области изучения наиболее благоприятных зон для добычи сланцевых скоплений углеводородов (“sweet spots”) по совокупности наиболее эффективных критериев.

При этом, для выделения перспективных участков использовались следующие критерии: индекс преобразованности органического вещества, пластовая температура, вторичная пористость, АВПД, удельные плотности (в млн. т УТ) свободных и сорбированных углеводородов в пластовых условиях. Необходимые параметры получены по результатам численного пространственно-временного моделирования, после калибровки цифровой модели (пластовой температуры и давления) по данным геофизических исследований в скважинах. К числу наиболее перспективных областей относили те, которые показывают перекрытие по совокупности всех критериев оценки, что позволяет рассматривать их в качестве приоритетных для дальнейшего изучения.

Выводы

В результате проведенных исследований были выделены перспективные области с общим объемом свободных углеводородов в пластовых условиях около 440 млн тонн условного топлива (УТ) и перспективные области с общим объемом сорбированных углеводородов около 485 млн тонн УТ

Изучение эоценовых отложений, как источника сланцевых скоплений углеводородов в дальнейшем требует комплексного подхода, включающего детальный анализ содержания органического углерода и физико-механических свойств толщи.

Библиография

1. Ступакова А.В. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти (А.В. Ступакова. Г.А. Калмыков, Н.П. Фадеева и др.) Вестник Московского университета. Сер. 4, Геология, № 3, с. 3-10, 2015.
2. Dolson J. Understanding Oil and Gas Shows and Seals in the Search for Hydrocarbons, 2016
3. Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014: 16, Gelendzhik, 08–11 сентября 2014 года. – Gelendzhik, 2014. – EDN UFDNNF.
4. Kerimov V.Y., Bondarev A.V. Especially the use of the basin modelling technologies in geological conditions of gelatinase, magmatic and erosion processes // 16th Science and Applied

Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014: 16, Gelendzhik, 08–11 сентября 2014 года. – Gelendzhik, 2014. – EDN UFDPQF

5. ZOU Caineng*, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, HOU Lianhua, ZHU Rukai, TAO Shizhen, YUAN Xuanjun, DONG dazhong, WANG Yuman, GUO Qiulin, WANG Lan, BI Haibin, LI Denghua, WU Na «Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: Concept and practical significance», PETROL. EXPLOR. DEVELOP., 2014, 41(1): 14–30.

Оценка углеводородного потенциала пермской и верхнеюрско-меловой углеводородных систем зоны сочленения Сибирской платформы и южной части моря Лаптевых

**Павёлкина Д.А. * (МГРИ, dianapavyolkina@yandex.ru),
Лавренова Е.А. (МГРИ, lavrenovaelena@mail.ru)**

Аннотация

В целях оценки перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур юго-западной части моря Лаптевых с применением методов численного моделирования были изучены углеводородные системы в пермских и верхнеюрско-меловых отложениях и оценен их вклад в углеводородный потенциал района исследования. Установлено, что в пермских отложениях Анабаро-Хатангского района и юго-западной, прибрежной части моря Лаптевых сконцентрировано до 5 млрд. т УТ углеводородов. Меловые отложения, распространенные на шельфе моря Лаптевых, могут обеспечить около 1.4 млрд. т УТ.

Ключевые слова

Анабаро-Хатангский район, море Лаптевых, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы, численное моделирование, ресурсная оценка

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации №АААА-А20-120092590017-4.

Теория

С арктической зоной России, включающей не только акватории морей, но и прилегающие сухопутные части, связаны значительные неразведанные ресурсы углеводородов (УВ). С 2012 года в Лено-Анабарской, Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областях (НГО) и Лаптевоморской самостоятельной потенциальной нефтегазоносной области (СПНГО) проводились геолого-разведочные работы по уточнению геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности. Однако до сих пор исследуемые области характеризуется низкой изученностью, что доказывает отсутствие единого мнения о нефтегазогеологическом районировании и, вследствие этого, разные ресурсные оценки Лено-Анабарской, Анабаро-Хатангской НГО и Лаптевоморской СПНГО [1, 2]. Сложившаяся ситуация, по нашему мнению, обусловлена низкой эффективностью применяемых для оценки ресурсного потенциала методик (объемно-статистический метод и метод геологических аналогий), в условиях сложного строения северного обрамления Сибирской платформы и моря Лаптевых. Существенным недостатком при проведении нефтегазогеологических исследований также является изучение Лено-Анабарской зоны изолированно от южной части акватории моря Лаптевых. В связи с изложенным, настоящее исследование направлено на оценку ресурсного потенциала наиболее перспективных пермской и мезозойской генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур южной части моря Лаптевых, изученных в рамках единой модели, с применением методов численного бассейнового моделирования.

В качестве основы для настоящего исследования использовалась трехмерная региональная модель зоны сочленения Сибирской платформы и тектонических структур

южной части моря Лаптевых, базирующаяся на структурных построениях, выполненных в рамках работ ИНГГ СО РАН, ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», ОАО «Севморнефтегеофизика» [3]. Надежность результатов моделирования, использованных при выполнении нефтегазгеологического прогноза, подтверждается результатами верификации модели в части теплового режима бассейнов с использованием пластовых температур и отражательной способности витринита. Для изучения эволюции осадочных бассейнов, включающих углеводородные системы, путем анализа карт мощностей были выделены депоцентры на каждом этапе развития осадочного чехла, рассчитаны скорости осадконакопления и в результате оконтурены осадочно-породные бассейны. Проведенный бассейновый анализ позволил выделить нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) в рифейских, вендских, девонских, тустахских, нижнекожевниковских, верхнекожевниковских и верхнеюрских отложениях. Для каждой из выделенных НГМТ были построены карты распространения нефтегазоматеринских свойств по площади [3]. При этом, применялся принцип экстраполяции точечных геохимических усредненных характеристик [2] в пределах одной палеогеографической зоны [3], исходя из предположения о том, что в одинаковых условиях осадконакопления могли формироваться нефтегазоматеринские породы, обладающие сходными свойствами. В качестве очага нефтегазогенерации рассматривалась область распространения зрелой НГМТ с ненулевыми объемами эмигрировавших УВ на современном этапе развития. При этом, для дальнейшей работы границы выделенных очагов генерации корректировались с учетом карт «критического момента» - параметра, отражающего временной этап в процессе генерации и миграции УВ, когда более 50 процентов УВ эмигрировало из НГМТ. Данный метод нацелен на выделение областей, в пределах которых интенсивные эмиграционные процессы проходили после завершения крупных тектонических перестроек в регионе, исходя из соображений, что основная доля сформированных в начале и на пике генерации и эмиграции залежей, скорее всего, была разрушена в результате тектонических перестроек (исходя из определения «критического момента», это как минимум 50% от начального углеводородного потенциала). Результаты моделирования показали, что допермская часть разреза не сможет обеспечить существенный вклад в нефтегазоносность района исследования, ввиду происходивших крупных тектонических событий. Для рассматриваемых наиболее перспективных пермской и верхнеюрско-меловой ГАУС были построены схемы распространения резервуарных толщ на основании палеогеографических реконструкций [3], литологического состава отложений в скважинах и обнажениях, результатов испытания пород в скважинах [2]. Анализ ГАУС выполнен в соответствии с концепцией, предложенной Магуном и Доу [4].

По результатам комплексного нефтегазгеологического исследования, в пермском интервале разреза зоны сочленения были изучены тустахская, нижнекожевниковская и верхнекожевниковская НГМТ, сложенные аргиллитами с высоким (до 6%) содержанием органического углерода [2, 3]. Для дальнейшего моделирования ГАУС в качестве основной НГМТ была выбрана нижнекожевниковская толща, обладающая наибольшим генерационным потенциалом, в сравнении с остальными. В качестве резервуарных толщ для этой системы рассматриваются верхнекожевниковские песчаные отложения [2, 3]. Флюидоупоры прогнозируются выше по разрезу пермского комплекса, где преобладают тонкозернистые глинистые фракции [2]. В составе верхнеюрско-меловой системы выделяются: НГМТ позднеюрского возраста, сложенная аргиллитами с содержанием органического углерода в среднем около 3,5%; резервуар в меловых песчаных отложениях и крышка палеоценового возраста, представленная глинами и аргиллитами.

Нижнекожевниковско-верхнекожевниковская (.) ГАУС по степени неопределенности на текущем этапе изученности относится к вероятным (.) ГАУС, поскольку связь НГМТ-нефть не установлена, но наличие НГМТ подтверждено геохимическими исследованиями [2]. Область ее распространения протягивается от дельты р. Лена вдоль побережья моря Лаптевых к Хатангскому заливу. Очаг генерации нижнекожевниковской НГМТ имеет площадь около 33 тыс. км² и содержит зрелые, способные к нефтегазогенерации породы в Анабаро-Хатангском районе, а также в юго-западной (прибрежной) части моря Лаптевых. В остальной части акватории нижнекожевниковская НГМТ в очаге генерации истощена на современном этапе развития (рисунок 1 – А). По результатам моделирования, процессы генерации-миграции-аккумуляции в контуре нижнекожевниковско-верхнекожевниковской (.) ГАУС начались на рубеже триаса-юры и продолжаются до сих пор.

Верхнеюрско-меловая (?) ГАУС распространена в юго-западной части моря Лаптевых и на текущем уровне изученности относится к умозрительным (?), ввиду отсутствия результатов геохимических исследований верхнеюрской НГМТ в пределах акватории. Крупный очаг нефтегазогенерации площадью около 64 тыс. км² включает зрелые и перезрелые породы верхнеюрской НГМТ (рисунок 1 – Б). Процессы генерации-миграции-аккумуляции в верхнеюрско-меловой (?) ГАУС начались в раннемеловое время и продолжаются до сих пор. При этом, аккумулярованные объемы УВ в скоплениях быстро нарастали до тех пор, пока в эоцене не произошло резкое погружение резервуарной толщи в зону высоких температур, которые привели к крекингу нефтяной составляющей и переформированию образованных ранее залежей. В результате в системе сократился общий объем скоплений, и произошло смещение соотношения типа флюида прогнозируемых скоплений в сторону газообразных.

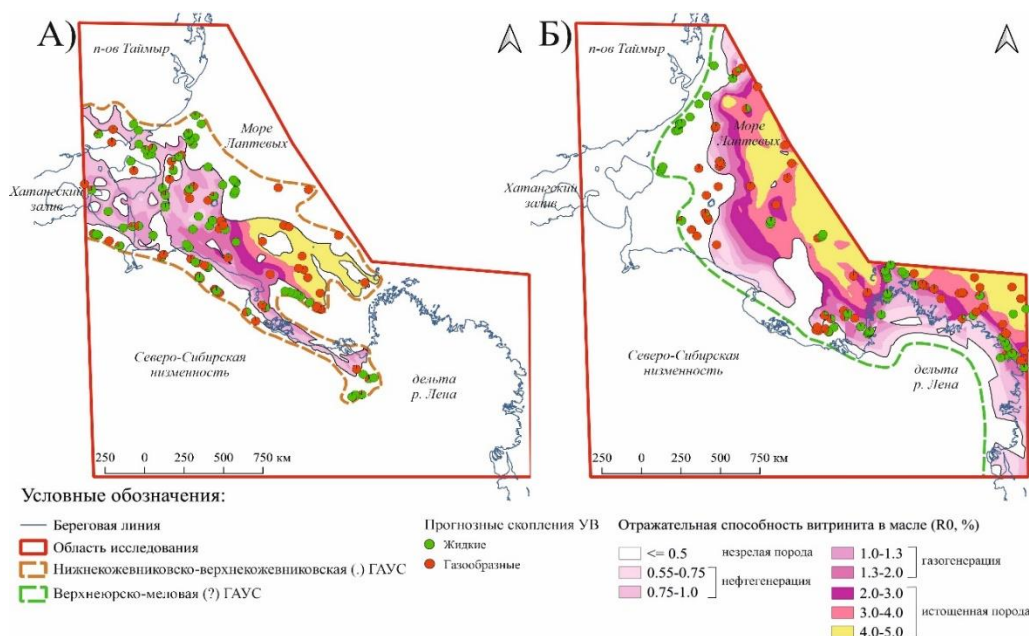


Рисунок 1. Карты ГАУС: А) нижнекожевниковско-верхнекожевниковской (.); Б) верхнеюрско-меловой (?)

Как показали результаты численного моделирования, изученные нижнекожевниковско-верхнекожевниковская (.) и верхнеюрско-верхнемеловая (?) ГАУС

могут обеспечить вклад в углеводородный потенциал Лаптевоморской СПНГО и Анабаро-Хатангской НГО. В пермских отложениях прогнозируется около 5 млрд. т УТ преимущественно жидких УВ, аккумулированных в локальных поднятиях Анабаро-Хатангского района и юго-западной прибрежной части моря Лаптевых. Вследствие разрушения части нефтяных скоплений, в меловых отложениях можно ожидать до 1.4 млрд. т УТ как жидких, так и газообразных УВ в юго-западной части моря Лаптевых и по побережью (таблица 1).

Таблица 1. Объемные характеристики ГАУС зоны сочленения Сибирской платформы и сопредельных структур южной части моря Лаптевых

ГАУС	Площадь тыс. км ²	Объем сгенерированных УВ млрд. т УТ	Объем эмигрировавших УВ млрд. т УТ	Объем аккумулированных УВ млрд. т УТ	Тип флюида	
					жидкие	газообразные
Нижнекембрийско-верхнекембрийская Хатангско-Лаптевская (.)	~65	~29.7	~29.5	~5	85	15
Верхнеюрско-меловая Южно-Лаптевская (?)	~90	~37.6	~37.2	~1.4	60	40

Выводы

1) Допермская часть разреза на Сибирской платформе не сможет обеспечить формирования крупных скоплений, в силу происходивших крупных тектонических событий, которые негативно повлияли на сохранность сформированных залежей.

2) Перспективы нефтегазоносности в основном связаны с пермской и верхнеюрско-меловой частью разреза в Анабаро-Хатангском районе и юго-западной части моря Лаптевых.

3) Количественная оценка ресурсного потенциала показала, что объем аккумулированных в ловушках УВ может достигать 5 млрд. т УТ в пермских отложениях и 1.4 млрд. т УТ в меловых, без учета геологических рисков, которые будут рассмотрены на следующих этапах исследования.

Библиография

1. Варламов А.И., Афанасенков А.П. (2017). Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации. Государственный аудит. Право. Экономика, 1, с. 79-87.
2. Конторович В.А., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю. и др. (2023). Геологическое строение, нефтегазоносность, ресурсы углеводородов и направления геолого-разведочных работ на северо-восточной континентальной окраине Сибирской платформы (Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО). Геология и геофизика, 65(6), с. 823—849. doi: 10.15372/GiG2023184.
3. Павёлкина Д.А., Высоколян А.М., Лавренова Е.А., Шатыров А.К. (2024). Осадочные бассейны юго-восточной части моря Лаптевых и сопредельной территории Сибирской платформы. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 66(2), с. 35-48. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-2-35-48>.
4. Magoon, L.B., Dow, W.G. (1994) The Petroleum System. From Source to Trap. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Memoir 60, 637 p.

***Проблема засоления коллекторов Восточной Сибири и его влияние на
фильтрационно-емкостные свойства***

***Демьянов Д.П. * (МГРИ, demianov_dp@mail.ru),
Руднев С.А. (МГРИ, rudnevs@mgri.ru)***

Аннотация

Восточная Сибирь в настоящее время остается одним из перспективных объектов исследований. Строение осадочного чехла Сибирской платформы отличается крайне сложным геологическим строением, характерной особенностью которого является крайне высокая геологическая неоднородность коллекторов. Изменчивость коллекторских свойств природных резервуаров часто связано как с условиями осадконакопления, так и с постседиментационными преобразованиями, которым подвержены не только карбонатные коллекторы, но и терригенные. Одной из наиболее сложных проблем, влияющей на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, является их природное засоление, которое приводит к частичному или полному уничтожению пустотного пространства. Поэтому очень важной и актуальной современной проблемой при поисках, разведке и разработке месторождений Восточной Сибири является прогноз распространения природного засоления. Для качественного прогноза распространения этого процесса необходимо в первую очередь выяснить его механизм образования. В данной работе рассматриваются теории засоления Сибирской платформы, его воздействие на коллекторские свойства и влияние рассоления на эффективность разработки.

Ключевые слова

Восточная Сибирь, засоление, минерализация, рассолы, галитизация

Теория

Объектом исследований является венд-нижекембрийский продуктивный комплекс, особенностью строения которого является наличие в разрезе мощных соленосных толщ, которые приводят к формированию гидрогеохимических аномалий. Несомненно, что основной причиной засоления коллекторов в Восточной Сибири являются наличие в разрезе мощных соленосных толщ, а также специфические термобарические условия, сопровождавшие постседиментационный период геологической истории региона. К этим условиям можно отнести с одной стороны неоднократно повторявшиеся периоды траппового магматизма, который приводил к локальному повышению палеотемператур, а с другой стороны, наличие мощных соленосных толщ приводило к быстрому остыванию недр, за счет высокой теплопроводности солей. Все эти процессы существенно влияли на растворимость, перенос и переотложение солей и приводило к разнонаправленным постседиментационным преобразованиям пород.

В последние годы проблемой засоления коллекторов занимаются многие специалисты – Воробьев В.С., Гильманов Я.И., Загоровский А.А., Золосева Г.М., Клиновая Я.С., Постникова О.В. и др., однако данная проблема до сих пор полностью не решена. В данном исследовании поставлена цель прогноза распространения этого процесса.

Сибирская платформа отличается неравномерным распределением пластовых солей, что обусловлено особенностями осадконакопления и палеотектоническими процессами.

Существует множество теорий засоления коллекторов Сибирской платформы, основные из них [1]:

1. Контактный метаморфизм подземных вод – подземные воды взаимодействовали с пластами соли и с пластами карбонатного и сульфатно-карбонатного состава, от первых они обогащались ионами хлора и натрия, от вторых – ионами кальция и магния. При таком составе кальций и магний вытесняют натрий из рассола, который выпадает в осадок в виде галита. Однако стоит отметить, что такой механизм невозможен в терригенных отложениях, т.к. подсолевые песчаники, алевролиты и аргиллиты не содержат хлор, натрий, кальций и магний в количестве, необходимом для выпадения галита.

2. Смешивание разных пластовых вод при межпластовых перетоках – взаимодействие хлоридно-кальциевых и магниевых-кальциевых рассолов с хлоридно-натриевыми рассолами и солеными водами выщелачивания. Химический процесс данной теории схож с первой. В результате соль выпадает в осадок, а сам процесс возможен только в карбонатных пластах.

3. Выпадение солей из подземных вод по причинам снижения температуры и пластового давления.

Сибирская платформа неоднократно подвергалась региональным подъемам, а также происходило эрозионное разрушение верхних слоев горных пород. По этим причинам изменялись температура и давление, способствующие засолению.

С термобарическим фактором выпадения солей также могут быть связаны перетоки рассолов по разломам и зонам трещиноватости – при восходящих потоках по этим зонам (с уменьшением глубины положения рассолов) происходит снижение давления и температуры. При возможных нисходящих потоках засоление исключается по причине обратного эффекта (роста температуры и давления).

Нельзя исключать и климатический фактор, повлиявший на изменение температур, связанный с похолоданиями палеоклимата и периодами оледенения.

4. Повышение минерализации и выпадение солей при подземном испарении, вымораживании, гидратации и мембранных процессах.

При подземном испарении рассолов происходит поэтапное выпадение солей – карбонатных, сульфатных и хлоридных в последнюю очередь. Однако, по причинам холодного климата и низких температур водоносного комплекса в пределах изучаемой провинции, этот процесс возможен только в зонах теплового воздействия траппов и на границе жидкой и газовой фаз.

Подземное вымораживание в периоды оледенения могло вызвать криолитное выпадение соли, однако этот процесс исключается в глубокозалегающих коллекторах (в подсолевых терригенных отложениях).

При гидратообразовании происходит уменьшение количества воды из рассола, необходимой для этого процесса, благодаря чему происходят повышение минерализации и выпадение соли. Наибольшая скорость образования гидратов наблюдается при пониженной температуре и повышенном давлении, такие условия существовали в период оледенения, а в настоящее время сохранены в пределах Непско-Ботубинской НГО и в северных районах провинции.

Мембранные процессы – теория, предполагающая молекулярное разделение растворов путем их фильтрации через породы, приводящая к росту минерализации или выпадения соли.

Коллекторские свойства

Свойства засоленных коллекторов подробно изучены на Верхнечонском месторождении. На месторождении промышленная нефтегазоносность связана как с терригенным, так и карбонатным комплексами, поэтому существует возможность оценить степень влияния засоления на разные типы коллекторов.

По данным изучения коллекторов Верхнечонского месторождения отмечается следующее:

1. Засолонению подверглись все литологические разности продуктивного разреза. Наибольшему засолонению были подвержены породы с изначально наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами [4]. Основной солевой минерал - галит (NaCl). Степень засолонения может быть разная, поровое пространство может быть частично или полностью заполнено солью.

2. При рассолении низкоминерализованной водой средняя пористость меняется с 15% до 20%, а проницаемость возрастает с 686 мД до 2736 мД (рис. 1) [5].

3. Показатель смачиваемости пород верхнечонского пласта в основном составляет 0-0,4 (гидрофобные и преимущественно гидрофобные) [6]. Исходя из данных результатов возможно, что в зоне нефтеносности рассоление коллектора будет меньше, так как «плёнка» нефти на поверхности породы будет уменьшать контакт кристаллов соли и воды.

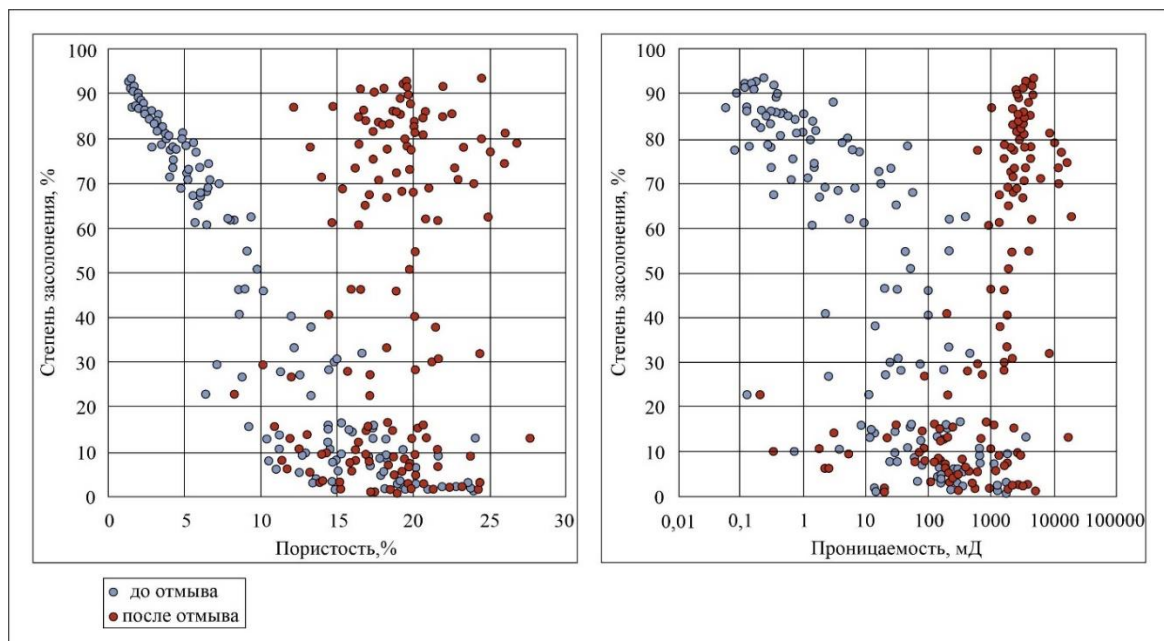


Рисунок 1. Изменение пористости (слева) и проницаемости (справа) в опытах по рассолению керна пласта Вч [5]

Влияние рассоления на разработку

С 2009 г. на Верхнечонском месторождении разработка ведется с использованием системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки пресной воды. Закачиваемая вода имеет низкую минерализацию (менее 1 г/л), что приводит к растворению солей в пласте и увеличению пористости и проницаемости. Однако данный способ разработки оказывает как положительный, так и отрицательный эффект [6]:

Положительное влияние заключается в том, что при закачке пресной воды на фронте вытеснения образуется высокоминерализованная оторочка повышенной вязкости за счет растворения соли, которая в теории создаёт поршневой эффект вытеснения.

Отрицательное влияние выявлено при экспериментах на керне – рассоление происходит преимущественно по нижней части образцов, после которого вода циркулирует по растворенным от соли каналам. По данной причине потери добычи нефти могут составить около 5 млн. т за 40 лет.

Следовательно, при способе разработки с поддержанием пластового давления водой низкой минерализации не получится достигнуть наибольшего коэффициента извлечения нефти. Считается, что наиболее перспективным методом повышения нефтеотдачи на Верхнечонском месторождении является водогазовое воздействие, увеличивающее КИН на 7-10% [6].

Выводы

В настоящее время существует большое количество теорий процесса засолонения, каждая из которых предлагает уникальный подход к пониманию этого процесса и подходы к его прогнозу. Однако для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений важно выявить наиболее точные и применимые теории, учитывающие специфические условия конкретных месторождений.

Понимание процесса засолонения и их влияния на коллекторские свойства позволит разработать более точные подходы оптимизации процессов поисков, разведки и разработки месторождений. Необходимо проводить дополнительные исследования, направленные на интеграцию различных теорий и фактических данных для подбора универсальных решений для более точного прогноза распространения засолонения и, соответственно, эффективной выработки запасов.

Библиография

1. Анциферов А.С. Причины засолонения коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Доклады академии наук. 2000. №1. С. 80-82.
2. Воробьев В.С., Клиновая Я. С. Причины засолонения терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // Газовая промышленность. 2017. №4. С. 36-43.
3. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновая Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засолоненных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части непского свода // Геология нефти и газа. 2017. №3. С. 46-60.
4. Гильманов Я. И., Загоровский А. А., Комисаренко А. С., Фадеев А. М., Лазеев А. Н., Гордеев Я.И. Специальные исследования керна пласта-коллектора Вч Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. №11. С.66-70.
5. Гринченко А. В. Повышение эффективности выработки запасов нефти в засолоненных коллекторах: дис. канд. тех. наук: 25.00.17 / Тюменский нефтяной научный центр. 2013. 136с.
6. Загоровский А. А., Виноградов И. А. Комисаренко А. С. Обобщение опыта и результатов специальных исследований керна терригенного пласта Верхнечонского месторождения Восточно-Сибирского нефтегазоносного региона // Нефтяное хозяйство. 2015. №11. С. 16-21.

Морфологические особенности и неоднородность осинских отложений Ичединского нефтяного месторождения

***Зоиров П.М.* (МГРИ, pasha.zoirov@mail.ru),
Потемкин Г.Н. (МГРИ, potemkingn@mgri.ru)***

Аннотация

В работе проведено изучение геологической неоднородности продуктивного пласта Б₁ осинского горизонта Ичединского нефтяного месторождения, расположенного в Усть-Кутском районе Иркутской области.

Ичединское нефтяное месторождение открыто в 2012 г. поисковой скв. 312, выявившей нефтяную залежь в осинском горизонте усольской свиты нижнего кембрия. В 2017 году на прилегающей с юга территории было открыто Верхнетирское нефтяное месторождение, которое с 2020 года входит в состав Ичединского месторождения.

Нефтяные залежи Ичединского месторождения выявлены в карбонатном пласте Б₁ осинского горизонта усольской свиты нижнего кембрия, повсеместно перекрытого мощными соленосными отложениями усольской свиты, играющими роль региональной покрышки.

Важность исследования данного месторождения подтверждаются тем, что Ичединское месторождение обладает сложным геологическим строением, осложнено проявлениями тектоники. В его разрезе выделяются такие элементы, как трапповый интрузии, конседиментационные разломы и засоленные коллектора. Все эти факторы оказывают значительное влияние на неоднородность продуктивного пласта Б₁ осинского горизонта, что делает его изучение особенно важным для грамотной разработки месторождения.

Ключевые слова

Ичединское месторождение, осинский горизонт, карбонатный разрез корреляция

Теория

На территории месторождения было пробурено более 250 скважин, из которых осинский продуктивный горизонт был пройден с отбором керна в 22 скважинах. В ходе исследований, проведенных по скважинам Ичединского месторождения, помимо стандартных методов, были выполнены определения фильтрационно-емкостных свойств на большеразмерных образцах керна. Также провели специальные исследования, которые включали в себя изучение свойств пород с использованием метода ядерно-магнитного резонанса, капилляриметрические исследования, а также эксперименты, моделирующие пластовые условия (пористость, проницаемость, УЭС и акустические свойства). Кроме того, были проведены эксперименты по вытеснению нефти водой и рентгеноструктурный анализ с целью определения общей минералогии породы.

По результатам рентгеноструктурного анализа установлено, что породы-коллекторы в основном представлены доломитом (83%), в то время как в меньших количествах присутствуют кальцит (12,1%), ангидрит (2,06%) и галит (1,44%). Переход от доломитов к доломитизированным известнякам сопровождается ухудшением фильтрационно-емкостных свойств, что также важно учитывать при разработке месторождения.

В карбонатах осинского горизонта особое внимание следует уделить солевому цементу, который представлен кристаллами хлористого натрия (галит). Засолонение доломитов наблюдается как по площади, так и по разрезу, и характеризуется различной

интенсивностью в разных скважинах. По результатам изучения керн было установлено, что наибольшее содержание солей (более 5%) отмечено в образцах-неколлекторах с низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств ($K_f < 5\%$, $K_{пр} < 1$ мД). Породы, имеющие значения пористости более 5% и проницаемости более 1 мД, отличаются более низким содержанием солей (менее 5%), а в некоторых случаях и их полным отсутствием.

Формирование пустотного пространства пород обусловлено первичной структурой биогермных массивов и характером развития вторичных процессов.

Из всего спектра вторичных изменений наиболее широко в породах развито выщелачивание, приуроченное к зонам развития первичных пустот, внутриформенному пространству, трещинам.

В породах достаточно широко представлены кальцитизация и сульфатизация, развитые по трещинам и кавернам и первичным пустотам. Наилучшими коллекторскими свойствами в разрезе обладают доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой и доломиты разнокристаллические. Пустотное пространство в этих породах – представлено пустотами доломитизации, пустотами выщелачивания и остаточными внутрикаркасными пустотами.

Осинский горизонт характеризуется достаточно однородным распределением трещиноватости. Многие трещины предположительно имеют литогенетическое происхождение. Породы представлены, в основном, поровым и каверново-поровым типом. Малая протяженность и слабая раскрытость трещин, также не равномерность распределения трещинного пустотного пространства указывает на то, что трещиноватость в данном разрезе незначительно влияет на ФЕС пород.

Пористость коллекторов по данным 867 образцов керн меняется от 4,5 до 30%, при среднем значении 10,8%. Проницаемость по 410 образцам варьирует от 1 до 2370 мД, при среднем значении 10,9 мД. Остаточная водонасыщенность капилляриметрическим способом измерена 211 образцах из интервалов коллекторов и меняется от 3,2 до 39,8% со средним значением 17,1%. Остаточная нефтенасыщенность на керне оценивалась на стандартных образцах методом экстракции, диапазон изменения $K_{но}$ составил 0,2 – 55,2 %, при среднем значении 9,3%. Остаточная нефтенасыщенность по результатам экспериментов по вытеснению нефти водой (47 образцов) меняется от 21 до 71,2% со средним значением 39,8%. [2-6]

При корреляции использовались следующие методы: плотностной каротаж (ГГКП), гамма-каротаж (ГК), акустический (АК) и нейтронный (ННК).[1] В качестве эталонной скважины выбрана скважина 7Р_2, т.к. по этой скважине есть изученный керновый материал. В качестве флюидоупоров для осинского горизонта служат выдержанные пачки солей. Кровля пласта подосинских солей, является стратиграфической границей, соответствующей подошве осинского горизонта. Подошва верхнеосиновых солей является кровлей осинского горизонта. После отбивки осинского горизонта были выделаны в нем пачки. Всего было выделено пять пачек. [7]

Для первой пачки характерны отрицательные аномалии по кривой ГК и положительные по кривой НГК, ее мощность достигает 10 метров. Вторая пачка отличается положительной аномалией по кривой ГК и более пониженными значениями на кривой НГК, нежели нижележащая пачка. Ее мощность от 7 до 20 метров. Мощность третьей пачки достигает в некоторых скважинах до 50 метров. Для этой пачки характерны достаточно выдержанные пониженные значения по кривой ГК. Четвертая пачка более глинистая, о чем свидетельствуют повешенные значения ГК. Кровлей пятой пачки является кровля осинского горизонта. Данная

пачка отличается от предыдущей тем, что кривая ГК колеблется от пониженных значений к высоким. (Рисунок 1).

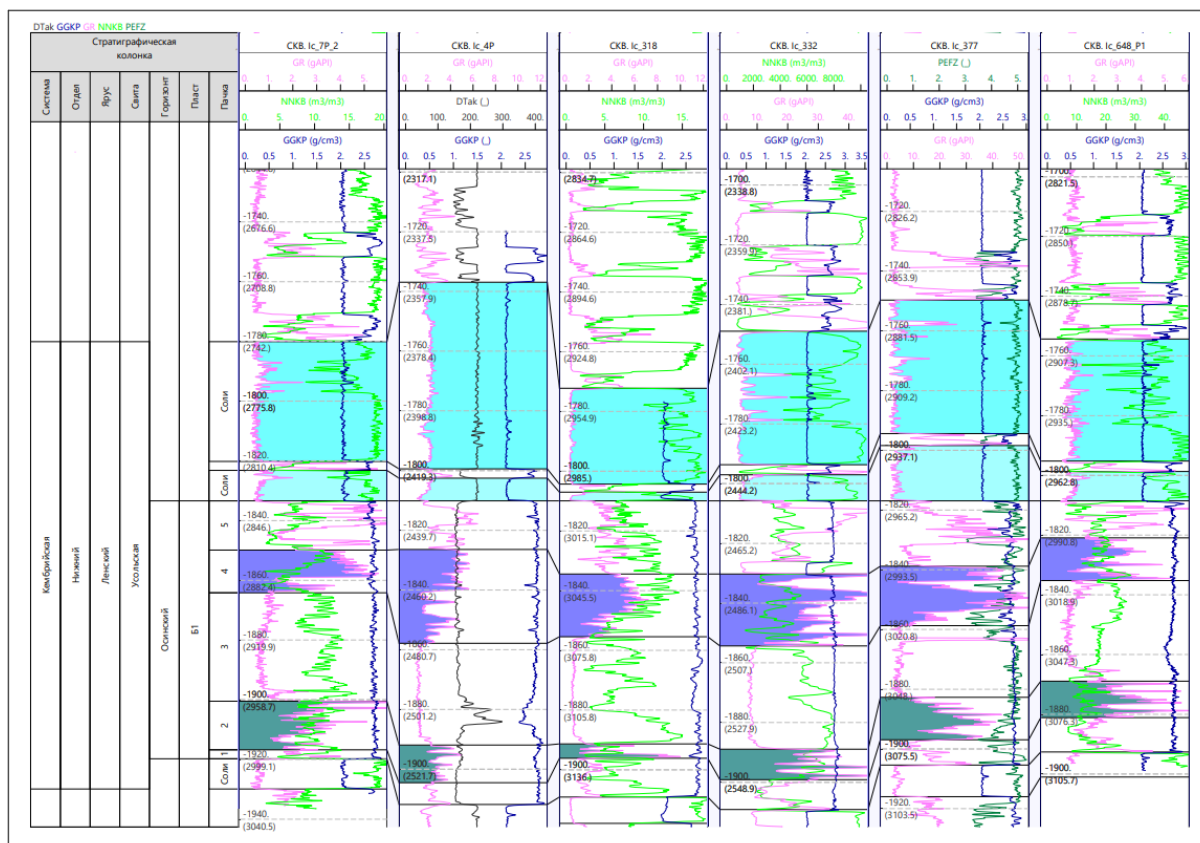


Рисунок 1 Схема детальной корреляции по линии скважин Ic_7P_2–Ic_4P–Ic_318–Ic_332–Ic_377–Ic_648_P1

Выводы

На основе керновых материалов и данных ГИС была изучена неоднородность осинских отложений Ичединского нефтяного месторождения. Осинский горизонт характеризуется достаточно однородным распределением трещиноватости. Многие трещины предположительно имеют литогенетическое происхождение. Породы представлены, в основном, поровым и каверново-поровым типом. Из всего спектра вторичных изменений наиболее широко в породах развито выщелачивание в породах достаточно широко представлены кальцитизация и сульфатизация. Наилучшими коллекторскими свойствами в разрезе обладают доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой и доломиты разнокристаллические. Пустотное пространство в этих породах – представлено пустотами доломитизации, пустотами выщелачивания и остаточными внутрикаркасными пустотами.

Библиография

1. Гутман. И.С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. М.: Недра, 2013. 112 с.

2. Добржанская Ю. А., Белозерова О. В., Шакиров Э. В. Анализ нефтей Восточной Сибири //Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований. – 2019. – С. 35-38
3. Ихсанов А. И., Гайдук А. В., Редькин Н. А. Некоторые особенности строения осинского горизонта в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы //ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. – 2018. – С. 235-239.
4. Постников Е.В., Персидская А.С. Рапопорт А.Б. и др. * Подсчет запасов нефти и растворенного газа биркинского и осинского горизонтов Ичëдинского нефтяного месторождения Иркутской области по состоянию на 01.07.2020 г.
5. Сабанчин И. В. и др. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ ИЧЕДИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ //Горные ведомости. – 2016. – №. 3-4. – С. 166-173.
6. Токарев Д. А., Плюснин А. В., Терлеев А. А. Новые результаты комплексного литолого-фациального и биостратиграфического изучения осинского горизонта нижнего кембрия юга Сибирской платформы (скважины Западно-Ярактинские 45, 361) //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – №. 4. – С. 157-167.
7. Шемин Г. Г. Модель строения, условия формирования и перспективы нефтегазоносности с выделением объектов поисково-оценочных работ осинского горизонта нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2008. – Т. 5. – С. 100-104.

Термобарические условия недр в пределах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции и их влияние на процесс генерации углеводородов

***Курмалиев А.Д. * (МГРИ, aleksey.mgri@mail.ru),
Осипов А.В. (МГРИ, osipovav@mgri.ru)***

Аннотация

Данное исследование посвящено рассмотрению закономерностей распределения температур и давлений в глубокопогруженных горизонтах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции для анализа их влияния на процессы генерации углеводородов. Полученные в процессе исследования данные позволят обосновать необходимость дальнейшего изучения горизонтов, залегающих на значительных глубинах, с целью выявления очагов генерации углеводородов и потенциальных зон нефтегазоаккумуляции.

Ключевые слова

Термобарические условия, глубокопогруженные горизонты, катагенез, генерация углеводородов, нефтегазоматеринская толща

Введение

Объектом исследования являются глубокопогруженные горизонты в пределах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции, занимающей территорию Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского прогибов. На данной территории выделены активные генерационно-аккумуляционные углеводородные системы [5], к настоящему времени здесь открыто и разведано 15 месторождений углеводородов. Данная территория рассматривается как перспективная для поисков скоплений нефти и газа, в том числе и на больших глубинах.

На основе многочисленных проведённых работ были построены разные геологические модели, отражающие те или иные характеристики недр изучаемой территории, в том числе и термобарические условия отложений в пределах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции.

Для более качественной оценки закономерностей распределения термобарических условий глубокопогруженных горизонтов, прежде всего, требуется чёткое понимание геологического строения исследуемой территории Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского прогибов. Наибольший интерес представляют локальные структуры, в которых выявлено или прогнозируется наличие скоплений углеводородов, а также области, характеризующиеся литологическим разнообразием отложений в разрезе, в том числе и теми, которые могут рассматриваться в качестве коллекторов и флюидоупоров. В результате анализа геолого-геофизических материалов, собранных в пределах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции, было выявлено, что на данной территории развит осадочный чехол мощностью до 14–16 километров [3].

Материалы и методы

Для изучения термобарических условий и оценки их влияния на процесс генерации углеводородов в недрах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции были использованы материалы, полученные в результате глубокого бурения и геолого-геофизических исследований рассматриваемой территории. Опираясь на полученные материалы, была получена геологическая модель, построенная в программном комплексе

Petromod. Основное внимание в данном исследовании было направлено на изучение рифейских отложений, залегающих на глубинах от 9–11 километров в северной части (по подошве) до 200–500 метров в южной части (по кровле) рассматриваемого района Лено-Анабарского прогиба. Анализ данных моделей позволил проследить закономерность распределения катагенетической преобразованности отложений на той или иной глубине. Результаты геохимических исследований показывают обширное развитие нефтегазоматеринских толщ, в том числе в рифейских отложениях, в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба на глубинах порядка 4–6 километров. Также отмечается явная закономерность распределения катагенетической преобразованности органического вещества в отложениях Енисей-Хатангского регионального прогиба. При этом одинаковое нарастание степени катагенеза происходит на разных глубинах в разных частях исследуемого района [1].

В восточной части Лено-Анабарского прогиба в рифейских отложениях выделяется нефтегазоматеринская толща, относящаяся к хастахской свите. Данная свита сложена чередующимися песчаниками, аргиллитами тёмноцветными и доломитовыми мергелями. В данной пачке содержание показателя $S_{орг}$ варьируется от 0,24 до 1,72%, по результатам исследований по скважине Хастахская-930 катагенетическая преобразованность данных отложений соответствует грациями $МК_2$ – $МК_3$. В западной части исследуемой территории $S_{орг}$ составляет от 0,11 до 6,02%, катагенетическая преобразованность также соответствует грациям $МК_2$ – $МК_3$ [5].

В целом по изучаемой территории Лено-Анабарского прогиба наблюдается изменение граций катагенеза от $МК_2$ на юге до АК на севере данной области исследования.

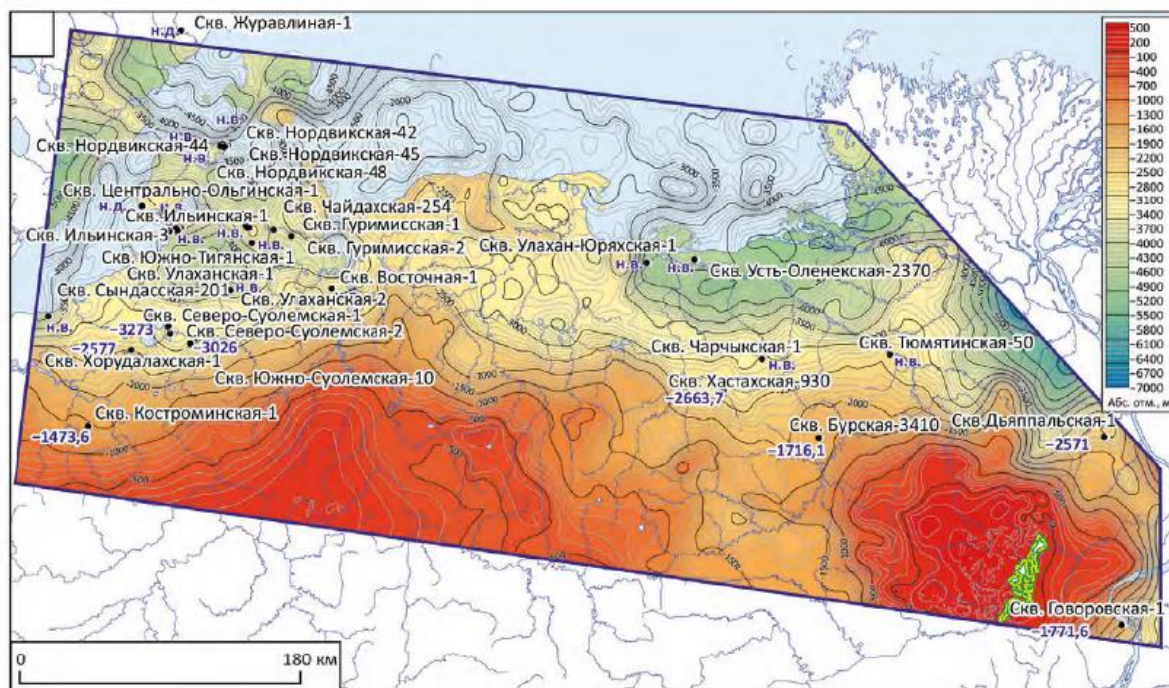


Рисунок 1. Схематическая структурная карта по кровле рифейских отложений в пределах Лено-Анабарского прогиба [5]

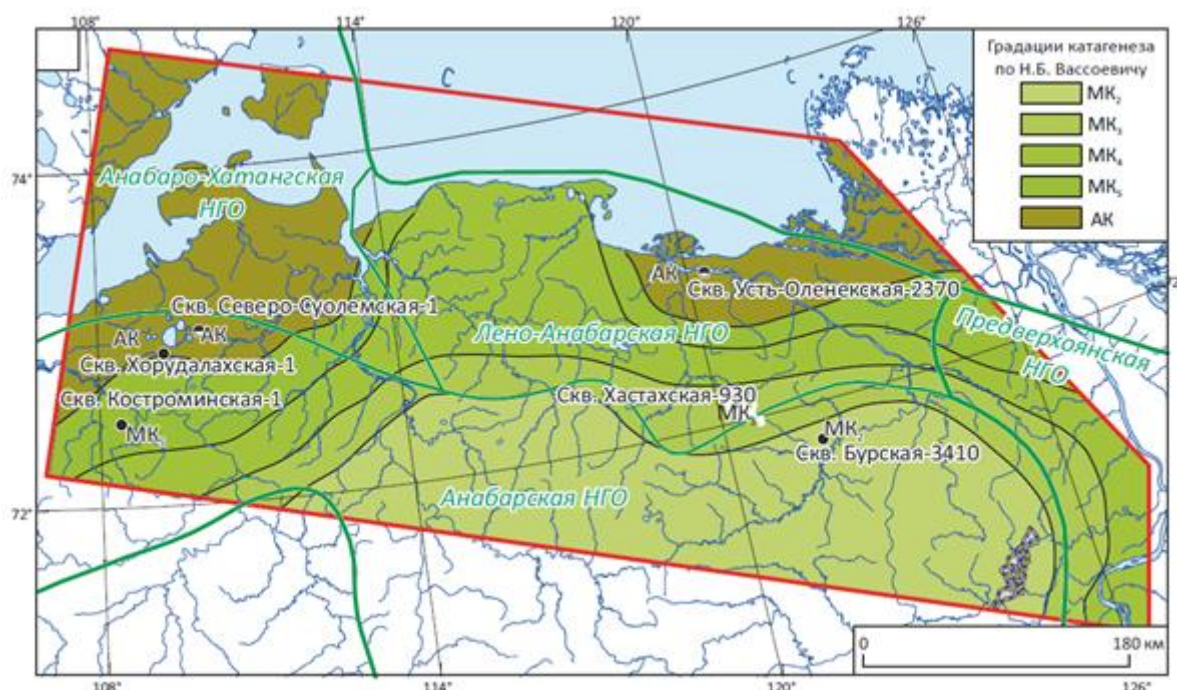


Рисунок 2. Прогнозная схематическая карта катагенетической преобразованности рифейских отложений в пределах Лено-Анабарского прогиба (по Н.Б. Вассоевичу) [5]

Выводы

Проведённый анализ термобарических условий глубокопогруженных горизонтов в пределах Енисейско-Анабарской газонефтеносной провинции позволяет выделить перспективные области, в которых высока вероятность нахождения скоплений углеводородов на глубинах порядка 4–6 и более километров. Степень катагенетической преобразованности органического вещества свидетельствует о повышенной перспективности глубокопогруженных отложений для поиска газовых месторождений в пределах исследуемой территории.

Библиография

1. Керимов В.Ю., Лобусев М.А., Бондарев А.В., Серов С.Г. Условия формирования очагов генерации углеводородов и скоплений нефти и газа на территории Сибирского сегмента континентальной Арктики. Газовая промышленность, 2016.
2. Конторович В.А., Ершов С.В., Бурштейн Л.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба. Геофизические технологии, 2023.
3. Конторович В.А., Конторович А.Э., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Лунев Б.Л., Моисеев С.А., Соловьёв М.В. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье). Геология и геофизика, 2021.
4. Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьёв М.В. Геологическое строение и сейсмогеологическая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2020.

5. Лежнин Д.С., Афанасенко А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья. Геология нефти и газа, 2021.

Анализ термобарических условий глубокопогруженных недр северной части Западно-Сибирской НГП и их влияние на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления

***Пустовалов Ю.И. * (МГРИ, yura.pustovalov@mail.ru),
Осипов А.В. (МГРИ, osipovav@mgri.ru)***

Аннотация

В рамках данной работы проводится изучение способности горных пород сохранять пористость на больших глубинах, что имеет критическое значение для вместимости углеводородных ресурсов. Основной целью исследования является оценка потенциала существования достаточной пористости в глубоко залегающих горизонтах для аккумуляции нефти и газа. Для достижения поставленной цели были разработаны модели, основанные на результатах анализа скважинных данных, и выполнено прогнозирование пористости на значительных глубинах, а также выделены основные этапы катагенеза. Полученные результаты свидетельствуют о перспективности сохранения коллекторских свойств даже в глубокопогруженных породах. Сделанные выводы акцентируют необходимость дальнейшего изучения характеристик коллекторов на больших глубинах, что может способствовать открытию новых месторождений.

Ключевые слова

Катагенез, моделирование, граничные значения, калибровка, пористость

Введение

По мере истощения «легкодоступных» запасов углеводородного сырья, задачи по поиску и открытию новых месторождений, в том числе в сложных горно-геологических условиях становятся все более актуальными. Для успешного прогноза и поиска промышленных скоплений углеводородов на больших глубинах необходимо глубокое понимание условий их образования и сохранности.

В первую очередь, для проведения исследований необходим глубокий анализ геологического строения изучаемой территории. В частности, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) наблюдается увеличение мощности осадочного чехла в направлении с юга на север: от ~3 км в южной части до ~10 км в северной [1]. Данные особенности имеют первостепенное значение для установления корреляции между термобарическими условиями и процессами генерации углеводородов. Северная часть Западно-Сибирской НГП характеризуется значительной мощностью осадочного чехла, представленного мезозойскими и кайнозойскими отложениями, залегающими на доюрском складчатом основании. Основные нефтегазоносные пласты связаны с юрскими и меловыми терригенными породами, образующими крупные скопления углеводородов [4]. Важную роль играют региональные глинистые покрывки, обеспечивающие герметичность залежей. Геологическая структура осложнена тектоническими разрывами и дизъюнктивными дислокациями. Как известно, регион отличается высоким нефтегазовым потенциалом, сконцентрированным в крупных месторождениях, преимущественно газовых и газоконденсатных.

Материалы и методы

В ходе проведенного исследования, с применением программного комплекса Petromod, были созданы модели, включающие данные по четырем глубоким скважинам (Ен-Яхинская (СГ-7), Тюменская (СГ-6), Самбургская 700, Туколандо-Вадинская 320), для уточнения катагенетической зональности и условий изменения и распределения пористости с глубиной. В созданные модели были интегрированы литологические параметры, характеризующие разнообразие горных пород, слагающих геологический разрез. Кроме того, были введены граничные условия, учитывающие особенности геологической истории региона, а именно: палеоглубина морского бассейна, отражающая условия седиментации, палеотемпература на границе осадконакопления, характеризующая температурный режим в период формирования отложений, и значения теплового потока, определяющие геотермический градиент. Величина теплового потока, подобно мощности осадочного чехла, в пределах Западно-Сибирской НГП возрастает в направлении с юга на север, изменяясь от 30-40 мВт/м² до 60 мВт/м² [3].

Результаты

На основе анализа скважинных данных была создана одномерная (1D) модель, имитирующая вертикальный геологический разрез. Для повышения точности результатов, модель была откалибрована по значениям температуры и давления, измеренным непосредственно в скважинах. Процесс калибровки позволил внести корректировки в параметры модели и достичь соответствия между расчетными и фактическими значениями. Созданная модель использовалась для прогнозирования пористости на больших глубинах (рисунок 1).

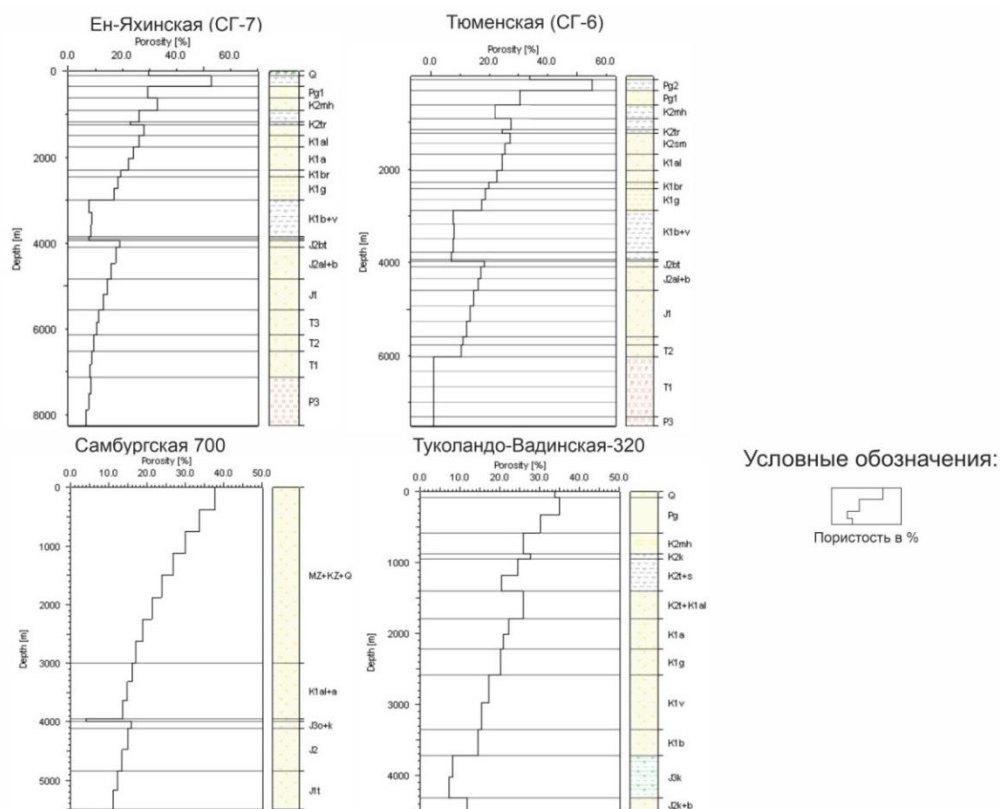


Рисунок 1. Графики пористости, полученные в результате 1D моделирования

Прогнозирование пористости показало, что на глубинах более 4000 метров сохраняются благоприятные коллекторские свойства. Так, в скважине Самбургская 700 в среднеюрских отложениях на глубине 4500 метров прогнозируется пористость до 15%, что обеспечивает условия для накопления углеводородных ресурсов. В скважине Туколандо-Вадинская-320 средние значения пористости составляют от 8 до 12% на глубине 4000-4500 метров в верхнеюрских и среднеюрских отложениях. Максимальная пористость выявлена в скважине Ен-Яхинская (СГ-7), где на глубине 4000-5000 метров, пористость остаётся в значениях от 14 до 18%, свыше 5000 метров значение пористости равно 8-13%. В скважине Тюменская (СГ-6) значения пористости на глубине 4000-5000 метров составили 14-17%, на глубине 5000-6000 метров от 10 до 13%.

По результатам бурения скважин, в частности Тюменской (СГ-6) и Ен-Яхинской (СГ-7), доказано, что содержание метана на глубине более 4000 метров может достигать до 84% [2].

Анализ разрезов скважин позволил выделить основные этапы катагенеза. Исходя из этого, можно заключить, что главная фаза газообразования в северной части Западно-Сибирской НГП начинается приблизительно на глубинах 4000-4500 метров и приурочена к юрским отложениям (рисунок 2).

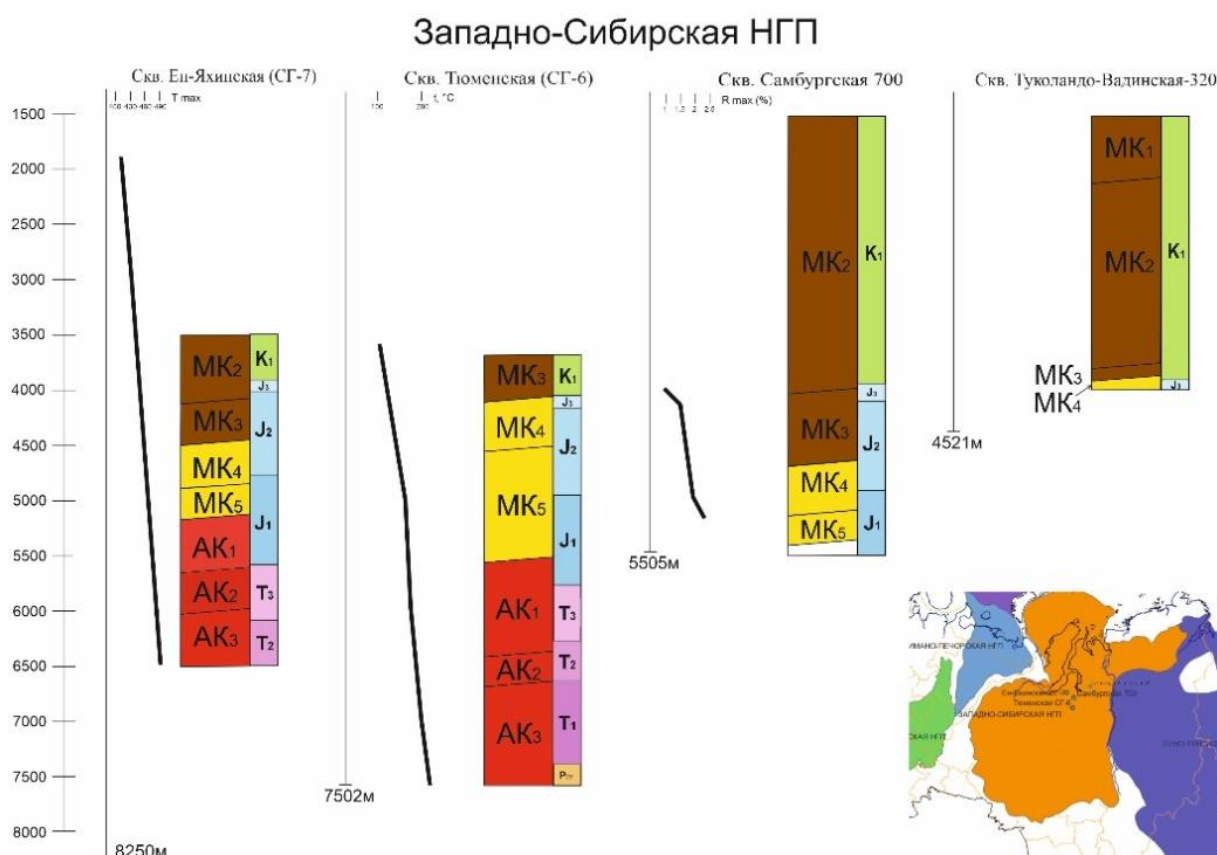


Рисунок 2. Графики катагенеза сверхглубоких скважин Западно-Сибирской НГП

Выводы

Таким образом, были построены 1D модели по скважинным данным, оценена пористость на глубине свыше 4000 метров, которая достигает до 18%, и построены графики катагенеза по скважинам, где было выявлено, что главная зона газообразования находится на глубине 4000-4500 метров. Данные результаты указывают на целесообразность оценки перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных пластов и подчеркивают важность планирования дальнейших геологоразведочных мероприятий.

Библиография

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.М., Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. №10. С. 5–23.
2. Карасёва Т.В., Горбачёв В.И., Титова Г.И., Фрик М.Г. Изотопно-геохимические критерии газоносности больших глубин севера Западной сибери // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. №6. С.20-22
3. Яценко И.Г., Полищук Ю.М., Рихванов Л.П. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств нефти с уровнем теплового потока (на примере Западной Сибири) // Геология нефти и газа. №3 2003. С.18-20
4. Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Пуртова И.П., Русаков П.С., Тригуб А.В., Тимчук А.С.. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири// Геология нефти и газа. №4 2024. С 106-116

Условие формирования и локализация нетрадиционных скоплений нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

***Ратникова А.Е.* (МГРИ, ratnikovae@mail.ru),
Осипов А.В. (МГРИ, osipovav@mgri.ru)***

Аннотация

В рамках данной работы проводится изучение глубокопогруженных горизонтов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Основной целью исследования является оценка катагенетической зональности и фильтрационно-емкостных свойств глубокозалегающих горизонтов нефти и газа. Для достижения поставленной цели были проанализированы данные по скважинам, включая катагенез. Полученные результаты показывают хорошие коллекторские свойства в глубокопогруженных породах, что дает большую перспективность в более детальном изучении для расширения ресурсной базы углеводородного сырья региона.

Ключевые слова

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, нетрадиционные залежи, нефть, газ, ловушки, катагенез, моделирование, пористость

Введение

Новые технологии бурения позволили обнаружить значительные запасы нефти и газа на больших и сверхбольших глубинах, а также косвенные признаки коллекторов в экстремальных термодинамических условиях. Это заставляет пересмотреть существующие теории формирования и сохранения углеводородов при высоких давлениях и температурах, а также разработать новые методы поиска областей разуплотнения и устойчивости коллекторов.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (ВУНГП) является одним из старейших и наиболее изученных нефтегазодобывающих регионов России. Однако истощение запасов в традиционных коллекторах и растущая потребность в углеводородном сырье обуславливают необходимость активного освоения нетрадиционных источников, к которым относятся и глубокопогруженные горизонты.

Особенности геологического строения глубокопогруженных горизонтов Волго-Уральской НГП

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция охватывает обширную территорию со сложным геологическим строением. Основные нефтегазоносные горизонты приурочены к палеозойским и мезозойским отложениям. Важную роль играют рифейские и вендские образования, являющиеся фундаментом платформы. Тектоническое развитие региона определялось неоднократными этапами активизации и стабилизации, что привело к формированию сложной системы разломов и складок. Площадь перспективных территорий на глубинах ниже 5 км может составлять по разным оценкам от 134 тыс. км до 180 тыс. км.

В пределах Волго-Уральской НГП наибольшей мощностью осадочного чехла характеризуются восточные и юго-восточные районы провинции, где поверхность фундамента по геофизическим данным может залегать на глубинах до 16 - 18 км.

Осадочный чехол территории Волго-Урала залегает на породах кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста [2]. Вскрытая мощность фундамента обычно не превышает 10 - 15 м, реже 40 - 60 м в основном в северных и центральных районах

провинции, лишь глубокими параметрическими скважинами на Татарском своде пройдено около 2000 м.

Осадочные образования на срезе 5 км можно условно разделить на две зоны: северная и центральная с развитием рифейских отложений, и южная на границе с Прикаспийской НГП, где преобладают палеозойские отложения. Глубокопогруженные осадочные образования в северных и центральных районах провинции представлены разновозрастными рифейскими отложениями и связаны с крупной структурой рифейского осадконакопления - Камско-Бельским прогибом [4]. В зоне сочленения Волго-Уральской НГП и Прикаспийской синеклизы в южных, юго-восточных и юго-западных районах Волго-Урала геологический рельеф на глубине 5 км имеет более молодое образование и сформирован палеозойскими комплексами пород.

Основные промышленные запасы и объем извлеченных углеводородов провинции связаны со средне - верхнедевонскими и каменноугольными отложениями верхней части осадочного разреза, составляющего в пределах впадин значительно меньше половины всей осадочной толщи.

Распространение нефтегазоносных комплексов на больших глубинах условно можно разделить на две части: северные, центральные и восточные районы провинции, и районы сочленения Волго-Уральской НГП с Прикаспийской впадиной.

Исследование особенностей геологического строения и флюидодинамики глубоких горизонтов, влияющие на формирование залежей УВ и их пространственное размещение на больших глубинах показало, что с глубиной происходит существенная редукция первичного порового пространства за счет значительного по величине уплотнения всех типов горных пород. Параллельно с процессами уплотнения с глубиной нарастают процессы вторичного разуплотнения пород. Эти зоны разуплотнения могут служить как путями миграции углеводородов, так и местами их аккумуляции в залежи [3].

Материалы и методы

Для проведения исследования, при помощи программных обеспечений «Petromod», «Qgis» и имеющимся данным по скважинам Волго-Уральской НГП были выгружены скважинные данные по сверхглубоким скважинам, также ранжированы скважины по глубинам в пределах Волго-Уральской провинции (рисунок 1), созданы графики катагенеза (рисунок 2) и проанализирована пористость на глубинах.

Результаты

В разрезе скв. 501 Вершиновская нижнепермский НГК вскрыт в интервале 4883-5353 м и представлен рифогенными и органогенно-обломочными известняками ассельского возраста нижней перми. В интервале 4951-4963 м, по результатам интерпретации ГИС, выделен продуктивный пласт с пористостью 5-12 %, нефтегазонасыщенностью 60-80 %, проницаемый по микрометодам. В скв. 20 Песчаная максимальная пористость пород более 5 %, также наблюдается преобладание в карбонатном разрезе поровых коллекторов. В скв. 1 Аракаевская открытая пористость пород изменяется до 4%. В скв. 1 Восточно-Аскинская наилучшими коллекторскими свойствами обладают рифейские и вендские песчаники и алевролиты. Установлен существенный рост трещиноватости отложений с глубиной, что указывает на возможность образования неструктурных залежей углеводородов в слоистолинзовидных локальных природных резервуарах.

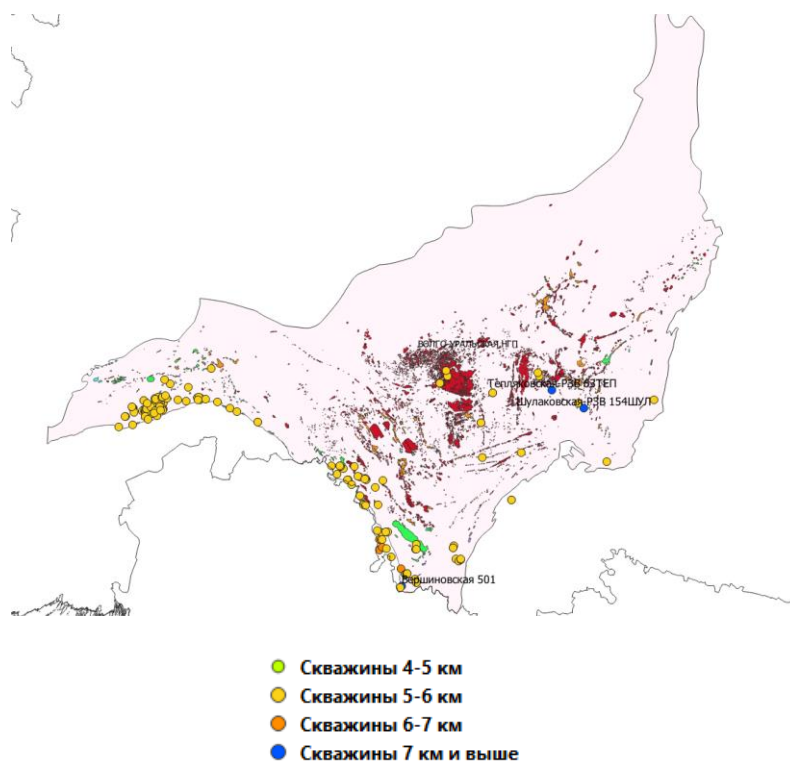


Рисунок 1. Границы ВУНГП с нанесенными глубокими скважинами

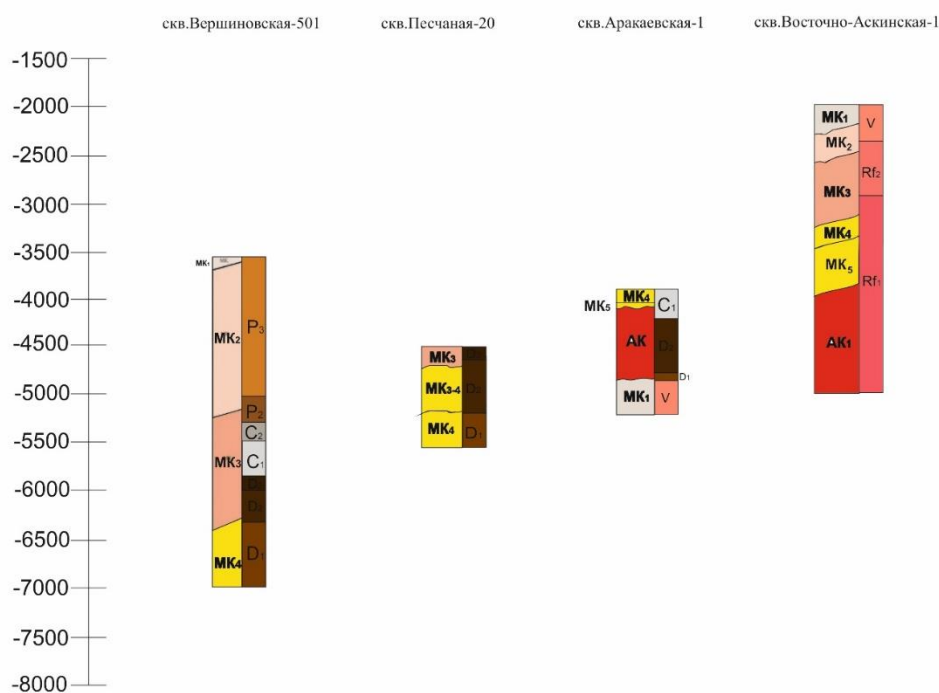


Рисунок 2. Графики катагенеза сверхглубоких скважин Волго-Уральской НП

Выводы

В ходе данного исследования были проанализированы геолого-геофизические данные по Волго-Уральской НГП, изучены данные по скважинам: 501 Вершиновская, 20 Песчаная, 1 Аракаевская, 1 Восточно-Аскинская, на основании которых были построены графики катагенеза, где было выявлено, что главная зона нефтегазообразования находится на глубине ниже 4000 метров. Данные результаты показывают перспективность в продолжении изучения глубокопогруженных горизонтов, что в дальнейшем будет играть огромную роль в расширении ресурсной базы региона.

Библиография

1. Алиев М.М., Морозов С.Г., Постникова И.Е. Геология и нефтегазоносность рифейских и вендских отложений Волго-Уральской провинции. - М.: Наука, 1977. - 158 с.
2. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. / Под. ред. К.И. Багринцевой. - М.: Галант, 2003. - 264 с.
3. Коротков Б.С., Подурушин В.Ф. Перспективы поисков промышленно значимых залежей углеводородов на больших глубинах в России. М: ООО «Газпром экспо», 2009. - 114 с.
4. Белоконь (Карасева) Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. - 108 с.

Особенности изменения коллекторских свойств карбонатных пород башкирского яруса юга Самарской области в связи с перспективами их нефтегазоносности

***Рахимова Е.В. (МГРИ, ООО «ИПНЭ», rahimovaev@mgri.ru),
Руднев С.А.* (ООО «ИПНЭ», МГРИ, rudnevs@mgri.ru)***

Аннотация

Одним из актуальных вопросов при поисковых и разведочных работах является учет и прогнозирование изменения фильтрационно-емкостных свойств. Литологический состав, постседиментационные преобразования и изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пород, отражают геологическую неоднородность и обусловлены различными процессами. Авторами выполнен анализ неоднородности карбонатных пород на разных уровнях организации вещества. В результате была выявлена и обоснована связь между литологическими особенностями карбонатных пород, фильтрационно-емкостными свойствами и структурными элементами различного генезиса с целью установления их взаимосвязи для прогноза нефтегазоносности в карбонатных отложениях башкирского яруса юга Самарской области. В результате установлена преимущественная связь изменения свойств карбонатных пород с тектоническими структурами нижнегерцинского структурного этажа, что свидетельствует об активизации этих структур по разломам архейско-протерозойского времени заложения в башкирское и постбашкирское время (средне-позднегерцинский и альпийский этапы тектогенеза) и унаследованном характере движения блоков фундамента.

Ключевые слова

Карбонатные породы, геологическая неоднородность, башкирский ярус, Самарская область

Источники финансирования

Исследование не имело спонсорской поддержки.

Теория

Анализируемая территория расположена в пределах юга Самарской области, в зоне сочленения Жигулевско-Пугачевского свода и юго-западного борта Бузулукской впадины Волго-Уральской НГП.

Геологическая неоднородность обусловлена различными факторами, первичными из которых являются, условия осадконакопления и постседиментационные изменения. Оба эти процесса определяются тектоническими движениями, сопровождающими стадию седиментации и постседиментационные стадии формирования и преобразования породы, приводящими к формированию разноуровневых структур тектонического, седиментационного и тектоно-седиментационного происхождения.

Анализ условий осадконакопления в башкирском веке показал, что в целом, все отложения башкирского яруса на изучаемой территории были сформированы в условиях тыловых рифов и закрытого шельфа (малоподвижные и подвижные воды) [3, 2, 1], формирование барьерно-рифовой системы происходило южнее, на северном борту Прикаспийской впадины [4].

Для понимания характера изменчивости фильтрационно-емкостных свойств пород башкирского яруса и обоснования ее связи с тектоническими структурами использовались результаты определений пористости и проницаемости по керну. Построенная обобщенная гистограмма характеризуется сложным многовершинным асимметричным строением, что свидетельствует о высокой степени геологической неоднородности и влиянии на характер распределения множества факторов.

Для установления этих факторов было проведено ранжирование образцов с учетом их приуроченности к тектоническим элементам. Анализировались как современные тектонические структуры I порядка (Жигулевско-Пугачевский свод и Бузулукская впадина), так и структуры более низкого ранга – валы, выделяемые в пределах юго-западного борта Бузулукской впадины, а также структуры различного генезиса и разных структурных этажей. Анализ показал, что связь с современными структурами, Камско-Кинельской системой прогибов и окским «ангидритовым плато» практически отсутствует, но максимальное влияние на характер распределения пористости оказали структуры раннегерцинского структурного этажа (эйфельско-тиманского этажа по Шашелю А.Г. [6]), что свидетельствует об активизации этих структур в башкирское и постбашкирское время.

Анализ распределений пористости показывает увеличение среднего значения пористости при перемещении от Мухановского блока (центральная часть Бузулукской впадины в современном плане, $m_{cp}=11,4\%$) к Северной бортовой зоне Иргизско-Рубежинского прогиба (юго-западный борт Бузулукской впадины в современном плане, $m_{cp}=20,6\%$), при этом сохраняется сложное многовершинное и асимметричное строение, но уже внутри блоков (рис. 1а). Наибольшей пористостью обладают породы, залегающие во Внешней бортовой зоне ($m_{cp}=17,3\%$, $m_{max}=31,4\%$) и Северной бортовой зоне Иргизско-Рубежинского прогиба ($m_{cp}=20,6\%$, $m_{max}=31,1\%$). Сходство характера распределения пористости на структурах Иргизско-Рубежинского прогиба свидетельствует о единой обстановке осадконакопления в башкирский век и существовании их как единой тектонической структуры в постбашкирское время.

Для зон Иргизско-Рубежинского прогиба дополнительно был построен график зависимости пористости от проницаемости, показавший, что хорошая корреляционная связь наблюдается как в объединенных зонах прогиба, так и по отдельности, что можно объяснить седиментационной и тектонической природой структур.

При микроскопическом изучении карбонатных пород яруса выделены структурные разновидности, проанализированы постседиментационные изменения [5], и проведено ранжирование тех же данных, которые анализировались выше. Построенные гистограммы пористости в структурных типах карбонатных пород сохранили сложное строение внутри групп (рис. 1б). В целом значение пористости увеличивается от микробиальных разновидностей к биоморфно-детритовым, детритовым.

Также дополнительно построены графики зависимости пористости от проницаемости для разных структурных типов пород, показавшие, что более высокая корреляционная зависимость устанавливается в отдельности у каждой группы известняков, а наилучшими свойствами обладают детритовые и органогенно-обломочные известняки, и выделенные структурные разновидности характеризуются разным характером зависимости проницаемости от пористости. При одних и тех же значениях пористости, проницаемость увеличивается в ряду от микробиальных, детритовых и биоморфно-детритовых к обломочным, органогенно-обломочным и оолитовым, характеризующихся наиболее высокими значениями проницаемости.

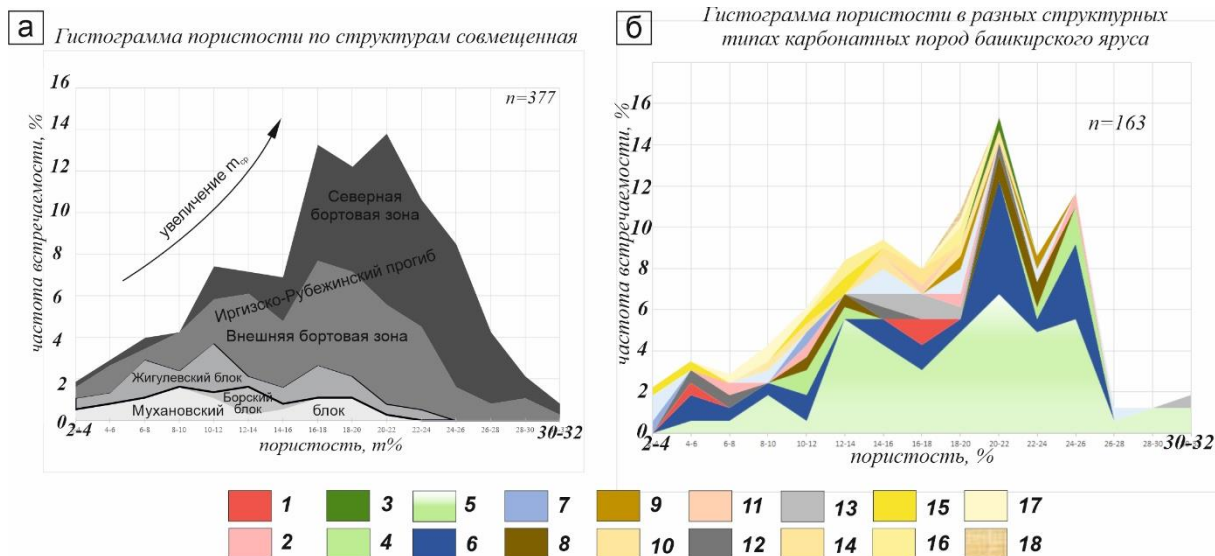


Рисунок 1. Распределение пористости карбонатных пород башкирского яруса в различных структурных типах карбонатных пород [5 с дополнениями]

Известняки (1-13): скелетная группа (1-5): биогермные: 1 – микробиальный; биоморфные: 2 – биоморфный водорослевый; детритовые (3-5): 3 – полидетритовый; 4 – монодетритовый; 5 – биоморфно-детритовый; органогенно-обломочные (6-7): 6 – органогенно-обломочный поликомпонентный; 7 – органогенно-обломочный монокомпонентный; несkeletalная группа (8-11): оолитовые (8-10): 8 – оолитовый; 9 – зачаточно-оолитовый; 10 – переходный; комковатые: 11 – пелитоморфно-комковатый; обломочная группа (12-13): 12 – обломочный разнотернистый; 13 – оолитово-обломочный; Доломиты (14-18): 14 – пелитоморфный; 15 – микрокристаллический; 16 – тонко-микрокристаллический; 17 – тонкокристаллический; 18 – мелкокристаллический

Для обобщения полученных результатов анализировались гистограммы пористости по структурным разновидностям карбонатных пород в пределах каждого тектонического элемента, показавшие, что при перемещении от Мухановского блока к Северной бортовой зоне Иргизско-Рубежинского прогиба увеличивается значение пористости и доля биоморфно-детритовых, детритовых и органогенно-обломочных известняков, которые в целом обладают улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Для большей части юго-западного борта Бузулукской впадины характерно наличие доломита, преимущественно вторичного, что, вероятно, является результатом растворения подземными водами карбонатных пород в наиболее погруженных частях и оттоком растворенного материала в ее центральную часть, и как следствие снижение пористости.

Для анализа площадной изменчивости пористости построены карты ее распределения по месторождениям юга Самарской области (продуктивный пласт А₄) и совмещены с картами структур эйфельско-тиманского структурного этажа, Камско-Кинельской системы прогибов и окского «ангидритового плато». Анализ карт показал, что наибольшее влияние на величину пористости оказали структуры эйфельско-тиманского структурного этажа. Лучшими свойствами продуктивной части разреза обладают породы на Камелик-Чаганском мегаблоке (Северная бортовая зона Иргизско-Рубежинского прогиба, $m_{cp}=20,1\%$), худшими – на Сокском блоке ($m_{cp}=12,5\%$). При движении с юга на север наблюдается постепенное уменьшение средней пористости до 16,9% (Мухановский блок), что подтверждает ранее сделанный вывод авторов.

Выводы

Несмотря на относительно высокую степень изученности Самарской области, ее южная часть остается недоизученной. При этом, результаты данного исследования показали, что в башкирский век в данном районе были созданы благоприятные условия для формирования высокочемических коллекторов. Кроме того, и в постседиментационный период складывались условия сохранения высокого потенциала этих отложений в пределах Иргизско-Рубеженского прогиба, в отличие от юго-западного борта Бузулукской впадины, где вторичные процессы привели к вторичной доломитизации и ухудшению пористости. Подтверждением сделанного авторами выводом могут служить открытые относительно недавно новые месторождения, например, Южно-Солнечное.

Все это позволяет считать южную часть Самарской области высокоперспективной для постановки поисковых работ, несмотря на то, что отложения башкирского яруса на юге Самарской области (Иргизско-Рубежинский прогиб) в настоящее время находятся гипсометрически глубже относительно центральной части Бузулукской впадины, но они обладают наибольшей пористостью.

Библиография

1. Анализ перспектив нефтегазоносности южной части Самарской области и сопредельных территорий, разработка приоритетных направлений геологоразведочных работ // Голов А.А., Корольюк И.К., Меламуд Е.Л. и др. - М.: ИГиРГИ, 2001 – 153 с.
2. Изучение суперколлекторов в башкирских отложениях Самарской области с целью уточнения их ресурсного потенциала // Александров А.А., Васильева Е.Л., Коноваленко С.С. и др. – Самара: ФГУП «ВОИГиРГИ», 2007. – 119 с.
3. 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. - Т.18. - №3. – https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2022
4. Обрядчиков О.С. История геологического развития юго-востока Восточно-Европейской платформы в связи с дальнейшими поисками скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. — 2024. — № 4. — С. 5–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-4-5-17.
5. Рахимова Е.В. Постседиментационные изменения карбонатных пород нижне-среднекаменноугольного нефтегазоносного комплекса на юго-востоке Самарской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2025. - №1 (397). - С. 25-32.
6. Шашель А.Г. Геология и нефтегазоносность терригенного комплекса девона Самарского Поволжья. - М.: Изд-во ИГиРГИ, 2000. - 100 с.

Особенности геологического строения Предпатомского регионального прогиба и смежных областей в связи с перспективами нефтегазоносности

Сивков Л.Н. (МГРИ, leonidsivkovn@yandex.ru)

Аннотация

Работа заключалась в изучении геологического строения и Предпатомского регионального прогиба и сопредельных территорий с целью дальнейшего определения на его территории перспективных зон на поиски залежей углеводородов. В работе описаны структурно-тектонические особенности геологического строения; выделены нефтегазоносные комплексы; дана оценка перспективных зон и частей разреза для поиска залежей углеводородов.

Ключевые слова

Предпатомский региональный прогиб, Непско-Ботуобинская антеклиза, Сибирская платформа, перспективы нефтегазоносности

Теория

С Предпатомской нефтегазоносной областью (НГО) связывают лишь 3% всех суммарных начальных геологических ресурсов углеводородов (УВ) Лено-Тунгусской НГП [1]. Тем не менее, к настоящему времени на территории Предпатомского прогиба уже открыто 4 месторождения. Прогиб имеет сходное строение осадочного разреза с соседней высокопродуктивной Непско-Ботуобинской НГО, но характеризуется еще более сложным тектоническим строением, обусловленным широким развитием шарьяжно-надвиговых дислокаций, что существенно усложняет поиск залежей углеводородов в районе исследования. Территория Предпатомского прогиба характеризуется относительно низкой геологической изученностью (рис. 1). В частности, на обширной территории прогиба пробурено чуть более 60 глубоких скважин, а степень изученности сейсморазведочными работами очень неравномерна: в пределах подготовленных структур она достигает до 1,7 пог. км/км², на остальной территории она не превышает 0.1 пог. км/км² [4].

Таким образом, сложилась ситуация, когда оцененная как перспективная значительная часть Предпатомской НГО не имеет достаточно обоснованной модели геологического строения: не установлена глубина погружения кровли кристаллического фундамента под Байкало-Патомское нагорье; отсутствуют представления о морфологии и числе надвиговых пластин, их толщине и глубинном строении; слабо изучены масштабы надвигания складчатых образований на осадочный чехол; отсутствуют данные о глубинном поднадвиговом составе и строении автохтона [3].

Предпатомская НГО Ленго-Тунгусской нефтегазоносной провинции по границам совпадает с одноименным прогибом. Предпатомский региональный прогиб располагается в юго-восточной краевой части Сибирской платформы в зоне ее сочленения с Байкало-Патомской складчатой областью. На юго-западе прогиб граничит с Ангаро-Ленской ступенью; на северо-западе — с Непско-Ботуобинской антеклизой; на северо-востоке — с Вилучанской седловиной, Сунтарским сводом и Кемпендяйской впадиной; на востоке — с Алданской антеклизой; на юго-востоке — с Байкало-Патомской складчатой областью.

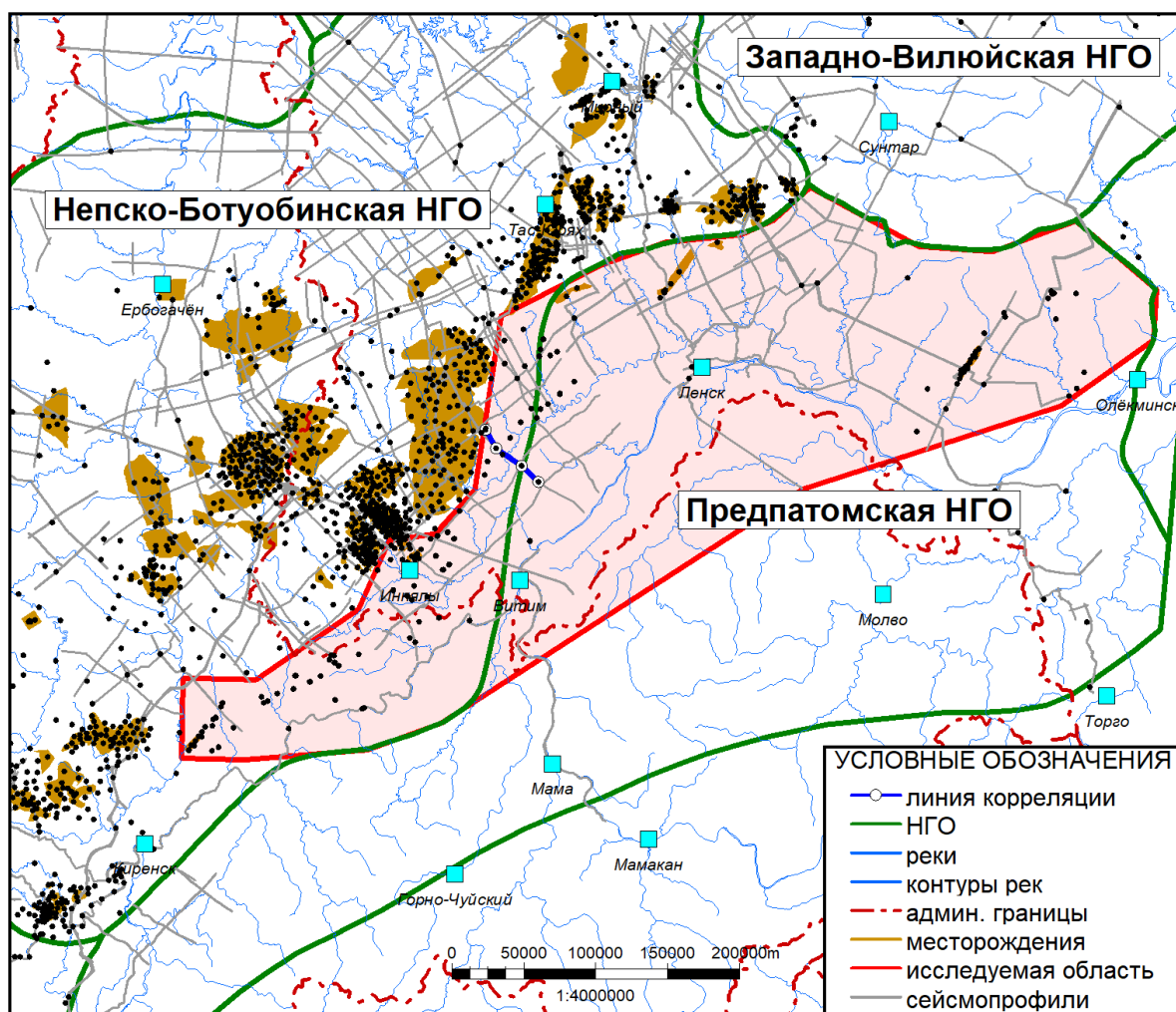


Рисунок 1. Обзорная карта района исследования с местоположением пробуренных скважин

Осадочный чехол, залегающий на архейско-нижнепротерозойском кристаллическом фундаменте представлен рифейскими, вендскими и палеозойскими отложениями, включающими 5 региональных стратиграфических горизонтов: вилучанский, непский, тирский, даниловский и усольский. В строении осадочной толщи принимают участие как терригенные, так и карбонатные отложения. Кроме того, существенную роль в строении разреза играют соленосные толщи.

На территории Предпатомского прогиба выделяется три продуктивных комплекса с доказанной нефтегазоносностью:

- 1) **Рифейский** терригенный: вилучанский продуктивный горизонт;
- 2) **Вендский** терригенный: бысахтахский, харыстанский, талахский (B13), хамакинский (B10), ботуобинский (B5) продуктивные горизонты;
- 3) **Верхневендско-нижнекембрийский** карбонатный: преображенский (B12), юряхский (B3-4 и B5) и осинский (O-1 и O-2) продуктивные горизонты;

Предпатомский прогиб характеризуется сложным тектоническим строением. Данные бурения единичных глубоких скважин и материалы сейсморазведочных работ указывают на

факты наличия взбросово-надвиговых дислокаций. Таким образом Предпатомский прогиб в тектоническом плане представляет собой область крупного пояса шарьяжно-надвиговых структур, представляющего собой пакет тектонических пластин, последовательно надвинутых друг на друга с юго-востока на северо-запад.

В разрезе Предпатомского прогиба выделяется два крупных структурных блока для поисков залежей нефти и газа: нетронутый тектоническими нарушениями автохтон (терригенные отложения рифея и раннего венда, а также подсолевые вендско-нижнекембрийские карбонатные отложения) и осложнённый шарьяжно-надвиговыми нарушениями аллохтон (вендско-нижнекембрийские терригенно-карбонатные отложения).

В зоне сочленения Небско-Ботубинской антеклизы с Предпатомским прогибом аллохтонная часть разреза имеет сложное строение и ограниченное распространение. По скважинным данным в этой зоне обнаружен изолированный аллохтонный блок (рис. 2), из продуктивных пластов которого (О-1 и Б12) были получены притоки нефти и газа в нескольких скважинах. Продуктивные пласты залегают на глубине 600-1000 м по вертикали от уровня моря. В области распространения аллохтона продуктивные пласты О-1 и Б12 с полученными притоками нефти и газа встречаются в разрезе 2 раза. А наличие выдержанных солевых покрышек (юрегинские и торсальские соли) делает данную зону ещё более перспективной на открытие залежей углеводородов.

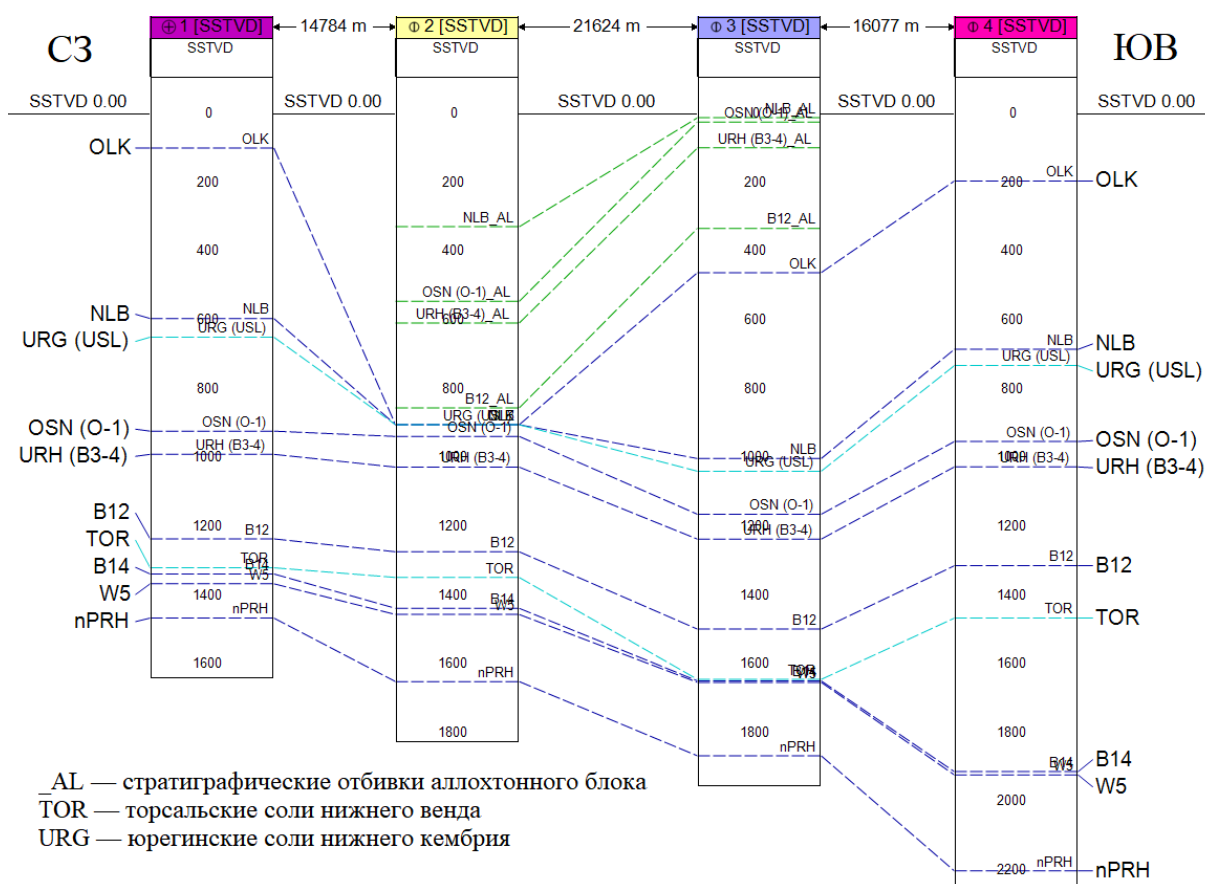


Рисунок 2. Упрощенная схема корреляции по линии разреза, проходящей перпендикулярно аллохтонному блоку (см. рис.1)

Выводы

Актуальность изучения Предпатомской НГО обусловлена ее доказанной нефтегазоносностью и пространственным расположением вблизи современной транспортной и добывающей нефтегазовой инфраструктуры.

На территории Предпатомского РП открыто лишь 4 месторождения, тем не менее он обладает большим потенциалом обнаружения новых залежей УВ, так как имеет сходное строение осадочного разреза с соседней высокопродуктивной Небско-Ботуобинской НГО.

Шарьяжно-надвиговые дислокации, повлекшие за собой многочисленные тектонические наращения осадочного чехла, существенно усложняют поиск залежей углеводородов в районе исследования. Типы ловушек в аллохтоне образуют весьма широкий спектр — это взбрососкладки, вдвиговые, дуплексные, рамповые осложнения, сводовые части валов, антиклиналей, круто наклонные блоки, экранированные как продольными, так и поперечными разрывами [2].

Хоть и многочисленные тектонические нарушения, произошедшие вследствие коллизионных процессов, негативно повлияли на сохранность уже образовавшихся залежей средней и верхней частей разреза на территории Предпатомского прогиба, однако появляется возможность для перераспределения УВ с образованием новых залежей различного типа.

Перспективной на обнаружение залежей УВ остается и нижняя (автохтонная) часть разреза, которая практически не подвергалась отмеченным деформациям. В автохтоне прогнозируются сводовые ловушки палеоподнятий, экранированные солевыми отложениями или поверхностью детачмента.

Библиография

1. Бузова И. А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т.5. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf
2. Мигурский, А. В. Новые направления нефтегазопроисловых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) / А.В. Мигурский, А.С. Ефимов, В.С. Старосельцев // OIL AND GAS GEOLOGY. – 2012. – №1 – С. 19–27
3. Мигурский Ф. А. Проблемы оценки масштабов и перспектив нефтегазоносности Предпатомской нефтегазоносной области в свете эволюции взглядов на тектоническое строение юго-восточного обрамления Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 39–54
4. Отчёт о выполнении государственного задания № 049-00014-19-02 от 01.08.2019 г. на 2019 г. : отчет / В. И. Порожкун, Н. К. Фортунатова [и др.]. - ФГБУ «ВНИГНИ». - Москва, 2019. - 2598 с. - Текст : непосредственный

Подсекция 4.2. Инновационные технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Технология суффозиной обработки призабойной зоны нефтяного пласта

Аббасов Э.М.* (Институт Математики и Механики, Баку, Азербайджан, eldar.abbasov@imm.az)

Аннотация

В работе представлены результаты исследований по разработке инновационного технологического решения по регулированию фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин (ПЗС). Метод воздействия на ПЗС основан на использовании эффектов внутрипластовой газогенерации диоксида углерода и его свойствах, обеспечивающих суффозиновую очистку пористой среды призабойной зоны.

Ключевые слова

Кольматация, суффозия, диоксид углерода, кислотная обработка, газогенерация

Теория

В процессе разработки нефтяных залежей призабойная зона скважин подвергается воздействию факторов, снижающих проницаемость коллектора из-за закупоривания пор микрочастицами и тяжелыми фракциями нефти. Понимание механизмов взаимодействия кислоты с породой и поведения граничного слоя позволит оптимизировать методы интенсификации добычи, повышая нефтеотдачу и минимизируя риски обводнения. Традиционные методы ОПЗ, такие как термогазохимическое воздействие, скважинные кислотные обработки, гидрокислотные обработки и азотно-кислотные обработки, на поздних стадиях разработки месторождений демонстрируют эффективность не выше 30–40% [1, 3, 5].

Исследования кислотных обработок скважин с выявленными смоло-парафиновыми отложениями показывают значительное снижение их эффективности [1]. Это связано с тем, что поровое пространство оказывается заблокированным высокомолекулярными углеводородными соединениями, препятствующими прямому контакту кислоты с породой. Скорость изменения массы твердой фазы в результате вымывания кольматантов и осаждения соединений равна количеству частиц в объеме, подвергшихся отрыву от поверхности поровых каналов и осаждению в единицу времени. Скорость изменения объема V_s твердой фазы в процессе суффозии и блокирования может быть записана как [2, 4]:

$$\beta s q (1 + b(\phi_0 - \phi)) - \alpha \left(\frac{q}{\phi} - q_0 \right) (\phi - \phi_0) H((q/\phi) - q_0) = \frac{1 - \phi}{V_s} \frac{\partial V_s}{\partial t} \rho_s.$$

где α и β - константы скорости суффозии и блокирования, соответственно; ϕ - пористость; V_s - объем твердой фазы пористой среды; ρ - плотность твердой фазы [2].

Для обеспечения интенсификации добычи нефти в добывающих скважинах и очистки призабойной зоны пласта от кольматантов и асфальтосмолопарафиновых отложений предложена инновационная технология. В отличие от соляно-кислотной обработки

исключается блокирование каналов продуктами реакции кислоты с минералами, составляющими пористый скелет породы. Предварительно закачиваемый водный раствор химических реагентов, адсорбируясь на поверхности загрязненных кольтматированных каналов пористой среды, взаимодействует как с кислотосодержащими нефтяными компонентами, так и с нагнетаемым кислотным раствором. В результате образования псевдокипящего слоя на поверхности скелета пород происходит интенсивный отрыв отложений с дальнейшей суффозией их из ПЗП. Эксперименты проводились на модели пласта с проницаемостью 0,5 мкм², состоящей из кварцевого песка (90%) и монтмориллонитовой глины (10%). На модели пористой среды снималась кривая восстановления давления (КВД), характеризующая фоновое (незагрязненное) состояние среды (рисунок 1).

Затем производилось искусственное загрязнение начального участка пористой среды путем последовательной закачки на вход модели асфальтено-парафинистой нефти и водного раствора сульфата бария, и далее, с целью обработки загрязненного участка на вход модели закачивался водный раствор соляной кислоты.

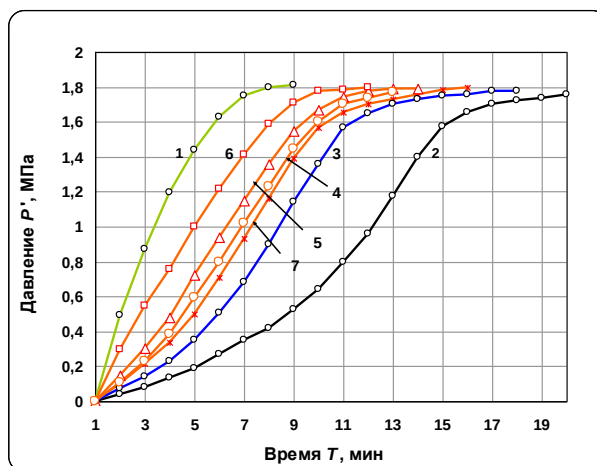


Рисунок 1. Кривые восстановления давления в пористой среде

Суффозийная очистка загрязненного участка пористой среды производилась путем внутрипоровой реакции газогенерации, сопровождающейся выделением газа – диоксида углерода (рисунок 1, кривые 4 -7).

В ходе физико-химических исследований свойств двуокиси углерода обнаружено, что в определенных термобарических условиях, а именно при сильном сжатии газа и последующем его нагреве, происходит скачкообразное увеличение плотности CO₂, которая оказывается близкой к плотности жидкости, а значение вязкости остается на уровне вязкости газа. Такое состояние газ принято называть «сверхкритическим флюидом». Раствор «сверхкритического флюида» становится идеальным реагентом для использования в процессах нефтегазодобычи – термодинамический режим, поддерживаемый в пластовых условиях, дает возможность использовать растворяющие и десорбционные свойства сверхкритического CO₂.

Результаты промышленных испытаний технологии интенсификации добычи нефти подтвердили эффективность использования газогенерирующих водных композиций в операциях ОПЗ (рисунки 2 и 3).

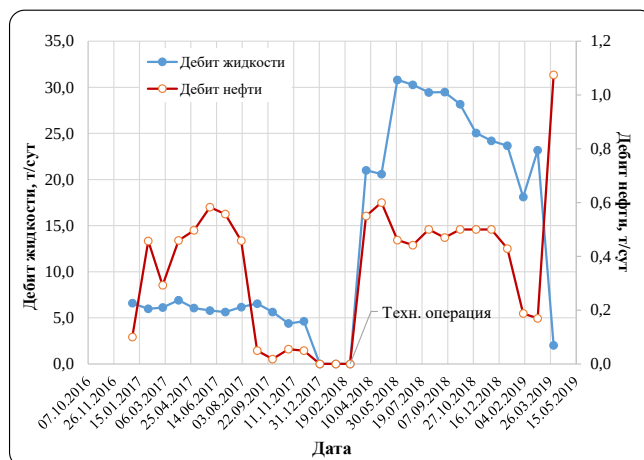


Рисунок 2. Динамика изменения дебитов нефти и жидкости по скважине месторождения Бинагада

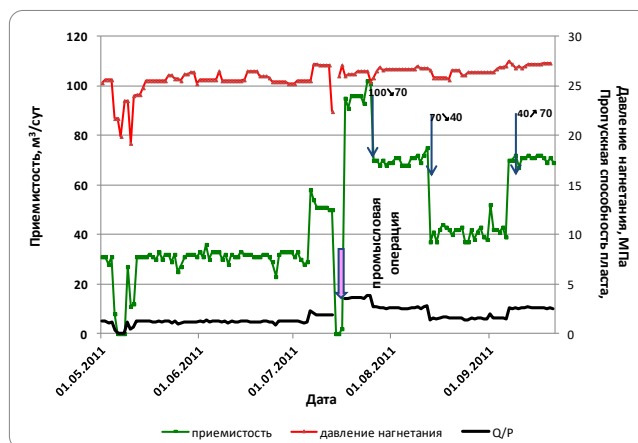


Рисунок 3. Динамика основных показателей нагнетательной скважины LB1-19-20-ES33 до и после технологической операции

Выводы

Промышленная реализация технологии легко адаптируема и экономически рентабельна. Прикладные исследования и широкое промышленное внедрение разработанной технологии суффозионной очистки призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин осуществлены на месторождениях Бинагада (Баку, Азербайджан) и LiZuan (КНР).

Библиография

1. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термо-реохимическими технологиями // - Москва: Нефтяное Хозяйство, - 2006. - № 11, – с. 61 – 65.
2. Boek E.S., Hall C., Tardy P.M.J. Deep Bed Filtration Modelling of Formation Damage due to Particulate Invasion from Drilling Fluids, Transport in Porous Media 91 (2), 479–508 (2012)
3. Khuzhayorov B.Kh. Effects of colmatation and suffosion on the filtration of suspensions, Inzh.-Fiz. Zh., 58, No. 2, 244–250 (1990)

4. Khramchenkov M., Khramchenkov E., Garaeva A. Numerical and experimental study of suffosion/clogging in deformable porous media E3S Web Conf. 98 03003 (2019) DOI: 10.1051/e3sconf/20199803003

5. Panakhov G.M., Abbasov E.M. Experimental simulation of gas-fluid effect in heterogeneous porous medium // Transactions of AMEA, issue Mathematics and Mechanics series of physical-technical & mathematical sciences of Institute of Mathematics and Mechanics, XXIV, Baku, - 2004. – p. 245-252.

Регулирование охвата залежи вытеснением с применением физико-химических методов

Панахов Г.М.* (Институт Математики и Механики, Баку, Азербайджан, pan_vniineft@rambler.ru),

Мусеибли П.Т. (Институт Математики и Механики, Баку, Азербайджан, pervizmuseyibli@gmail.com),

Балакчи В.Д. (Институт Нефти и Газа, Баку, Азербайджан, vbalakci@gmail.com)

Аннотация

При разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды, особенно на заключительных стадиях разработки одной из наиболее критических проблем является низкий охват продуктивного пласта вытеснением [1, 2 - 4]. Здесь поиск технологического решения во многом зависит от особенностей геологического строения залежей, неоднородности, коллекторских свойств пород, а именно, анизотропии проницаемости пород коллекторов. По этой причине основной объем закачиваемой воды фильтруется по высокопроницаемым промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта.

Ключевые слова

Приемистость, кольтатация, охват пласта вытеснением, пористая среда, блокирование

Теория

Вопрос предупреждения потери приемистости и выявление основных причин ее ухудшения, на фоне которых необходимо разработать эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в ПЗП, позволяющие качественно и количественно восстановить ее и увеличить охват пластов заводнением, в настоящее время остается актуальным в связи с постоянно меняющимися во времени пластовыми условиями, экономическими затратами и ужесточением [5, 6].

Как показали проведенные опыты, щелочного раствора CaCO_3 с кислой водой, в процессе реакции в закрытой среде имеет место образование CaCl и CO_2 [6]. Здесь наличие макромолекул CaCO_3 после накопления обеспечивает сильную связь дисперсных агрегатов на поверхности породы, образуя устойчивую массу в динамическом потоке, что в свою очередь приводит к изменению направлений фильтрационного потока и увеличению охвата пласта заводнением.

Была проведена серия лабораторных исследований по усовершенствованию блокирующей технологии выравнивания профиля приемистости. Эксперименты проведены на линейной модели длиной 1,52 м и диаметром 0,028 м. В качестве пористой среды взят кварцевый песок фракции (0,2 - 0,315) в смеси с маршалитом. Начальная насыщенность пористой среды трансформаторным маслом составила 90%, а водонасыщенность – 10%. Вытеснение масла осуществляли дистиллированной водой, при перепаде давления 0,3 МПа. Процесс вытеснения завершили при стабилизации коэффициента вытеснения, при этом через пласт прокачали 4 поровых объема воды. При этом в пористой среде. σ (остаточная маслосыщенность) - 32%, σ (остаточная водонасыщенность) - 68%.

Для получения дополнительного количества масла было решено закачать в пласт оторочку мелкодисперсной эмульсии ($d = 1 - 2$ мм) щелочного раствора CaCO_3 и кислой воды

($pH < 4$) или 9-ти процентный водный раствор соляной кислоты HCl . Объем оторочки принимался равным 95 см^3 ($1/4$ объема пор).

Далее было продолжено вытеснение оторочки раствора из пористой среды при первоначальном перепаде давления $0,3 \text{ МПа}$. В течении $1,5$ часа не наблюдалось никакой реакции, что свидетельствовало о течении процесса блокирования в пористой среде. Диагностирование процесса блокирования обрабатываемой зоны производили путем снятия кривых восстановления давления (рис. 1).

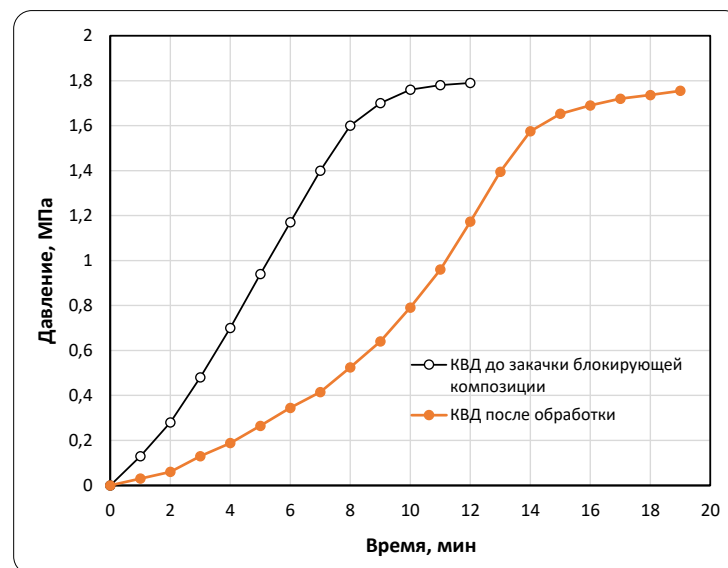


Рисунок 1. Кривые восстановления на модели пористой среды до и после блокирования зоны обработки

Для преодоления сопротивления перепад давления увеличивался до $0,86 \text{ МПа}$. Через $0,5$ часа на выходе модели пласта наблюдалась фильтрация жидкости. Процесс вытеснения продолжался в течении $3,5$ часа. За этот период через модель прокачано $3,9$ поровых объема воды. Из пористой среды наблюдался выход воды со следами масла. Таким образом, очевидно, что закачка оторочки раствора смеси приводит к росту перепада давления в пласте и практическому снижению проницаемости по трансформаторному маслу. При этом значения остаточной маслонасыщенности и водонасыщенности составили, соответственно, $\sigma=13\%$ и $\sigma=87\%$. Таким образом, результаты экспериментов подтверждают более высокий потенциал блокирования при использовании предлагаемого способа.

Была проведена оценка изменения давления в результате блокирования высокопроницаемых пор зоны обработки. По итогам проведенных исследований было установлено уравнение течения жидкости, согласно которому разница между давлениями на входе и выходе потока изменяется за счет процесса коагуляции в пористой среде. Если рассматривать давление как функцию времени, то:

$$dP = -q_0 \mu \frac{dx}{k}.$$

При интегрировании получаем:

$$P(x, t) = P(x_0, t) - q_0 \mu \int_{x_0}^x \frac{dx}{k},$$

здесь k - переменная пористость. Если пористость – это количество компонента раствора, осевшее (по массе) в фильтрате (в зависимости от насыщенности раствора), то она находится в виде:

$$k = k_0 \left(1 - \sqrt{\xi}\right)^3.$$

Если длина фильтруемой модели $x = L$ и предполагаемое давление $P(l)$ на выходе «кольтматрируемой зоны», то:

$$P(0, t) = P(L) + \frac{q_0 \mu}{k} \int_0^L \frac{dx}{\left(1 - \sqrt{\xi}\right)^3}.$$

Зная это, в разные моменты времени $t = t_0$, на выходе строится график изменения давления во времени и рассчитывается интенсивность кольтматации по простирацию обрабатываемой зоны.

Выводы

Предложенная модель позволяет сделать ряд важных выводов. Гидродинамические течения могут оказывать существенное влияние на процессы структурообразования в результате реакции газовой выделения. Это может инициировать закупорку высокопроницаемых пор пласта. Промышленное испытание предлагаемого связующего было проведено на Бинагадинском месторождении (Азербайджан). Технологическая обработка была проведена на скважине № 232852 месторождения Бинагади-Север (Баку, Азербайджан).

Библиография

1. Wei Bin, Laura Romero-Zero'n, Denis Rodrigue Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review J. Petrol. Explor. Prod. Technol., 4 (2) (2014), pp. 113-121, 10.1007/s13202-013-0087-5
2. Shakhverdiev A. (2024). Effect of irreversible and unstable processes on reservoir recovery. SOCAR Proceedings. 87-94. 10.5510/OGP20240100945.
3. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov, Y.V., Mandrik, I.E., Arefyev S.V. (2023). Optimization of reservoir waterflooding with unstable displacement front. ANAS Transactions, Earth Sciences. 10.33677/ggianas20230200103.
4. Shestopalov Yu., Shakhverdiev A. (2024). Three-Phase Dynamical Systems and Their Applications to Monitoring for the Development of Hydrocarbon Fields. Lobachevskii Journal of Mathematics. 44. 5045-5056. 10.1134/S1995080223110306.

5. Panahov G.M., Abbasov E.M., Balakci V.J. Modelling the growth of a colmatage agent for reservoir sweep improvement under water flooding / ANAS Transactions, Earth Sciences, Special Issue / 2023, 109-112; DOI: 10.33677/ggianasconf2023030002.

6. Shakhverdiev A.Kh., Panahov G.M., Jiang R., Abbasov E.M. (2022). High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor. Petroleum Science and Technology, 42(7), 828–845. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2157010>

Нестационарный массообмен в пористых средах с подвижными и малоподвижными флюидами

Панахов Г.М.* (Институт Математики и Механики, Баку, Азербайджан, pan_vniineft@rambler.ru),

Мамедов И.Д. (Институт Математики и Механики, Баку, Азербайджан, imamedoff1997@list.ru),

Салманова Г.М. (Бакинский Государственный Университет, Баку, Азербайджан, gsm-1907@mail.ru)

Аннотация

В представленной работе рассматриваются процессы массообмена при наличии гидродинамической неравновесности в неоднородных пористых средах. В неоднородных пластах возможны ситуации, когда при вытеснении несмешивающихся жидкостей влияние капиллярных сил на процесс вытеснения оказывается определяющим [1 - 3]. В работе рассматриваются области с подвижными и неподвижными флюидами. В первой области, примыкающей к неподвижной стенке (капилляра) в иммобильных порах, основное влияние на форму свободной поверхности оказывают силы поверхностного натяжения. В другой области, представляющей собой тонкий слой нефти, увлекаемый движущимся потоком, учитывается совместное действие капиллярных и гидродинамических сил. Для описания движения нефти в зоне немобильных пор использовались уравнения теории смазки [6].

Теория

При неустановившемся движении в такой среде будет иметь место эффект подпитки высокопроводящих каналов из системы блоков и, как следствие, повышение нефтеизвлечения за счет нагнетаемой в залежь воды, способной интенсивно увлекать нефть, защемленную в порах под влиянием капиллярных сил. Такой массообмен флюидов в поровых каналах может быть аналогичен течению в плоском канале с “отсосом” и “вдувом”, когда распределение скоростей по сечению при различных значениях числа Рейнольдса Re изменяет профиль осевой скорости – с увеличением интенсивности отсоса профиль осевой скорости становится более заполненным и по своей структуре близок к пограничному слою. В настоящей работе приведены исследования особенностей вытеснения нефти водой из пористых сред, характеризующихся микрон неоднородной структурой и вопросам математического моделирования процесса течения. В лабораторных условиях смоделированы условия фильтрации жидкости в порово-трещинной среде. Перед экспериментом модель пористой среды – блоки и макропоры насыщались жидкостью (трансформаторным маслом) и определялся расход жидкости в блоках в зависимости от перепада давления на входе и выходе модели. Затем на входе в систему макропор (трещин) задавалось постоянное давление P_0 при закрытом выходе трубки (трещины) и поддерживалось до тех пор, пока во всех мерных трубках не установится постоянный уровень. Далее задавались определенные «краевые» условия и исследовались распределение давления P_1 вдоль трещины и в мерных трубках. Проведены две серии экспериментов по определению объемов извлекаемой из блоков пористой среды жидкости в процессе фильтрации. В первой серии в модели с трещиновато-пористой средой в трещине фильтровалась жидкость с вязкостью, аналогичной вязкости жидкости, насыщающей блоки. Во второй серии вязкость жидкости, насыщающей блоки и жидкости, фильтрующейся в трещине, различались. Результаты показали, что переток

жидкости из блока в трещину в зависимости от давления в трещине носит нелинейный характер (рис.1).

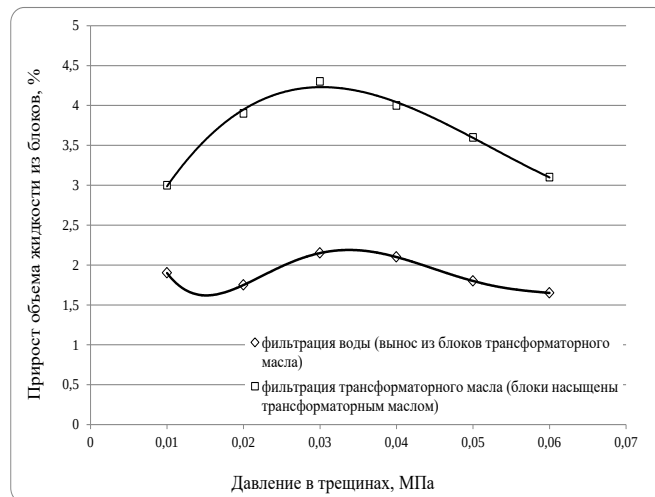


Рисунок 1. Прирост объема углеводородов, выносимой из блоков под действием фильтрующейся в трещинах жидкости

Для описания рассматриваемых течений в научной литературе широко используются модели фильтрации в среде с одной пористостью, модели двойной пористости, а также модели с двойной пористостью и двойной проницаемостью.

Сущность модели с двойной пористостью и двойной проницаемостью заключается в наличии во второй макротечения в поровой матрице. Из более крупных пор нефть вытесняется быстрее, чем из мелких, поэтому после прохождения по крупным порам фронта вытеснения под действием инжекционных сил (упругих, гравитационных и др.) начинается переток нефти из мелких пор в крупные. Описание этих процессов делает возможным моделирование спонтанного инициирования и развития гидродинамической неустойчивости, возникающих турбулентных центров, предшествующих образованию полосы ускоренного и замедленного течения чередующихся в угловом направлении. При этом неравновесный массообмен может привести к развитию гидродинамической неустойчивости двухфазной фильтрации. Один из возможных механизмов данного эффекта в системе «поровая матрица – высокопроницаемый канал» состоит в том, что сила трения преодолевает гидравлическое сопротивление низкопроницаемых пор. При движении одной жидкости вдоль своей плоскости при том, что вторая ограничивает основание капилляров, соединяющих слой с некоторым объемом переноса и находящимся под давлением p_m , давление в слое можно описать с помощью уравнений теории смазки. Давление (p) в слое контакта в капилляре отсчитывается от значения его в точке начала и конца, u и v – составляющие скорости вдоль осей x и y :

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \mu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2}; \quad \frac{\partial p}{\partial y} = 0; \quad \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (1)$$

При движении жидкости по высокопроницаемым каналам нефть «захватывается» и увлекается потоком вытесняющей жидкости из поровой емкости в виде тонкой струйки. В первой области, примыкающей к неподвижной стенке (капилляр) в иммобильных порах основное влияние на форму свободной поверхности, оказывают силы поверхностного

натяжения, что дает основание считать, что она имеет форму кругового цилиндра радиусом R .

Капиллярное разрежение будет равно: $p_0 = \frac{\sigma}{R}$. В другой области, представляющей собой

тонкий слой нефти, увлекаемый движущимся потоком, следует учитывать совместное действие капиллярных и гидродинамических сил. Для описания движения нефти в зоне немобильных пор воспользуемся уравнениями теории смазки [4] с учетом малого изменения толщины слоя:

$$p \approx -\sigma \frac{d^2 h}{dx^2} \quad (2)$$

h – переменная толщина слоя, σ – поверхностное натяжение. Граничные условия примем в виде:

$$u = U \cdot v \text{ при } y = 0; \quad \frac{\partial u}{\partial y} = 0 \text{ при } y = h \quad (3)$$

Интегрируя уравнения (1) и (2) при условиях (3) и обозначив через q' отток из иммобильных капилляров, получим [4]:

$$\frac{d^3 h}{dx^3} + \frac{3\mu U}{\sigma} \cdot \frac{h - h^*}{h^3} = 0; \quad q' = Ubh_k^* \quad (4)$$

h_k^* – толщина слоя из иммобильного капилляра; b – ширина капилляра; μ – вязкость жидкости в мобильной и иммобильной зоне $h_k^* = \frac{q'}{Ub_k}$. $(h - h^*) < R$. В случае $(h - h^*) < R$ и ограниченности h на бесконечности из теории смазки находится:

$$h = h^* (1 + \eta); \quad \eta = A \exp \left[- \left(\frac{3\mu U^{1/3}}{\sigma} \right) \frac{x}{h^*} \right] \quad (5)$$

Решение уравнения (5) нужно сомкнуть с уравнением окружности, определяющей форму свободной поверхности, при $y_{10} < \frac{R}{\cos \theta}$ (или $y_{10} < R$). Выбрав условия смыкания:

$$\left. \frac{dh}{dx} \right|_{x=0} = \left. \frac{dy_1}{dx_1} \right|_{x_1=x_{10}}; \quad \left. \frac{d^2 h}{dx^2} \right|_{x=0} = \left. \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} \right|_{x_1=x_{10}} \quad A = \left(\frac{\sigma}{3\mu U} \right)^{2/3} \frac{h^*}{R}; \quad h_0 = h^* + 2y_{10}$$

(A – бесконечная постоянная величина; R – радиус капилляра).

Если искать $h^* < R$ в форме $R = 0,5D$, то отношение квадрата среднего радиуса иммобильной зоны "всасывания" к размеру пор l , можно найти как $L = \frac{R^2}{l}$. Тогда q'

находится в виде: $q' = L \frac{\sigma \cdot S}{\mu \cdot l}$, где L – отношение квадрата среднего радиуса пор в поперечном

сечении к размеру пор в месте контакта с потоком вытесняющей жидкости в мобильном канале порового пространства. Предполагая, что подпитка мобильного канала нефтью из мало подвижной зоны пористой среды не зависит от времени t , получаем следующую формулу для скорости подпитки v :

$$v = \frac{\sigma R^2}{\mu l^2} \quad (6)$$

Уравнения неразрывности течения однородной жидкости в пористой среде с мобильной и иммобильной зонами фильтрации имеют следующий вид [5]:

$$\frac{\partial(m_1\rho)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho\vec{v}_1) - \rho \frac{\sigma R^2}{\mu l^2} = 0 \quad (7)$$

$$\frac{\partial(m_1\rho)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho\vec{v}_2) - \rho \frac{\sigma R^2}{\mu l^2} = 0 \quad (8)$$

Выводы

Таким образом, учитывая, что объем каналов высокой проводимости, содержащих мобильную фазу, обычно невелик по сравнению с поровым объемом структуры с малоподвижной фазой, то система «поровая матрица - высокопроницаемый канал» превращается в обычную пористую среду, представляемую как в виде пористой, так и чисто трещинной среды. При неустановившемся движении в такой среде будет иметь место эффект подпитки высокопроводящих каналов из системы блоков и, как следствие, повышение нефтеизвлечения за счет нагнетаемой в залежь воды, способной интенсивно увлекать нефть, защемленную в порах под влиянием капиллярных сил.

Библиография

1. Зайцев М.В. Влияние термокольтматации околоскважинных зон на производительность скважин // Нефт. хоз-во. 2011. №2. С. 83 - 85.
2. Панахов Г.М., Аббасова Н.Н. Гидродинамический метод извлечения защемленной углеводородной жидкости в условиях капиллярной неоднородности // М.: Нефтяное хозяйство, № 2, 2015. - С. 49 - 53.
3. Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Управление процессом капиллярной неустойчивости при гидродинамическом воздействии на пласт Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, № 4, 2019. - С. 29 – 36. <https://ant.socar.az/ant-socar/journal/article/1334>
4. Kondratov D., Kondratova T., Popov V., Popova A. (2023). Modelling hydroelastic response of a plate resting on a nonlinear foundation and interacting with a pulsating fluid layer. Computer Research and Modeling. 15. 581-597. 10.20537/2076-7633-2023-15-3-581-597.
5. Pakharukov Yu., Shabiev F., Safargaliev R.F., Morev A. (2022). Flow of oil nanoclusters in a porous medium capillary. Oil and Gas Studies. 90-97. 10.31660/0445-0108-2022-5-90-97.
6. Panahov G.M., Abbasov, E.M., Salmanova, G.M. Evaluation and control of gas-dynamic parameters of gas pipelines transporting heterophase mixtures AIP Conference Proceedings, 2637(1), 040004. <https://doi.org/10.1063/5.0120346>

Selection of fluids and proppants for hydraulic fracturing in Vietnam

Truong Van Tu* (*Hanoi University of Mining and Geology, truongvantu@humg.edu.vn*),
Nguyen Tien Hung (*Hanoi University of Mining and Geology*),
Nguyen The Vinh (*Hanoi University of Mining and Geology*)

Abstract

Hydraulic fracturing is a critical process in enhancing oil and gas production by creating fractures in the reservoir rock. The choice of fracturing fluids plays a crucial role in successfully forming and sustaining these fractures. An ideal fracturing fluid should balance cost, ease of use, low frictional pressure loss, and high viscosity to keep proppants suspended, while also being compatible with reservoir fluids and formations. However, achieving all these characteristics in a single fluid is challenging. This study explores different types of fracturing fluids and proppants used in Vietnam and provides recommendations based on geological conditions.

Keywords

Hydraulic Fracturing; Fracturing Fluids; Proppants; Reservoir Conductivity; Well Stimulation

Theory

Hydraulic fracturing involves injecting high-pressure fluids into the reservoir to create fractures, followed by injecting proppants to keep these fractures open. The selected fluid should optimize fracture propagation, minimize fluid loss, and be compatible with reservoir conditions. In Vietnam, selecting the appropriate fracturing fluid and proppants is critical for maximizing oil and gas recovery [1,2,3].

Types of Hydraulic Fracturing Fluids

Fracturing fluids can be categorized based on their base fluids:

- Water-based fluids: These are cost-effective, easy to handle, and environmentally friendly. However, they may not be compatible with formations containing swelling clays [4].
- Oil-based fluids: These have superior compatibility with reservoir rocks but are expensive, toxic, and pose fire hazards [5].
- Multi-phase fluids: These include foam-based and polymer-based emulsions. They are useful in low-pressure formations and for minimizing fluid loss [6].

Additives Used in Fracturing Fluids: Fracturing fluids often include additives such as:

- Viscosity enhancers to improve proppant transport.
- Biocides to prevent bacterial growth.
- Surfactants to reduce interfacial tension.
- Crosslinkers to enhance fluid viscosity.
- Breakers to reduce viscosity after fracturing.

Proppant Selection

Proppants play a crucial role in maintaining fracture conductivity. The two main types of proppants used are:

- Natural sand: Inexpensive but has lower strength [5].

•Synthetic proppants (ceramic, bauxite, or sintered bauxite): These offer higher mechanical strength and better resistance to closure stress [6].

Factors Affecting Proppant Performance:

- Size and shape: Larger proppants improve conductivity but may be difficult to transport [4].
- Crush resistance: Proppants must withstand high closure pressures [3].
- Density: Lower-density proppants are easier to suspend in the fluid [2].

Selection of Fracturing Fluid and Proppant for Well X in Bach Ho Field

Case Study: Application to Well X

The study applies its methodology to well X, analyzing:

- Reservoir Properties: Formation permeability, porosity, pressure, and temperature.
- Simulation Results: Evaluating different fracturing fluid and proppant combinations.
- Production Enhancement: Forecasting improvements in well productivity post-fracturing.

The selected combination of YF140HTD fracturing fluid and ISP 20/40 resin-coated sand is expected to enhance hydrocarbon extraction while minimizing operational risks and environmental impact.

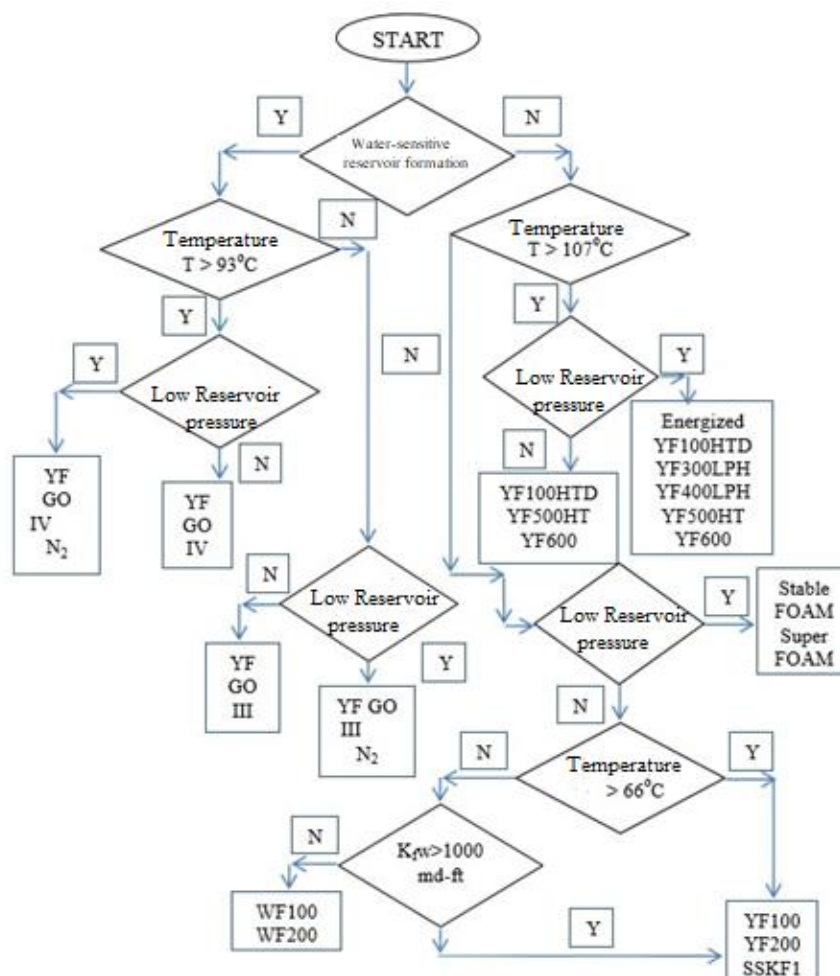


Figure 1. Fracturing Fluid Selection Diagram

Advanced Considerations in Fracturing Fluid and Proppant Selection

Fluid Additives and Optimization

Fracturing fluid performance can be enhanced by adding specialized chemicals:

1. Viscosity Modifiers: Improve proppant suspension and transport.
2. Biocides: Prevent bacterial contamination in the reservoir.
3. Surfactants: Reduce interfacial tension and improve fluid recovery.
4. Crosslinkers and Breakers: Enhance gel strength and facilitate cleanup.

The selected YF140HTD fluid incorporates these additives, ensuring stability under high-temperature conditions and optimizing fracture propagation.

Proppant Conductivity and Durability

Proppant conductivity depends on its size, shape, and strength. ISP 20/40 resin-coated sand was selected for well X due to the following advantages:

- Its ability to withstand high closure stresses while minimizing deformation.
- Its resistance to crushing, ensuring long-term permeability maintenance.
- Its compatibility with YF140HTD fluid, providing stable suspension and effective placement in fractures.

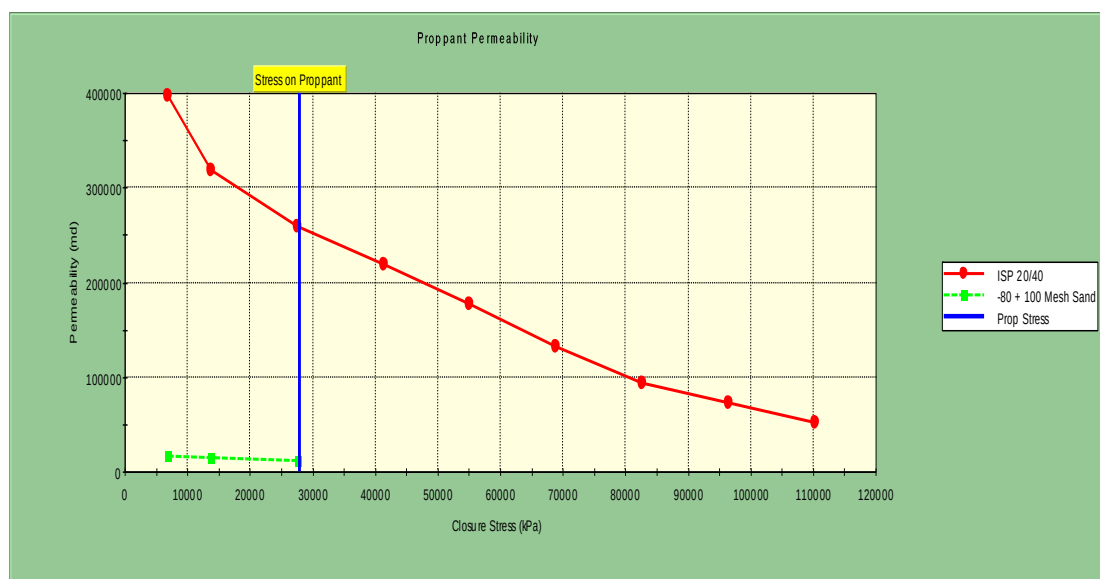


Figure 2. Proppant Permeability Chart

Environmental and Economic Considerations

- Environmental Safety: YF140HTD fluid and ISP 20/40 sand meet environmental safety standards, minimizing impact on surrounding ecosystems.
- Cost Efficiency: The selected materials provide an optimal balance of performance and affordability, ensuring long-term economic viability.

Conclusion

This research provides a detailed analysis of fracturing fluid and proppant selection for hydraulic fracturing in Vietnam, particularly at well X in the Bach Ho field. The findings emphasize the need for a tailored approach, balancing reservoir characteristics, operational feasibility, and

environmental considerations. Future work should focus on real-world implementation and continuous optimization for enhanced reservoir performance.

Bibliography

1. Michael J. Economides, Tony Martin, BJ Services Company, 2007. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production_CD for computer. Houston, TX: ET Publishing.
2. Jennifer L. Miskimins, Editor-in-Chief, 2019. Hydraulic Fracturing: Fundamentals and Advancements. Society of Petroleum Engineers.
3. Tu Thanh Nghia, Duong Danh Lam, Nguyen Quoc Dung et al., 2017. Technology for Near-Wellbore Treatment in Oil and Gas Fields on the Southern Vietnam Continental Shelf. Ho Chi Minh City National University Publishing House.
4. Vietnam - Russia Joint Venture Vietsovet. Fraccade Stimulation Proposal, well X-MSP10.
5. Nguyen Tien Hung, Hoang Dung, Truong Van Tu et al., 2022. Principles of Destruction. Science and Technology Publishing House.
6. Truong V.T., Nguyen T.V., Nguyen V.T. và nnk, 2022. Oil and Gas Well Stimulation by Hydraulic Fracturing in the Oligocene of Bach Ho Field. Case study: Hydraulic fracturing for well X–MSP10. Integrated Petroleum Engineering (IPE3), Ha Noi, Transport Publishing House..

Уровни сложности трудноизвлекаемых запасов углеводородов

**Бруслов А.Ю. (МГРИ, bruslovay@mgri.ru),
Денисов А.В. (РАЕН, МГРИ, denisovav@mgri.ru)**

Аннотация

Работа посвящена классификациям трудноизвлекаемых запасов углеводородсодержащего сырья (ТРИЗУС) по уровням сложности освоения. Для определения уровней сложности разработана новая сводная классификация по пятнадцати типам освоения. Классификация, построенная на комбинациях восьми форм четырех обобщенных факторов освоения, позволяет выделить четыре типа первого уровня сложности, шесть типов со вторым уровнем, четыре типа третьего уровня и один тип четвертого уровня сложности. Классификация ТРИЗУС по уровням сложности предлагается к рассмотрению, для принятия решений по возможностям и приоритетам освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья.

Ключевые слова

Фактор ТРИЗУС, форма фактора, сводные, обобщенные, классификации, трудноизвлекаемые запасы, комбинации, уровни сложности

Теория

Применяют различные классификации трудноизвлекаемых запасов углеводородсодержащего сырья (ТРИЗУС). Классификации влияют на возможности получения экономических льгот на освоение запасов. При этом отсутствует единый подход к оценке уровней сложности этого освоения.

В связи с этим, была поставлена и решена задача классификации ТРИЗУС по уровням сложности их освоения. Для решения задачи проанализированы известные классификации [1-17], составляющие и факторы освоения таких запасов. Выделено четыре обобщенных составляющих и, одновременно, фактора: углеводородсодержащего сырья «С», коллекторов «К», технологий освоения этого сырья «Т», а также внешней среды такого освоения «В». Каждый из обобщенных факторов представлен сочетаниями более детальных, сводных показателей. Каждый из сводных показателей включает все известные характеристики и признаки ТРИЗУС.

Такой подход позволяет по характеристикам и признакам ТРИЗУС оценить их сводные показатели, затем по оценкам сводных показателей оценить и классифицировать обобщенные факторы и, наконец по оценкам обобщенных факторов оценить и классифицировать трудноизвлекаемые запасы в целом.

Было замечено, что каждый из обобщенных факторов и его детальный сводный показатель проявляются в двух формах: а) первой, не создающей дополнительных трудностей для освоения ТРИЗУС и б) второй, создающей такие трудности.

Например, трудноизвлекаемые запасы могут включать в себя легкие, маловязкие нефти в малопроницаемых коллекторах. Нефти относятся к фактору сырья «С». С позиций извлечения этого сырья легкие маловязкие нефти сами не создают дополнительных трудностей. Поэтому здесь фактор сырья будет проявляться в первой форме. А фактор «К» коллектора малой проницаемости, содержащего легкие, маловязкие нефти, проявляется во второй форме, создающей дополнительные трудности для извлечения нефтесодержащего

сырья. Поэтому ТриЗУС для двух рассмотренных обобщенных факторов будут выглядеть в виде комбинации первой формы фактора «С» и второй формы фактора «К». Для полной характеристики освоения таких ТриЗУС, необходимы знания о том, какими формами представлены оставшиеся два обобщенных фактора «Т» и «В».

То есть освоение ТриЗУС и их типы выражаются в виде комбинаций первых и вторых форм своих четырех обобщенных факторов «С», «К», «Т» и «В». Аналогично, каждый из четырех обобщенных факторов также будет представлен комбинациями первых и вторых форм всех своих детальных сводных показателей.

За критерий сложности трудноизвлекаемых запасов принято наличие хотя бы одной формы факторов, или их детальных показателей, которая создаёт дополнительные трудности для освоения ТриЗУС. При таком подходе, за уровень сложности трудноизвлекаемых запасов принимается соответствующее им число вторых факторных форм, создающих дополнительные трудности для освоения.

В соответствии с принятым подходом, из восьми первых и вторых форм четырех обобщенных факторов, были сформированы пятнадцать имеющих смысл комбинаций, с различным числом «осложняющих» форм как уровней сложности освоения. Комбинации представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что четыре ТриЗУС, типов ТИЗ1, ТИЗ2, ТИЗ7 и ТИЗ15, характеризуются первым уровнем сложности, шести типам ТИЗ3, ТИЗ4, ТИЗ5, ТИЗ8, ТИЗ9 и ТИЗ14 соответствует второй уровень сложности, четырем типам ТИЗ6, ТИЗ10, ТИЗ11 и ТИЗ12 соответствует третий уровень, и только один тип ТИЗ13 характеризуется последним, четвёртым уровнем сложности. Эти уровни сложности, с шагом в единицу, получены из допущения о равнозначности первых и вторых форм обобщенных факторов. По мере получения количественной информации об уровнях значимости форм, данные о численных значениях уровней сложности ТриЗУС будут уточняться.

Таблица 1. Типы и уровни сложности ТриЗУС

Тип ТриЗУС	Уровень сложности ТриЗУС	Типовые сочетания форм 1 и 2 обобщенных факторов ТриЗУС	Общее число форм 2 (уровень сложности типа ТриЗ) в комбинации форм факторов
ТИЗ1	1	C1 K2 T1 B1	1
ТИЗ2		C2 K1 T1 B1	1
ТИЗ7		C1 K1 T2 B1	1
ТИЗ15		C1 K1 T1 B2	1
ТИЗ3	2	C2 K2 T1 B1	2
ТИЗ4		C1 K2 T2 B1	2
ТИЗ5		C2 K1 T2 B1	2
ТИЗ8		C1 K2 T1 B2	2
ТИЗ9		C2 K1 T1 B2	2

ТИЗ14		C1 K1 T2 B2	2
ТИЗ6	3	C2 K2 T2 B1	3
ТИЗ10		C2 K2 T1 B2	3
ТИЗ11		C1 K2 T2 B2	3
ТИЗ12		C2 K1 T2 B2	3
ТИЗ13	4	C2 K2 T2 B2	4
Условные обозначения: "В"- внешние условия освоения УС. В1- первая форма "В", не создающая дополнительных трудностей для освоения УС. В2- вторая форма "В", создающая дополнительные трудности для освоения УС. "К"-обобщенный фактор коллектора УС. К1 – первая форма "К", не создающая дополнительных трудностей для освоения УС. К2- вторая форма "К", создающая дополнительные трудности для освоения УС. "С"- обобщенный фактор углеводородсодержащего сырья (УС). С1- первая форма "С", не создающая дополнительных трудностей для освоения УС. С2- вторая форма "С", создающая дополнительные трудности для освоения УС. "Т"- обобщенный фактор технологий освоения УС.Т1- первая форма "Т", не создающая дополнительных трудностей для освоения УС. Т2- вторая форма "Т", создающая дополнительные трудности для освоения УС.			

Выводы

Для определения уровней сложности ТриЗУС разработана и предложена их новая сводная классификация по пятнадцати типам освоения. Классификация, основанная на комбинациях восьми форм четырех обобщенных факторов освоения, позволяет выделить четыре типа первого уровня сложности, шесть типов со вторым уровнем, четыре типа третьего уровня и один тип четвертого уровня сложности.

Классификация ТриЗУС по уровням сложности предлагается к рассмотрению, для принятия решений по возможностям и приоритетам освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья.

Библиография

1. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации углеводородного сырья в нерентабельную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. №4. С.38-43.
2. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р. // Нефтяное хозяйство. 2023 №4. С. 34-39.
3. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5(9). С.78-86.
4. Новые походы к разработке тонкослоистых недонасыщенных коллекторов (викуловская свита на Краснотеннинском своде Фроловской нефтегазовой области) / Цветкова П.А., Федулов В.В., Сауткин Р.С. // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. 2021; 1(1): 71-78.
5. Classification of residual oil reserces and methods of its recovery / D.Yu.Chudinova, Y.D.B.Atse, R.M.Minniakhmetova, M.Yu.Kotenev // SOCAR Proceedings No.2 (2021), 026-033
6. Ромашева Н.В, Бабенко М.А. Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы и ресурсы углеводородов как фактор экономического роста России// Электронный сборник статей IV Международной научно-практической online-конференции Устойчивое развитие экономики: международные и национальные аспекты Новополюк, 26 ноября 2020 [Электронный ресурс]. Полоцкий государственный университет, 2020, стр.176-181.

7. Шарф И.В. Экономические аспекты классификации углеводородов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2017. №1, стр. 236-254.
8. Брехунцов А.М, Нестеров И.И., Нечипорук Л.А. Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные объекты УВ-сырья Западной Сибири // Науки о земле, Июль, 2017, стр 54-63.
9. Изменение структуры трудноизвлекаемых запасов нефти в связи с переходом на новую классификацию / Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н., Щепочкина А.А. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №4.
10. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016г. № 3-р.
11. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. — 2015. — № 2-16. — С. 3593-3597.
12. Lauren Mayne and John Staub. Incorporating International Petroleum Reserves and Resource Estimates into Projections of Production. U.S. Energy Information Administration, June 7, 2011, 38 pages
13. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. - 2009. - № 6. - С.33-34.
14. Муслимов Р.Х. Нетрадиционные залежи нефти-существенный потенциал дальнейшего развития старых нефтедобывающих районов // Георесурсы. - 2005. - №1. (16). - С.2-8.
15. Разработка моделей перспективных технологий нефтеизвлечения углеводородов / Балаян Г.Г., Бруслов А.Ю., Дмитриевский А.Н., Комков Н.И. // В кн: Организация и управление наукой в условиях интенсификации, АН СССР, ИЭП НТП, стр.37-59, М, 1989.
16. Красеньков С.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи // Электронный ресурс.

Повышение эффективности заводнения нефтяных месторождений на поздней стадии разработки

***Пахомов Д.А. * (МГРИ, s1th.s1mple@gmail.com),
Денисов А.В. (МГРИ, РАЕН, denisovav@mgri.ru)***

Аннотация

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений на территории РФ, разрабатываемых с помощью технологии заводнения, находится на позднем этапе разработки, который характеризуется пониженными значениями пластового давления, средней обводненностью добываемой продукции выше 90%, образованием застойных и слабодренлируемых зон как по площади так и по разрезу, ухудшением состояния добывающего и нагнетательного фонда скважин. Поскольку, согласно утвержденным проектным документам, разработка таких объектов будет осуществляться еще продолжительное время необходимы решения по совершенствованию основного метода добычи нефти – заводнения, ниже представлены предлагаемые пути решения этой задачи.

Ключевые слова

Нестационарное заводнение, нагнетательные скважины, поздняя стадия разработки, поддержание пластового давления, обводненность

Теория

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений на территории РФ, разрабатываемых с помощью технологии заводнения, находятся на позднем этапе разработки, который характеризуется пониженными значениями пластового давления, средней обводненностью добываемой продукции выше 90%, образованием застойных и слабодренлируемых зон как по площади так и по разрезу, ухудшением состояния добывающего и нагнетательного фонда скважин. Такое состояние разработки объясняется геологической неоднородностью и сложностью коллектора, техногенными изменениями в результате множественных гидроразрывов пласта, форсированными режимами добывающих скважин, ухудшением охвата пласта заводнением нагнетательными скважинами. Совершенствование технологии заводнения на поздней стадии возможно с использованием технологий основанных на закачке химических реагентов, газовых и водогазовых технологий, способных увеличить коэффициент вытеснения, а также методов нестационарного заводнения [1-12].

В качестве первого шага для повышения эффективности заводнения нужно начать с нагнетательного фонда скважин. Зачастую текущее состояние нагнетательных скважин не позволяет эффективно использовать их для проведения мероприятий по повышению эффективности заводнения. В процессе эксплуатации наг.скв.6433 профиль приемистости изменился значительно (рис.1), нижняя часть объекта разработки была охвачена вытеснением только в начальный период до 2002 г, таким образом в нижней части пласта в районе скв.6433 возможно образование застойной зоны, на текущий момент 83% воды поглощается в верхнем интервале 2646-2648.1 (2,1 м), текущий забой 2656.1, отмечается работа объекта, находящегося за стоянкой прибора (поглощение). Поскольку приемистость составляет 800 м³/сут, скважина эксплуатируется в режиме автоГРП.

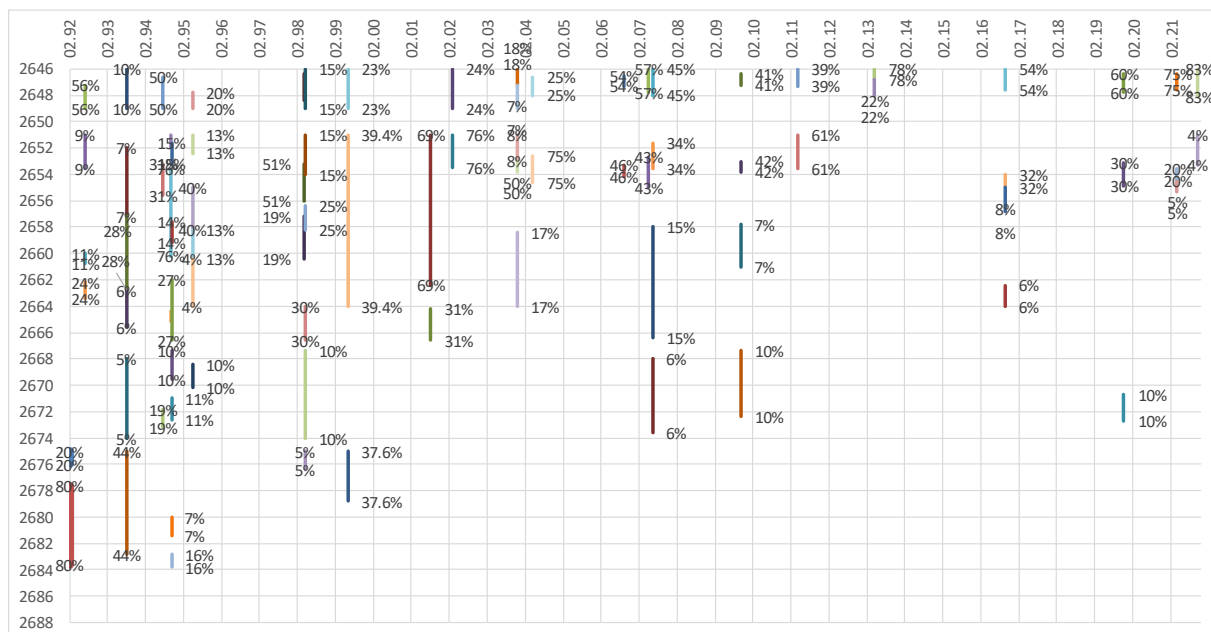


Рисунок 1. Изменение профиля приемистости в нагнетательной скважине 6433 по данным ПГИ

Таким образом на нагнетательном фонде скважин необходимо провести комплекс подготовительных мероприятий: устранение (при наличии) негерметичностей эксплуатационных колонн, устранение различного рода аварий, промывку забоя скважины, обработать призабойную зону пласта, провести ремонтно-изоляционные работы промытых интервалов. В качестве перспективной технологии очистки призабойной зоны пласта целесообразно использовать уникальные свойства сверхкритического диоксида углерода, поскольку условия его образования ($P=73,8$ атм, $T=31,1^\circ$) соответствуют пластовым условиям большинства разрабатываемых месторождений.

Для блокирования промытых зон в нагнетательных скважинах рекомендуется реохимическая технология [6] – регулируемый вязкоупругий состав + поддерживающая система (РВУС + ПС). для повышения эффективности и прочности создаваемого изоляционного барьера из регулируемого вязкоупругого состава (РВУС) дополнительно в призабойную зону закачивают водный раствор, содержащий полимер акрилового ряда и глинопорошок (ПС). Закачка поддерживающей системы, приводит к образованию в высокопроницаемом интервале призабойной зоны устойчивого барьера. Данная технология применяется в случаях неравномерного поглощения по мощности пласта, закачиваемой в нагнетательную скважину воды. Цель технологии - выравнивание профиля приемистости пласта и увеличение охвата заводнением. Данная цель достигается путем образования барьера, препятствующего вымыванию потоком закачиваемой жидкости, сформировавшегося в пластовых условиях регулируемого вязкоупругого состава. Таким образом, в пласте образуется потокоотклоняющий блокирующий интервал.

Дальнейшие мероприятия по совершенствованию системы заводнения на поздней стадии разработки рекомендуется планировать по нескольким вариантам.

Первый вариант. Использование технологии водогазового воздействия (ВГВ) на пласт с использованием насосно-эжекторных систем, позволяющих готовить на поверхности

водогазовую смесь и закачивать её в пласт в широком диапазоне расходов и давлений оборудованием, которое может успешно эксплуатироваться в промысловых условиях российских месторождений [9]. При работе системы силовой насос нагнетает воду в сопло эжектора, который откачивает попутный нефтяной газ. Далее водогазовая смесь нагнетается дожимным насосом в пласт. При реализации насосно-эжекторной технологии может использоваться существующая инфраструктура системы поддержания пластового давления. Не требуется строительство отдельных высоконапорных газопроводов и газонагнетательных скважин сложной конструкции с необходимым для высоких давлений устьевым и подземным оборудованием. Кроме того, решается актуальная проблема рационального использования попутного газа.

Второй вариант. Использование технологии реогазохимического воздействия – создание водогазовой оторочки диоксида углерода (CO_2) в внутрипластовых условиях [7]. Эффективность традиционных технологий воздействия на пласт закачкой CO_2 доказана их достаточно значительным промышленным применением и достигаемыми технологическими результатами. Анализ результатов многолетних тестовых и промышленных работ [7] выявил ряд положительных эффектов, некоторые из которых приведены ниже:

- растворение в воде 5-10% CO_2 приводит к увеличению вязкости на 20-30% и уменьшению фактора подвижности в 2-3 раза;
- растворение в нефти CO_2 приводит к снижению вязкости нефти в 1.5-2.5 раза и увеличению нефтеотдачи на 10-15%;
- при растворении в нефти CO_2 снижается межфазное натяжение на границе нефть-вода;
- растворение в нефти и воде углекислого газа сопровождается увеличением объема нефти (объемный эффект) и доотмывом остаточной нефти.

Технология воздействия на пласт с целью доизвлечения остаточных запасов углеводородов, основанная на генерировании CO_2 в пластовых условиях, исключая закачку CO_2 с использованием наземных коммуникаций и специального оборудования. Данная технология предусматривает образование CO_2 в пластовых условиях в результате термохимической стехиометрической реакции предварительно закачанных в пласт водных растворов газообразующих и газовыделяющих химреагентов. Генерируемый в результате химической реакции CO_2 используется в качестве оторочки псевдокипящей газожидкостной системы в процессе заводнения нефтяного пласта.

Третий вариант. Использование технологии циклического заводнения – это один из эффективных методов регулирования заводнения в условиях неоднородных, слоистых и трещиноватых коллекторов [10]. Суть метода состоит в периодическом изменении расходов (давлений) закачки воды при одновременном изменении режимов отбора жидкости. Изменение режимов нагнетания и отборов производится по определённой графике цикличности. Эффективность процесса определяется степенью упругости пластовой системы и коэффициентом капиллярного удержания воды в пористой среде, который зависит от физико-химических свойств пластовой системы. Управляемые параметры циклического заводнения – амплитуда и продолжительность циклов (полупериодов) воздействия.

Выводы

Современное состояние большинства нефтяных месторождений на территории РФ, разрабатываемых с помощью технологии заводнения, характеризуется ухудшением как промысловых показателей, так и состояния добывающего и нагнетательного фонда скважин.

Для совершенствования технологии заводнения на поздней стадии предлагается системный подход – проведение мероприятий по «реанимации» фонда скважин, в первую очередь нагнетательных, затем использование инновационных технологий:

- водогазового воздействия (ВГВ) на пласт с использованием насосно-эжекторных систем;
- реогазохимического воздействия – создание водогазовой оторочки CO₂ в внутрипластовых условиях;
- нестационарного циклического заводнения.

Благодарности

Выражаю большую признательность за поддержку сотрудникам кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений МГРИ.

Библиография

1. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
2. Предотвращение гистерезисных явлений при фильтрации газированной нефти в пластах с необратимым характером деформаций пород на глубоко залегающих месторождениях / Шахвердиев А.Х. и др. // Материалы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа. Москва, 2021. С. 45.
3. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения / Шахвердиев А.Х. и др. // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118-123.
4. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины / Горбунов А.Т. и др. // Патент на изобретение RU 2023143 C1, 15.11.1994. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992.
5. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I. and al. // ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting, 2006. С. 1487-1492.
6. Регулирование фронта вытеснения в неоднородных пластах путем блокирования высокопроницаемых каналов коллектора набухающей композицией / Панахов Г.М. и др. // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. 2022. С. 268-281.
7. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ / Панахов Г.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90-95.
8. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
9. Дроздов А.Н. Увеличение КИН: водогазовое воздействие на пласт // Neftegaz.RU №7, Июль 2017.
10. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2008. 208 с.
11. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2149256 C1, 20.05.2000.

Особенности реализации проектов по углекислому газу

***Халин А.А.* (ФБУ "ГКЗ", halin@gkz-rf.ru),
Полуянов М.Г. (ФБУ "ГКЗ", poluyanov@gkz-rf.ru)***

Аннотация

Исследование посвящено стадийности проведения работ на участках недр для размещения углекислого газа, на территории Российской Федерации. Обоснована необходимость стадийного подхода к геологоразведочным работам (поиск, оценка, разведка, эксплуатация) с проведением комплекса исследований: 3D-сейсмика, газогеохимические съемки, опытно-фильтрационные испытания, геомеханическое моделирование. Подчеркивается важность анализа пластов-коллекторов и флюидоупоров, включая оценку их структурной целостности и миграционной устойчивости. Отображаются действующие методические рекомендации РФ. Для минимизации экологических рисков предложено унифицировать исследования в соответствии с международными стандартами, акцентируя переход от теоретических разработок к практическому внедрению CCS-технологий. Результаты исследования структурируют минимально необходимый комплекс работ для успешной реализации проектов по размещению углекислого газа в геологических формациях.

Ключевые слова

Углекислый газ, эмитент, нормативно-правовое сопровождение, методическое сопровождение

Теория

В мире количество CCS-проектов выросло примерно на 44% за последние 12 месяцев до 196, сообщал международный аналитический центр Global CCS Institute 17 октября 2022 года [4]. 30 проектов уже действуют, 11 в стадии строительства, а 153 «в проработке». Больше всего CCS-проектов в США - 34, затем идут Канада, Великобритания, Норвегия, Австралия, Нидерланды и Исландия [3]. Аналитики объяснили это более высокими ценами на углерод в этих странах, налоговыми льготами и прямыми госсубсидиями.

С 1 января 2022 г. в России в силу вступили поправки в законодательство, позволяющие строить и эксплуатировать подземные сооружения для хранения углекислого газа. Для этого компания должна получить лицензию Роснедр, затем провести геологическое изучение участка, получить подтверждение о возможности безопасно разместить углекислого газа, и затем можно будет приступать к строительству хранилища.

Более десятка новых проектов по улавливанию и захоронению углекислого газа (carbon capture and storage technology, CCS) [3] в России сейчас находятся в стадии изучения компаниями. По данным Минприроды, Роснедра уже выдали лицензии на геологическое изучение и строительство подземных хранилищ на участки недр в Ярославской, Вологодской, Тюменской, Самарской, Тверской и Рязанской областях и Чувашии. Еще одна лицензия выдана на геологическое изучение участка недр в Татарстане, ЯНАО (рис. 1).

Организация геологического хранилища в непосредственной близости от источника углекислого газа является наилучшим вариантом проектного решения. Технически углекислый газ может быть транспортирован и на большее расстояние, поэтому транспортное плечо – это в большей степени экономическое, чем технологическое ограничение. Также фактор наличия магистрального газопровода вблизи эмитентов парниковых газов, можно

отнести к экономическим факторам и сразу учесть при фазировке проекта для детального геолого-геофизического анализ.

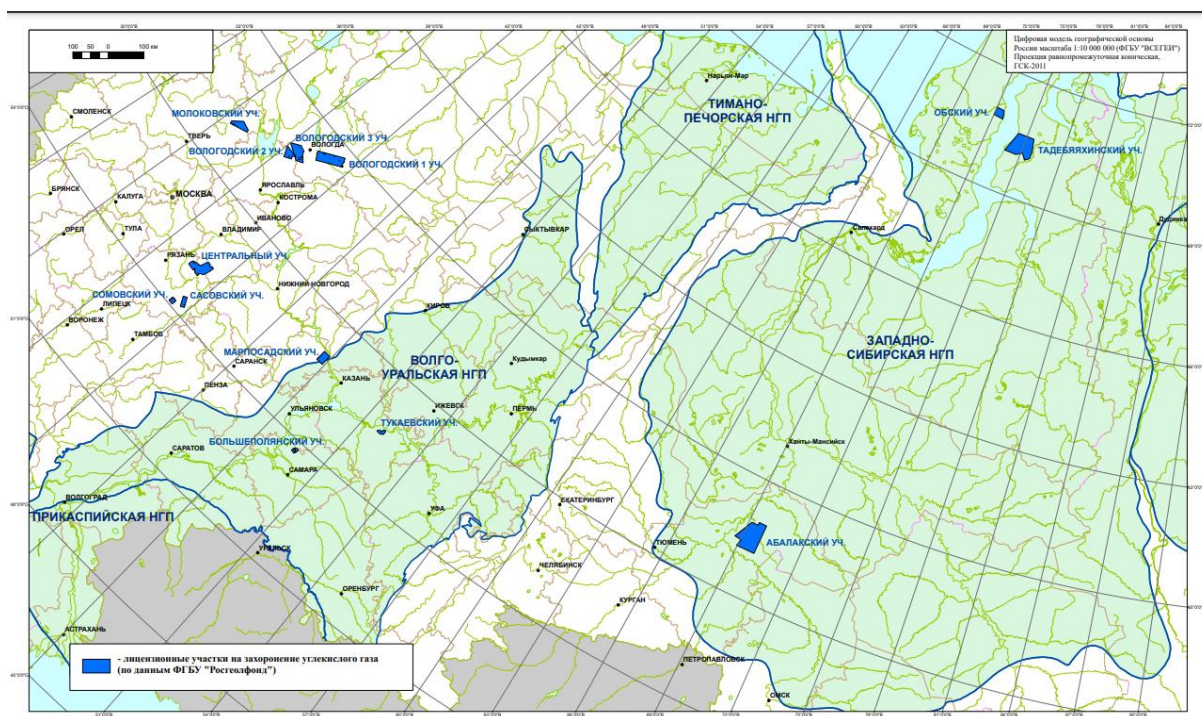


Рисунок 1. Участки недр, предназначенные для размещения углекислого газа [7]

Особенностью же геологического изучения недр для размещения углекислого газа заключается в оценке пласта-коллектора и флюидоупора [1,2,3], однако, на данном этапе развития существуют уже четкие представления о экономической составляющей и все проекты, которые существуют на территории Российской Федерации находятся в непосредственной близости к местам эмитентам парниковых газов, но не сформировано четкое представление о комплексе работ необходимых для выбора объекта размещения и подтверждения, по минимальным требованиям к комплексу исследований необходимых для формирования проектов ГИН и технической проектной документации и дальнейшего успешного прохождения на стадиях необходимых экспертиз и согласований.

В работе приведено исследование по формулированию и структурированию необходимого комплекса работ для изучения участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых, которое будет мировым стандартам, так и стандартам, закрепленным в нашей законодательной базе.

В соответствии с действующими нормативными и методическими документами в рамках выбора участка недр для подземных сооружений сформированы "Методические рекомендации по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых" МПР Российской Федерации от 03.04.2007 №11-17/0044-пр, где устанавливают единые для Российской Федерации принципы выбора, геологического изучения и обоснования возможности использования участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых, с учетом природоохранных и других ограничений в соответствии с действующим законодательством. А также индивидуально для подземных

сооружений под размещения углекислого газа существуют «Методические рекомендации по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода» МПР Российской Федерации от 23.12.2022 №03-17/5-пр, сформированы ФГКУ «Росгеолэкспертиза» в рамках унифицирования работ по строительству и эксплуатации ПСРУГ.

Однако, все выше представленные документы несут общий характер и отражают лишь требование, заложенное в Законе РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 о рациональном использовании недр, не предлагая пути достижения этой цели и минимально-необходимый комплекс исследований с учетом специфики таких подземных сооружений.

Для достижения наибольшей эффективности в изучении участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых (вне зависимости от вида), необходимо соблюдать стадийность в проведении геологоразведочных работ, которые заложены в особенностях разработки и эксплуатации участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Так, на каждой стадии геологического изучения должен быть проведен комплекс геологоразведочных работ - геолого-съёмочных, буровых, наземных и скважинных геофизических, опытно-фильтрационных, опытно-миграционных, инженерно-геологических и лабораторных, с учетом особенностей размещения углекислого газа в пластах горных пород, истощенных месторождений или водоносных горизонтах, не несущих питьевой или хозяйственной значимости.

Переход от одной стадии геологического изучения недр к другой производится при положительной оценке государственной экспертизой результатов и материалов предыдущей стадии, что и актуализирует данный вопрос на сегодняшний день и может способствовать дальнейшему развитию новых технологий и подходов к размещению углекислого газа, и что самое важное – переход к практике.

Стоит также учитывать различия в комплексах работ по изучению коллекторов для различных систем: участок недр под размещение, истощенное месторождение нефти и газа, а также непригодные для питьевого и хозяйственного водоснабжения водоносные горизонты. И в комплексах работ, нацеленных на изучение коллекторов и флюидоупоров (первичный, вторичный и т.д.), буферных горизонтов.

Так, например, при выполнении стадийности можно выделить следующие немаловажные мероприятия:

- Для определения границ ПСРУГ, выявления зон разломов и структурных особенностей необходимо проводить 3D сейсморазведку с последующим анализом;
- Проведение газогелиевой съемки. Применение газовых пароотборников и исследования хроматографически с отбором проб газа, откаченного термовакuumной дегазацией из шлама (керна);
- Для обоснования вертикальной и горизонтальной неоднородностей необходима верификация материалов сейсморазведочных работ с последующих учетом данных в моделях. Также, предусмотреть полевые опытно-фильтрационные работы (откачки, пробные закачки, ГДИС методами КПД, КВД, ПГИ и иные методы для схематизации и параметрической базы для дальнейшего моделирования);
- Проведение исследований на флюидоупоре, что в рамках исследуемых работ важно и не всегда проводится из-за своей дороговизны исследований и выбора метода. Так,

например, проведение рентгеновской микро-томографии с целью количественной оценки первичной и вторичной пористости. Исследование для флюидоупора не выполнимо. Флюидоупоры характеризуются пористостью ниже 2% и проницаемостями ниже 0,0001 mD.;

- Определение предела прочности при многостадийном трехосном сжатии MTCS, с измерением скоростей пробега продольных и поперечных волн, параллельно нагружению. Вычисление динамического и статического модуля Юнга и коэффициента Пуассона;
- Составление различных моделей: геологическая, литологическая, гидродинамическая, геомеханическая и гидрогеохимическая.

И иные исследования, которые способствуют более глубокому и достоверному исследованию пласта-коллектора под размещение углекислого газа и флюидоупора.

Выводы

Реализация проектов геологического размещения углекислого газа в Российской Федерации требует комплексного подхода, интегрирующего адаптацию международного опыта, модернизацию нормативной базы и внедрение конкретных методик и исследований на различных стадиях системы геологоразведочных работ с акцентом на оценку пластов-коллекторов и флюидоупоров. Ключевым условием минимизации экологических рисков и экономической эффективности является унификация методов исследований (3D-сейсмика, гидродинамическое моделирование, геомеханический анализ) в соответствии с международными стандартами, а также разработка детализированных методических указаний, устраняющих декларативность действующих документов. Переход от теоретических разработок к промышленному внедрению CCS-технологий возможен только при синхронизации научных, регуляторных и инфраструктурных аспектов, включая локализацию хранилищ вблизи эмитентов углекислого газа и учет региональной геолого-экономической специфики.

Библиография

1. Переверзева С.А., Коносавский П.К., Тудвачев А.В., Хархордин И.Л. «Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры», Санкт-Петербургский государственный университет, 2014 г.
2. Пороскун В.И. «Особенности размещения углекислого газа в региональных горизонтах и комплексах на территории Российской Федерации». Доклад Международная конференция «Подземные сооружения 2023», 23-24 августа 2023 г. в Казани I
3. Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа// Георесурсы - № 4(36). 2010 г, с. 55-62.
4. Global CCUS projects // International Association of oil and gas producers. 2021

***Применение микрофлюидных устройств для моделирования пористых структур
подземных сред***

***Шаталова А.С.* (ООО «ПроТех Инжиниринг», aleksandra.shatalova@pte.eurochem.ru),
Белов Д.А. (Институт аналитического приборостроения РАН, belov.da@list.ru)***

Аннотация

В работе исследован потенциал использования микрофлюидных устройств для изучения процессов, протекающих в подземных средах, выполнен анализ известных подходов к их созданию и применению в различных областях, выявлены ограничения этих устройств.

Ключевые слова

Микрофлюидика, моделирование, микромодель, пористые структуры

Теория

Изучение пористой структуры подземных сред представляет значительный интерес для нефтегазовой и химической отрасли. Понимание процессов движения потоков жидкости в поровом пространстве дает возможность решать сложные задачи, связанные с загрязнением подземных вод, пород и почв, расчетами объемной емкости резервуаров, определением эффективности закачки и извлечения подземных вод и полезных ископаемых.

Для анализа и характеристики пористых сред, наряду с лабораторными методами активно развиваются новые инструменты. На сегодняшний день широко используются методы визуального представления микротечений для исследования многофазного потока в подземных пористых средах с помощью 3D компьютерного моделирования, так называемого, цифрового ядра [1].

Важный научный и практический вклад в исследование пористых сред вносит технология микрофлюидики, позволяющая создавать искусственные физические модели (микромодели), имитирующие природные сети пор. Микрофлюидные устройства не только воспроизводят характерные особенности строения пористых материалов, но и позволяют наблюдать за динамикой жидкостей в реальном времени, что существенно расширяет возможности экспериментальных исследований.

Микрофлюидные устройства (Рисунок 1) характеризуются наличием микроразмерных структур и возможностью точного манипулирования малыми объемами жидкости [6].

Микрофлюидные устройства используются в различных областях, включая химический синтез, биологические анализы, экологический мониторинг, доставку лекарств и др. [13]. Технологии создания микрофлюидных устройств хорошо отработаны и позволяют формировать микроструктуры в различных материалах.

Целью работы являлось исследование потенциала использования микрофлюидных устройств для изучения процессов, протекающих в подземных средах, анализ известных подходов к их созданию и применению, а также выявление ограничений этих устройств.

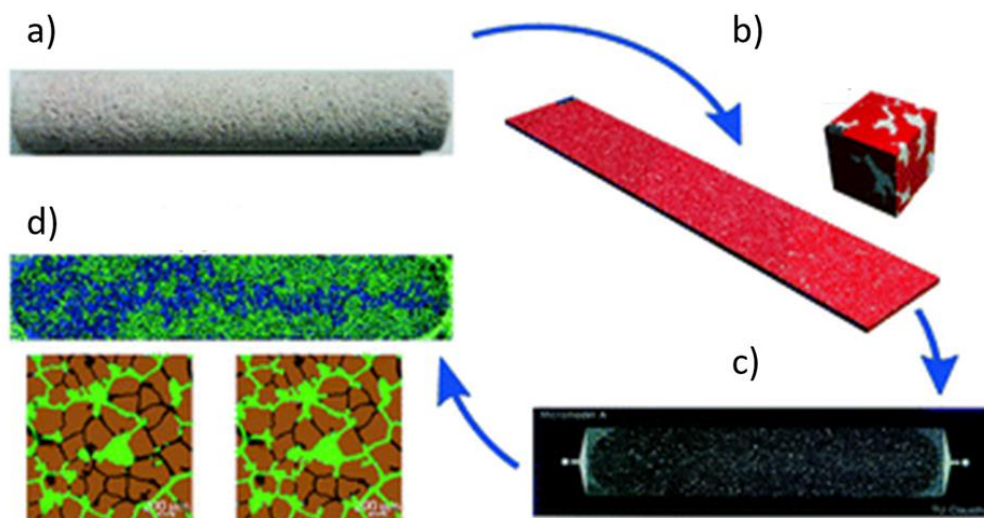


Рисунок 1. Создание и применение микрофлюидных устройств в задачах моделирования пористых структур подземных сред: а) визуализации подземной среды с высоким разрешением с помощью микроскопической компьютерной томографии (μ СТ); б) проектирование структур микромоделей; в) изготовление микрофлюидного устройства; г) моделирование процессов, протекающих в пористых структурах [5]

Использование микрофлюидных устройств для изучения подземных сред связано с созданием микромоделей, имитирующих природные пористые среды, структура которых может быть изучена с высоким разрешением, например, методом микроскопической компьютерной томографии (μ СТ). Микромоделей позволяет изучать поведение однофазных и двухфазных жидкостей во время процессов впитывания и дренажа, а также оценивать влияние смачиваемости и корреляцию между численным моделированием и экспериментальными наблюдениями.

Микромоделей можно классифицировать по геометрии и топологии их структур на три основные категории [8]:

- идеальные регулярные топологии, характеризующиеся идентичными размерами и формой структур;
- частично регулярные топологии, в которых геометрия структур различна, однако совокупно они образуют регулярный узор;
- нерегулярные топологии, структуры которых имеют случайное расположение, а размеры структур распределены статистически.

На рисунке 2 приведены примеры идеальной регулярной и нерегулярной топологий.

Основные области применения микрофлюидных устройств связаны с изучением восстановления грунтовых вод [3], процессов растворения [14], разделения дисперсных сред [15], подземного хранения различных газов [2, 4, 10, 11], повышения нефтеотдачи [9] и др. [12].

Микрофлюидные устройства позволяют получить наборы экспериментальных данных, которые подтверждают результаты численного моделирования и дают возможность создавать более точные и надежные численные модели [12]. При этом, численное моделирование дополняет эксперименты, поскольку позволяет отображать свойства жидкостей и их переноса,

которые трудно измерить экспериментальным путем, например, профили давления и скорости, концентрацию растворенных веществ и распределение минералов [18].

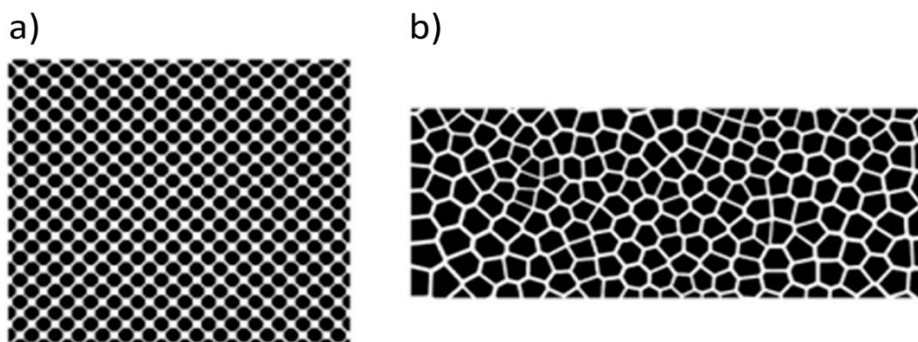


Рисунок 2. Примеры идеальной регулярной (а) и нерегулярной (б) топологий микромоделей [12]

К ограничениям микрофлюидных устройств можно отнести следующее.

1. Микроструктуры, создаваемые в микрофлюидных устройствах, имитируют естественные пористые структуры и связаны с упрощениями и качественными несоответствиями природным средам.

2. При использовании большинства методов изготовления микрофлюидных устройств крайне сложно добиться размеров каналов менее нескольких микрометров. При этом, метод мягкой литографии в совокупности с использованием таких материалов, как полидиметилсилоксан (PDMS), позволяет достичь субнанометровых размеров структур [16].

3. Свойства поверхностей микромоделей не в полной мере соответствуют природным пористым средам.

4. Микрофлюидные устройства, как правило, выполняются планарными, т.е. микромоделей являются двумерными. Степень корреляции между двумерными и трехмерными свойствами горных пород требует дальнейшего изучения [17]. Для преодоления этого ограничения были разработаны подходы, основанные на 2,5D- и 3D-печати [7].

Выводы

Микрофлюидные устройства могут быть использованы в качестве мощного инструмента для исследования явлений течения жидкости, происходящих в пористых структурах подземных сред. Они позволяют визуализировать физические и химические процессы, контролируемо изменять свойства материалов и поверхностей и проводить эксперименты с высокой повторяемостью. Их использование в совокупности с численным моделированием позволяет с хорошей степенью достоверности имитировать процессы, происходящие в пористых структурах подземных сред.

Библиография

1. Балашов В.А., Савенков Е.Б. Цифровой керн. Моделирование микротечений в поровом пространстве пород коллекторов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 7(91). С. 80-85.

2. Amarasinghe W., Farzaneh S., Fjelde I., Sohrabi M., Guo Y. A Visual Investigation of CO₂ Convective Mixing in Water and Oil at the Pore Scale Using a Micromodel Apparatus at Reservoir Conditions // *Gases*. 2021. Vol. 1. P. 53–67.
3. Browne C.A., Shih A., Datta S.S. Pore-scale flow characterization of polymer solutions in microfluidic porous media // *Small*. 2019. Vol. 16. Art. e1903944.
4. Datta S.S., Battiatto I., Fernø M.A., Juanes R., Parsa S., Prigiobbe V., Santanach-Carreras E., Song W., Biswal S.L., Sinton D. Lab on a chip for a low-carbon future // *Lab Chip*. 2023. Vol. 23. P. 1358–1375.
5. Gaol C.L., Wegner J., Ganzer L. Real structure micromodels based on reservoir rocks for enhanced oil recovery (EOR) applications // *Lab on a Chip*. 2020. Vol. 20. P. 2197.
6. Hajam M.I., Khan M.M. Microfluidics: a concise review of the history, principles, design, applications, and future outlook // *Biomater Sci*. 2024. Jan 16. Vol. 12, № 2. P. 218–251.
7. Ishutov S. Establishing framework for 3D printing porous rock models in curable resins // *Transp Porous Media*. 2019. Vol. 129. P. 431–448.
8. Karadimitriou N.K., Hassanizadeh S.M. A review of micromodels and their use in two-phase flow studies // *Vadose Zone J*. 2012. Vol. 11. Article vzj2011.0072.
9. Lei W., Liu T., Xie C., Yang H., Wu T., Wang M. Enhanced oil recovery mechanism and recovery performance of micro-gel particle suspensions by microfluidic experiments // *Energy Sci. Eng*. 2020. Vol. 8. P. 986–998.
10. Lysy M., Ersland G., Fernø M. Pore-scale dynamics for underground porous media hydrogen storage // *Adv. Water Resour*. 2022. Vol. 163. Art. 104167.
11. Massimiani A., Panini F., Marasso S.L., Vasile N., Quaglio M., Coti C., Barbieri D., Verga F., Pirri C.F., Viberti D. Design, Fabrication, and Experimental Validation of Microfluidic Devices for the Investigation of Pore-Scale Phenomena in Underground Gas Storage Systems // *Micromachines*. 2023. Vol. 14. Art. 308.
12. Massimiani A., Panini F., Marasso S.L., Cocuzza M., Quaglio M., Pirri C.F., Verga F., Viberti D. 2D Microfluidic Devices for Pore-Scale Phenomena Investigation: A Review // *Water*. 2023. Vol. 15. Art. 1222.
13. Niculescu A.G., Chircov C., Bîrcă A.C., Grumezescu A.M. Fabrication and Applications of Microfluidic Devices: A Review // *Int J Mol Sci*. 2021. Feb 18. Vol. 22, № 4. Art. 2011.
14. Poonoosamy J., Soulaire C., Burmeister A., Deissmann G., Bosbach D., Roman S. Microfluidic flow-through reactor and 3D Raman imaging for in situ assessment of mineral reactivity in porous and fractured porous media // *Lab Chip*. 2020. Vol. 20. P. 2562–2571.
15. Quaglio M., Frascella F., Marasso S.L., Cocuzza M., Viberti D., Amendola A., Carminati S., Pirri C.F. Design and Characterization of Microfluidic Devices for Water/Oil Separation // *Proceedings of the Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. Ravenna, Italy. 2019. P. 27–29.
16. Raj M.K., Chakraborty S. PDMS microfluidics: A mini review // *Journal of Applied Polymer Science*. 2020. Art. 48958.
17. Saxena N., Mavko G., Hofmann R., Srisutthiyakorn N. Estimating permeability from thin sections without reconstruction: Digital rock study of 3D properties from 2D images // *Comput. Geosci*. 2017. Vol. 102. P. 79–99.
18. Yiotis A., Karadimitriou N.K., Zarikos I., Steeb H. Pore-scale effects during the transition from capillary- to viscosity-dominated flow dynamics within microfluidic porous-like domains // *Sci. Rep*. 2021. Vol. 11. Art. 3891..

***Предложения по совершенствованию водогазового воздействия в условиях
месторождения Р***

***Горелкина Е.И.* (РУДН им. Патриса Лумумбы, МГРИ, РАЕН,
Gorelckina.Evgenia@yandex.ru)***

Аннотация

Рассмотрены данные проекта водогазового воздействия на месторождении Р. Анализ показателей разработки указал на наличие несовершенств в проекте внедрения ВГВ. Анализ технических характеристик устройства для получения и закачки водогазовой смеси показал, что по причине несовершенства составных частей устройства велики гидравлические потери. Это приводит к расслаиванию водогазовой смеси в процессе закачки. Предложена схема нового устройства, применение которого позволит достичь проектных показателей.

Ключевые слова

Заводнение, повышение нефтеотдачи, водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы

Теория

Заводнение является эффективным методом поддержания пластового давления, который применяется во всём мире. Несмотря на накопленный опыт, данная технология не лишена ряда недостатков, для устранения которых рекомендуется соблюдать рекомендации [1-13]. В частности, в воду можно добавлять различные химические реагенты и/или газ [8-10].

Водогазовое воздействие, представляющее собой закачку мелкодисперсной смеси воды и газа (ВГС), является перспективным способом увеличения нефтеотдачи, который показывает большую эффективность в сравнении с заводнением. Применение нефтяного, выхлопных, дымовых газов также способствуют их полезному использованию и сокращению объёмов сжигаемого ПНГ. Известные технические устройства и их характеристики приведены в таблице 1.

В настоящий момент реализуется проект водогазового воздействия на месторождении Р. Техническое устройство, применяемое для получения и нагнетания ВГС в пласт, содержит блоки для подготовки и подачи газа и воды. Газ и вода нагнетаются в струйные диспергирующие устройства (СДУ), на выходе из которых установлено устройство для увеличения дисперсности ВГС. Перед насосом для нагнетания воды предусмотрена линия подачи химреагентов из блока дозирования – для ингибирования гидратообразования и коалесценции газовых пузырьков. В качестве газовой компоненты ВГС отбирается газ из высоконапорных пластов. Продукция газовых скважин поступает в блок подготовки, где газ сепарируется от попутной жидкости и подготавливается для нагнетания в СДУ. Также система снабжена устройствами контроля давлений, расходов и задвижками.

Данная установка имеет следующие недостатки:

1. Давления, развиваемого СДУ, недостаточно для получения устойчивой водогазовой смеси с необходимым газосодержанием.
2. Система может успешно эксплуатироваться при наличии источника высоконапорного газа; при продолжительном отборе газа пластовое давление падает, что не позволяет обеспечивать необходимое газосодержание смеси и функционирование схемы.

Таблица 1. Технические решения для закачки водогазовых смесей в пласт

Параметры	Эжекторная технология АО «РИТЭК»	Бустерно-компрессорные технологии АО «РИТЭК», «НК Башнефть» и др.	Компрессорные технологии Statoil (Equinor), Conoco-Phillips и др.	<i>Предлагаемая технология – НЭС с дожимным насосом</i>
Надежность	Высокая	Низкая	Низкая	Высокая
Развиваемое давление	Среднее	Высокое	Высокое	Высокое
Расход жидкости	Низкий	Низкий	Средний	Высокий, нет ограничений
Необходимость подготовки газа	Нет	Нужна во многих случаях	Нужна	Подготовка газа не требуется
Требуемое начальное давление газа	Высокое	Среднее	Среднее	Можно работать даже при вакууме на приеме эжектора
Подавление коалесценции пузырьков	Слабое	Слабое	Слабое	Сильное
Гидравлические потери при закачке смеси	Высокие	Высокие	Высокие	Низкие
Период монтажа и запуска в эксплуатацию	Короткий	Длительный	Длительный	Короткий
Подготовка персонала к работе с оборудованием	Дополнительная подготовка не требуется	Требуется дополнительная подготовка	Требуется дополнительная подготовка	Дополнительная подготовка не требуется
Стоимость различных решений для конкретных условий, руб.	25-60 млн	Более 100 млн	Более 200 млн	От 5 до 60 млн

3. Многочисленные источники содержат данные о рациональном газосодержании ВГС в пластовых условиях $\beta_{пл}$, которое стремится к значениям 15 – 20 %. Учитывая

постепенное уменьшение давления газа, поступающего из газового пласта, значение $\beta_{пл}$ снижается, что снижает эффективность ВГВ.

4. Закупка химических реагентов и последующее отделение реагентов от скважинной продукции требует увеличения стоимости проекта ВГВ.

5. Конструкция установки включает устройство для увеличения дисперсности и НКТ (текущий диаметр), являющиеся факторами, увеличивающими гидравлические потери.

В связи с указанными недостатками для повышения эффективности процесса закачки предлагается насосно-эжекторная технология реализации ВГВ, рассчитанная для условий выбранного объекта. В качестве диспергирующего устройства предлагается жидкостно-газовый эжектор, позволяющий, помимо диспергирования, повысить давление перекачиваемой смеси. Также необходимо установить дожимной насос на выходе из эжектора. Насос увеличит дисперсность ВГС и направит её в ствол нагнетательной скважины с необходимым расчётным давлением.

В качестве газовой компоненты можно использовать природный газ, нефтяной газ, отбираемый из продукции добывающих скважин, а также газ из затрубных пространств скважин и дымовые газы.

Методы предупреждения гидратообразования:

1. Ингибирование (метанол) – большой расход, ядовитое вещество.
2. ПАВ, ингибирующие выпадение гидратов
3. Нагрев (греющий кабель) – применим для отдельных скважин, высокие эксплуатационные затраты (45 кВт, длина кабеля не менее 1000 м).
4. Использование соленой воды (растворенные соли – электролиты являются ингибиторами образования гидратов) – наиболее перспективный способ.

Закачиваемая вода обладает высокой минерализацией, что позволяет исключить необходимость добавления ПАВ, подавляющих коалесценцию пузырьков и гидратообразование. Рекомендуются также увеличить диаметр НКТ для существенного снижения гидравлических потерь.

Предложенная компоновка устройства представлена на рисунке 1.

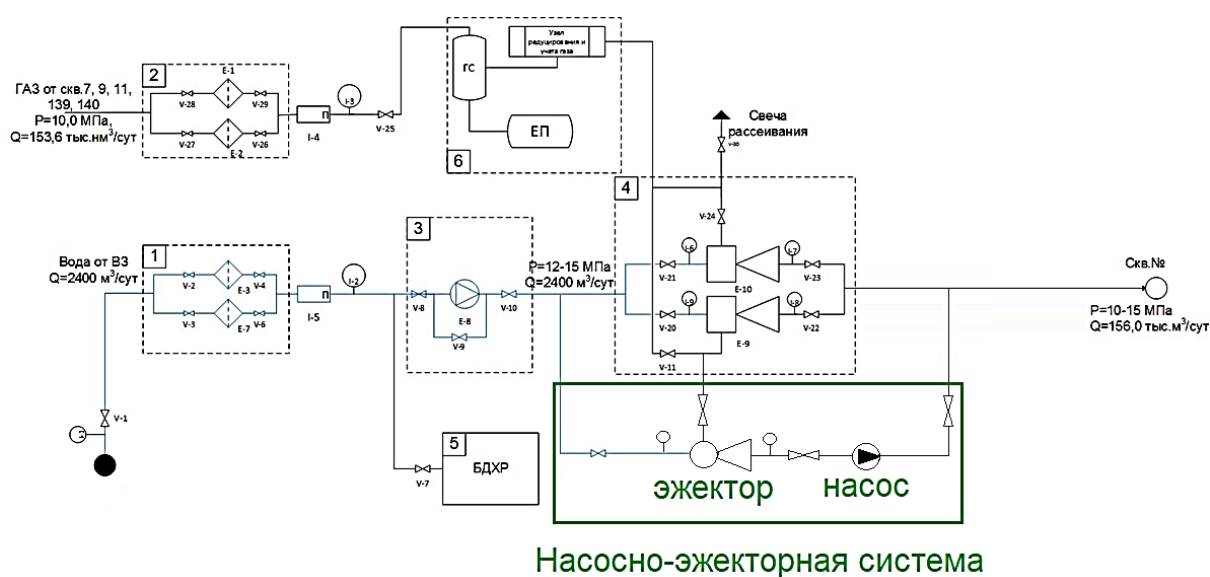


Рисунок 1. Предлагаемая схема устройства для условий месторождения Р

Выводы

Для повышения эффективности процесса закачки предлагается насосно-эжекторная технология реализации ВГВ, рассчитанная для условий выбранного объекта.

В качестве диспергирующего устройства предлагается жидкостно-газовый эжектор, позволяющий, помимо диспергирования, повысить давление перекачиваемой смеси.

Необходимо установить дожимной насос на выходе из эжектора. Насос увеличит дисперсность и давление ВГС.

В качестве газовой компоненты можно использовать природный газ, нефтяной газ, отбираемый из продукции добывающих скважин, а также газ из затрубных пространств скважин и дымовые газы.

Закачиваемая вода обладает высокой минерализацией, что позволяет исключить необходимость добавления ПАВ, подавляющих коалесценцию пузырьков и гидратообразование.

Рекомендуется увеличить диаметр НКТ для существенного снижения гидравлических потерь.

Библиография

1. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
2. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
3. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
4. Патент 2149256 С1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Заявка № 99126412/03.
5. Патент 2119580 С1. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Заявка № 97109101/03.
6. Патент 2095548 С1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Заявка № 97104539/03.
7. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
8. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery / Gumersky Kh.Kh. and al. // European Petroleum Conference (EUROPEC). 2000. С. 499-504.
9. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO₂ gas / Bakhtiyarov S.I. and al. // SPE Production and Operations Symposium. 2007. С. 478-482.
10. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO₂ in EOR technology / Bakhtiyarov S.I. and al. // 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007, 2007. С. 1583-1589.
11. Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
12. Способ разработки нефтяной залежи // Патент RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
13. High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor / Panakhov G.M. // Petroleum Science and Technology. 2024. С. 2157010.

Исследование устойчивости водогазовых смесей с различным составом закачиваемого газа для технологий водогазового воздействия на пласт

***Горелкина Е.И.* (РУДН им. Патриса Лумумбы, МГРИ, РАЕН,
Gorelckina.Evgenia@yandex.ru)***

Аннотация

Поиск эффективного способа поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи с продлением срока рентабельной разработки остаётся актуальной задачей. Перспективным методом, имеющим преимущества перед более широко распространённым методом – заводнением – является водогазовое воздействие (ВГВ) (закачка мелкодисперсной водогазовой смеси). Несмотря на кажущуюся простоту, технология не получила широкого применения, т.к. многие проблемы, связанные с реализацией, остаются неисследованными.

Насосно-эжекторные системы показали свою эффективность при решении многих нефтегазопромысловых задач. В частности, с применением насосно-эжекторных систем можно получать и закачивать водогазовые смеси в широком диапазоне промысловых условий.

Одним из ключевых факторов, от которых зависит успешность применения ВГВ, является стабильность водогазовой смеси. В свою очередь на стабильность влияют составы воды и газа.

Наблюдения за свойствами водогазовых смесей, в состав которых входят азот или углекислый газ, показали, что смесь с азотом обладает большей устойчивостью. Для получения стабильной смеси с углекислым газом необходимо изменить состав воды или внешнее давление таким образом, чтобы свойства водогазовой смеси изменились до приемлемых для закачки в нефтенасыщенный пласт.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, подавление коалесценции газовых пузырьков

Теория

Несмотря на многочисленный опыт внедрения технологии заводнения на отечественных и зарубежных промыслах сохраняется тревожная тенденция недостижения проектных КИН и быстрого обводнения добывающих скважин, что следует из ряда причин технологического и технического характера [1-10]; это отрицательно сказывается на рентабельности процесса разработки.

Многочисленные публикации указывают на актуальность проблемы увеличения эффективности добычи углеводородов. Компании инвестируют средства в разработку новых и совершенствовании имеющихся методов воздействия на пласты, при этом решающим фактором, который влияет на принятие решения о внедрении конкретного метода, является прибыль предприятия.

В связи с указанными причинами приобрели популярность водогазовые технологии. Известны несколько модификаций водогазового воздействия по технологическому критерию (последовательная, попеременная – WAG, попеременная закачка воды и газа с чередованием оторочек раствора ПАВ – FAWAG, чередующиеся закачки газа и растворов ПАВ – SAG, попеременное нагнетание воды и пара – WASP, одновременная – SWAG закачка воды и газа или закачка растворов химических реагентов с генерацией углекислого газа в пласте), по

техническому критерию (бустерные, компрессорные эжекторные и насосно-эжекторные технологии – для реализации WAG и SWAG), по способу взаимодействия газовой фазы с жидкими флюидами в пластовых условиях (смешивающееся и несмешивающееся вытеснение), а также по составу применяемого газового агента (закачка природного, нефтяного, углеводородных, дымовых, выхлопных газов, азота, углекислого газа (SWAG-CO₂)). Создание пенной структуры зачастую применяется на месторождениях во всём мире, что позволяет увеличить коэффициент охвата. Данная группа методов характеризуется положительными характеристиками заводнения и снижает его негативные последствия.

Насосно-эжекторные системы показали свою эффективность при решении многих нефтегазопромысловых задач. В частности, с применением насосно-эжекторных систем можно получать и закачивать водогазовые смеси в широком диапазоне промысловых условий (реализовывать водогазовое воздействие). Простая насосно-эжекторная система содержит эжектор для откачки газа и насос, нагнетающий воду в сопло эжектора. Также такое устройство содержит регулирующие устройства и приборы для измерения режимных параметров (давление, расход каждой фазы и водогазовой смеси на выходе из эжектора). Для увеличения давления нагнетания смеси рекомендуется снабжать систему дополнительным – дожимным насосом, как это показано на рисунке 1.

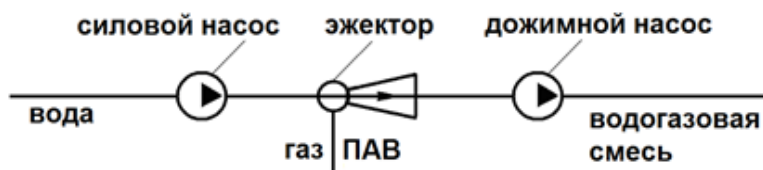


Рисунок 1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы

Для большей эффективности внедрения необходимо понимание природы взаимодействия пузырьков газа при закачке водогазовой смеси, а также при взаимодействии с пластовыми флюидами и пористой проницаемой структурой при различных температурах, давлениях, минерализации и возможном добавлении ПАВ.

На практике закачки водогазовых смесей в пласт необходимо оценивать устойчивость получаемой водогазовой смеси, чтобы предотвратить негативное влияние пенной структуры на призабойную зону нагнетательных скважин. С этой целью сопоставлены результаты экспериментов при пропускании потоков азота и углекислого газа.

Выбор данных газов обусловлен тем, что азот и углекислый газ являются компонентами попутного нефтяного газа – газового агента, который наиболее привлекателен при принятии решения о внедрении газовых и водогазовых методов.

В экспериментальной установке предусмотрена колонка с жидкостью (техническая вода), баллоны с газами (баллоны подсоединяются в соответствующих сериях экспериментов), барботёр для пропускания газа сквозь колонку в виде пузырьков газа. Более подробно схема описана в [16]. В системе предусмотрено изменение давления в системе таким образом, чтобы исследовать влияние давления на свойства водогазовых смесей.

Поток газа пропускался сквозь колонку, после чего измеряется время, за которое столб водогазовой смеси осядет на половину. Давления закачки соответствуют давлениям, которые формируются на выходе жидкостно-газового эжектора в процессах водогазового воздействия.

Согласно полученным данным, минерализационный состав воды способствует подавлению коалесценции газовых пузырьков. Увеличение максимального давления в

исследуемом диапазоне по сравнению с проведёнными ранее экспериментами позволило увеличить расход газа до 3 л/с.

Смесь, в составе которой присутствовал азот, обладает большей устойчивостью, чем углекислотная смесь. Это указано на графиках на рисунке 2.

Более устойчивая смесь будет иметь меньшую степень расслоения в процессе закачки; такой закачиваемый состав снижает требования к минерализации используемой воды либо концентрации пенообразующего ПАВ. При этом, как известно, азот имеет меньшую растворимость в органических растворителях по сравнению с углекислым газом, а значит вероятность достижения смешивающегося вытеснения в пластовых условиях снижается.

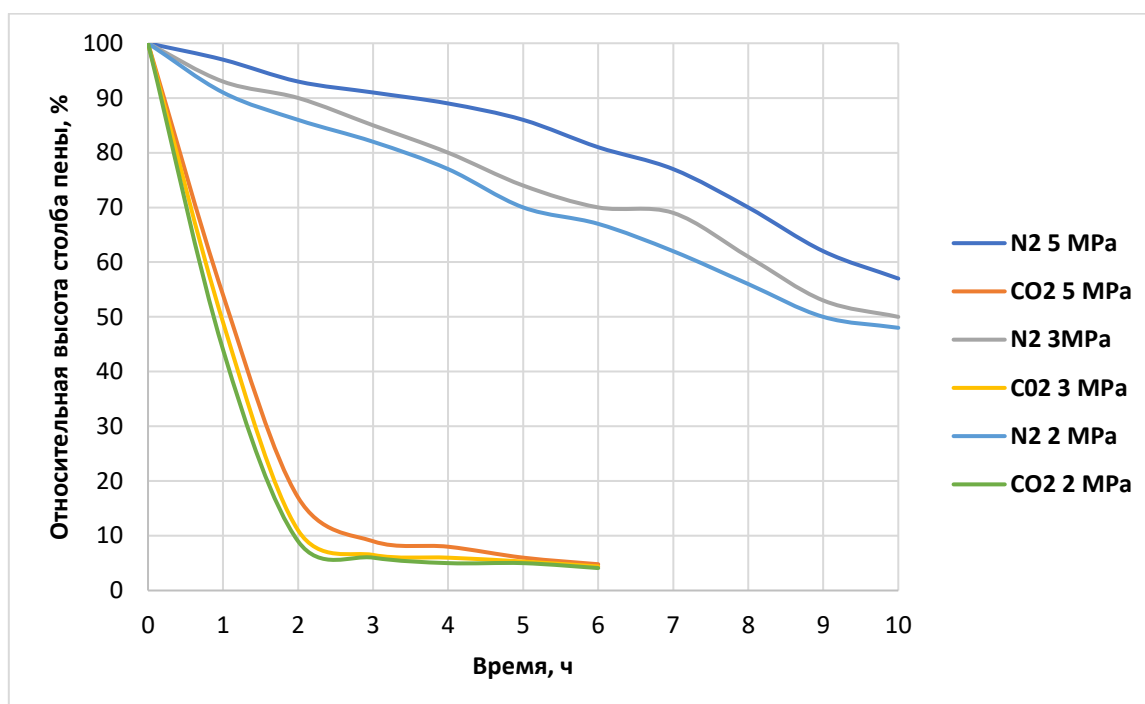


Рисунок 2. Зависимость устойчивости водогазовой смеси от величины внешнего давления при закачке углекислого газа и азота

Для успешного внедрения и расширения области применения ВГВ рекомендуется реализовать дальнейшие исследования в области свойств водогазовых смесей с такой степенью дисперсности и давлениями нагнетания, которые рекомендованы для закачки мелкодисперсных водогазовых смесей в пласт.

Выводы

Свойства водогазовой смеси напрямую влияют на успешность закачки смеси в пласт. Давление закачки оказывает положительное влияние на степень устойчивости смеси, однако состав газа в большей мере сказывается на её свойствах. Полученные результаты и приведённые в работе рекомендации позволят тиражировать технологию ВГВ на отечественных и зарубежных промыслах.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Автор выражает благодарность за научные консультации и неоценимый вклад в работу своему научному руководителю – профессору, д.т.н. Дроздову А.Н. и д.т.н., профессору Шахвердиеву А.Х. – за мотивацию и ценные советы.

Библиография

1. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода / Шахвердиев А.Х. и др.// Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44-47.
2. Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
3. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I. and al.// ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting, 2006, FEDSM2006. Miami, 2006. С. 1487-1492.
4. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др.// Патент на изобретение RU 2244110 C1, 10.01.2005. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002.
5. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов / Максимов М.М. и др.// Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19-23.
6. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др.// Патент RU 2095548 C1, 10.11.1997.
7. Патент RU 2142557 C1. Способ разработки нефтяной залежи / Джафаров И.С. и др. // 10.12.1999.
8. Патент RU 2105136 C1. Способ определения местоположения застойных и слабодренируемых зон нефтяной залежи / Максимов М.М. и др. // 20.02.1998.
9. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ / Панахов Г.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90-95.
10. Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 104-109.
11. Способ гидроразрыва пласта // Патент на изобретение RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
12. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
13. Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2019. Т. 40. № 10. С. 1695-1710. DOI: 10.1134/S1995080219100226
14. Shestopalov Y. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems // Symmetry. 2021. Т. 13. № 10.
15. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58-63.
16. Study of suppression of gas bubbles coalescence in the liquid for use in technologies of oil production and associated gas utilization / Drozdov A.N. and al. // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 2017. С. 187741.

Методика измерения расходов водогазовых смесей, закачиваемых в нагнетательные скважины в процессе водогазового воздействия на пласт

**Горелкина Е.И.* (РУДН им. Патриса Лумумбы, МГРИ, РАЕН,
Gorelckina.Evgenia@yandex.ru)**

Аннотация

Предложена методика измерения расходов водогазовых смесей, закачиваемых в нагнетательные скважины в процессе водогазового воздействия на пласт с применением насосно-эжекторных систем. Данная методика и предлагаемые устройства позволяют решить проблему отсутствия индивидуальных замеров и регулирования расходов смеси при закачке в несколько нагнетательных скважин.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, диафрагмы

Теория

Лабораторные исследования и опыт внедрения на промыслах доказывают эффективность водогазового воздействия с целью увеличения нефтеотдачи [1]. Его бесспорным преимуществом по сравнению с классическим заводнением [2-9] является увеличение охвата пласта за счёт большей проницаемости водогазовой смеси по сравнению с проницаемостью воды.

В 2015 году впервые в мире было реализовано ВГВ с применением насосно-эжекторной системы (НЭС), разработанной Дроздовым А.Н. и Дроздовым Н.А. и изготовленной специалистами АО «Новомет-Пермь». Предусмотренное резервное насосное и эжекторное оборудование позволили обеспечить работоспособность системы при отказе какого-либо элемента [1].

Согласно схеме на рис. 1, закачка велась в 11 нагнетательных скважин объекта, при этом расход закачиваемой смеси для каждой скважины не контролировался. Предлагалось вмонтировать в НЭС устройства компании «Ультрафлоу», однако идея была отвергнута на стадии рассмотрения ввиду дороговизны устройств.

В работах [10] была показана возможность измерения расхода водо-газовой смеси в широком диапазоне объёмных газосодержаний β (от 0,2 до 0,98) с помощью простых сужающих устройств – диафрагм. При этом объёмный расход смеси Q_0 можно определить по формуле (1).

$$Q_0 = k\mu F \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_c}}, \quad (1)$$

где k – поправочный множитель, зависящий от β , модуля диафрагмы m (отношения площади отверстия диафрагмы к площади внутреннего поперечного сечения трубопровода), относительного перепада давления и свойств смеси;

μ – коэффициент расхода диафрагмы;

F – площадь отверстия диафрагмы, m^2 ;

ΔP – перепад давления при истечении смеси через диафрагму, Па;

ρ_c – расходная плотность смеси, kg/m^3 .

При $m \geq 0,5$ и газосодержаниях β от 0 вплоть до 0,4 – 0,6 значения поправочного множителя k близки к единице. Следовательно, для применения в технологии водогазового воздействия, где рациональные значения газосодержания β составляют в большинстве случаев 0,15 – 0,4, при использовании диафрагм с модулями m более 0,5 можно привести формулу (4.1) к более простому виду:

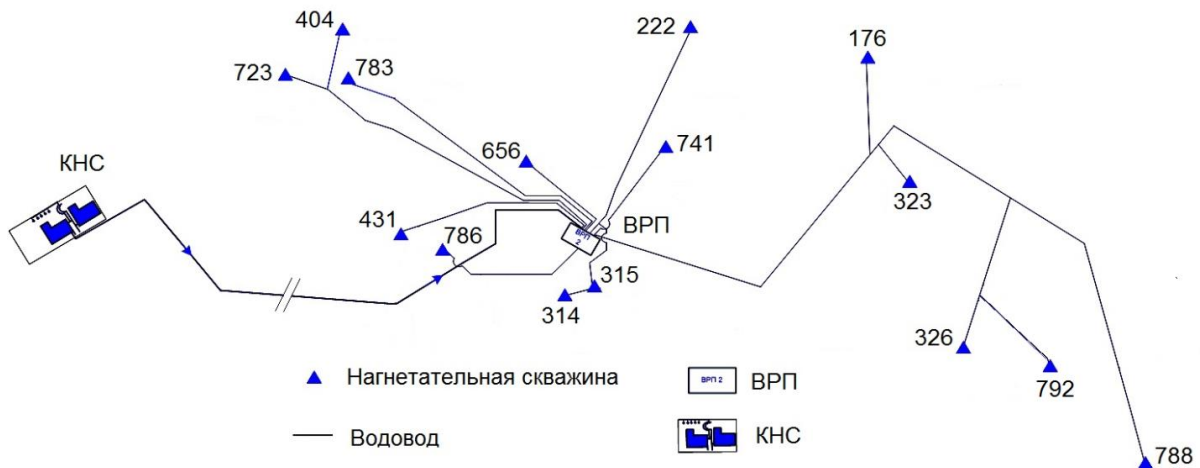


Рисунок 1. Схема расположения водоводов и нагнетательных скважин ВРП-2 [1]

$$Q_o = \mu F \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_c}}. \quad (2)$$

Основная трудность при этом заключается в определении значения расходной плотности смеси ρ_c , поскольку при истечении через диафрагму с увеличением ΔP всё сильнее проявляется разница ускорений между отдельными фазами.

Однако при закачке водогазовой смеси с подавленной коалесценцией газовых пузырьков структура смеси является пузырьковой эмульсионной. Упомянутой выше разницей ускорений фаз при этом можно пренебречь. Подавления коалесценции можно достичь различными способами: применением растворов солей-электролитов, пенообразующих ПАВ, повышением избыточного давления.

Следовательно, можно достаточно просто и точно измерить расходы смеси $Q_1, Q_2 \dots Q_i, \dots Q_{i+1}, \dots Q_n$, поступающей в n нагнетательных скважин участка воздействия, с помощью n диафрагм. Предварительно необходимо определить площади отверстий и коэффициенты расхода диафрагм. В процессе исследований замеряются перепады давления при истечении через диафрагмы водогазовой смеси, при этом расходы смеси $Q_1, Q_2 \dots Q_i, \dots Q_{i+1}, \dots Q_n$ находятся из решения уравнений (3 – 5).

$$Q = Q_v + Q_\Gamma, \quad (3)$$

$$Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_i + \dots + Q_n, \quad (4)$$

$$\frac{Q_i}{Q_{i+1}} = \frac{\mu_i F_i \sqrt{\Delta P_i}}{\mu_{i+1} F_{i+1} \sqrt{\Delta P_{i+1}}}, \quad (5)$$

где $Q_1, Q_2 \dots Q_i, \dots Q_{i+1}, \dots Q_n$ – расходы смеси в первую, вторую, ..., i -ую, ..., n -ую нагнетательные скважины;

Q – общий расход смеси, закачиваемой в n нагнетательных скважин, м³/с;

Q_v – общий расход воды, закачиваемой в n нагнетательных скважин, м³/с;

Q_g – общий расход газа, закачиваемого в n нагнетательных скважин, м³/с;

μ_i – коэффициент расхода i -ой диафрагмы;

F_i – площадь проходного сечения i -ой диафрагмы, м²;

μ_{i+1} – коэффициент расхода $i+1$ -ой диафрагмы;

F_{i+1} – площадь проходного сечения $i+1$ -ой диафрагмы, м²;

ΔP_i – перепад давления при истечении смеси через i -ую диафрагму, МПа;

ΔP_{i+1} – перепад давления при истечении смеси через $i+1$ -ую диафрагму, МПа.

При равенстве площадей и коэффициентов расхода диафрагм расходы смеси, поступающей в n нагнетательных скважин, рассчитываются из уравнений (3, 6, 7).

$$Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_i + \dots + Q_n, \quad (6)$$

$$\frac{Q_i}{Q_{i+1}} = \frac{\sqrt{\Delta P_i}}{\sqrt{\Delta P_{i+1}}}. \quad (7)$$

В частном случае при закачке в две нагнетательные скважины расходы смеси находят из решения уравнений (3, 8, 9):

$$Q = Q_1 + Q_2, \quad (8)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\sqrt{\Delta P_1}}{\sqrt{\Delta P_2}}, \quad (9)$$

где Q_1, Q_2 – расходы смеси в первую и вторую нагнетательные скважины, м³/с;

Q – общий расход смеси, закачиваемой в две нагнетательные скважины, м³/с;

Q_v – общий расход воды, закачиваемой в две нагнетательные скважины, м³/с;

Q_g – общий расход газа, закачиваемого в две нагнетательные скважины, м³/с;

ΔP_1 – перепад давления при истечении смеси через первую диафрагму, МПа;

ΔP_2 – перепад давления при истечении смеси через вторую диафрагму, МПа.

Расходы смеси, закачиваемой в нагнетательные скважины, при этом регулируют вентилями после прохождения смеси через диафрагмы.

Выводы

Предложенная методика позволит увеличить эффективность ВГВ при внедрении на промыслах. Использование диафрагм в составе насосно-эжекторных систем удешевит стоимость технологии по сравнению с иными устройствами, применяемыми для контроля расхода закачиваемой смеси.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Автор выражает благодарность за научные консультации и неоценимый вклад в работу своему научному руководителю – профессору, д.т.н. Дроздову Александру Николаевичу,

учёным и специалистам МГРИ и РАЕН – за организацию мероприятия и предоставленную возможность участия.

Библиография

1. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. – Москва: РУДН, 2019. – 160 с.
2. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода / Шахвердиев А.Х. и др.// Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44-47.
3. Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
4. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I. and al. // ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006. С. 1487-1492.
5. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов / Максимов М.М. и др.// Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19-23.
6. Патент на изобретение RU 2125154 C1. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // 20.01.1999. Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997.
7. Патент RU 2095548 C1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др. // 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
8. Патент RU 2244110 C1. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // 10.01.2005. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002.
9. Патент RU 2123586 C1. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // 20.12.1998. Заявка № 97109102/03 от 16.06.1997.
10. Измерение расхода жидкости и газа в потоке газожидкостной смеси / Лисин Ю.В. и др. // Приборы и системы управления. 1972. № 5. С. 52-54.

Опыт водогазового воздействия на шельфовых месторождениях

***Дроздов А.Н. (РГУНГ им. И.М. Губкина, РУДН им. Патриса Лумумбы, МГРИ,
Drozdov_AN@mail.ru),***

***Горелкина Е.И.* (РУДН им. Патриса Лумумбы, МГРИ, РАЕН,
Gorelckina.Evgenia@yandex.ru)***

Аннотация

Водогазовое воздействие – метод, зарекомендовавший себя как эффективный способ увеличения нефтеотдачи. Помимо успешных проектов известны случаи внедрения, при которых не было достигнуто проектных показателей, что объясняется причинами технологического и технического характера.

В данной работе приводятся примеры внедрения ВГВ на зарубежных промыслах шельфовых месторождений. Расположение объектов обуславливает выбор закачиваемых агентов (морскую воду и нефтяной газ). Проанализированы осложнения, с которыми сталкиваются специалисты на этапе проектирования проекта ВГВ и непосредственно при внедрении.

Ключевые слова

Заводнение, водогазовое воздействие, нефтяной газ, насосно-эжекторные системы, минерализация закачиваемой воды, подавление коалесценции газовых пузырьков

Теория

Низкая нефтеотдача, высокая обводнённость многих месторождений, ввод в эксплуатацию месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) [1-5], а также ущерб, наносимый окружающей среде при сжигании попутного газа на факелах месторождений, обуславливают актуальность исследований методов увеличения нефтеотдачи, а также способов их реализации. Водогазовое воздействие (ВГВ) с применением насосно-эжекторных систем (НЭС) является перспективным методом увеличения нефтеотдачи, который может быть реализован при разработке залежей различного геолого-геофизического строения как на вводимых в разработку объектах, так и при разработке остаточных запасов.

Одним из ключевых параметров успешного ВГВ является степень подавленной коалесценции пузырьков газа в составе водогазовой смеси.

Давление – фактор, оказывающий непосредственное влияние на подавление коалесценции. При увеличении внешнего давления снижается газосодержание, и вероятность столкновения пузырьков в жидкости снижается. Правильный расчёт давления нагнетания смеси и выбор технического устройства позволят развить необходимое давление, что способствует подавлению коалесценции в процессе закачки смеси по водоводам.

Данные фильтрационных исследований кернов различных промысловых объектов показали, что при вытеснении остаточных запасов водогазовой смесью максимальный Кин может быть достигнут в случае, когда газосодержание смеси в пластовых условиях стремится к значениям 13–20%. Для внедрения ВГВ рекомендуется проводить фильтрационные исследования для определения области рациональных газосодержаний для условий конкретного промысла. Снижение газосодержания нецелесообразно ввиду низкой эффективности ВГВ.

Добавление некоторых электролитов способствует подавлению коалесценции пузырьков газа. Обнаружено, что для каждой критической концентрации (концентрация электролита, при повышении которой эффект подавления коалесценции прекращается) существуют значения предельного расхода газа. Наличие предельной концентрации показывает, что существует область рациональных минерализаций, в пределах которой при повышении минерализации эффект подавления коалесценции усиливается. Подавлению коалесценции способствует увеличение давления в системе [6]. Важность изучения поведения газовых пузырьков в жидкости при влиянии комплекса внешних факторов объясняется следующим образом: закачка водогазовой смеси предотвращает образование газовых пробок в залежи.

SWAG-technology – так в западной литературе именуется технология закачки водогазовой смеси.

Пилотный проект SWAG реализован на шельфовом месторождении Неера – месторождении, содержащем крупные запасы углеводородов. Месторождение разрабатывалось с 1990 г. на режиме истощения, что привело к падению давления в пласте с 143 атм до 86 атм. После периода выработки запасов, когда фиксировалось резкое снижение пластового давления, разработка реализовывалась с применением заводнения. Заводнение почти в два раза позволило увеличить объём отбора нефти, однако после увеличения дебитов по нефти был зафиксирован рост обводнённости продукции [7]. Вероятнее всего, произошёл преждевременный прорыв воды в связи с неустойчивостью фронта вытеснения в переходной зоне [8,9]. Это обострило необходимость выбора метода увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи. Расположение скважин объекта отражено на выкопировке из карты (рис. 1).

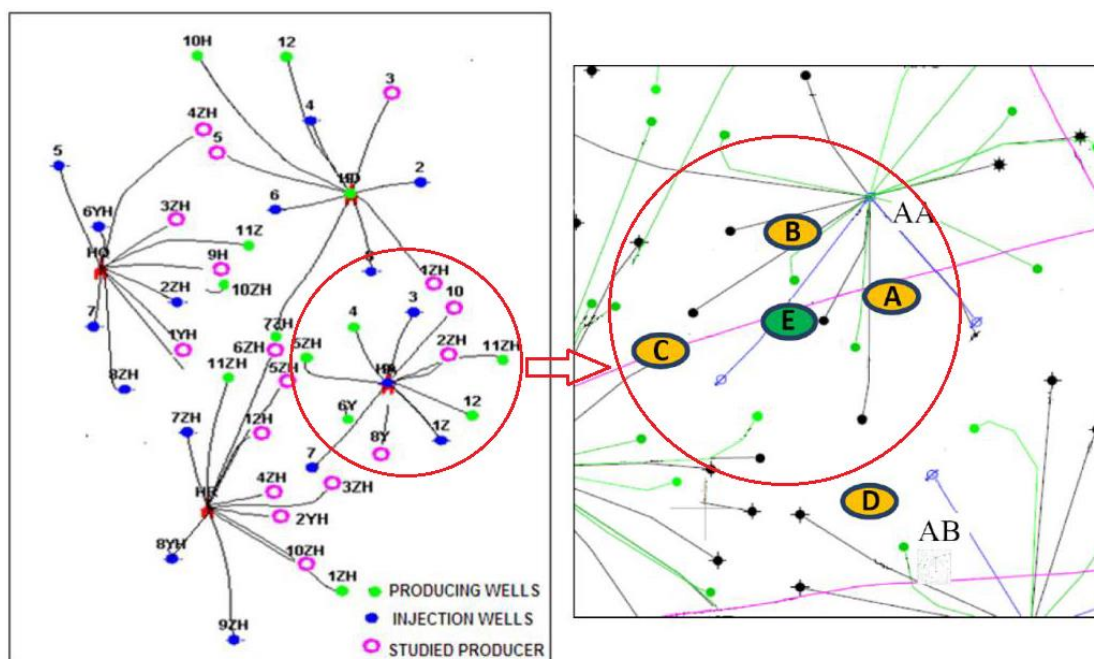


Рисунок 1. Схема участка пилотного проекта на Неера [7]

Анализ результатов пилотного проекта показал, что на Неера вода и газ прорвались по проницаемым участкам, внедрение ВГВ не привело к существенному приросту КИН. Учёные выдвигали предположения, что расслоение смеси не приведёт к существенному снижению эффективности ВГВ, что объясняется особенностями фильтрации газа через пласт – пористую структуру (предполагалось, что при попадании в коллектор, газовая фаза будет диспергироваться). Полученные промысловые результаты указали на ошибочность данного мнения.

FAWAG – иная модификация ВГВ, которая предполагает закачку оторочек воды, газа и раствора пенообразующего поверхностно-активного вещества (ПАВ).

Проект FAWAG внедрён на одном из шельфовых месторождений Малайзии [10]. В [10] предложено применять смесь наночастиц и растворов пенообразующих ПАВ: пенообразователь образует водогазовую пену, при этом наночастицы (оксиды металлов) увеличивают устойчивость пены.

Данные экспериментов о применимости наночастиц и пенообразующих ПАВ с целью получения стабильной водогазовой смеси имеют теоретический интерес с точки зрения развития технологии получения смесей с подавленной коалесценцией. Однако при проектировании водогазового воздействия целесообразно провести лабораторные исследования, чтобы получить зависимость характеристики вытеснения с планируемым составом вытесняющего агента при текущей проницаемости пласта. В случаях низкой проницаемости добавление твёрдых частиц или ПАВ может привести к резкому снижению и прекращению приемистости нагнетательных скважин. Также необходимо отметить: добавление ПАВ или наночастиц увеличивает стоимость проекта ВГВ.

На шельфовом месторождении Siri (Дания) внедрено ВГВ – закачка водогазовой смеси посредством компрессорной установки [11]. На данном объекте рассматривались варианты внедрения WAG и SWAG. Исследование изменения проницаемости для закачки водогазовой смеси и чередующихся оторочек воды и газа показали, что WAG более практичен в связи с техническими сложностями, которые возникают при применении компрессоров. Тем не менее, при реализации WAG неизбежно падение приемистости и возникновение гидроразрыва пласта в зоне нагнетательных скважин.

Выводы

Своевременное предупреждение осложнений, возникающих при внедрении ВГВ, способствует более активному внедрению данной технологии. Стоит отметить, что использование попутного газа позволяет кратно сократить объёмы его нерационального использования, увеличить нефтеотдачу и прибыль компаний-разработчиков. Закачка водогазовой смеси рационального состава, а также правильный выбор технического устройства и параметров его эксплуатации во многих случаях позволит отказаться от закупки дополнительных химических реагентов (и технологий отделения данных реагентов от добываемой продукции) также делает технологию более привлекательной для компаний-разработчиков.

Библиография

1. Рыбицкая Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65-68.
2. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов / Максимов М.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19-23.

3. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др. // Патент RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
4. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Шахвердиев А.Х., Арэфьев С.В., Давыдов А.В. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
5. Патент на изобретение RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
6. Study of suppression of gas bubbles coalescence in the liquid for use in technologies of oil production and associated gas utilization / Drozdov A.N. and al. // SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. 2017. P. 187741.
7. New power in production logging / Rounce J. and al. // SPE 53239. – 1999.
8. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
9. Способ разработки нефтяной залежи / Сулейманов Б.А. и др. // Патент RU 2125154 C1, 20.01.1999. Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997.
10. Creation of Insitu EOR Foams by the Injection of Surfactant in Gas Dispersions – Lab Confirmation and Field Application / Ocampo A. and al.// SPE Improved Oil Recovery Conference, SPE-190219-MS
11. SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data / L.I. Berge, J.A. Stensen, B. Crapez [and al.] // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.

Комплексный подход при разработке низкопроницаемых коллекторов на примере ачимовских пластов

***Мажренова Т.Т.* (МГРИ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, tmazhrenova@inbox.ru),
Маркова М.М. (МГРИ, Maya2906@yandex.ru)***

Аннотация

В данной работе будут рассмотрены особенности строения и разработки низкопроницаемых ачимовских турбидитов. Сложность строения обуславливает необходимость в проработке новых концепций и стратегий по разработке ачимовских пластов, основанных на комплексном подходе.

Ключевые слова

ТриЗ, низкопроницаемые коллектора, ачимовская толща, диоксид углерода, ГРП, литолого-фациальное моделирование

Теория

На территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции наряду с традиционными коллекторами, залегают фондоформенные отложения неокомского клиноформенного комплекса – глубоководные турбидиты. Эти геологические тела называются ачимовской толщей. Формирование неокмского клиноформенного комплекса началось в переходное время между юрским и меловым периодами в условиях регрессии морского бассейна [1, 6]. Турбидитные конусы выноса формируются в условиях активных горных процессов, обеспечивающих осадочные бассейны терригенным материалом. У подножия континентального склона мутьевыми потоками осаждаются конусы выноса. Специфика процесса осадконакопления обуславливает сложное строение фондоформенной части клиноформы. Отложения ачимовских турбидитов характеризуются высокой степенью неоднородности по простиранию и глубине, а также низкими и крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Литологические особенности турбидитов обусловлены источником терригенного материала. Обобщенно – конуса выноса сложены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, глинами и их различными литологическими разностями. С точки зрения разработки ачимовские турбидиты занимают пограничное значение между ТриЗ (трудноизвлекаемые запасы нефти) и традиционными коллекторами, а некоторые пласты (индексируемые как Ач₄, Ач₅ и Ач₆) относятся к ТриЗ. Для этих пластов средние значения проницаемости не превышают 2 мД, а средняя толщина не превышает 10 м.

Совокупность геолого-физических параметров, обусловленных характером осадконакопления, формирует объекты разработки с низкими гидро- и пьезопроводностью. Традиционные методы и подходы к проектированию системы разработки для ачимовского комплекса показывают низкую эффективность. Сложное строение коллекторов формирует необходимость в поэтапном детальном изучении объекта и формирования системы разработки на основе морфогенетических особенностей турбидитных конусов выноса.

Существует ряд классификаций современных и ископаемых турбидитных систем, основанных на разных системных признаках. Широкое распространение получила классификация Г.Рединга и М.Ричардса [8], подразделяющая турбидитные конусы выноса по двум главным признакам: по преобладающей в мутьевом потоке гранулометрической фракции и по количеству источников терригенного материала.

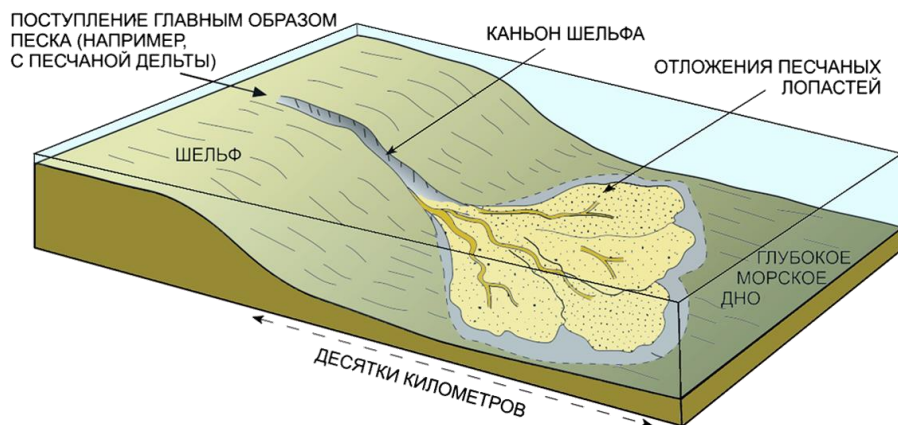


Рисунок 1. Строение песчаного турбидитного конуса выноса [https://r-schekoldin.ru/images/sandy_fan.png]

Получить представление об условиях осадконакопления и строении ископаемых осадочных тел позволяет концептуальное моделирование (седиментационное моделирование). Основой для концептуального моделирования служат прямые данные, получаемые в ходе лабораторных исследований керн и геохимических исследований на региональном и поисковых этапах ГРП, а также косвенные – интерпретированные сейсмические атрибуты, геофизические исследования скважин. Комплексирование перечисленных данных позволяет получить представление о фациях. Для различных фаций характерны свои особенности морфологии осадочных тел и распределения геолого-физических параметров. Детальная концептуальная модель позволяет оптимизировать систему размещения скважинного фонда согласно распределению фациальных зон. В рамках турбидитов можно выделить следующие морфологические элементы: питающий каньон (подводящий канал, основной источник выноса терригенного материала); питающие каналы (локализованная сеть выноса терригенного материала); песчаные валы (скопления преимущественного песчаного материала в области питающих каналов); шлейфы (остаточный терригенный материал, распределяющийся вокруг валов) (рис.2). Наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками по статистике обладают песчаники и алевролиты, приуроченные к зоне подводящего канала и песчаным валам проксимальной части турбидита. При переходе к медиальной части наблюдается ухудшение ФЕС характеристик, фактически не наблюдается коллектор в дистальной части конуса выноса, где преобладает пелитовая фракция – глины.

При классическом подходе к петрофизическому моделированию и построению геологической модели, не используются поправки на тонкослоистость и не учитываются различные фации при построении кубов литологии и пористости [4]. Такой подход не позволяет корректно оценивать запасы и дальнейшую динамику разработки при переходе к гидродинамическому моделированию. На примере ряда объектов старого и нового фонда (Приобское, Лас-Еганское, Тевлинско-Русскинское и месторождение им. Усольцева), использование в качестве рабочего агента для системы ППД исключительно воды, является неэффективным [3, 5]. Это связано с низкими гидро- и пьезопроводностью продуктивных пластов. Также значительное влияние оказывает сетка разработки, направление и конструкционные особенности скважин. В совокупности с грамотным размещением эксплуатационного фонда скважин и разбуриванием сложных скважин с введением в работу

с ГРП разных конфигураций, система ППД может выполнять свои функции с большей эффективностью. Однако с течением времени неоднородности разных уровней проявляют себя, заметно сказываясь на эксплуатационных показателях скважин [7, 9]. После проведения ГРП в продуктивном интервале образуются трещины высокой проводимости. В процессе фильтрации пластовые флюиды перемещаются из порового пространства матрицы породы к трещинам, имеющим большую проводимость. Вместе с этим в матричной системе флюиды перераспределяются также различным образом (зависит от характера насыщения, свойств минералогического комплекса породы, геометрии порового пространства – капилляров разного диаметра). Вода – от природы более подвижная, со временем «запирает» скопления нефти в матрице породы. После ГРП первое время наблюдается значительное увеличение дебитов по жидкости в совокупности с резким скачком обводненности, однако в случае с низкопроницаемыми анизотропными коллекторами, довольно быстро происходит падение дебитов по нефти. На сегодняшний день ряд компаний-операторов и нефтесервисных компаний придерживаются следующей парадигмы разработки ачимовской толщи: бурение горизонтальных скважин, уплотнение эксплуатационной сетки и введение добывающего фонда в работу с МГРП.

В настоящее время дискуссии ведутся вокруг третичных методов воздействия, включающих использование диоксида углерода. CO_2 обладает рядом полезных свойств, позволяющих увеличить подвижность нефти и скомпенсировать реологические свойства относительно пластовой воды. Однако существенным недостатком многих технологий с диоксидом углерода является необходимость в наличии источника рабочего агента. Избежать этой проблемы позволяет группа методов с внутрипластовой генерацией CO_2 [2]. Изначальными веществами, закачиваемыми в пласт, являются химические реагенты. В пластовых условиях происходят преобразующие реакции с образованием оторочки диоксида углерода. В термобарических условиях ачимовских пластов Западной Сибири (значительные температуры и давления) CO_2 будет находиться в состоянии сверхкритического флюида. В этом фазовом состоянии границы между жидкостью и газом стираются. Вещество приобретает подвижность свойственную газообразной фазой и плотность жидкой. Стоит отметить, что плотность при этом распределяется неравномерно, образуя в веществе отдельные «очаги» повышенной плотности [10]. Композиции для закачки могут варьироваться от самых простых до сложных многоуровневых, эволюционирующих в пласте. Вариативность средств воздействия может повысить эффективность работы в анизотропных низкопроницаемых коллекторах за счет перераспределения пластовых флюидов. Однако нужно иметь четкое представление, что в отрыве от других методов воздействия и технологий, а также качественных инструментов моделирования, мониторинга и контроля, эффективная с технологической и экономической точки зрения разработка сложнопостроенных низкопроницаемых объектов, таких как ачимовские турбидиты, нереализуема.

Выводы

Сегодняшняя практика и отраслевые тенденции демонстрируют преобразование в старых подходах и концепциях разработки объектов со сложным геологическим строением. Основа новой парадигмы при разработке ачимовской толщи – это комплексный подход, который включает получение и обработку большого количества данных о геологическом объекте, детализированное многоуровневое моделирование и четкое планирование с уменьшением рисков и сглаживанием максимального количества неопределенностей.

Библиография

1. Арефьев, С. В. Разработка модели геологического строения Ачимовской толщи в северо-западной части Нижневартовского свода: специальность 25.00.12 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Арефьев Сергей Валерьевич. – Томск, 2008. – 155 с. – EDN NQGBFN.
2. Арефьев, С. В. Совершенствование технологии внутрипластовой генерации CO₂ с компенсацией технологических потерь концентрации химреагентов / С. В. Арефьев, А. Ю. Бруслов, А. В. Денисов // Вестник РАЕН. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 47-56. – DOI 10.52531/1682-1696-2024-24-1-47-56. – EDN TOTFIE.
3. Жарикова, Н. Х. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения / Н. Х. Жарикова, А. Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104-121. – EDN LWMADC.
4. Изучение отложений с тонкослоистыми коллекторами / Е. А. Щергина, А. Б. Сметанин, В. Г. Щергин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 6(390). – С. 15-24. – EDN KSGYJP.
5. Мажренова, Т. Т. Особенности разработки ТРИЗ Ачимовской толщи на месторождении "N" / Т. Т. Мажренова // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 65, № 4. – С. 81-88. – DOI 10.32454/0016-7762-2023-65-4-81-88. – EDN NOVPGT.
6. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.] // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. – С. 745-776. – EDN QQUSWF.
7. Шахвердиев, А. Х. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа / А. Х. Шахвердиев, С. В. Арефьев // Вестник РАЕН. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 3-19. – DOI 10.52531/1682-1696-2024-24-4-3-19. – EDN SPKAWD.
8. Reading, Harold G. and Marcus T. Richards. «Turbidite Systems in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System.» *AAPG Bulletin* 78 (1994): 792-822.
9. Shakhverdiev, A. Kh. Effect of irreversible and unstable processes on reservoir recovery / A. Kh. Shakhverdiev // SOCAR Proceedings. – 2024. – No. 1. – P. 87-94. – DOI 10.5510/OGP20240100945. – EDN GSZWSE.
10. Susan C. Tucker. «Solvent Density Inhomogeneities in Supercritical Fluids.» *Chem. Rev.* 1999, 99, 2, 391–418.

Расчет времени воспламенения битуминозной нефти месторождения Янги Узбекистан при закачке воздуха

***Ушакова А.С.* (МГРИ, ИПНГ РАН, paravoz-s@yandex.ru),
Чертенков М.В. (LLC SANEG, mdavil67@gmail.com)***

Аннотация

В данной работе на примере битуминозного месторождения Янги Узбекистан показано как развивается окисление тяжелой нефти в пласте при закачке воздуха, показан процесс с точки зрения цепного механизма окисления нефти.

Модель окисления нефти, построенная с учетом радикально-цепного механизма, описывает инициирование как появление свободных радикалов в жидкой фазе, рост и передачу цепи, появление активных гидропероксидов и их распад с разветвлением цепочек окисления, гибель радикалов на ингибиторах окисления. В случае битуминозной нефти есть два фактора, тормозящие процесс воспламенения, – это малая подвижность самой нефти, и соответственно свободных радикалов, и большое количество ингибиторов – первичных, а затем и окисленных асфальтенов, которые приводят к гибели радикалов и появлению неактивных гидропероксидов. Торможение окисления на каждом этапе приводит к длительному набору температуры в призабойной зоне воздухоматетельной скважины, долгому периоду низкотемпературного окисления, а затем к появлению кислорода в составе газа на устье добывающих скважин.

Тем не менее, увеличение температуры за счет окислительных реакций приводит к самовоспламенению битуминозной нефти, что было показано с помощью модели радикально-цепного окисления и подтверждено промысловыми данными месторождения Янги Узбекистан, где фронт горения сформировался через 150 суток после начала закачки воздуха. В течение этого периода и после было зафиксировано повышенное содержание кислорода (до 12%) в составе газа из реагирующих скважин, что также отличает процесс закачки воздуха в битуминозные месторождения от закачки воздуха в коллектора легкой нефти. Поэтому в целях безопасности рекомендуется прогревать нефть до температуры воспламенения (около 200 °C).

Ключевые слова

Битум, высоковязкая нефть, внутрипластовое горение, инициирование горения, цепные реакции, гидропероксиды, окисление нефти, жидкофазное окисление

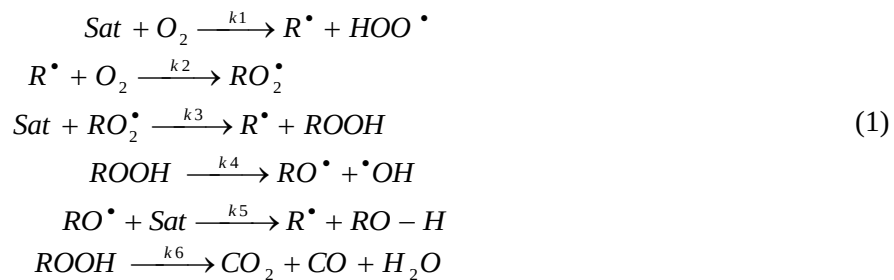
Теория

Закачка воздуха в целях организации внутрипластового горения является достаточно универсальным методом нефтеотдачи, применяемом, как для тяжелых, так и для легких нефтей [4]. Принципиальное отличие этого метода в случае тяжелой и легкой нефти – это начальный этап инициирования горения [8,6].

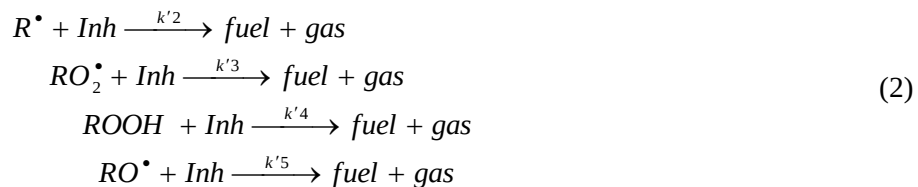
Легкая нефть обычно загорается самопроизвольно, о чем свидетельствуют многочисленные проекты закачки воздуха [5]. Тяжелую нефть предварительно прогревают до температуры 150-250 °C. Не всегда удается создать фронт горения в пласте, и в этом случае проекты прекращают из-за опасности возникновения взрывоопасной концентрации кислорода в составе выходящих газов, а также из-за неэффективности низкотемпературного окисления нефти.

Легкая и тяжелая нефти отличаются молекулярной массой и соответственно вязкостью, хотя высокая молекулярная масса может быть достигнута содержанием большого количества парафинов (например, нефти Калифорнии, месторождение Павлова гора Краснодарского края) или высокой концентрацией асфальтенов (битуминозные канадские нефти). Для внутрипластового горения групповой состав нефти определяет скорость воспламенения и характеристики фронта горения.

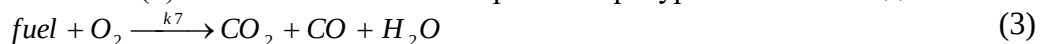
Так если записать реакции окисления через радикально-цепной механизм, пользуясь упрощенной схемой жидкофазного окисления (в реакцию вступают линейные молекулы - *Sat*) [3, 8, 9]:



где промежуточные соединения - радикалы обозначены как $\text{R}^\bullet, \text{RO}_2^\bullet, \text{RO}^\bullet$ и $\text{OH}^\bullet$, *ROOH* - гидропероксиды. Кроме окисления предельных углеводородов, параллельно идут реакции присоединения кислорода к непредельным молекулам – ароматическим соединениям и смолам (*Inh*), и формирование окисленных соединений:



На всех стадиях образования радикалов, реакции (1) могут тормозиться ингибиторами, с образованием неактивных гидропероксидов, а также альдегидов, кетонов, кислот [1]. Само строение данных соединений для рассмотрения воспламенения не столь важно, достаточно знать, что они являются топливом для более поздних стадий окисления (высокотемпературного горения), поэтому все окисленные неактивные соединения названы «fuel» - топливо (2). Топливо окисляется при температурах 450-600 °C до CO и CO₂:



Эта схема может быть применена для тяжелых и легких нефтей, поскольку в соответствии с этим подходом все различия в составе выражаются в соотношении активных и неактивных компонентов *Sat/Inh*. Не смотря на сложность данной системы уравнений (1)-(3), она может быть решена для концентраций гидропероксидов в приближении постоянных скоростей реакций и отсутствия квадратичного обрыва виде экспоненциальных зависимостей от времени:

$$C_p(t) \sim \frac{V_0}{\phi k_{Inh}} \exp(\phi t) \text{ при } j > 0 \text{ и } C_p(t) \sim \frac{V_0}{|\phi| k_{Inh}} (1 - \exp(-|\phi| t)) \text{ при } j < 0 \tag{4}$$

j - фактор отвечает за экспоненциальный рост либо за экспоненциальное убывание количества гидропероксидов, согласно теории радикального окисления углеводородов [2]. Он может быть

определен экспериментально для данной нефти методами окисления на дифференциальном сканирующем калориметре вместе с другими кинетическими параметрами: энергией активации E_A , предэкспоненциальным множителем A_{arr} и теплотой реакции ΔH . Последние параметры вводятся в коммерческие симуляторы и используются для расчета времени инициирования горения при тепловом механизме воспламенения (преобразованный параметр Франка-Каменецкого) по формуле:

$$\rho_r C_r (1 - \phi) \frac{\partial T}{\partial t} \cong Q(T) = \phi S_0 \frac{\Delta H}{M_{O_2}} A_{arr} \exp\left(-\frac{E_A}{RT_{res}}\right) \exp(\phi t) \quad (5)$$

где f - пористость, C_r теплоемкость и r_r плотность пласта, S_0 - нефтенасыщенность, M_{O_2} молекулярная масса кислорода. При учете цепного механизма воспламенения формула включает параметры цепного механизма (j - фактор) и имеет следующий вид:

$$\rho_r C_r (1 - \phi) \frac{\partial T}{\partial t} \cong Q(T) = \phi S_0 \frac{\Delta H}{M_{O_2}} A_{arr} \exp\left(-\frac{E_A}{RT_{res}}\right) \exp(\phi t) \quad (6)$$

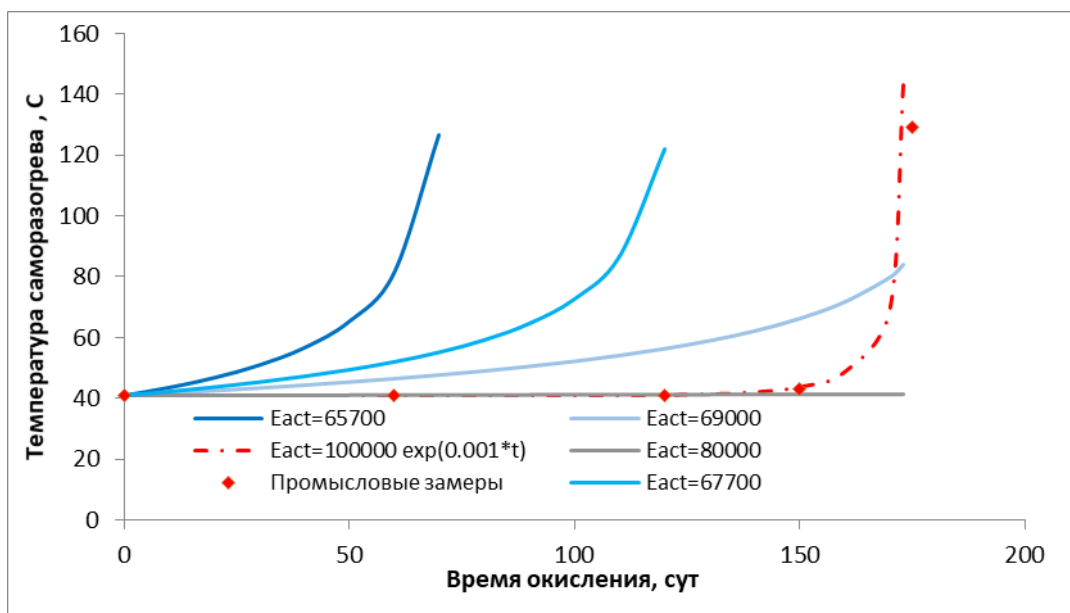


Рисунок 2. Динамика температуры в нагнетательной скважине месторождения Янги Узбекистан и расчет времени воспламенения нефти в соответствии с тепловым (голубые, серые кривые) и цепным (красный пунктир) механизмами воспламенения

Проект внутрипластового горения для месторождения сверхвысоковязкой битуменозной нефти Янги Узбекистан (вязкость более 100000 сП в поверхностных условиях) был запущен в начале 2023 года и в настоящий момент находится в активной фазе. Закачка воздуха велась в несколько скважин месторождения (глубина 350 м) без инициирования горения (по технической невозможности) в течение 150 дней без видимого нагрева (температура оставалась начальной пластовой - 44°C), самопроизвольное воспламенение в 9 нагнетательных скважинах было зафиксировано в течение нескольких дней. Температура

поднялась до 130⁰С, позднее появился углекислый газ в составе добываемого газа из соседних скважин. Процесс горения распространен на весь опытный участок месторождения (9 кустов).

Зависимость промысловых данных от времени имеет экспоненциальный характер (красные ромбы на рисунке 1). Результаты расчетов времени воспламенения нефти в соответствии с формулой (5) в широком температурном диапазоне не могут описать динамику набора температуры по промысловым данным. Формула (6), где временной j - фактор, определен экспериментально как 0,001 сут⁻¹, с хорошим приближением описывает полученные результаты на скважинах (красный пунктир на рисунке 1) и позволяет прогнозировать воспламенение нефти для проектов закачки воздуха в битуминозную нефть, как это ранее было сделано для легкой нефти [7].

Выводы

Для внутрипластового горения высоковязкой битуминозной нефти инициирование горения без дополнительного прогрева происходит медленно, так как нефть содержит большое количество асфальтенов - ингибиторов начальных стадий окисления. Этот процесс описывается в рамках радикально-цепного воспламенения и не воспроизводится в существующих алгоритмах коммерческих симуляторов. Время воспламенения, рассчитанное через параметр Франка-Каменецкого с учетом цепного механизма, согласуется с промысловыми данными о воспламенении нефти на месторождении Янги Узбекистан.

Благодарности

Тезисы доклада представлены по работе, выполненной с использованием промысловых данных компании «Saneg» Республики Узбекистан, и в рамках государственного задания ИПНГ РАН, тема 125020501405-1.

Библиография

1. Фомин В.М. "Радикально-цепное окисление органических соединений и его торможение ингибиторами фенольного типа" Н. Новгород 2010.
2. Семенов. Н.Н. Теория горения и взрыва М.: Наука, 1981. – 411 с.
3. Ушакова А.С. «Цепной и тепловой механизмы воспламенения нефти при закачке воздуха», Нефтяное хозяйство, №3 2016 с.90-94
4. Gutierrez D., Moore R.G., Ursenbach M.G., Mehta S.A. The ABCs of In-Situ Combustion Simulations: From Laboratory Experiments to Field Scale /SPE- 148754, 2012
5. Gutierrez D., Moore R.G., Mehta S.A., Ursenbach M.G., Skoreyko F. The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling. JCPT Vol 48 N4. 2009
6. Freitag, N.P. Chemical Reaction Mechanisms That Govern Oxidation Rates During In-Situ Combustion and High-Pressure Air Injection. SPE Heavy Oil Conference, Canada, 10-12 June 2014, Calgary, 2014. - SPE 170162. – P. 645-654.
7. Pu, W.Chain Reaction Approach to the Initial Stages of Crude Oil Oxidation. / W. Pu, A.S. Ushakova, V.V. Zatsepin. // Energy&Fuel. – 2018. - Vol.32(11). – P.11936-11946.
8. Ushakova A.S., Zatsepin V.V., Khekhail M.A., Sitnov S.A. Vakhin A.V. Heavy, Medium and Light Crude Oils In-situ Combustion: Low Temperature Oxidation in Terms of Chain Reactions Approach. Energy&Fuels – 2022. - Vol.36 (14). - P. 7710-7721
9. Ushakova A.S., Zatsepin V.V., Khekhail M.A., Vakhin A.V., Gilmanova R.Kh. A new approach to ignition time prediction in crude oil oxidation using PDSC// Fuel -2023. – 353. – 128940

Эксплуатация нефтяных платформ на российском рынке

Арсеньев Д.В. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», Arsenevdaniilold@gmail.com),*

Тагаева П.З. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», parviit1@mail.ru),

Питателев М.В. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», pitatelev.matvei@gmail.com)

Аннотация

В статье проводится комплексный анализ эксплуатации нефтяных платформ на российском рынке с акцентом на технологические, экономические и экологические аспекты. Рассматриваются ключевые особенности работы в условиях арктического климата, применения современных технологий добычи, а также влияние государственной регуляторной политики на развитие отрасли. Особое внимание уделено проблемам экологической безопасности и методам минимизации рисков аварийных ситуаций.

Ключевые слова

Нефтяные платформы, шельфовая добыча, экологическая безопасность, арктические месторождения, российский ТЭК

Теория

Эксплуатация нефтяных платформ на российском рынке приобретает все большее значение в условиях истощения традиционных месторождений и необходимости освоения новых ресурсов. Россия обладает значительными запасами углеводородов на шельфе Арктики и Дальнего Востока, однако их разработка сопряжена с серьезными технологическими, экономическими и экологическими вызовами.

Применение нефтяных платформ играет важную роль в развитии нефтегазовой индустрии России, которая является одним из основных столпов экономики страны.

Освоение морских месторождений связано с рядом экономических, экологических и технологических проблем. В условиях санкций и изменений на мировом рынке энергоресурсов российские компании вынуждены приспосабливаться, внедрять новые технологии и улучшать процессы добычи [1].

В Российской Федерации существует несколько ключевых зон, где расположены нефтяные платформы.

Одной из таких зон является арктический шельф, включающий в себя Баренцево, Карское и Охотское моря. Эти территории считаются перспективными для добычи нефти, но требуют значительных финансовых вложений и применения технологий, способных работать в сложных климатических условиях.

Ещё одной зоной является Каспийское море, которое считается одним из наиболее развитых регионов для добычи нефти. Здесь уже существуют действующие платформы и развитая инфраструктура.

Также есть потенциал для развития в Чёрном море, хотя этот регион менее развит.

В 2023 году российские компании продолжают инвестировать в новые морские месторождения. Например, «Роснефть» и «Газпром нефть» активно развивают Арктическую программу, несмотря на ограничения, связанные с санкциями, которые затрудняют поставки оборудования.

В нефтедобывающей сфере России возникли экономические сложности, связанные с уменьшением доходов от экспорта и увеличением расходов на производство.

В 2023 году общий объём экспорта нефти и нефтепродуктов сократился на 34,3% по сравнению с 2022 годом и составил 226,7 миллиарда долларов. Это произошло из-за падения мировых цен и изменения структуры поставок в условиях санкций.

Компании адаптируются к новым условиям. «Роснефть» снизила долговую нагрузку на 0,7 трлн рублей, что позволило уменьшить финансовые риски при управлении добычей. В 2023 году были внедрены новые механизмы налогообложения, учитывающие текущую экономическую ситуацию. Это помогло стабилизировать отрасль.

Для повышения эффективности добычи российские компании используют инновационные технологии:

Автоматизация и цифровизация — применение искусственного интеллекта и беспилотных систем мониторинга для управления платформами.

Развитие подводных технологий — строительство подводных комплексов для добычи нефти.

Умные буровые установки — системы, которые позволяют снизить затраты на обслуживание и повысить безопасность.

Российские компании стремятся к импортозамещению в технологической сфере, развивая производство оборудования на отечественных предприятиях.

В области эксплуатации нефтяных платформ существуют экологические риски, такие как разливы нефти и загрязнение морской среды. В связи с этим российские компании активно работают над улучшением экологических стандартов. Внедрение экологически безопасных технологий, таких как системы очистки и утилизации отходов бурения, становится приоритетом для ведущих игроков рынка.

В 2023 году в России было добыто 369,3 миллиона тонн нефти, что на 2,1% меньше, чем в предыдущем году. Из этого объёма 238 миллионов тонн составила сырая нефть [3].

Уменьшение объёмов экспорта и увеличение затрат на обслуживание старых и новых месторождений привели к необходимости поиска новых методов эксплуатации и обновления объектов нефтедобычи.

В Российской Федерации существуют три основных типа платформ: стационарные, полупогружённые, плавучие установки для добычи нефти [4].

Плавучие платформы стали ключевыми объектами разработки в условиях глубоководных месторождений.

Благодаря технологическим достижениям и оптимизации процессов, стоимость добычи нефти снижается. Компания «Роснефть» сообщила, что в 2023 году удалось снизить удельные затраты на добычу углеводородов до 2,6 долларов за баррель, что является одним из самых низких показателей в мировой практике.

Проблемы и решения в сфере эксплуатации:

1. Износ инфраструктуры — многие платформы, особенно в старых районах добычи, требуют серьёзной модернизации, что приводит к увеличению капитальных затрат.

2. Экологические требования — несмотря на повышенное внимание к вопросам экологии, эксплуатация нефтяных платформ продолжает оказывать негативное воздействие на морскую экосистему. Разработка и внедрение новых технологий для предотвращения экологических катастроф становятся важным направлением.

3. Технические инновации — для эффективной работы платформ необходимо внедрять новые буровые технологии, автоматизировать процессы и использовать роботов для осмотра оборудования.

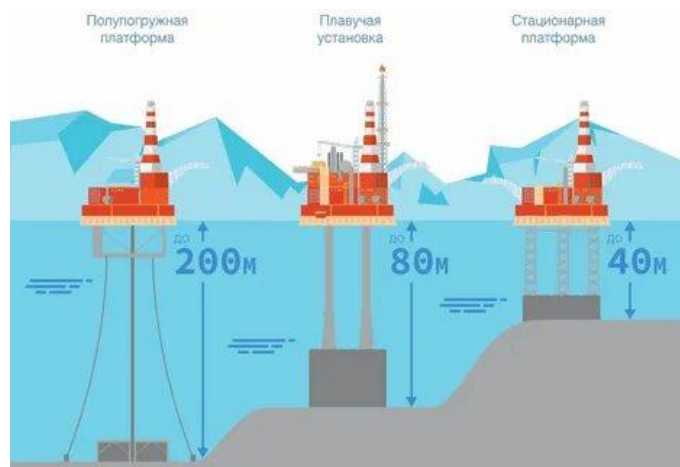


Рисунок 2. Три основных типа платформ

Несмотря на сокращение объёмов добычи и экспорта, у российской нефтяной отрасли есть перспективы для дальнейшего развития.

По оценкам экспертов, к 2030 году добыча нефти может увеличиться до 10,9 миллиона баррелей в сутки, при этом ежегодный прирост составит в среднем 0,75% [2].

Увеличение потребления нефти в дружественных странах, таких как Китай и Индия, может способствовать улучшению экономической ситуации и восстановлению позиций России на мировых рынках.

Ожидается, что продолжение инвестиций в модернизацию нефтяных платформ, включая проекты в Арктике, а также внедрение новых технологий бурения и добычи позволят России поддерживать свою нефтяную промышленность на высоком уровне.

Ключевым фактором станет развитие инфраструктуры для транспортировки нефти и газа, включая трубопроводные и портовые системы [5].

Выводы

В условиях непростой внешнеэкономической обстановки развитие рынка нефтяных платформ в России не останавливается.

Чтобы российская нефтяная отрасль оставалась конкурентоспособной, необходимо сокращать расходы, внедрять передовые технологии и модернизировать платформы.

Благодаря своему расположению и техническим возможностям Россия сохранит статус одного из ключевых игроков на мировом энергетическом рынке.

Библиография

1. Neftegaz.RU. 2025. надежды и ожидания. //URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rossiya-glavnoe/875671-2025-nadezhdy-i-ozhidaniya/>. Текст: электронный (дата обращения: 26.02.2025).
2. Forbes. Черное и голубое: что ждет российский экспорт. энергоносителей // URL: <https://www.forbes.ru/biznes/527847-cernoe-i-goluboe-cto-zdet-rossijskij-eksport-energonositelej>. Текст: электронный (дата обращения: 26.02.2025).
3. Газпром. IX МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА:

АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК. //URL: <https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/99/921/tezisy-omnr-2023-ru-v02-na-sajt.pdf>. Текст: электронный. (дата обращения: 26.02.2025).

4. Из. Экономика Сырьевой фактор: чего ждать нефтегазовому рынку в 2025 году. //URL: <https://iz.ru/1812443/pavel-vikhrov/syrevoj-faktor-chego-zhdet-neftegazovomu-rynku-v-2025-godu>. Текст: электронный. (дата обращения: 27.02.2025).

5. Нефтегазовая промышленность на шельфе: Учебно-методическое пособие // URL: <https://mauniver.ru/upload/iblock/ccf/8nor1n26ug6itqs2g1mi97zjk7cqlhmg/-Б1.В.01%20ММ%20НГП%20на%20шельфе%20и%20ОЛ%203++260401%20ЛиУЦП%20ШПНГО.pdf>. Текст: электронный. (дата обращения: 27.02.2025).

Водогазовое воздействие на шельфовом месторождении: увеличение нефтеотдачи и рациональное использование нефтяного газа в существующих промысловых условиях

Вильданов И.Д.* (ПУДН, foxbox2001@mail.ru)

Аннотация

Водогазовое воздействие зарекомендовало себя как эффективный метод поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи, при этом закачка нефтяного газа позволяет частично захоронить ПНГ и сократить объёмы его сжигания.

В данной работе предложена технология SWAG-technology для объекта Арктики. В качестве устройства для подключения и закачки смеси в пласт предложена насосно-эжекторная система, которая включает несколько эжекторов и блок дожимных насосов, которые увеличивают давление нагнетания.

Для получения водогазовой смеси предлагается смешивать воду и попутный нефтяной газ, к воде добавляются химические реагенты для улучшения характеристик работы жидкостно-газовых эжекторов, дожимных насосов, подавления коалесценции газовых пузырьков и ингибирования выпадения гидратов.

Предложенное решение позволит увеличить масштабы внедрения водогазового воздействия.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие с применением насосно-эжекторных систем, заводнение, увеличение КИН, подавление коалесценции, ингибирование гидратообразования, снижение углеродного следа

Теория

Сегодня на повестке дня стоит проблема разработки технологий для внедрения на месторождениях трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Традиционные запасы истощаются, структура запасов, вовлекаемых в разработку, ухудшается ежегодно, однако классические технологии не обеспечивают желаемый КИН и наработку оборудования, что приводит к снижению эффективности процессов разработки [1-15]. Тем не менее, добыча углеводородного сырья остаётся связующим звеном топливно-энергетического комплекса.

К категории ТРИЗ относят запасы, разработка которых осложнена каким-либо фактором. Анализ литературных источников показывает, что такими факторами являются как параметры, характеризующие сам коллектор и свойства насыщающих его флюидов, так и расположение объекта разработки (удалённость от инфраструктуры также является осложняющим условием) [10].

В данной работе доказана перспективность внедрения водогазового воздействия (SWAG-technology) для одного из месторождений арктического шельфа. В качестве техники, которая позволит реализовать метод, предлагается насосно-эжекторная система (НЭС).

На данном объекте выделены 5 продуктивных горизонтов, которые объединены в 3 объекта. Вязкость нефти – 45 мПа*с, плотность (в пл. у.) – 0,92 г/см³, газосодержание – 18,8 м³/м³. Пласты неоднородны, имеются непроницаемые пропластки. Также по результатам сейсморазведки обнаружены несколько тектонических нарушений. Наличие пропластков и свойства пластовой нефти делают заводнение малоэффективным методом для данного промысла.

Для данных условий разработана схема насосно-эжекторной системы (рис.1). Система предусматривает несколько эжекторов для откачки газа, смесь направляется в блок нагнетания смеси в скважины. Т. к. объём остаточных запасов велик, выбирается несколько нагнетательных скважин.

Т.к. нет достоверных данных о влиянии состава пластовой воды на свойства получаемой на её основе водогазовой смеси, рекомендуется применять пенообразующие ПАВ. Для этого используются ПАВ, обладающие различными пенообразующими свойствами. Эксперименты проводятся с моделированием пластовых условий. В результаты выбирается ПАВ, который позволит получить максимальное довытеснение флюида.

Для данных условий рассчитаны параметры насосно-эжекторной системы и давление на устье при закачке смеси в скважину.

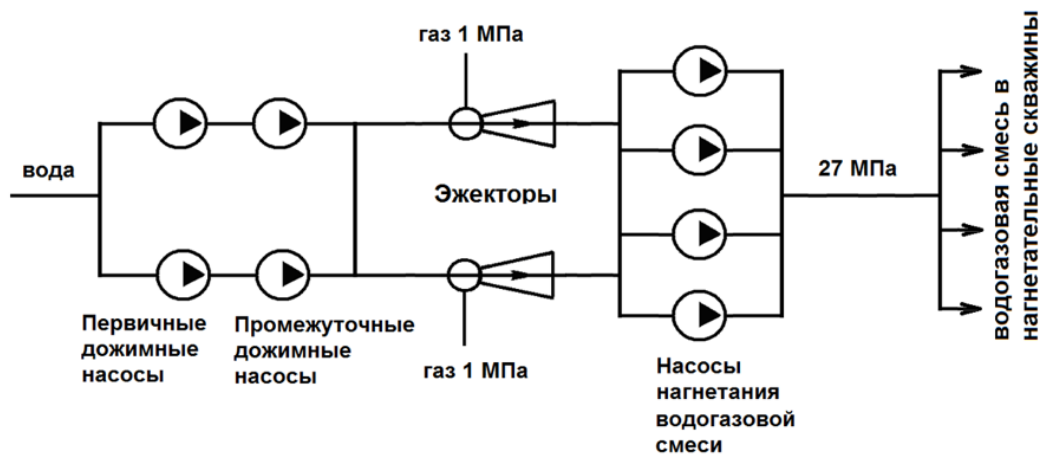


Рисунок 1. Принципиальная схема НЭС для условий промысла

В условиях арктического региона рекомендуется реализовывать отбор затрубного газа и его применения как газовой компоненты смеси. Снижение затрубных давлений позволит увеличить депрессии, закачка смеси реализует воздействие на остаточные запасы, что в комплексе способствует увеличению нефтеотдачи. За счёт частотного регулирования дожимного насоса системы, а также соответствующей смены сопел и камер смешения эжектора может обеспечиваться необходимая приемистость скважин по воде, что актуально в условиях данного промысла.

В условиях низких температур необходимо подобрать способ закачки водогазовой смеси, при котором будет подавляться гидратообразование. В литературных источниках есть рекомендации по применению электролитов как ингибиторов гидратообразования, однако для арктических промыслов, вероятно, необходимо синергировать эффект закачки минерализованной воды и ПАВ, ингибирующих гидратообразование.

Учитывая расположение региона, иной вариант полезного использования ПНГ практически невозможен, аналогичная причина внедрения ВГВ была установлена на Самодуровском месторождении.

Выводы

Насосно-эжекторные системы легко адаптируются под промысловые условия. Компоновку этих устройств можно подбирать таким образом, чтобы полностью откачивать

нефтяной газ и закачивать в виде водогазовой смеси. Оптимальный состав воды позволит снизить степень расслоения смеси и предотвратить негативное влияние закачиваемого агента.

Благодарности

Автор выражает благодарность организаторам конференции «Новые идеи в науках о Земле» – коллективу Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе и учёным Российской академии естественных наук –за совместный вклад в организацию и проведение конференции и предоставленную возможность участия.

Библиография

1. Дроздов А.Н. О преимуществах закачки высокотемпературной рабочей жидкости при разработке месторождений высоковязких нефтей с использованием гидроструйных насосных установок // Нефть и газ: технологии и инновации. 2020. С. 126-128.
2. Патент RU 2068079 C1. Устройство для очистки скважины / Чукчеев О.А. и др. // 20.10.1996. Заявка № 96103241/03 от 27.02.1996.
3. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
4. Патент RU 2122111 C1. Способ гидроразрыва пласта / Панахов Г.М. и др. // 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
5. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода / Панахов Г.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44-47.
6. Патент RU 2095548 C1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др. // 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
7. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I. and al. // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006. С. 1487-1492.
8. Рыбickaя Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65-68.
9. Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
10. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
11. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2149256 C1, 20.05.2000.
12. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
13. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
14. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
15. Способ определения местоположения застойных и слабодренлируемых зон нефтяной залежи / Максимов М.М. и др. // Патент RU 2105136 C1, 20.02.1998.

Технология бурения наклонно-направленной скважины с боковым стволом на Южно-Сургутском месторождении (Тюменская область)

***Герасимов М.Н. * (МГРИ, maximgerasimov03@mail.ru),
Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru)***

Аннотация

Для интенсификации разработки нефтяных месторождений необходимо выявлять слабодренируемые зоны и проектировать бурение добывающих скважин с учетом геологического строения этих частей месторождений.

На примере одного из участков нефтяного горизонта ЮС₂ Южно-Сургутского месторождения показана описана технология проектирования бурения бокового ствола в добывающей скважине. Боковой ствол позволяет увеличить дренируемый объем участка залежи и, следовательно, увеличить нефтеотдачу данного нефтяного горизонта.

Ключевые слова

Скважина, проектирование ствола скважины, разработка месторождения, боковой ствол скважины

Теория

Южно-Сургутское нефтяное месторождение расположено в междуречье реки Обь и протоки Юганская Обь.

Административно эта территория относится к Нефтеюганскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В 20 км к западу от месторождения находится город Нефтеюганск, в 30 км к северо-востоку – город Сургут.

Южно-Сургутское месторождение вступило в промышленную разработку в 1976 г.

Южно-Сургутское нефтяное месторождение разрабатывается организацией ООО «РН-Юганскнефтегаз» (до октября 2008 — ОАО «Юганскнефтегаз»). Это - ведущее добывающее предприятие НК «Роснефть».

Отложения горизонта ЮС₂ залегают в верхней части тюменской свиты. В целом, отложения горизонта ЮС₂ представляют собой тонкое переслаивание песчано-алевролитовых и глинистых прослоев с толщиной от нескольких сантиметров и более [3].

В таких сложных геологических условиях для увеличения объема дренирования необходимо проектировать бурение боковых стволов в добывающих скважинах. При этом используется верхняя часть пробуренного ствола добывающей скважины (пилотный ствол) [2, 5].

Такой подход к освоению неохваченных разработкой участков нефтяных залежей позволяет удешевить процесс бурения новых скважин и ускорить ввод в разработку слабодренируемых частей продуктивных горизонтов.

На рис. 1 и рис. 2 представлены горизонтальная и вертикальная проекции добывающей скважины с участками пилотного и бокового стволов [1, 4].

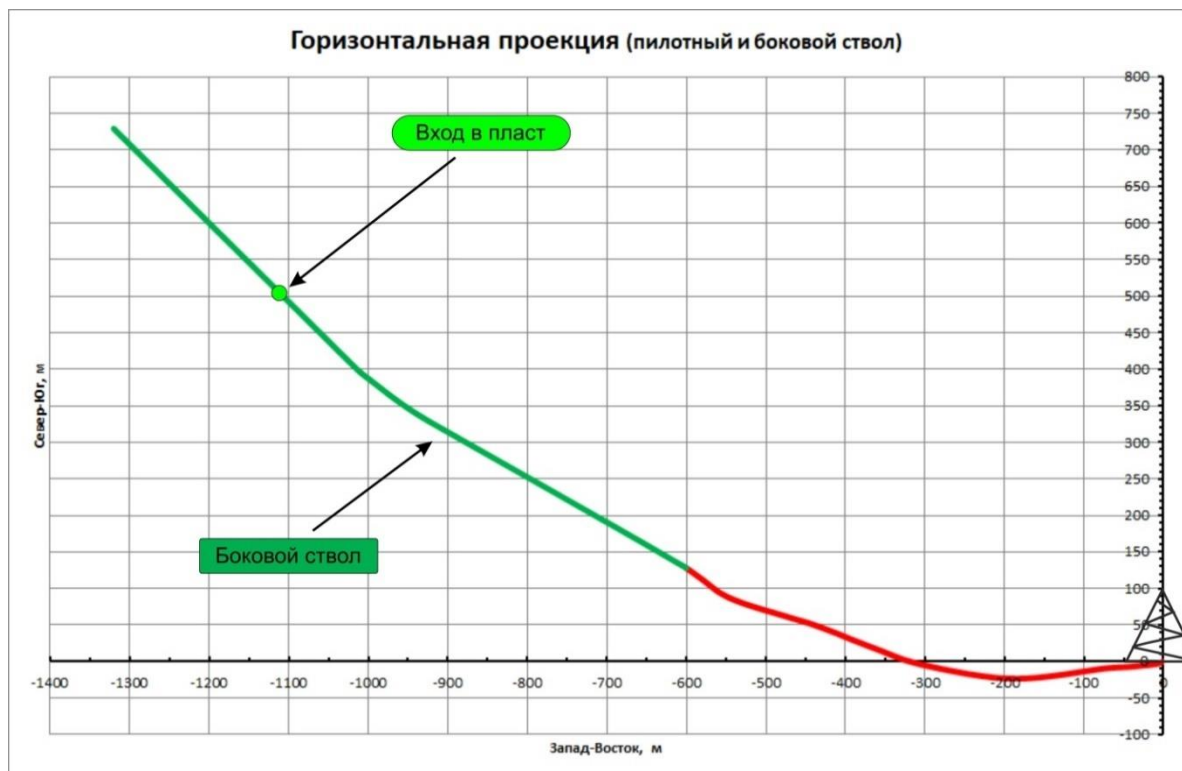


Рисунок 1. Горизонтальная проекция добывающей скважины с боковым стволом

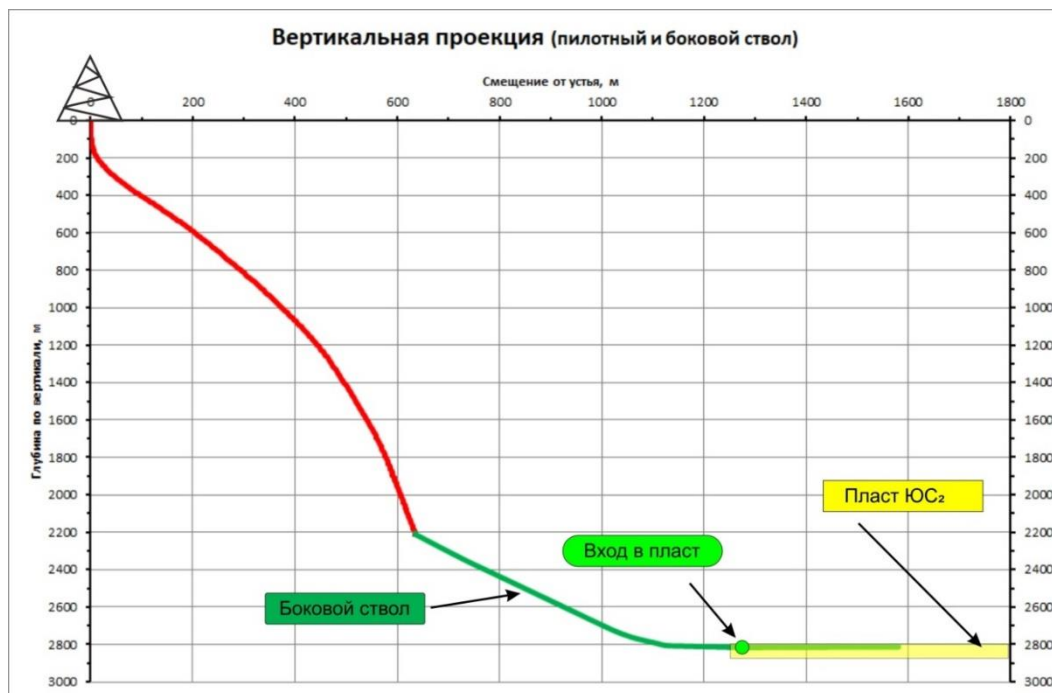


Рисунок 2. Вертикальная проекция добывающей скважины с боковым стволом

Для забурки бокового ствола предполагается в эксплуатационной колонне пилотного ствола произвести вырезку "окна" в интервале глубин 2316-2319 м.

Вид бокового ствола - наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием.

Проектный горизонт – пласт ЮС₂.

Проектный забой по вертикали - 2867 м.

Проектный забой по стволу – 3552 м.

Длина бокового ствола – 1236 м.

Длина горизонтального участка бокового ствола – 302 м.

Диаметр хвостовика – 102 мм.

На рис. 3 показан схематический вид бокового ствола с "окном" на глубине 2316 м.

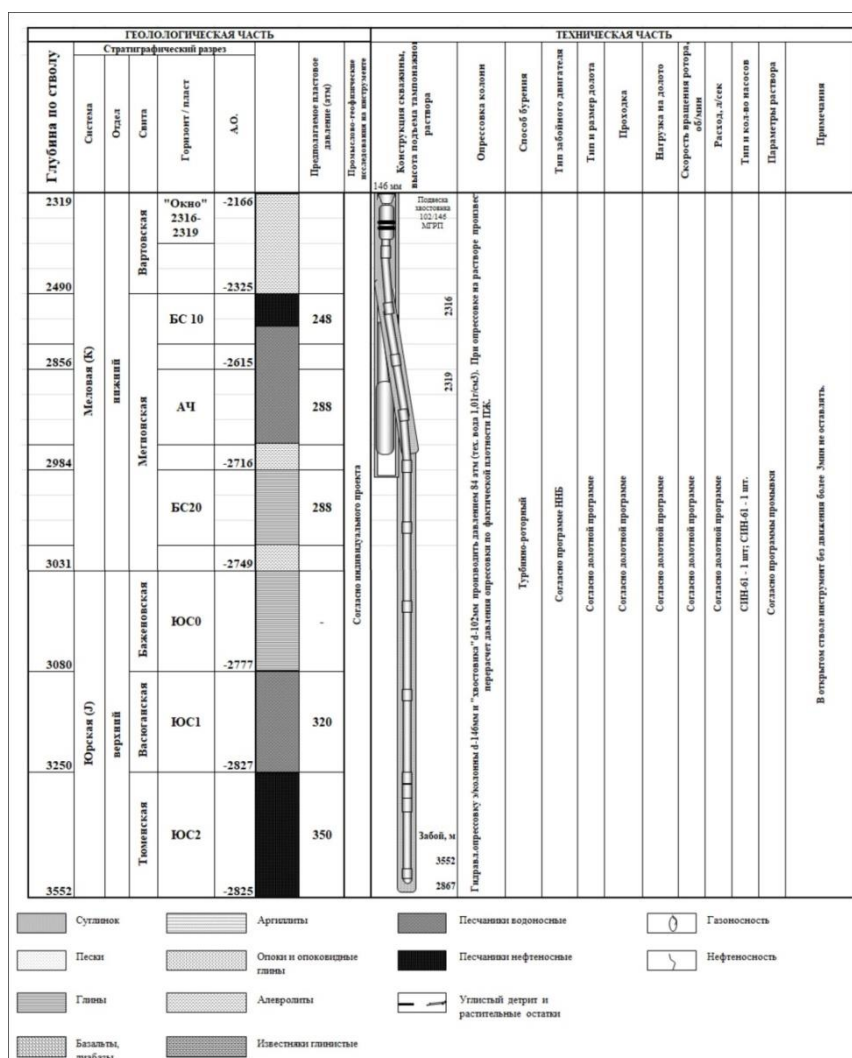


Рисунок 3. Конструкция бокового ствола

Выводы

1. Для интенсификации разработки нефтяных месторождений необходимо выявлять слабодренируемые зоны и проектировать бурение боковых стволов.

2. Бурение боковых стволов позволяет увеличить нефтеотдачу нефтяного горизонта и удешевляет процесс бурения новых скважин.

Библиография

1. Вайнерман Б.П. Практическое руководство по проектированию профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин. - М.: МГРИ, 2022. - 44 с.
2. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М., ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002, 255 с.
3. Отчет "Материалы к оперативному изменению запасов УВ Южно-Сургутского месторождения по пластам БС1, БС10/1, БС10/1-1, БС10/2, БС10/3-1, БС10/3-2, БС20, ЮС1, ЮС2/1, ЮС2/2, ЮС3. ПАО "НК "РОСНЕФТЬ" в ХМАО за 2018 год". ООО "РН-УфаНИПИнефть". г. Нефтеюганск, 2018.
4. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.
5. Токарева Т.В. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений. Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2011, № 2, с 457-468.

Разработка алгоритма диагностики и проведения работ по ликвидации заколонной циркуляции пластовых вод в скважине

Дмитриев Я.В.* (ФГБОУ ВО ТИУ)

Аннотация

В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири уже вступили на четвертую стадию разработки, что характеризуется снижением пластовых давлений в залежах, дебита добывающих скважин, высоким износом внутрискважинного оборудования и эксплуатационных колонн и, соответственно, ростом обводненности добываемой продукции (вплоть до 98 %). Одной из основных причин обводнения является заколонная циркуляция (ЗКЦ) пластовых вод.

В работе предлагается алгоритм диагностики и проведения работ по ликвидации заколонной циркуляции пластовых вод в скважине.

Ключевые слова

Диагностика, заколонная циркуляция, пластовые воды, обводненность

Теория

В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири уже вступили на четвертую стадию разработки, что характеризуется снижением пластовых давлений в залежах, дебита добывающих скважин, высоким износом внутрискважинного оборудования и эксплуатационных колонн и, соответственно, ростом обводненности добываемой продукции (вплоть до 98 %). Одной из основных причин обводнения является заколонная циркуляция (ЗКЦ) пластовых вод.

Скважины с ЗКЦ требуют проведения трудоемких и дорогостоящих ремонтных работ, а в случае невозможности ликвидации дефектов подлежат включению в бездействующий фонд и даже ликвидации.

На сегодняшний день так и не существует единого метода предотвращения возникновения заколонных перетоков на этапе строительства или устранения ЗКЦ в процессе эксплуатации скважин.

Качественная и своевременная диагностика ЗКЦ позволит избежать многих проблем.

Как правило, именно некачественное крепление скважины на этапе заканчивания в большинстве своем приводит к формированию заколонной циркуляции пластовых вод.

Заколонные перетоки пластовых вод могут быть определены по данным методов термометрии, расходомерии, изотопов, кислородного метода и др. Наличие дефектов в сформированном цементном камне и обсадных колоннах, выявленных по результатам исследований цементометрии и дефектометрии, характеризует вероятность возникновения затрубных циркуляций и межпластовых перетоков флюидов при заданных градиентах давлений.

Промыслово-геофизические методы являются одним из основных способов определения источника поступления воды в скважину. Они включают все виды исследований, выполняемые в скважинах с использованием аппаратуры на каротажном кабеле или аппаратуры модульного типа, показания которой регистрируются каротажной станцией.

Геофизические исследования, направленные на выявление источника обводнения с целью дальнейшего проведения водоизоляционных работ, существенно отличаются от

геофизических работ, проводимых в бурящихся необсаженных скважинах. Это связано как с наличием металлической обсадной колонны и цементного камня, ограничивающих возможности геофизических методов, так и сложным составом флюидов, насыщающих скважину.

Основными задачами при определении источника обводнения скважины при помощи геофизических методов являются: оценка технического состояния скважин: целостности обсадной колонны и НКТ, определение мест негерметичности; оценка состояния цементного камня; выявление затрубной циркуляции; контроль над продвижением ВНК; контроль над продвижением фронта закачиваемой воды; выявление интервалов обводнения; оценка текущей нефтенасыщенности; уточнение работающих (отдающих и поглощающих) интервалов.

Применяемые геофизические методы условно можно подразделить на три группы (рис. 1).



Рисунок 1. Применяемые геофизические методы [1]

Для проведения этих исследований применяются различные модификации радиоактивных, электрических, термометрических, акустических и других методов. Основным условием эффективного использования геофизических методов является комплексирование нескольких видов исследований, позволяющее производить более надежную интерпретацию получаемых данных.

Для определения источника обводнения обсаженной и эксплуатируемой скважины не требуется применение всех имеющихся в арсенале промысловой геофизики методов, тем более что некоторые из них просто неспособны решать данную задачу.

Для выявления заколонной циркуляции обычно применяют следующие геофизические методы: шумометрия, метод акустической цементометрии, термометрия, расходометрия, механическая расходометрия, термоиндуктивная расходометрия, метод радиоактивных изотопов, нейтронные методы меченого вещества, кислородный нейтронно-активационный метод.

На сегодняшний день, существующие методы выбора объектов для применения технологий ограничения и ликвидации водопритокков предусматривают проведение и

специальных аналитических работ, которые проводятся в несколько этапов. Один из них посвящен оценке избыточности водопритока в скважину, которая обуславливает прогнозную невырабатываемость извлекаемых запасов нефти без проведения специальных мероприятий. Другими же этапами являются определение источника обводненности продукции скважин, анализ геологического строения объекта (пласта) и текущих показателей разработки залежи с позиции ее соответствия критериям эффективности технологий ограничения водопритоков.

Борьба с водопритоками включает в себя как профилактические методы, направленные на предупреждение водопритоков, так и технологии их ликвидации.

Методы предупреждения водопритоков подразделяются на химические и технологические. Химические методы предполагают соответствие используемого тампонажного раствора минералогическому составу пород для надежного сцепления раствора с породой, а также обязательное использование буферных составов перед закачиванием тампонажного раствора.

Технологические методы предполагают выбор оптимальной депрессии, соответствие скорости вытеснения скорости пропитки и методы выравнивания профиля приемистости.

Разработка алгоритма диагностики обводненности продукции добывающих скважин.

Алгоритм диагностики обводненности продукции добывающих скважин включает в себя несколько этапов.

1 этап. На конкретной скважине-кандидате проводится аналитическая работа по методикам диагностики обводненности (рис. 2).

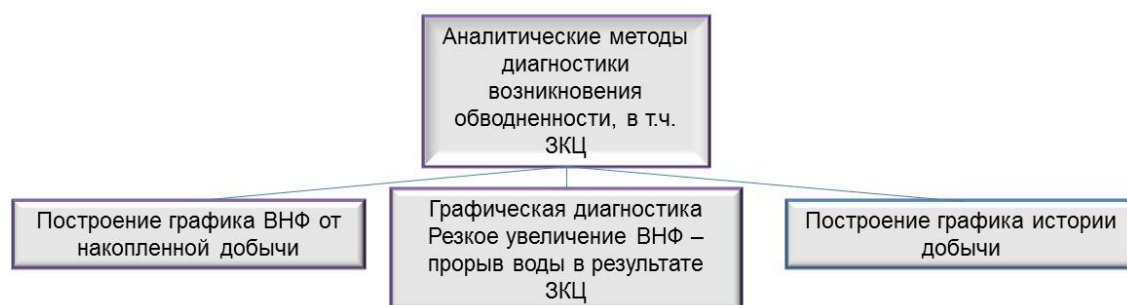


Рисунок 2. Аналитические методы диагностики обводненности продукции скважин [1]

2 этап. Полученные результаты аналитических методов в дальнейшем позволят выбрать верный метод ГИС для подтверждения проведенной аналитики, что позволит избежать ошибок на начальной стадии выбора метода ГИС и, соответственно, источника обводненности скважины (рис. 3).

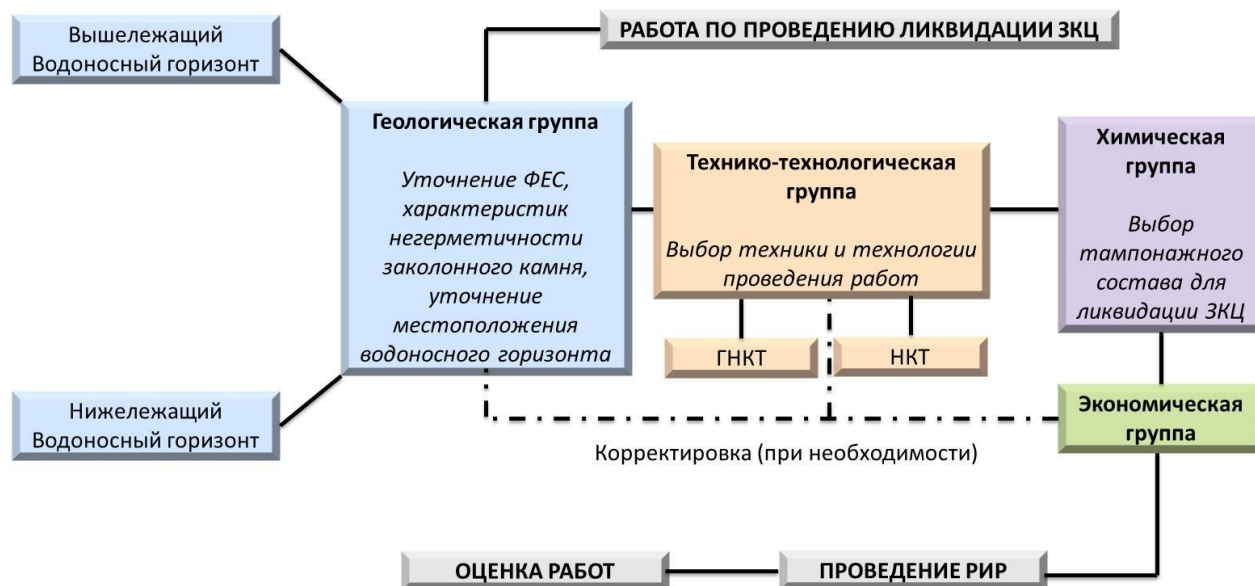


Рисунок 3. Этапы проведения работ по РИР [1]

Выводы

1. Скважины с ЗКЦ требуют проведения трудоемких и дорогостоящих ремонтных работ, а в случае невозможности ликвидации дефектов подлежат включению в бездействующий фонд и даже ликвидации.

2. В работе предлагается алгоритм диагностики и проведения работ по ликвидации заколонной циркуляции пластовых вод в скважине.

Библиография

1. Клещенко И.И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: монография / И.И. Клещенко, А.В. Григорьев, А.П. Телков – М.: Недра – 1998 – 267 с.
2. Демахин, С. А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины [Текст]: учебник / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – М. : Недра, 2010. – 198 с.
3. Кирпиченко Б.И. Возможности исследований в период ликвидации заколонных перетоков / Б.И. Кирпиченко, А.А. Сержантов // Нефтяное хозяйство. - 1983. - №5. С.24-26.
4. Сахань А.В. Внедрение новых технологий РИР в скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / А.В. Сахань, А.Г. Михайлов, О.А. Тяпов, А.Ю. Пресняков // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 06. – С. 46-47.
5. Куликов А.Н. Диагностика обводнения добывающих скважин при планировании мероприятий по снижению избыточной добычи воды // Интервал, 2006. - № 6. – С. 36-41.
6. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика. – Санкт-Петербург.: Недра, 2010. – 600 с.
7. Тазиев М.М., Сагитов Д.К. Методические основы прогнозирования динамики прогресса обводнения добывающих скважин на основе промысловой геолого-технической информации о строении эксплуатируемых объектов и режимах работы скважины // Нефтепромысловое дело, 2005. - № 12. – С. 25-39.

Цифровизация в нефтегазовой отрасли: Как IoT и Big Data меняют подходы к разработке месторождений

***Долматова М.А. * (ФГБОУ ВО «ЮГУ», m_dolmatova03@bk.ru),
Песчанская А.А. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», f76988925@gmail.com),
Исмагулов С.Е. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», Ismagulov.s.e@yandex.ru)***

Аннотация

В статье рассматриваются глубокие изменения, происходящие в нефтегазовом секторе благодаря внедрению технологий Интернета вещей (IoT) и больших данных (Big Data). Подчеркивается ключевая роль IoT в оптимизации производственных процессов и обеспечении безопасности на производственных объектах. Описываются аспекты, связанные с установкой сенсорных систем для непрерывного мониторинга оборудования, использованием предиктивной аналитики для предупреждения неисправностей и автоматизацией логистических цепочек.

Отдельное внимание уделяется системам безопасности, способным выявлять отклонения в параметрах окружающей среды и инициировать автоматизированное реагирование. Упоминаются преимущества внедрения IoT-технологий, такие как повышение эффективности, минимизация рисков, оптимизация ресурсов и улучшение качества принимаемых решений.

Однако также обозначены вызовы, связанные с внедрением IoT, включая необходимость обеспечения бесперебойной связи, защиту данных, интеграцию с существующей инфраструктурой и потребность в квалифицированных специалистах.

Ключевые слова

IoT, Big Data, оптимизация, безопасность

Теория

Нефтегазовый сектор претерпевает глубокие изменения благодаря цифровизации. Внедрение технологий Интернета вещей (IoT) и больших данных (Big Data) открывает перед ним новые горизонты для повышения производительности и оптимизации всех этапов разработки и эксплуатации нефтегазовых ресурсов.

В современном нефтегазовом секторе внедрение технологий интернета вещей (IoT) играет ключевую роль в оптимизации производственных процессов и обеспечении безопасности [1].

На производственных объектах внедряются комплексные сенсорные системы, которые играют ключевую роль в обеспечении надежности и безопасности оборудования. Эти системы состоят из множества датчиков, установленных на различных узлах и агрегатах, которые непрерывно измеряют критические параметры, такие как температура, давление, уровень вибрационной активности и другие важные показатели [2].

Сенсоры могут быть различных типов: термодатчики для измерения температуры, манометры для контроля давления, акселерометры для оценки вибрации и другие устройства, которые обеспечивают полное представление о состоянии оборудования. Эти датчики работают в реальном времени, что позволяет оперативно отслеживать изменения в параметрах и выявлять потенциальные проблемы на ранних стадиях. Собранные данные передаются на центральные серверы через защищенные каналы связи. Это может осуществляться как по проводным, так и по беспроводным сетям, в зависимости от специфики производственного

объекта и требований к безопасности. Данные могут быть агрегированы и обработаны в режиме реального времени, что позволяет быстро реагировать на изменения. Собранные данные передаются на центральные серверы через защищенные каналы связи. Это может осуществляться как по проводным, так и по беспроводным сетям, в зависимости от специфики производственного объекта и требований к безопасности. Данные могут быть агрегированы и обработаны в режиме реального времени, что позволяет быстро реагировать на изменения.

На центральных серверах данные подвергаются аналитической обработке с использованием современных технологий, таких как машинное обучение и искусственный интеллект. Система предиктивной аналитики анализирует исторические и текущие данные, выявляя закономерности и аномалии. Алгоритмы машинного обучения обучаются на больших объемах данных, что позволяет им эффективно распознавать отклонения от нормального функционирования оборудования. Когда система обнаруживает аномальные показатели, такие как резкое повышение температуры или увеличение уровня вибрации, она автоматически инициирует процесс оповещения. Это может включать отправку уведомлений ответственным специалистам через мобильные приложения, электронную почту или системы управления [3].

Оповещения могут содержать информацию о характере проблемы, уровне критичности и рекомендациях по дальнейшим действиям. Получив уведомление о потенциальной неисправности, ответственные специалисты могут оперативно оценить ситуацию и принять необходимые меры. В этом пункте могут содержаться планирование внепланового технического обслуживания, корректировку параметров работы оборудования или даже его остановка для предотвращения более серьезных последствий. Такой подход минимизирует риски аварий и простоев и способствует более эффективному управлению ресурсами и снижению затрат на обслуживание.

Таким образом, комплексная установка сенсорных систем и использование предиктивной аналитики создают мощный инструмент для повышения надежности и безопасности производственных процессов, позволяя компаниям более эффективно управлять своим оборудованием и минимизировать риски.

В сфере оптимизации производственных процессов IoT-технологии обеспечивают комплексный контроль логистических цепочек, движения материальных ресурсов и энергопотребления. Это позволяет менеджменту принимать обоснованные решения по распределению производственных мощностей и оптимизации издержек. Более подробно данная система представлена на рисунке 1.

Особое внимание уделяется системе безопасности производственных объектов. Установленные датчики осуществляют непрерывный мониторинг параметров окружающей среды, включая уровень газосодержания и других потенциально опасных веществ. При выявлении отклонений от нормативных показателей система автоматически инициирует соответствующие протоколы реагирования.

Управление производственными процессами базируется на анализе массивов данных с использованием современных алгоритмов машинного обучения. Это позволяет прогнозировать производительность скважин и оптимизировать распределение ресурсов[4].

Таким образом, интеграция IoT-технологий в нефтегазовый сектор способствует созданию высокоэффективной системы управления, основанной на принципах предиктивной аналитики и оперативного реагирования на изменения производственных параметров. Это позволяет компаниям не только повышать эффективность текущих операций, но и создавать

основу для дальнейшего технологического развития и повышения конкурентоспособности на рынке.

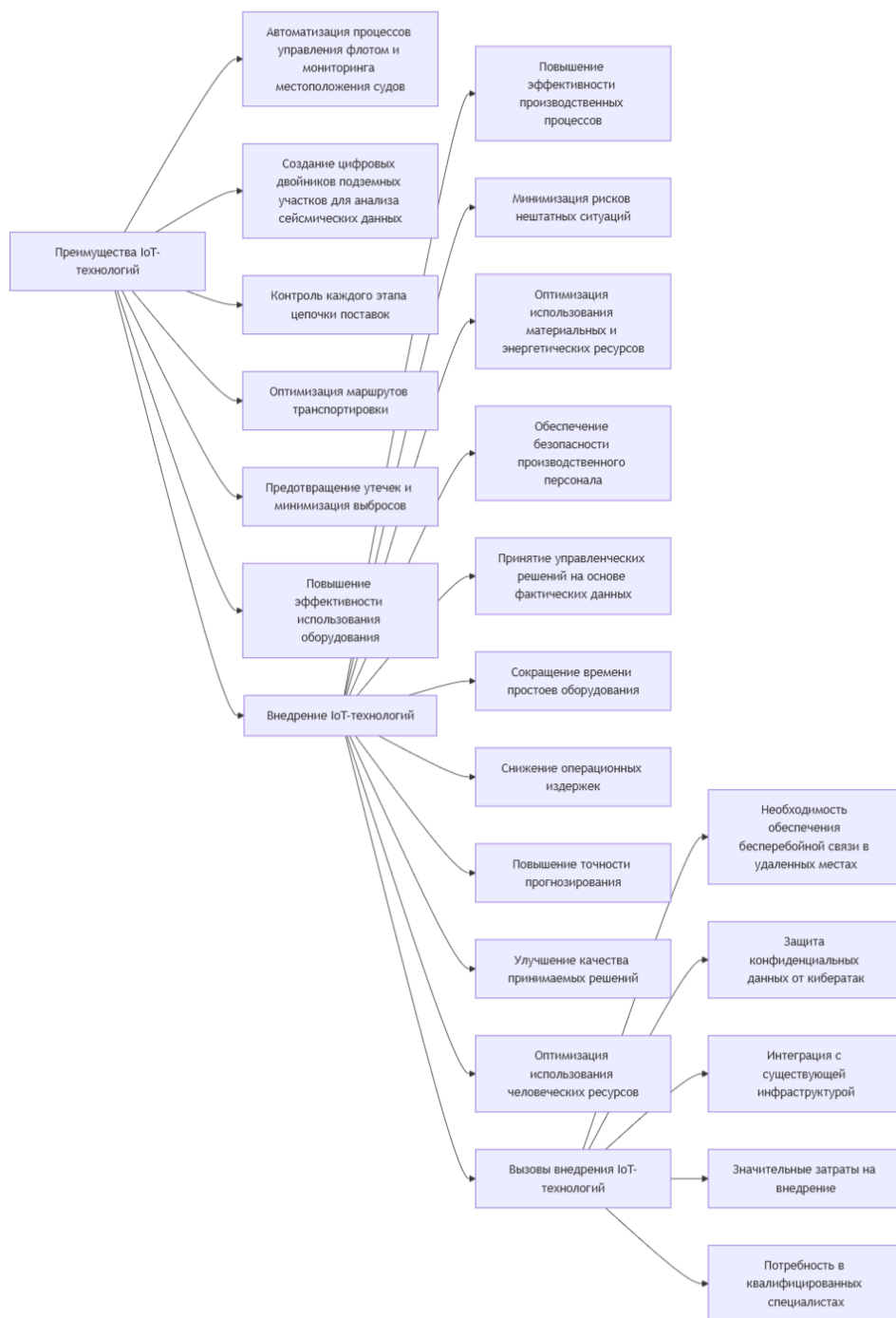


Рисунок 1. Схема, содержащая в себе преимущества и внедрение IoT-технологий

В перспективе ожидается дальнейшее расширение применения IoT-технологий, включая:

- Развитие систем предиктивного обслуживания
- Улучшение систем безопасности
- Оптимизацию производственных процессов
- Повышение экологической безопасности
- Улучшение качества управления активами
- Развитие автоматизированных систем принятия решений

Выводы

Развитие автоматизированных систем принятия решений, основанных на данных, собранных IoT-устройствами, открывает новые возможности для управления. Такие системы могут анализировать большие объемы информации и предлагать оптимальные решения в реальном времени, что значительно ускоряет процесс принятия решений и повышает его качество.

Таким образом, IoT не только трансформирует нефтегазовый сектор, но и создает основу для его устойчивого развития в условиях растущей конкуренции и изменяющихся рыночных условий. Внедрение этих технологий позволяет компаниям не только оптимизировать свои процессы, но и активно участвовать в решении экологических и социальных задач, что делает их более конкурентоспособными и ответственными в глазах общества.

Библиография

1. Иванов А.А., Петров В.В. Применение технологий Интернета вещей в нефтегазовой отрасли // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20, № 3. – С. 45-52. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=12345678> (дата обращения: 10.10.2023).
2. Сидоров С.И., Кузнецова Е.А. Большие данные и предиктивная аналитика в управлении производственными процессами // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2021. – № 5. – С. 12-18. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23456789> (дата обращения: 10.10.2023).
3. Козлов Д.М., Михайлов А.Н. Интеграция IoT-технологий в системы безопасности нефтегазовых объектов // Безопасность труда в промышленности. – 2023. – № 2. – С. 34-40. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=34567890> (дата обращения: 10.10.2023).
4. Николаева Т.П., Белов А.В. Оптимизация логистических цепочек в нефтегазовой отрасли с использованием IoT // Логистика и управление цепями поставок. – 2022. – № 4. – С. 56-63. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=45678901> (дата обращения: 10.10.2023).

***Автоматизация технологических процессов на шельфовых месторождениях и
оптимизация обработки промысловых данных***

***Красников Ю.А. * (РУДН, 1032212757@pfur.ru),
Унжаков Р.С. (РУДН, 1032216259@pfur.ru),
Шайдуллина А.С. (РУДН, 1032212042@pfur.ru)***

Аннотация

Автоматизация является составной частью технологического прогресса в любой отрасли, поэтому ее внедрение и совершенствование становится актуальной задачей и для нефтяной промышленности. Анализ и обработка данных, поступающих при разработке месторождений, служит одним из основных процессов управления, определяющим успех мероприятия по добыче нефти в целом.

На современном этапе развития нефтяного комплекса существует множество методов по автоматизации и обработке параметров технологических операций. В частности решаются задачи, направленные на внедрение автоматизации на объекты, отличающиеся нестандартными условиями, в том числе и на разработку шельфовых нефтяных месторождений. Безопасность таких мероприятий играет ключевую роль, поэтому к выбору технических средств, регулирующих процесс разработки, следует подходить с повышенным вниманием.

Сейчас особое внимание уделяется инновационным технологиям, основанным на внедрении цифровизации и включающих ее компонентов, в том числе машинного обучения и программных систем на основе искусственного интеллекта.

В данной работе рассматриваются нескольких вариантов, реализация которых способствует повышению качества контроля и обработки показателей освоения месторождений шельфа. Также выбран наиболее подходящий проект, внедрение которого может принести значительный вклад в общий успех нефтяных мероприятий.

Ключевые слова

Нефтяная промышленность, шельфовые месторождения, автоматизация, контроль данных, искусственный интеллект

Теория

Проведенный обзор существующих на рынке программных решений для обработки промысловых данных на шельфовых месторождениях показал наличие различных вариантов. В данный момент анализ и интерпретация промысловых данных основаны на работе с базами данных через специализированные программные обеспечения (ПО). Они позволяют визуализировать и сравнивать имеющиеся параметры с последующим формированием решений на их основе. Подобных программных обеспечений существует достаточно много (Geoplat Pro-S, БАСПРО Оптима, GEOTECH) [1-4].

Иногда на месторождениях вносятся правки в структуру ПО с учетом необходимых требований. Например, на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении широко используется ПО Power BI. С его помощью инженеры могут извлекать необходимую информацию из базы данных месторождения, а также преобразовывать ее, конвертируя в требуемые функции и визуализировать в формат дашбордов. Также там был создан автоматизированный инструмент для отслеживания ключевых показателей эффективности

мероприятий по контролю над разработкой, предоставляющий продвинутые возможности мониторинга, контроля, анализа и последующего прогнозирования процессов. Но при всех своих преимуществах этот, как и другие варианты автоматизации, всё ещё сильно зависит от человеческого фактора.

Говоря о более полной автоматизации, стоит отметить нейронные сети, которые в последние годы получили широкое развитие и проникли во многие сферы деятельности. Искусственный интеллект (ИИ) – это программы, обладающие ограниченным саморазвитием в рамках заданного направления обучения. В зависимости от назначения, ИИ способны выполнять различные функции, среди которых важными для нефтегазовой отрасли являются возможность анализа «сенсорной» информации, получаемой с различных датчиков на месторождении, возможность быстрого анализа больших массивов промышленных данных, возможность на основе данных, в том числе видеонаблюдения, определять отклонения в работе оборудования и предупреждать аварии и сбои.

Спектр способностей дублирует возможности сотрудников, но за счёт более прямого доступа к данным, эти операции требуют меньшего времени на их реализацию.

На данный момент использование искусственного интеллекта является экспериментальной технологией, поэтому сейчас рано говорить о масштабном внедрении. В России крупнейшим проектом подобного плана является проект «Интеллектуальное месторождение», который с 2016 года реализует компания ЛУКОЙЛ. Проект охватывает уже более 45 тыс. скважин от Калининграда до Западной Сибири. Несколько таких скважин имеются и на шельфовых месторождениях – Аркутун-Дагинское и Пильтун-Астохское (Сахалин). Суть проекта – внедрение автоматизированных систем на основе ИИ, занимающихся обработкой и контролем данных с выведением наиболее рационального варианта действий. Но сейчас эти системы всё ещё проходят своеобразное «обучение» под контролем квалифицированного персонала.

Полная автоматизация с помощью подобных систем недоступна, к тому же при их использовании на шельфовых месторождениях могут возникнуть некоторые проблемы:

- ограниченность адаптации к морским условиям;
- сложности с передачей данных в реальном времени ввиду экстремальных условий размещения платформ;
- высокие затраты на адаптацию систем под водные условия ввиду нужды переработки многих систем под морское оборудование.

Учитывая сложности, возникающие в работе стандартных систем подобного рода на шельфовых месторождениях, где по климатическим причинам, а также из-за особенностей оборудования стандартные алгоритмы автоматизированных систем на основе ИИ не могут работать с требуемой эффективностью, некоторые компании разрабатывают специализированные решения для шельфовых месторождений.

Проведя исследование современного программного обеспечения, объединяющее зависимые от человека решения и подход, основанный на технологиях нейронных сетей для контроля массивов данных на месторождениях, нами был обнаружен достаточно эффективный в плане предоставляемых возможностей вариант в виде продукции от компании «Эттон» – АИС «Цифровое месторождение». Данное ПО запатентовано в августе 2023 года и пока что широко не применяется, но при этом является одним из немногочисленных полностью российских.

Система управления промышленными данными предназначена для повышения эффективности и скорости процессов управления разработкой и эксплуатацией

месторождений. Это ПО можно использовать для контроля многих нефтяных месторождений, в том числе шельфовых, благодаря возможности вносить новые технологические данные в систему компьютера, а также широкому спектру изначальных функций. Например, можно учитывать влияние толщи морской воды, оказывающей давление на ствол скважины при добыче и освоении, принять во внимание просачивание воды через микротрещины на устье морских скважин и многие другие параметры, необходимые для контроля на разработке шельфа. Данное программное обеспечение позволяет контролировать все процессы месторождения в реальном времени.

Преимущества внедрения АИС «Цифровое месторождение» на шельфовых месторождениях:

1. Контроль данных со всего месторождения (скважины, внешние датчики платформ, трубопроводы и т.д.) с возможностью оперативного реагирования.
2. Более полная, по сравнению со стандартными программными методами автоматизация всех процессов.
3. Визуализация параметров разработки. Пример функции в виде дашборда изображен на рисунке 1.
4. Оценка экологической и экономической эффективности за счёт более оперативного и «чуткого» контроля над производством.
5. Интеллектуальная обработка данных о процессах проведения разведочных, промысловых, ремонтно-изоляционных работ. Пример функции представлен на рисунке 2.

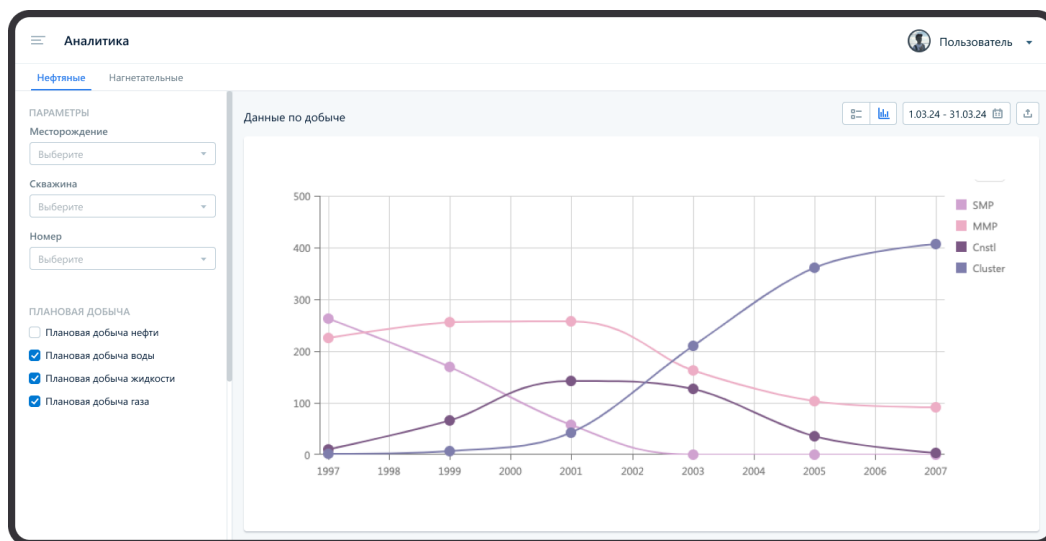


Рисунок 1. Построение графика добычи нефти на месторождении по годам

При этом за счёт увеличения эффективности автоматизированной части влияние таких систем на шельфовые месторождения представляется большим, чем на месторождениях, расположенных на суше, в виду изначально более экстремальных и сложных условий на морских платформах, что требует более точного и непрерывного контроля для обеспечения безопасности.

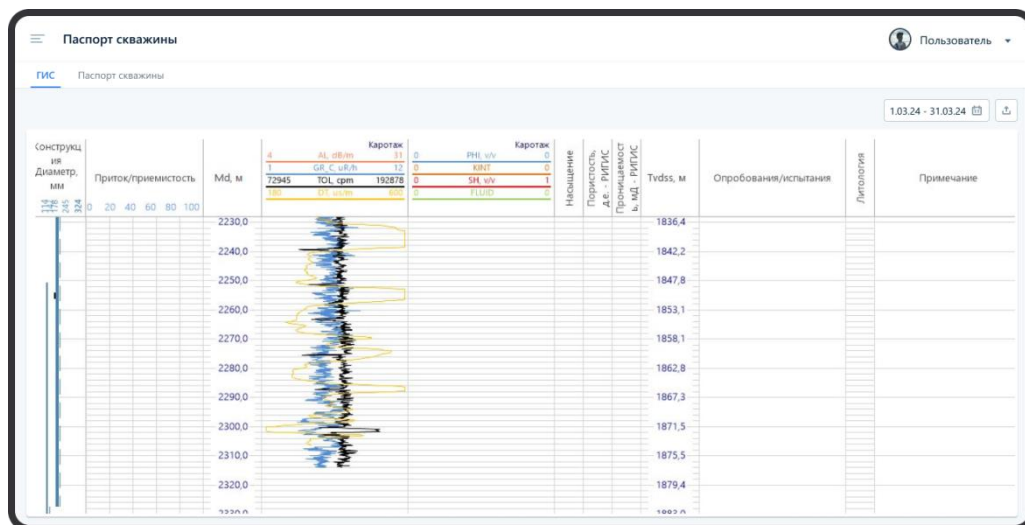


Рисунок 2. Визуализация и анализ данных о проведении геофизических исследований в скважинах

Выводы

Автоматизация, анализ промысловых данных и всесторонний контроль над управлением освоения месторождений шельфа является ключевым аспектом рациональной добычи, поэтому повышение качества этих процессов напрямую влияет на эффективность разработки в целом.

Внедрение новых технологий и применение решений для этих задач способствует оптимизации производственных процессов, снижению эксплуатационных расходов и повышению безопасности разработки месторождений. Мы считаем, что одним из наиболее перспективных направлений технологического развития отрасли – внедрение систем, подобных АИС «Цифровое месторождение», которые объединяют стандартные технологии обработки и функции на основе искусственного интеллекта.

Библиография

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С. Интеллектуальные месторождения: миф или реальность? Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2 (21). – 27 с.
2. Лобков Ю.А., Интеллектуальное месторождение ПАО «ЛУКОЙЛ». Журнал «Инженерная практика». – 2017. – № 11. – 33 с.
3. Максименко Д.Ф., Воронин А.Ю. Задачи и проблемы автоматизации процессов добычи нефти. Форум молодых ученых. – 2019. – № 1 (29). – С. 679–685.
4. Петренко В.Е., Нуриев М.Ф., Шевелев М.Б., Семенов Ю.В., Шологин Р.А., Мотовилов В.Ю. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом. Газовая промышленность. – 2018. – № 11 (777). – С. 8–13.

Анализ эффективности горизонтального и многоствольного бурения в сложных геологических условиях

Муктар М.А. *(МГРИ, Muktarmht47@gmail.com)

Аннотация

Горизонтальное и многоствольное бурение является одной из ключевых технологий увеличения нефтеотдачи при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. В данной работе рассматриваются основные преимущества и ограничения этих методов, их влияние на эффективность добычи и экономическую целесообразность применения.

Ключевые слова

Горизонтальное бурение, многоствольное бурение, нефтеотдача, трудноизвлекаемые запасы, разработка месторождений

Теория

Анализ эффективности горизонтального и многоствольного бурения в сложных геологических условиях является важным аспектом при проектировании и разработке месторождений углеводородов. Эти технологии позволяют повысить продуктивность скважин, оптимизировать добычу и снизить затраты на разработку месторождений, особенно в условиях сложного геологического строения.

Горизонтальное бурение позволяет увеличить площадь контакта скважины с продуктивным пластом, что особенно полезно в низкопроницаемых коллекторах. Однако в сложных геологических условиях могут возникнуть трудности с управлением траекторией бурения и устойчивостью ствола [1-7].

Многоствольное бурение предполагает создание нескольких ответвлений от основной скважины, что позволяет охватить большую площадь пласта и увеличить добычу. Этот метод эффективен в условиях неоднородных коллекторов, но требует более сложного оборудования и управления, что повышает затраты и риски.

Эффективность обоих методов зависит от точности геолого-геофизических данных, качества управления бурением и адаптации технологий к конкретным условиям. В сложных геологических условиях многоствольное бурение может быть более предпочтительным из-за гибкости, но требует более высоких инвестиций и квалификации персонала.

Анализ эффективности горизонтального и многоствольного бурения в сложных геологических условиях включает оценку следующих аспектов:

Горизонтальное бурение позволяет:

- Увеличить площадь контакта скважины с пластом.
- Повысить эффективность в трудноизвлекаемых резервуарах.
- Минимизировать экологическое воздействие.

Многоствольное бурение предполагает:

Эта технология обладает следующими преимуществами:

- Максимизация добычи из одной скважины.
- Оптимизация разработки месторождений.

Для более эффективной эксплуатации многоствольных скважин необходимо проводить комплексные геофизические и гидродинамические исследования по определению работы каждого ствола при разных депрессиях на пласт.

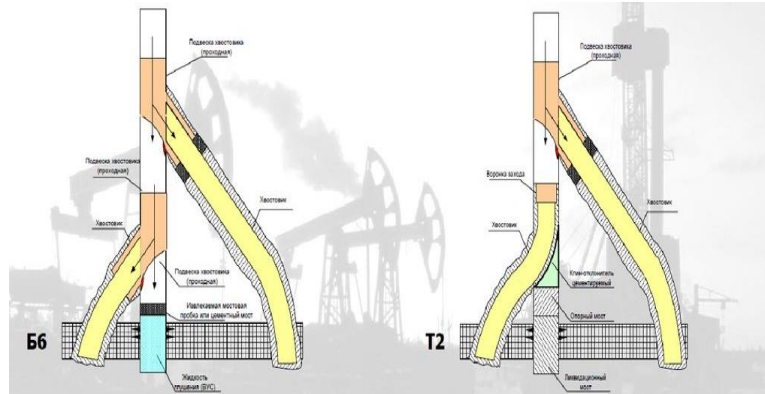


Рисунок 1. Схема многоствольной скважины: Бб – многоствольная скважина с ликвидированной нижней частью основного ствола, Т2 – многоствольная скважина без ликвидированной нижней частью основного ствола

Особенности сложных геологических условий

Сложные геологические условия могут включать:

- Неоднородность пластов (переменная проницаемость, пористость).
- Наличие тектонических нарушений (разломы, трещины).
- Высокую степень обводненности.
- Низкую проницаемость коллектора (например, в сланцевых или карбонатных породах).
- Высокое давление и температуру в пластах.

В таких условиях традиционное вертикальное бурение часто оказывается недостаточно эффективным, что делает применение горизонтального и многоствольного бурения более предпочтительным.

➤ **Горизонтальное бурение**

Горизонтальное бурение предполагает создание ствола скважины, который проходит через продуктивный пласт под углом, близким к 90 градусам. Это позволяет:

- Увеличить площадь контакта скважины с пластом.
- Повысить дебит скважины за счет доступа к большим объемам коллектора.
- Улучшить дренирование трудноизвлекаемых запасов.
- Снизить количество скважин для разработки месторождения.

Анализ эффективности:

- Оценка прироста дебита по сравнению с вертикальными скважинами.
- Изучение устойчивости ствола в сложных геологических условиях (риски обрушения, искривления).
- Оценка экономической целесообразности (затраты на бурение vs. ожидаемая добыча).

➤ Многоствольное бурение

Многоствольное бурение предполагает создание нескольких ответвлений (стволов) от одной основной скважины. Это позволяет:

- Дренировать несколько зон продуктивного пласта одновременно.
- Снизить экологическую нагрузку за счет уменьшения количества буровых площадок.

- Повысить охват месторождения, особенно в условиях тонких или прерывистых пластов.

Анализ эффективности:

- Оценка влияния количества стволов на общую продуктивность.
- Анализ сложности управления многоствольной системой (риски пересечения стволов, сложности с эксплуатацией).
- Изучение экономической эффективности (сравнение затрат на бурение и эксплуатацию с ожидаемым приростом добычи).

➤ **Методы анализа эффективности**

Для оценки эффективности горизонтального и многоствольного бурения используются:

- Геологическое и гидродинамическое моделирование: создание 3D-моделей пласта для прогнозирования продуктивности.
- Анализ данных ГИС (геофизических исследований скважин): определение свойств пласта и оптимальных траекторий бурения.
- Мониторинг добычи: сравнение фактических показателей добычи с прогнозируемыми.

Выводы

1. Горизонтальное и многоствольное бурение являются эффективными методами увеличения добычи нефти.
2. Эти технологии позволяют повысить коэффициент извлечения нефти и продлить срок эксплуатации месторождений.
3. Высокие первоначальные затраты компенсируются увеличенной добычей и снижением эксплуатационных расходов.
4. Исследования на месторождениях показывают, что эти методы особенно эффективны в сложных геологических условиях.

Библиография

1. Иванов А.А., Петров Б.Б. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. – М.: Наука, 2020.
2. Сидоров В.В. Современные технологии горизонтального бурения. – СПб.: Нефтегаз, 2019.
3. Захаров К.Н., Смирнов Л.Д. Основы проектирования и эксплуатации горизонтальных скважин. – М.: Недра, 2021.
4. Способ гидроразрыва пласта // Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998.
5. Способ разработки нефтяной залежи / Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Галеев Ф.Х., Санамова С.Р. // Патент на изобретение RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
6. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины / Горбунов А.Т., Москвин В.Д., Бруслов А.Ю., Старковский А.В., Рогова Т.С., Султанов Т.А., Баликеева М.А. // Патент на изобретение RU 2023143 C1, 15.11.1994. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992.
7. Устройство для очистки скважины / Чукчеев О.А., Мамедов Б.А., Минулин Х.К., Исангулов А.К., Бразник В.В. // Патент на изобретение RU 2068079 C1, 20.10.1996. Заявка № 96103241/03 от 27.02.1996.

Влияние необратимых деформаций горных пород на эффективность гидроразрыва пласта и прогнозирование дебитов горизонтальных скважин

Никора Д.И. * (МГРИ, daniilnikora019@gmail.com)

Аннотация

В статье исследуется влияние необратимых деформаций горных пород на показатели разработки нефтяных месторождений. Анализируются различные модели изменения фильтрационно-емкостных свойств пород под воздействием давления, включая линейные, экспоненциальные и степенные зависимости. Особое внимание уделяется учету пластических и упругопластических деформаций при моделировании ГРП, что позволяет получить более точные прогнозы геометрии трещины и эффективности воздействия. Рассматриваются различные математические модели ГРП различной степени сложности - от аналитических моделей KGD, PKN до трехмерных численных моделей Full3D. Проводится сравнительный анализ методов расчета дебита горизонтальных скважин с учетом анизотропии проницаемости и необратимых изменений свойств пласта. Демонстрируется необходимость учета необратимых изменений для повышения достоверности прогнозов дебита скважин и эффективности мер по увеличению нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова

Гидроразрыв пласта, необратимые деформации, нефтеотдача, дизайн ГРП, дебит горизонтальной скважины

Теория

Учет влияния необратимых изменений фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов критически важен для разработки нефтяных и газовых месторождений и применения методов интенсификации, таких как гидроразрыв пласта. Высокие перепады давления могут вызывать смещение частиц породы, закупорку пор, консолидацию глинистых включений и замыкание трещин, что приводит к снижению проницаемости и даже облитерации (полному схлопыванию пор). Эти изменения могут быть необратимыми, демонстрируя гистерезис проницаемости [1-10].

Для описания влияния давления на пористость и проницаемость используются линейные, экспоненциальные и степенные модели [11].

Эксперименты [12] показали, что проницаемость песчаника меняется незначительно, тогда как проницаемость сланцевой породы более чувствительна к давлению из-за микротрещин. Часть изменений оказалась необратимой при разгрузке, и полученные данные лучшим образом описываются степенной зависимостью.

В работе [13] установлено необратимое снижение проницаемости песчаника с ростом давления, особенно в среднезернистых породах.

В [14] показано, что изменение проницаемости можно описать как экспоненциальными, так и степенными уравнениями независимо от типа породы.

Анализ исследований показывает разногласия в методах описания зависимости пористости и проницаемости от давления, но влияние давления на необратимые изменения ФЕС бесспорно. Учет пластических и упругопластических деформаций важен для моделирования гидроразрыва пласта, так как это влияет на геометрию трещины,

эффективность воздействия и распределение напряжений. Это позволяет точнее прогнозировать результаты и оптимизировать разработку месторождений.

Результаты исследования [4-6] демонстрируют, что циклические изменения давления, схематично имитирующие процессы «нагрузки-разгрузки», приводят к необратимой потере исходных значений проницаемости и пористости упруго-пластичных горных пород (Рисунок 3). Это подчеркивает важность учета эффекта необратимых деформаций при прогнозировании долгосрочной продуктивности коллекторов, подвергающихся циклическим нагрузкам.

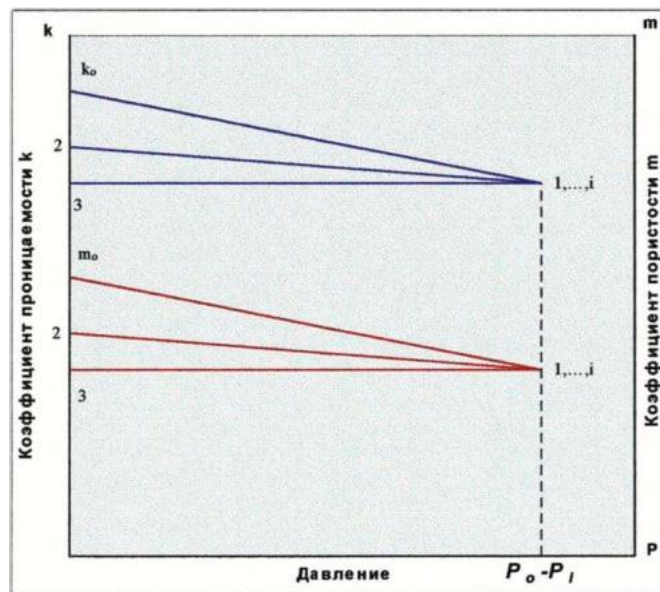


Рисунок 3. Зависимость коэффициентов пористости и проницаемости от давления в элементе пласта, представленного упруго-пластичными породами

Коэффициент проницаемости в случае линейной зависимости проницаемости от давления для упругопластического режима проницаемость рассчитывается по формуле [4]:

$$k = k_0 \left\{ \frac{[1 + a_{k0}(P_i - P_0)] * \{ [1 + a_{k0}[1 + \eta_k(P_i - P_0)](P - P_0) \}}{1 + a_{k0}[1 + \eta_k(P_i - P_0)](P_i - P_0)} \right\} \quad (1)$$

где k – проницаемость, зависящая от давления; k_0 – начальная проницаемость при начальном пластовом давлении; a_k – коэффициент изменения проницаемости; P_0 – начальное пластовое давление; P_i – текущее пластовое давление, η_k – коэффициент необратимого изменения проницаемости в зависимости от давления.

Расчету дебита горизонтальных скважин посвящены многочисленные исследования, результатами которых стали различные аналитические методики и эмпирические формулы.

В работе [15] предложена следующая формула для условия, когда горизонтальный ствол скважины расположен симметрично контуру питания:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right]} \quad (2)$$

В процессе эксплуатации скважины давление в пласте снижается, что приводит к уменьшению проницаемости. Это явление особенно актуально для упругопластических пород, где наблюдается как обратимое, так и необратимое изменение свойств фильтрации. Для более точного прогнозирования дебитов необходимо учесть это снижение проницаемости.

Предлагается модифицировать формулу (2), заменив начальную проницаемость на проницаемость, которая учитывает влияние необратимых деформаций.

Совместное решение уравнений (1) и (2) позволит получить решение с учётом необратимых изменений дебита горизонтальной скважины.

Сравнение дебитов, полученных с учетом и без учета необратимых деформаций, а также с дебитом, полученным в программном комплексе РН-ГРИД приведены ниже (Таблица 1).

Таблица 1. Сравнение дебитов, рассчитанных с учетом и без учета необратимых деформаций

Q, м ³ /сут	Чарный И.А. (без учета необратимых деформаций)	Чарный И.А. (с учетом необратимых деформаций)	Ожидаемый дебит жидкости по результатам ГРП (рассчитанный в РН-ГРИД)
1 скважина	361	289	76
2 скважина	203	162	81

Расчёты дебита горизонтальной скважины с учётом и без учёта показывают существенную разницу в оценке результатов проведённых ГРП. Фиксирование необратимых изменений при нагрузке – разгрузке пласта позволяет внести поправки в дизайн ГРП и получить более достоверный результат по оценке конечного значения дебита горизонтальной скважины и предложить более объективный прогноз об эффективности ГРП.

Выводы

Учет необратимых деформаций горных пород позволяет существенно повысить точность прогнозирования дебитов горизонтальных скважин после проведения ГРП. Модифицированная формула Чарного демонстрирует лучшее соответствие с фактическими данными, что открывает возможности для оптимизации дизайна ГРП и увеличения эффективности мер по повышению нефтеотдачи пластов с учётом влияния необратимых деформаций.

Библиография

1. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа / Арефьев С.В. и др. // Вестник РАЕН. 2024. Т. 24. № 1. С. 3-19.
2. Effect of irreversible and unstable processes on reservoir recovery // SOCAR Proceedings. 2024. № 1. С. 87-94.
3. Шахвердиев А.Х. Влияние гистерезисных явлений в нефтедобыче на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2024. № 6. С. 92-97.
4. Шахвердиев А.Х. Определение параметров пластов при упругопластическом режиме фильтрации // Доклады Академии наук Азербайджанской ССР. 1979. Т. 35. № 4. С. 93-101..
5. Шахвердиев А.Х. Исследования фильтрации однородной жидкости в деформируемых чисто-трещиноватых коллекторах // Доклады Академии наук Азербайджанской ССР. 1983. Т. 39. № 1. С. 80-85.
6. Определение параметров пласта при пластическом режиме фильтрации / Абасов М.Т., Горбунов А.Т., Шахвердиев А.Х. // Нефтепромысловое дело. 1981. № 5. С. 3.

7. Способ гидроразрыва пласта // Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998.
8. Горбунов А.Т. Об установлении оптимального забойного давления при упруго-пластичном режиме фильтрации // "Добыча нефти", сборник научных трудов, ВНИИ, М., вып. N 61, 1977г., с.122-129.
9. Исследования фильтрации реальной газированной нефти в упруго-пластической деформируемой среде // "Теоретические и практические аспекты разработки среды нефтегазоносных пластов". Сборник научных трудов ВНИИ им. Академика А.П. Крылова, М., 1979, вып. 68. С. 106-115.
10. Шахвердиев А.Х. К определению параметров трещиноватого пласта, представленного деформируемыми породами // "Техника и технология добычи нефти" сборник научных трудов ВНИИ, М.: вып.89 1981г., с.197-201.
11. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. 239 с. граф.; 22.
12. Dong J., Hsu J., Wu W. et al. Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2010. Vol. 47. Iss. 7. P. 1141-1157. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2010.06.019
13. Петраков Д.Г., Пеньков Г.М., Золотухин А.Б. Экспериментальное исследование влияния горного давления на проницаемость песчаника // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 244-251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24
14. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riaboko, E.P., Poplygin V.V. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. Energies 2021, 14, 2306. [https:// doi.org/10.3390/en14082306](https://doi.org/10.3390/en14082306)
15. Чарный И.А. Подземная гидромеханика. Вып. 3, М.: ОГИЗ. 1954.

Определение рациональных параметров для проектирования многостадийного гидроразрыва в горизонтальных скважинах на месторождении Рио-дель-Рей

Окаме Нгонди Л.Ж. * (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, okamejasmine@gmail.com),

Телков В.П. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, telkov_viktor@mail.ru)

Аннотация

Численное моделирование используется для определения эксплуатационных параметров, влияющих на эффективность многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах. Сравниваются такие критерии, как количество трещин и расстояние между ними, тип проппанта и эффект пакера, предлагается модель проектирования трещин. Валидация модели основана на значении дебита, коэффициента извлечения нефти, проводимости пачки проппанта и интерференции между трещинами.

Ключевые слова

Гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, количество трещин, тип проппанта, эффект пакера, коэффициент извлечения нефти

Теория

Бассейн Рио-Дель-Рей — это осадочный водораздел, расположенный в эстуарии Камеруна, недалеко от его границы с Нигерией. Большинство месторождений, связанных с ним, всё ещё находятся на стадии исследования или ранней эксплуатации. Поэтому необходимо предложить стратегии разработки месторождений и эффективной эксплуатации скважин, включая применение технологии гидравлического разрыва пласта.

Технология гидроразрыва пласта, применяемая в горизонтальных скважинах, позволяет значительно увеличить степень использования потенциала пласта. В последние годы в ряде исследований рассматривались проблемы гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. В работе [1] исследователи разработали простую и надежную аналитическую модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от количества трещин. Позднее, в работе [2] авторы дополнили модель для расчета производительности горизонтальной скважины с многозонным ГРП, учитывая параметры, не рассматриваемые в статье [1], такие как изменение угла развития трещины по отношению к оси ствола скважины, изменение забойного давления (вдоль горизонтального участка скважины), зональную неоднородность пласта и асимметрию трещин. Это позволило получить более полную модель, гибко работающую в различных условиях.

Исходя из этого, была проведена серия экспериментов на горизонтальных скважинах с целью определения рациональных параметров, влияющих на эффективность ГРП в горизонтальных скважинах. Мы рассмотрели следующие параметры: влияние расстояния между трещинами на продуктивность, оптимальное количество трещин, влияние типа проппанта на проводимость трещин, влияние пакеров на инициацию, развитие и итоговую геометрию трещин.

Из определения роли гидроразрыва пласта, заключаемой в создании канала с повышенной проводимостью для улучшения притока жидкости, следует, что производительность горизонтальных скважин сильно зависит от проводимости, являющейся функцией проницаемости пласта, количества трещин и расстояния между ними.

При определении производительности горизонтальной скважины с несколькими трещинами нужно учитывать, что общий поток вдоль ствола скважины представляет собой накопленную сумму потоков из всех трещин к горизонтальному стволу скважины с МГРП, как показано на рисунке ниже.

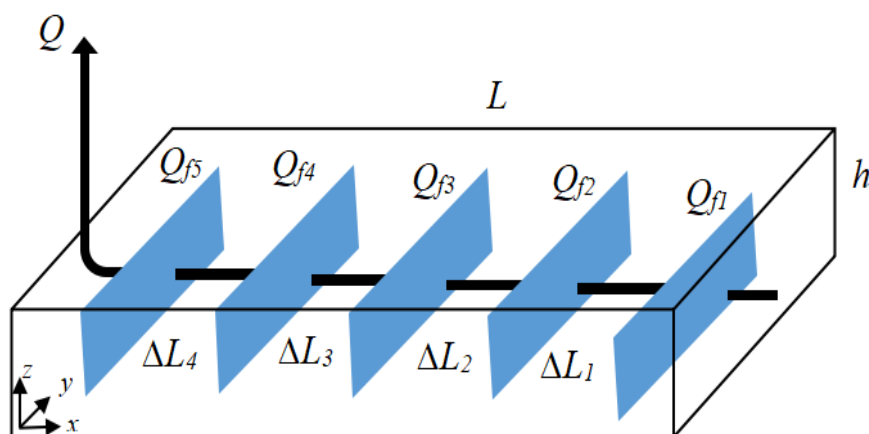


Рисунок 1. Схема, показывающая зависимость между общим дебитом скважины, расстоянием между трещинами и количеством трещин

Для определения рационального количества трещин в зависимости от длины горизонтального ствола было предложено варьировать желаемое расстояние между трещинами ГРП в трех группах размеров: 30, 50 и 70 м. Это позволило определить количество трещин ГРП для каждой рассматриваемой переменной расстояния. Расчёты суммарной добычи для каждого из этих трех случаев подтвердили, что большему количеству трещин ГРП соответствует более высокая производительность скважины.

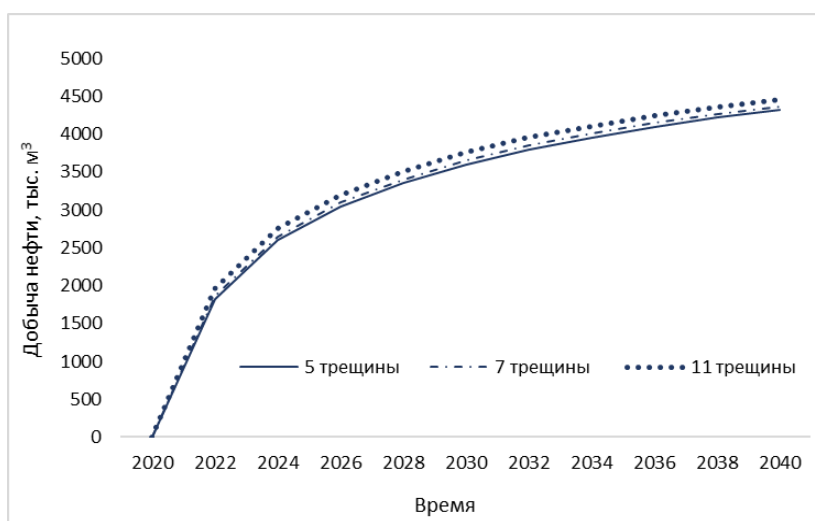


Рисунок 2. Влияние количества трещин на продуктивность горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

В данном исследовании анализ притока был использован для определения рационального количества трещин, необходимых для оптимального гидроразрыва пласта. Испытания проводились на горизонтальной скважине длиной 528 м. Было смоделировано несколько вариантов ГРП, варьируя количество трещин, каждый раз от 1 до 10 трещин. Для каждого варианта рассчитывался дебит скважины. Таким образом, оптимальное количество трещин, необходимое для данного МГРП, составило 8 трещин.

Выбор проппанта заключался в определении типа и размера проппанта, необходимого для проведения ГРП. Проппанты — это твёрдые материалы, закачиваемые в трещины для поддержания трещин в открытом состоянии после проведения ГРП. Их роль заключается в создании проницаемого пространства, достаточно прочного, чтобы удерживать трещины открытыми, способствуя тем самым хорошему притоку жидкости. Был смоделирован процесс гидроразрыва с использованием трех вариантов проппанта: природного (песок), синтетического (керамика) и их смеси в пропорции (20% песка и 80 % керамического проппанта). Целью эксперимента было определение необходимой проводимости для каждого варианта используемого наполнителя. Эксперимент проводился с использованием программного обеспечения «Fracpro». Это программное обеспечение предназначено для детального проектирования гидроразрыва пласта. Оно используется для проектирования и анализа ГРП, анализа добычи и экономической оптимизации. Результаты исследования показали, что керамический проппант имеет лучшую проводимость, чем песок. Однако сочетание двух типов проппантов также дало интересный результат: средняя проводимость была примерно на 8 % ниже, чем у керамического проппанта. Кроме того, исследование не ограничивалось только выбором типа используемого проппанта, но и плотности, и фракции проппанта, необходимых для повышения эффективности ГРП.

Оценка влияния использования пакеров на процесс гидроразрыва пласта показала, что во время операций по гидроразрыву пакеры используются временно для контроля закачиваемых жидкостей и защиты обсадной колонны скважины. В рамках данного исследования мы оценили две различные системы использования пакеров, для определения их влияния на эффективность ГРП. Это система «plug and perf» и система «ball-drop sleeve». Система «plug and perf» - самый распространенный метод проведения гидравлического разрыва пласта. Она предполагает прохождение мостовой пробки через кабель, оснащенный перфораторами, и обеспечивает большую гибкость при распределении этапов. Система ball-drop sleeve используется для многоступенчатой стимуляции. Приводной шар опускается с поверхности в соответствующее седло на забое скважины. Этот метод предназначен для сокращения времени стимуляции за счет непрерывной закачки. В таких системах каротаж используется для активации соединений и внутренней изоляции линии добычи в несколько отдельных этапов.

Результаты исследования показали, что при проведении многостадийных ГРП инициирование трещины системой «ball-drop sleeve» приводит к образованию более широких трещин и имеет более высокую степень изоляции каждой зоны ГРП. С другой стороны, при использовании систем «plug and perf» образующиеся трещины гораздо меньше, что может вызвать проблемы с интерференцией между трещинами.

Выводы

Исследование проводилось с целью анализа рациональных параметров для эффективной обработки ГРП:

- Рациональное количество ГРП составило 8 с расстоянием между парой трещин 60 м.
- Упаковка керамического проппанта обладает лучшей проводимостью, чем упаковка природного проппанта (песок). Однако смешивание двух типов проппанта также даёт хорошие результаты в плане проводимости и может быть экономическим и экологическим преимуществом.
- Выбранная система пакеров влияет на геометрию трещины и количество трещин, образующихся благодаря системе изоляции.

Библиография

1. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Модель для расчёта дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 64–67.
2. Телков В.П., Круглов Д.С. Улучшенная модель для расчёта производительности горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта // Нефтепромысловое дело. – 2017. - №11. - С. 28-36.
3. Огнева А.С., Фёдоров А.Э., Антонов М.С., Смолянец Е.Ф., Сергейчев А.В. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. № 2. – С. 24-37. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-24-37.
4. Raghavan, R.S., Chen, C.C., and Agarwal, B. 1997. An Analysis of Horizontal Wells Intercepted by Multiple Fractures. SPE J. 2 (3): 235–245. SPE-27652-PA. DOI: 10.2118/27652-PA.
5. Grubac, G., Conrad, J., Janiczek, P., Alexandru, D., & Mcgarvey, S. Maximizing Stimulation Efficiencies in Offshore Multistage Completions, Black Sea, Romania. // In SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition // SPE. 2022, January. (p. D022S019R002).

Оценка влияния давления нагнетания водогазовой смеси в пласт на рабочие параметры насосно-эжекторной системы

**Пасюта А.А.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, alexpasyuta@gmail.com),
Дроздов А.Н. (РГУНГ им. И.М. Губкина, РУДН им. Патриса Лумумбы, МГРИ,
Drozdov_AN@mail.ru, Drozdov_AN@mail.ru)**

Аннотация

Проведен расчет рабочих параметров насосно-эжекторной системы при реализации водогазового воздействия на пласт на одном из месторождений Урало-Поволжья. Проведены анализ и оценка влияния давления нагнетания водогазовой смеси в пласт на рабочие параметры насосно-эжекторной системы.

Ключевые слова

Метод увеличения нефтеотдачи, водогазовое воздействие на пласт, насосно-эжекторная система, попутный нефтяной газ, давление нагнетания

Теория

Одной из важнейших проблем нефтяной промышленности является нерациональное сжигание попутного нефтяного газа на факелах. В мире ежегодно сгорает около 150 млрд м³ попутного нефтяного газа, при этом Россия находится среди мировых лидеров по факельному сжиганию.

В связи с этим, имеет место применение перспективного метода борьбы с данной проблемой — водогазовое воздействие на пласт с утилизацией попутного нефтяного газа. Данная технология позволяет снижать негативное влияние на окружающую среду от сжигания попутного нефтяного газа на факеле, а также позволяет увеличить нефтеотдачу пласта, т.к. исключает недостатки более популярной технологии – заводнения [1-9].

Одним из способов реализации водогазового воздействия на пласт является применение насосно-эжекторной системы, схема которой показана на рисунке 1. В этом случае для успешной реализации водогазового воздействия необходимо осуществить тщательный подбор наземного оборудования [10].

При подготовке к внедрению технологии водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем на кусте скважин одного из месторождений Урало-Поволжья была выявлена проблема нестабильной закачки воды в нагнетательные скважины, выбранные для реализации технологии. На данном объекте ведется нагнетание в пласт пресной воды. В теплое время года в двух намеченных для внедрения скважинах XX1 и XX2 давление нагнетания воды и приёмистость выше, чем в холодное время года. Это вызвано тем, что зимой увеличивают закачку на других скважинах с низкой приёмистостью, чтобы там не замёрзла пресная закачиваемая вода. Как результат, падает давление нагнетания и приёмистость рассматриваемых двух скважин. Суммарная приёмистость двух выбранных нагнетательных скважин по воде меняется в течение года от 56 до 140 м³/сут, а давление нагнетания – от 9 до 12,7 МПа.

При проведении первых этапов расчета были получены значения максимальных давлений на устье нагнетательных скважин при закачке смеси (13,9 МПа), а также давление нагнетания на водоводе (13,94 МПа) [11, 12].

Заключительным этапом является расчет рабочих параметров насосно-эжекторной системы, заключающийся в определении геометрических характеристик эжектора, давления смеси на выходе из эжектора, среднеинтегральных параметров дожимного насоса, газосодержания на входе в насос, и необходимого числа его ступеней [13]. Результаты расчетов при значении затрубного давления 0,5 МПа приведены в таблице 1.

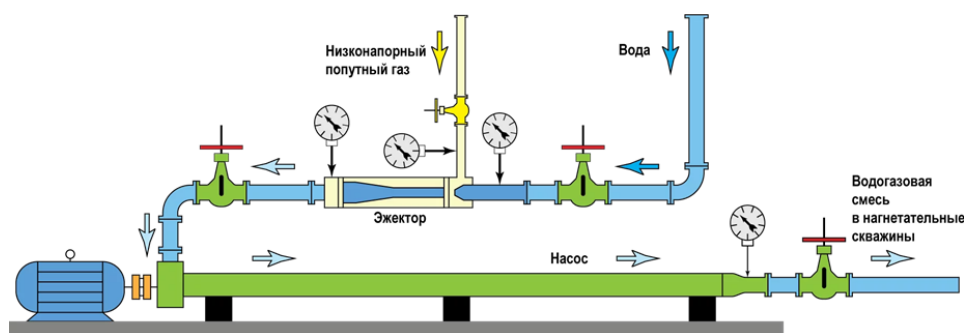


Рисунок 1. Схема закачки водогазовой смеси в пласт с применением насосно-эжекторной системы [10]

Таблица 1. Результаты расчетов при затрубном давлении 0,5 МПа

№	Параметры	Рабочее давление в водоводе перед соплом эжектора, МПа			
		9	10	11	12,7
1	Диаметр сопла эжектора, мм	5,05	4,92	4,79	4,62
2	Диаметр камеры смешения эжектора, мм	7,73	7,52	7,83	7,96
3	Расстояние от сопла до входа в камеру смешения, мм	11,59	11,28	11,00	10,59
4	Оптимальная длина камеры смешения, мм	166,61	162,05	158,04	153,22
5	Давление смеси на выходе из эжектора, МПа	3,33	3,66	3,99	4,56
6	Среднеинтегральная подача насоса на смеси, м ³ /сут	161,8	161,0	160,3	159,2
7	Среднеинтегральный напор насоса на смеси, м	1234,4	1189,9	1146,4	1074,2
8	Газосодержание смеси на входе, доли един.	0,258	0,240	0,225	0,203
9	Критическое газосодержание смеси, доли един.	0,251	0,257	0,263	0,271
10	Число ступеней насоса при частоте 50 Гц, шт.	193	186	180	168

Выводы

Результаты расчета указывают на то, что подобранная система является достаточно устойчивой и будет работать без перебоев, так как значение газосодержания водогазовой смеси не превышает критического значения. При увеличении давления нагнетания водогазовой смеси в пласт среднеинтегральные подача и напор насоса на смеси, газосодержание смеси на входе в насос и количество ступеней насоса уменьшаются, давление

на выходе из эжектора увеличивается. Что касается геометрических характеристик эжектора, то при увеличении давления нагнетания значения диаметра камеры смещения и давления смеси на выходе из эжектора увеличивается; значения расстояния от сопла до входа в камеру смещения и оптимальной длины камеры смещения при увеличении давления нагнетания уменьшаются.

Библиография

1. Способ определения местоположения застойных и слабодренлируемых зон нефтяной залежи / Максимов М.М. и др. // Патент на изобретение RU 2105136 C1, 20.02.1998. Заявка № 97114425/03 от 03.09.1997.
2. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
3. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO₂ gas / Bakhtiyarov S.I. and al. // SPE Production and Operations Symposium. "SPE Production and Operations Symposium 2007 - Boom Times or a New Reality" 2007. С. 478-482.
4. Способ разработки нефтяной залежи / Брезицкий С.В. и др. // Патент на изобретение RU 2142557 C1, 10.12.1999. Заявка № 99113100/03 от 29.06.1999.
5. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Патент на изобретение RU 2125154 C1, 20.01.1999. Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997.
6. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
7. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
8. Шахвердиев А.Х. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
9. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
10. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. – М.: РУДН, 2019. 160 с.
11. Пасюта А.А. Расчет устьевого давления нагнетательной скважины при закачке водогазовой смеси в пласт / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022611594, 27.01.2022. Заявка №2022610600 от 19.01.2022.
12. Пасюта А.А. Расчет давления в водоводе при закачке водогазовой смеси в пласт / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022611495, 25.01.2022. Заявка №2022610581 от 19.01.2022.
13. Пасюта А.А. Расчет среднеинтегральных параметров насосно-эжекторной системы / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022617169, 19.04.2022. Заявка №2022615704 от 01.04.2022.

Оценка эффективности внедрения водогазового воздействия на пласт на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

***Пасюта А.А. * (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, alexpasyuta@gmail.com),
Дроздов А.Н. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, РУДН им. Патриса Лумумбы,
РАЕН, МГРИ, Drozdov_AN@mail.ru)***

Аннотация

Проведен расчет рабочих параметров насосно-эжекторной системы при реализации водогазового воздействия на пласт БУ₁₁² Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Проведены анализ и оценка влияния давления газа в приемной камере эжектора на рабочие параметры насосно-эжекторной системы.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие на пласт, насосно-эжекторная система, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, жидкостно-газовый эжектор, кустовая сепарация нефти

Теория

Особенности нефтяной промышленности Российской Федерации непосредственно связаны с разработкой крупных месторождений углеводородов, находящихся в стадии падающей добычи, либо завершающей стадии разработки; также наблюдается неуклонный рост доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре. Существующие реалии обязывают разрабатывать научно-технические решения в области повышения нефтеотдачи продуктивных пластов [1-4].

С точки зрения выработки рекомендаций и предложений по повышению конечного коэффициента извлечения нефти высокий интерес представляет Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, объектами разработки которого, в частности, являются нефтяные оторочки нижнемеловых отложений. Основной особенностью разработки нефтяных залежей на данном месторождении является отсутствие системы поддержания пластового давления, что заведомо приводит к существенному снижению пластового давления и, как следствие, уменьшению нефтеотдачи – так, в проектном варианте разработки продуктивного пласта БУ₁₁² данный показатель составляет 16,9% [5].

Перспективным методом увеличения нефтеотдачи в данном случае является водогазовое воздействие на пласт. С целью снижения как капитальных, так и эксплуатационных затрат при проведении водогазового воздействия на пласт в отсутствии развитой инфраструктуры, в частности, системы поддержания пластового давления предлагается использовать насосно-эжекторную систему для закачки водогазовой смеси в пласт в совокупности с технологией кустовой сепарации нефти и воды [6-8]. Разработанная схема установки изображена на рисунке 1.

Расчет гидравлической системы по разработанной схеме был разделен на несколько блоков: нефтедобывающие скважины, скважина-сепаратор, насосно-эжекторная система, нагнетательная скважина [9-11]. Результаты расчета параметров насосно-эжекторной системы при различных значениях затрубных давлений добывающих скважин и, как следствие, давления на приеме эжектора представлены в таблице 1.

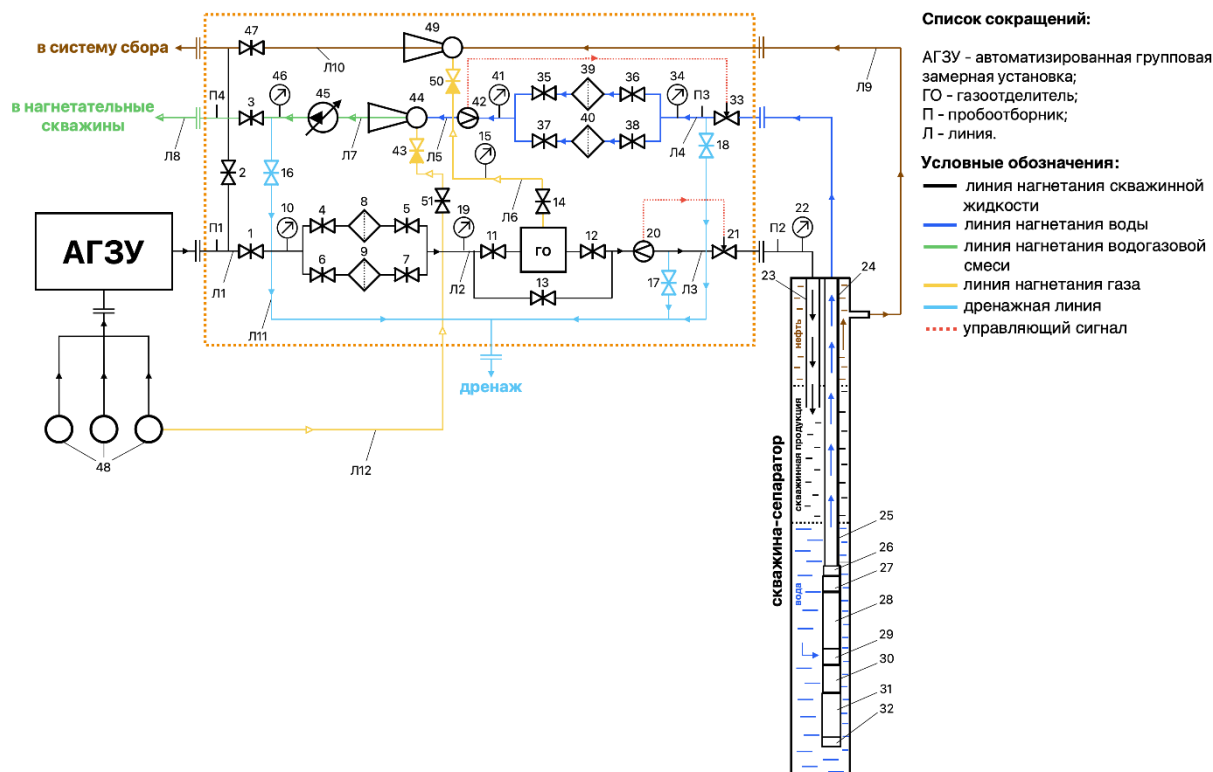


Рисунок 1. Технологическая схема установки закачки водогазовой смеси в пласт с технологией кустовой сепарации нефти и воды: 1,2,3,4,5,6,7,11,12,13,14,16,17,18,35,36,37,38,47,51 – задвижка; 8,9,39,40 – фильтр; 10,15,19,22,34,41,46 – манометр; 20,42 – расходомер; 21,33 – клапан регулируемый; 23,24 – трубы насосно-компрессорные; 25 – линия кабельная; 26 – клапан спускной; 27,43,50 – клапан обратный; 28,45 – насос регулируемый; 29 – модуль входной; 30 – протектор; 31 – электродвигатель погружной; 32 – система телеметрии; 44,49 – эжектор; 48 – скважина добывающая [12]

Таблица 1. Параметры насосно-эжекторной системы при различных значениях давления газа на приеме эжектора

Параметр	Давление газа на приеме эжектора, атм		
	26	21	16
Диаметр сопла эжектора, мм	3,39	3,49	3,57
Диаметр камеры смешения эжектора, мм	6,47	8,01	10,86
Расстояние от сопла до входа в камеру смешения, мм	9,70	12,02	16,29
Оптимальная длина камеры смешения, мм	196,33	310,98	590,15
Давление смеси на выходе из эжектора, атм	39,5	32,7	24,6
Среднеинтегральная подача насоса на смеси, м ³ /сут	111,7	133,3	159,9
Среднеинтегральный напор насоса на смеси, м	2849,0	3184,2	3657,2

Выводы

Результаты, полученные в ходе аналитического исследования, показали возможность увеличения дебитов нефтедобывающих скважин за счет снижения их затрубных давлений. При снижении затрубного давления скважин увеличиваются среднеинтегральная подача и напор дожимного насоса, а давление смеси на выходе из эжектора снижается. Также можно утверждать о

потенциальном повышении конечного коэффициента извлечения нефти на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении за счет закачки водогазовой смеси в нагнетательную скважину и, как следствие, компенсации отборов пластовой жидкости при снижении темпов падения пластового давления.

Библиография

1. Мандрик И.Э. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76-80.
2. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
3. Способ разработки нефтяной залежи // Патент RU 2123586 С1, 20.12.1998. Заявка № 97109102/03 от 16.06.1997.
4. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего / Гумерский Х.Х. и др. // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22-26.
5. Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами / Р.Ф. Шарафутдинов, С.Г. Солдатов, А.С. Самойлов, А.Н. Нестеренко // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4(50). – С. 52-57.
6. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Prospects of Development of Jet Pump's Well Operation Technology in Russia // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/176676-MS>
7. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 191-201.
8. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. – М.: РУДН, 2019. – 160 с.
9. Пасюта А.А. Расчет устьевого давления нагнетательной скважины при закачке водогазовой смеси в пласт / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022611594, 27.01.2022. Заявка №2022610600 от 19.01.2022.
10. Пасюта А.А. Расчет давления в водоводе при закачке водогазовой смеси в пласт / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022611495, 25.01.2022. Заявка №2022610581 от 19.01.2022.
11. Пасюта А.А. Расчет среднеинтегральных параметров насосно-эжекторной системы / А.А. Пасюта и др. // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2022617169, 19.04.2022. Заявка №2022615704 от 01.04.2022.
12. Дроздов А.Н., Пасюта А.А. Повышение эффективности работы нефтедобывающих скважин и увеличение нефтеотдачи на НГКМ // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 11(155). – С. 28-33.

Современные методы использования поверхностно-активных веществ в нефтегазовой промышленности

**Проскурдина Е.В.* (РУДН им. Патриса Лумумбы, 1032211675@pfur.ru),
Шагаева П.И. (РУДН им. Патриса Лумумбы, 1032216261@pfur.ru)**

Аннотация

Рассмотрены наиболее известные методы применения поверхностно-активных веществ для решения различных задач нефтегазовой отрасли, приведены общие сведения о поверхностно-активных веществах, а также преимущества рассматриваемых методов. Рассмотрены экологические и экономические аспекты применения ПАВ. Анализ накопленного опыта применения ПАВ показал, что технологии, которые подразумевают применение ПАВ, имеют широкие перспективы.

Ключевые слова

Поверхностно-активные вещества, поверхностное натяжение, нефтедобыча, наночастицы

Теория

Введение

Современная нефтегазовая промышленность сталкивается с рядом вызовов, связанных с необходимостью повышения эффективности добычи и переработки углеводородов. Одной из ключевых задач является поиск и внедрение технологий, способных улучшить процессы извлечения нефти и газа, одновременно сокращая негативное воздействие на окружающую среду.

Целью данного исследования является анализ современных методов применения поверхностно-активных веществ в нефтегазовой промышленности.

Итогом работы станет формирование выводов и предложений, способствующих оптимизации производственных процессов в отрасли.

Общие сведения о ПАВ

Определение и классификация

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) — это химические соединения, обладающие уникальной способностью снижать поверхностное натяжение между различными фазами, такими как жидкость и газ или жидкость и твёрдое вещество.

ПАВ делятся на четыре основные группы: анионные, катионные, неионогенные и амфотерные, что определяется зарядом их головной группы. Например, анионные ПАВ, благодаря своей высокой эффективности в снижении поверхностного натяжения, широко применяются в процессах добычи нефти, способствуя улучшению её извлечения.

Понимание характеристик и классификаций критически важно для выбора подходящих ПАВ в нефтегазовой промышленности, поскольку различные задачи требуют разных свойств и поведения веществ.

Механизмы действия ПАВ в нефтегазовых процессах

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) играют ключевую роль в нефтегазовых процессах благодаря их способности изменять поверхностные и межфазные свойства жидкостей. Основной механизм действия ПАВ показан на Рисунке 1. Он заключается в снижении поверхностного натяжения на границе раздела фаз, таких как вода и нефть. В

процессе извлечения нефти снижение межфазного натяжения облегчает движение нефти через поры горной породы, что в свою очередь повышает коэффициент извлечения углеводородов.

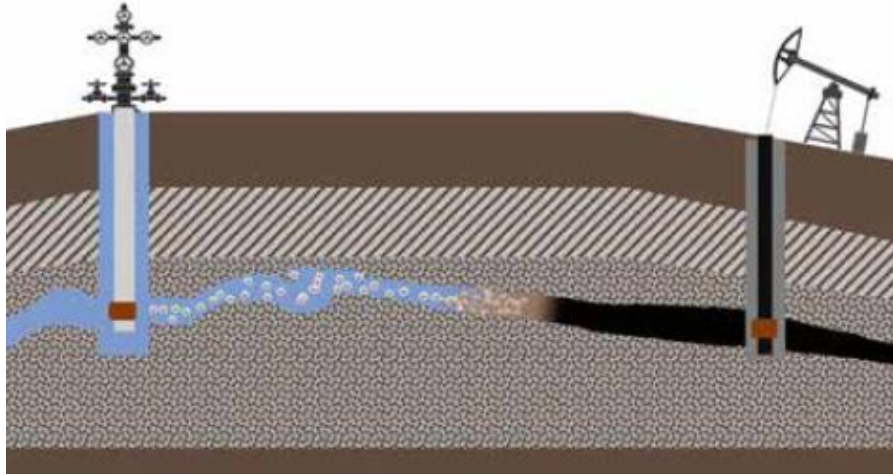


Рисунок 1. Принципиальная схема технологии капсулирования ПАВ с целью извлечения нефти из удаленных от скважины зон или целиков с остаточной нефтью

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в нефтегазовых процессах демонстрирует их высокую эффективность. Исследования показывают, что использование ПАВ позволяет снизить поверхностное натяжение на границе вода-нефть до 0,01 мН/м, что значительно улучшает извлечение нефти. В 2019 году в России было реализовано более 50 проектов, основанных на технологиях с применением ПАВ. Это способствовало увеличению коэффициента извлечения нефти на 5-10%, подчеркивая их значимость в оптимизации нефтедобычи. В дополнение к этому, «технологической линии приготовления пен исследовали растворы ПАВ типа ОП-7, ОП-10, превоцелл, алкилсульфат, СЭО с целью определения их кратности, устойчивости и оптимальной концентрации» (Редько, Капцов, [б. г.]. 5 с.). Эти примеры иллюстрируют, как применение ПАВ на практике способствует улучшению производственных процессов.

Преимущества использования ПАВ в нефтедобыче

Использование ПАВ позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 15-20%, что является важным достижением для отрасли. Такой эффект особенно актуален в условиях истощения традиционных месторождений и необходимости разработки трудноизвлекаемых запасов. Мамметнурова и Гокджаева подчеркивают, что «стандартные методы добычи нефти, такие как природная и искусственная добыча из скважин, становятся менее эффективными, когда речь идет о месторождениях с низкой проницаемостью или высокой вязкостью нефти» (Мамметнурова, Гокджаева, [б. г.]. 1 с.). Таким образом, применение ПАВ открывает новые возможности для повышения рентабельности и устойчивости нефтедобычи.

Инновационные подходы к использованию ПАВ

Нанотехнологии и их применение с ПАВ

Нанотехнологии находят широкое применение в процессах нефтедобычи, особенно в сочетании с ПАВ. Исследования 2021 года продемонстрировали, что включение наночастиц в состав ПАВ способствует увеличению коэффициента извлечения нефти на 10-15%. Это достигается благодаря способности наночастиц взаимодействовать с поверхностями пород и жидкостей, улучшая их смачиваемость и снижая межфазное натяжение. Кроме того,

нанотехнологии позволяют создавать более устойчивые системы, которые сохраняют свою эффективность даже в сложных условиях высоких температур и давления. Эти достижения подчеркивают важность интеграции нанотехнологий в нефтегазовую промышленность для повышения эффективности и рентабельности добычи углеводородов.

БиоПАВ и их преимущества в нефтегазовой отрасли

БиоПАВ представляют собой поверхностно-активные вещества, полученные биологическими методами, преимущественно с использованием микроорганизмов, таких как бактерии рода *Pseudomonas*.

Использование биоПАВ в нефтегазовой промышленности обладает рядом значительных преимуществ. БиоПАВ отличаются природной биоразлагаемостью, что минимизирует экологические последствия применения химических веществ в производственных процессах. Эти свойства делают биоПАВ перспективным выбором для компаний, стремящихся к устойчивому развитию и снижению экологической нагрузки.

Комбинированные системы ПАВ для повышения эффективности

Комбинированные системы поверхностно-активных веществ (ПАВ) представляют собой смеси различных типов ПАВ, которые взаимодействуют друг с другом для достижения синергетического эффекта. Исследования показывают, что комбинированные системы ПАВ могут повысить эффективность извлечения углеводородов до 20%, что делает их особенно ценными для применения в сложных геологических условиях. При этом «в настоящее время преимущества применения вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ) для гидроразрыва пласта очевидны, но по-прежнему актуальна задача снижения концентраций веществ в системе и увеличения вязкоупругих свойств технологических жидкостей» (Савенко В. И., 2020. — С. 314–315.).

Экологические и экономические аспекты применения ПАВ

Влияние ПАВ на окружающую среду и безопасность

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в нефтегазовой промышленности связано с рядом экологических рисков, которые необходимо учитывать для минимизации их воздействия на окружающую среду. Основной проблемой является возможное загрязнение водных ресурсов, особенно в районах добычи нефти. Кроме того, необходимо учитывать возможность накопления ПАВ в почве и их влияние на экосистемы, что требует дополнительных исследований и строгого контроля.

Экономическая эффективность использования ПАВ в производственных процессах

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в нефтегазовой промышленности оказывает значительное влияние на снижение затрат, связанных с добычей и переработкой углеводородов. Согласно исследованиям, применение ПАВ позволяет снизить вязкость нефти на 30-50%, что, в свою очередь, уменьшает энергозатраты на перекачку нефти по трубопроводам и повышает эффективность её обработки на перерабатывающих заводах. Это особенно важно для месторождений с высокой вязкостью нефти, где традиционные методы переработки сопряжены с высокими затратами. Таким образом, использование ПАВ способствует более рациональному использованию ресурсов и снижению производственных расходов.

Рекомендации по внедрению ПАВ в нефтегазовую промышленность

Практическое внедрение ПАВ в производственные процессы требует разработки детальных методик их использования и оценки экономической целесообразности. Важно учитывать доступность сырья для производства ПАВ и его стоимость, особенно в условиях

растущего спроса на эти вещества. В 2020 году в России было произведено более 50 тысяч тонн ПАВ, что указывает на высокий уровень их внедрения в промышленность. Это создает предпосылки для дальнейшего расширения применения ПАВ, особенно в области технологий вторичного и третичного извлечения нефти. С учетом того, что «в настоящее время в нефтедобывающей промышленности происходит активное внедрение нанотехнологий», применение ПАВ в сочетании с новыми методами обработки может значительно повысить эффективность извлечения ресурсов. Нанотехнология включает в себя совокупность методов, применяемых для изучения, проектирования и производства материалов, устройств и систем (Кожанов, [б. г.], 2 с.).

Выводы

На основе проведенного анализа можно сделать заключение, что технологии биоПАВ и нанотехнологии позволяют не только повысить эффективность добычи, но и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду. Важно проводить дальнейшие исследования в области разработки новых типов ПАВ, обладающих улучшенными характеристиками и более высокой биосовместимостью. Перспективы дальнейших исследований включают изучение комбинированных систем ПАВ, а также разработку инновационных методов их применения в сложных условиях добычи. Эти направления помогут обеспечить устойчивое развитие отрасли и повысить её конкурентоспособность на мировом рынке.

Библиография

1. К 65. XX Международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех–2019»: материалы конференции (20–22 марта 2019 г.). Ч. 1. — Ухта: УГТУ, 2020. — 271 с. — Текст: электронный.
2. Кожанов Д.Д. Анализ применения нанотехнологий при решении проблем в нефтегазовой отрасли / Д.Д. Кожанов; научный руководитель ассистент И.С. Хопта. — Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, [б. г.]. — [б. и.].
3. Мамметнурова Акы, Гокджаева Енджан. Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти // Научный журнал Наука и мировоззрение. — [б. г.]. — [б. м.]. — [б. и.].
4. Редько А. Ф., Капцов И. И. Исследование возможности очистки газопроводов с помощью пен поверхностно-активных веществ на моделирующем стенде // Научно-технический сборник. — Харьков, [б. г.]. — С. 265–266.
5. Савенко В. И. Повышение эффективности бурения горных пород за счет использования технологических сред, содержащих водные растворы электролитов и ПАВ // Булатовские чтения: сборник статей. — 2020. — С. 314–315.

***Основные нагрузки и воздействия на элементы подводного добычного комплекса
газоконденсатного месторождения***

Родин С.А. * (МГРИ, r1999sa@yandex.ru)

Аннотация

Подводный добычный комплекс (ПДК) подвергается различным нагрузкам, определяющим его эксплуатационную надежность. В работе систематизированы механические, коррозионные, термические, усталостные и биологические воздействия, приводящие к деградации материалов. Рассмотрены методы контроля биообрастания для повышения эффективности технического обслуживания и рекомендации к дальнейшим исследованиям.

Ключевые слова

Подводный добычной комплекс, нагрузки и воздействия, деградация материалов, биообрастание

Теория

Подводный добычный комплекс — это сложное инженерное сооружение, состоящее из множества взаимосвязанных систем, предназначенных для добычи и транспортировки углеводородов в сложных условиях шельфовых месторождений. Высокие гидростатические давления, агрессивные химические среды, динамические нагрузки от течений, а также биологические воздействия создают уникальные эксплуатационные условия, требующие тщательного анализа рисков и разработки эффективных методов защиты оборудования. В данном докладе рассматриваются основные виды нагрузок и воздействий, определяющие эксплуатационную надежность конструкций ПДК.

Рассмотрены внешние и внутренние нагрузки, включая удары якорей, тралов, механическое воздействие судов, вибрации, сейсмическую активность, гидростатическое давление, температурные колебания, а также химические и коррозионные процессы, вызванные агрессивными средами, такими как морская вода, CO_2 , H_2S . Особое внимание уделено биологическим нагрузкам, возникающим вследствие нарастания морских организмов.

Были сопоставлены механизмы деградации оборудования и нагрузки, из-за которых они возникают (таблица 1). Механические механизмы деградации, возникающие вследствие напряжения, происходят из-за ударов судов и тралов, колебания температуры воды, землетрясений, гидродинамического давления, сдвигов грунта, давления флюида, а также пульсаций давления. Коррозионные механизмы деградации, приводящие к утончению стенок, возникают вследствие следующих нагрузок: воздействие морской воды, CO_2 , солей, химическая агрессивность транспортируемых флюидов. Биологические механизмы деградации, приводящие к повышенному гидросопротивлению и ускоренному коррозионному разрушению и к проблемам технического обслуживания вызваны обрастанием морскими организмами вследствие метаболической активности микроорганизмов.

Рассмотрены методы контроля биообрастания, такие как: антиобрастающие покрытия, гидродинамическая защита, регулярная чистка и прогнозирование биообрастания. Было предложено использование вероятностных прогнозных моделей для дальнейших исследований с целью выявить влияние биообрастания на эффективность технического обслуживания ПДК.

Таблица 1. Соответствие нагрузок к природе разрушения

	Природа деградации	Внешние нагрузки	Внутренние нагрузки
1	Коррозионные механизмы деградации	Воздействие морской воды, CO ₂ , солей	Химическая агрессивность транспортируемых флюидов (H ₂ S, CO ₂ , Cl ⁻)
2	Деградация вследствие механических нагрузок	Удары якорей, тралов, судов, сейсмические события, сдвиги грунта, колебания температуры воды	Давление флюида, гидродинамические нагрузки, пульсации давления, перепады температуры транспортируемых флюидов
3	Биологические механизмы деградации	Биообрастание подводных конструкций моллюсками, асцидиями, губками и бактериями	-

Выводы

Подводный добычный комплекс функционирует в условиях, характеризующихся множественными нагрузками, включая механические, коррозионные, усталостные, термические и биологические воздействия. Анализ влияния воздействий на оборудование позволил систематизировать основные механизмы деградации и соотнести их с типами нагрузок. Особое внимание уделено проблеме биообрастания, влияющему на гидродинамическое сопротивление и ускоренную внешнюю коррозию. Рассмотрены методы контроля биообрастания и даны рекомендации по прогнозированию его влияния.

Библиография

1. Греков С.В., Онищенко Д.А., Подоляко Е.М. Биологическое обрастание подводного добычного оборудования в условиях месторождений Охотского моря // Газовая промышленность. – 2021. – Спецвыпуск №2 (802). – С. 82–84.
2. Никитин Б.А., Харченко Ю.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Часть 1: Предынвестиционная и инвестиционная стадии/Б.А. Никитин, Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 335 с.
3. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Часть 2: Безопасность и риски при эксплуатации месторождений в Арктике / Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 296 с.
4. Харченко Ю.А., Атаян Г.Э., Гриценко А.И. Оценка безопасности плавучих технических средств нефтегазового комплекса с использованием критерия «живучесть» // Безопасность труда в промышленности. – № 2. – 2020 г. – С. 51–56.
5. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н., Белезякова К.А. Анализ безопасности морских нефтегазовых объектов // Безопасность труда в промышленности. – 2024. – № 8 – С. 49–53.
6. API Recommended Practice 581. Risk-Based Inspection Methodology. – 3rd ed. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2020. – 652 с.

Повышение производительности скважин в различных геолого-промысловых условиях с использованием кислотных обработок

***Телков В.П.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, telkov_viktor@mail.ru),
Кум С.В. (ООО «Petromaruz Uzbekistan», mikyegres@gmail.com)***

Аннотация

Продуктивность добывающих и нагнетательных скважин зачастую реализована не в полной мере, по причине как естественных геолого-промысловых условий, так и сформировавшейся за время строительства, освоения и эксплуатации скважин особой, околоскважинной зоны пласта с ухудшенными свойствами. Наиболее распространенным мероприятием по повышению продуктивности этих скважин является кислотная обработка скважины (пласта).

Использование современных технологий нефтегазовой инженерии позволяет минимизировать риски снижения эффективности мероприятий вследствие указанных выше факторов. Авторы разобрали различные геолого-промысловые факторы и предложили необходимые решения этой непростой задачи [1].

Ключевые слова

Кислотная обработка, интенсификация добычи нефти, стимуляция скважин, продуктивность, высокая пластовая температура, низкая проницаемость, высокая обводненность, АСПО, образование стойких эмульсий, обработка мощных коллекторов, кислотная обработка горизонтальных скважин

Теория

Жизненный цикл месторождения сопровождается ухудшением связи пласта со скважиной, снижается продуктивность скважины [2]. Причиной низкой эффективности кислотных обработок стала шаблонность операций, сокращающая расходы на отдельную операцию, но не учитывающая особых свойств пластов и скважин.

Дж.Паккалони исследовал 650 кислотных обработок для компании Eni AGIP, отмечено, что 12% работ оказалось однозначно неудачными (из них 73% - из-за неправильного проведения работ, 27% - из-за неправильного подбора рабочих агентов).

Подготовка скважины к обработке. Предварительная подготовка скважины перед кислотной обработкой затратный по материалам и времени этап операции. Специалисты считают [3], «что тщательная подготовка ствола скважины и фильтровой части прискважинной зоны пласта является началом того кратчайшего пути, который обеспечивает максимальный эффект от многообразных методов кислотной обработки прискважинной зоны пласта». Недостаточное внимание к этому вопросу вызывает внесение в околоскважинную зону большого объема коьматанта, перерасход кислоты, сильный рост давления нагнетания. Это негативно сказывается на скважине, снижая технико-экономическую эффективность проводимой операции. Подготовка ствола скважины перед кислотной обработкой реализуется промывкой специальным раствором на водной или на углеводородной основе. Во время этой промывки с поверхности скважины и фильтра смываются твердые отложения солей, АСПО. Этап нагнетания такого раствора предшествует основной кислотной обработке. В качестве добавок в раствор вводятся ПАВ, полимеры, кислоты, растворители.

Образование стойких эмульсий и осадков при взаимодействии кислотных растворов с пластовыми флюидами. Для предотвращения проблем с образованием нежелательных продуктов или стойких эмульсий перед проведением кислотной обработки нужно оценить риски смешением кислотных растворов с пластовыми водой и нефтью, продолжительным отстаиванием и фильтрованием. Стойкость эмульсий зависит от свойств кислотной композиции (состав, концентрация, pH), от свойств пластовых воды (минерализация, pH, дисперсность глобул) и нефти (вязкость, содержание растворенных асфальтенов, смол, парафинов), наличия стабилизаторов эмульсии и температуры ОЗП. При выпадении в результате реакции компонентов необходима корректировка рецептуры.

При повышенной минерализации пластовых вод существует риск колюматации пор осадками хлорида натрия. В терригенных коллекторах высокая концентрация плавиковой кислоты приводит к нежелательным вторичным и третичным реакциям, с отложением силикагеля. Тогда эффективность обработки низкая и даже отрицательная.

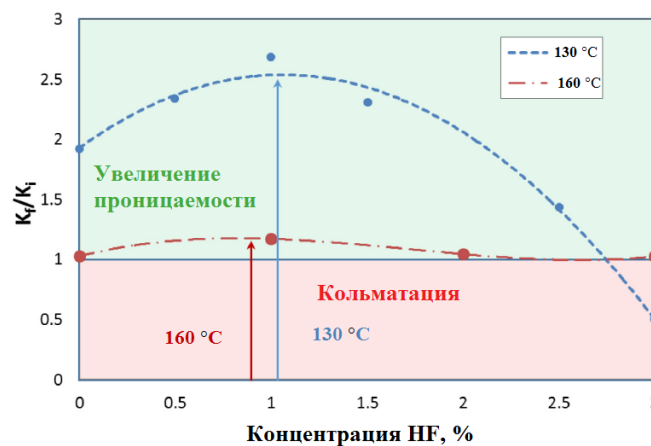


Рисунок 1. Отношение проницаемостей образца до и после обработки керна

Использование колтюбинга. Эффективность проведения кислотной обработки увеличивается при использовании установки колтюбинга для сокращения времени проведения операции, и тем больше выигрыш во времени, чем сложнее операция. Закачка кислотного раствора точно на забой добывающей или нагнетательной скважины позволяет избежать предварительной промывки скважины и нагнетания кислотного раствора по маршруту устье-НКТ-забой, сильно сокращая количество смытых с поверхности НКТ, взвешенных в рабочей жидкости, а затем попавших в пласт окислов железа. Также гибкие насосно-компрессорные трубы – это эффективное средство для быстрого освоения скважины после проведения кислотной обработки. Дж.Паккалони рекомендовал применять гибкие НКТ везде, где это возможно, избегая продавки из НКТ на забой и с забоя в пласт колюматировавших жидкостей.

В условиях обработки горизонтальных стволов значительной протяженности доставка кислоты в нужный интервал с помощью колтюбинга просто необходима, но недостаточна. Большой длине горизонтального ствола сопутствует заметная разница ФЕС. Это требует предварительной временной изоляции наиболее проводящих интервалов и трещин полимерными растворами и волокнами, нефтекислотными эмульсиями и другими агентами.

Отмечается, что добывающие компании недостаточно часто пользуются преимуществами, которые дает колтубинг.

Кислотные обработки в условиях высоких температур. Высокие температуры на забое скважин – это повышенный коррозионный износ оборудования, снижение времени нейтрализации раствора. В условиях кислотной обработки при 100°C и выше нужно защитить скважину от пагубного воздействия, снижения концентрации кислоты для этого мало, нужна добавка ПАВ, гидрофобизирующих поверхность труб, ингибиторов коррозии для снижения скорости коррозии в десятки раз. При высоких температурах нужно заменить сильные кислоты на слабые, использовать хелаторы. Важно максимально замедлить взаимодействие кислотного раствора с породой, для этого используются углеводородокислотные эмульсии с малыми размерами глобул кислоты (размеры уменьшают с помощью особых смесителей, нужные свойства поддерживают использованием ПАВ, эмульгаторов и стабилизаторов). Развиваются технологии формирования кислотных композиций на забое и в околоскважинной зоне, это позволяет избежать коррозии скважинного оборудования. Повысить эффективность кислотной обработки при повышенных температурах можно также использованием органических кислот (муравьиная, лимонная, уксусная), смесей сильных и слабых кислот, разбавлением соляной кислоты в минерализованной пластовой воде с повышенным содержанием хлористого кальция.

В некоторых условиях эффективны при повышенных температурах загущение кислотного раствора полимерами, использование ингибированной концентрированной соляной кислоты (25-35%), использование кислотных пен (аэрированных растворов).

Кислотные обработки в низкопроницаемых коллекторах. При обработке карбонатных коллекторов низкой проницаемости необходимо учитывать следующие особенности – одинаково важно как доставить кислотную композицию в пласт при повышенных сопротивлениях, так и оперативно удалить отработанный раствор с продуктами реакции. Рекомендуются использовать кислотные растворы улучшенной проникающей способности, с добавками поверхностно-активных веществ и спиртов. Повышает проникновение кислотного раствора добавка углекислого газа.

Опасность от выпадения осадков в низкопроницаемом коллекторе значительно выше, чем в коллекторе с хорошей проницаемостью. В этих условиях выдержка кислотного раствора в пласте меньше. ПАВ, интенсификаторы, и наличие в кислотном растворе газа при понижении давления позволяют облегчить вынос продуктов реакции.

Кислотные обработки неоднородных коллекторов. Кислотные обработки в неоднородных средах приводят к увеличению неоднородности по продуктивности и к неравномерному поступлению воды. Требуется селективное воздействие кислотными растворами на отдельные зоны пласта. Это требует выделения нужного интервала с помощью механических устройств – пакеров, сдвоенных пакеров на ГНКТ, либо временной изоляции наиболее проводящих пропластков добавкой механических шариков, введением блокирующих твердых добавок (парафины, гильсонит, полимерные частицы и волокна) или загущенных кислотных растворов. Кислотные растворы могут менять свои свойства в пластовых условиях при реакции с пластовыми материалами, при наличии в составе вязкоупругих поверхностно-активных веществ. В горизонтальных стволах используется технология MAPDIR, максимальная скорость закачки выше возможности наиболее проводящих зон пласта принимать кислотный раствор, в результате кислотный раствор под высоким давлением задавливается и в зоны пласта, при небольших давлениях кислотный раствор почти не принимающих.

Кислотные обработки в условиях повышенной обводненности продукции скважин.

Повышенная обводненность продукции скважин это серьезное осложнение. В период прогрессирующего обводнения продукции (от 20 до 70%) успешность кислотных обработок составляет до 30%. Шаблонная кислотная обработка рискует увеличить дебит по воде, незначительно изменив дебит по нефти. В этих условиях кислотная обработка эффективна только при сочетании с водоизоляцией. Применяются полимерные растворы, например гипан, гипано-формалиновая смесь, полиакриамид и др., также на предварительном этапе используются отверждаемые в условиях обводненных зон составы, например реагенты серии АКОР и жидкое стекло.

Недостатки, связанные с закупоркой пласта продуктами реакции, можно повернуть во благо при кислотной обработке обводнённых объектов. Если закачивать плавиковую кислоту в терригенный пласт, кислотный раствор проникает в наиболее проводящие воду интервалы, образовавшийся фтористый кремний преобразуется в гель кремниевой кислоты, избирательно тампонирующий промытые водой интервалы. При воздействии концентрированной серной кислотой на карбонатный пласт в наиболее проницаемых каналах после реакции выпадают осадки, закупорив обводненные каналы, перераспределяя потоки нагнетаемой воды, для снижения обводненности.

Кислотные обработки в условиях интенсивного отложения асфальтосмолопарафиновых веществ. Повышенное содержание парафина, забойные давления ниже давления насыщения, забойные температуры ниже температуры кристаллизации парафина приводят к интенсивному отложению асфальтенов, смол, парафинов в околоскважинной зоне, на поверхности фильтра и скважинного оборудования. Повысить эффективность кислотной обработки можно: 1) сочетая кислотное воздействие с выделением тепла при термокислотной обработке или 2) используя комплексные, многоэтапные обработки с нагнетанием растворителей и кислоты. Проблема осложняется привнесом в ОЗП катионов трехвалентного железа или выносом из пласта в ОЗП мелких пластовых частиц, которые вместе с асфальтенами, смолами и парафинами формируют устойчивую, очень сложную для удаления систему – «сладж».

Выводы

- 1) Перед кислотной обработкой нужно выделить осложняющие факторы для скважины и пласта, знать основные пути повышения эффективности обработки, отойти от шаблонности обработки с присущей ей средней эффективностью по объекту.
- 2) Сочетание нескольких осложняющих кислотную обработку факторов требует учета всех особенностей процесса и нахождения комплексного решения этой задачи.
- 3) На практике многие пласты требуют в качестве основы раствора не одной кислоты, а композиции из нескольких кислот с различными добавками.
- 4) Рецепт композиции должен зависеть от минералогического состава пласта, текущих характеристик пласта и скважины, степени и характера загрязнения пласта, истории проведенных ранее кислотных обработок и других проведенных операций.

Библиография

1. Телков В.П., Ситдилов С.С. Особенности проведения кислотной обработки скважин в сложных геолого-промысловых условиях: учет свойств скважины и околоскважинной зоны пласта. - SOCAR Proceedings, №4(2023) 106-115.

2. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. - М.: Недра, 1985. - 184 с.
3. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
4. Давлетшина Л.Ф. Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория НЕФТЕГАЗ. 2016. № 4. С. 90–97.
5. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 120 с.

Микробиологическая коррозия на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями

***Хизбуллин.Э.Ф.* (Ухтинский государственный технический университет,
Eldar.Khizbullin@lp.lukoil.com),
Засовская М.А. (Ухтинский государственный технический университет,
aspect51@yandex.ru)***

Аннотация

Главным фактором интенсивного коррозионного разрушения глубинно-насосного оборудования и трубопроводных систем нефтегазопромысловых объектов является микробиологическая коррозия.

Основная опасность микробных сообществ — это локализация коррозионных процессов. Бактериальный фон формируют тионовые бактерии, железобактерии и сульфатвосстанавливающие бактерии, которые представляют наибольшую опасность. Адаптируясь в нефтяном пласте, СВБ вызывают интенсивные процессы образования биогенного сероводорода. По степени агрессивного воздействия на процессы нефтедобычи и разнообразию форм проявления токсичного и разрушительного действия сероводород не имеет себе равных, и является наиболее опасным из известных стимуляторов электрохимической коррозии.

В связи с этим важной задачей является разработка предложений по подавлению активных форм СВБ для формирования мероприятий в среднесрочной перспективе, и в дальнейшем повысить эффективность антикоррозионной защиты нефтегазопромыслового и внутрискважинного оборудования и трубопроводных систем пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Ключевые слова

Сульфатвосстанавливающие бактерии, микробиологическая коррозия, сероводород

Теория

В осложненный фонд ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» входят 94,3 % работающего фонда скважин. Осложняющие факторы представлены: коррозией, высокой вязкостью, высокой температурой добываемой продукции после ПЦО и в следствии ПТВ, механическими примесями, влиянием свободного газа, парафиноотложениями, солеотложениями, сероводородом [1-4].

Основным осложняющим работу ГНО фактором является коррозия, ей осложнены 485 скважин (33% действующего фонда), из них 131 скважина оборудована УВН, 139 скважины ШГН, 286 скважин УЭЦН. Коррозионная активность обусловлена физико-химическими свойствами попутно-добываемых вод, газа. Содержание CO_2 составляет до 450 мг/л, H_2S – до 400 мг/л, индекс активности СВБ в зоне естественного режима – 100 кл/мл, в зоне ПЦО – 10 кл/мл (пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения).

Главным фактором интенсивного коррозионного разрушения глубинно-насосного оборудования и трубопроводных систем нефтегазопромысловых объектов является микробиологическая коррозия. Основная опасность микробных сообществ - это локализация коррозионных процессов [2].

В связи с этим важной задачей является разработка предложений по подавлению активных форм СВБ для формирования мероприятий в среднесрочной перспективе, и в дальнейшем повысить эффективность антикоррозионной защиты нефтегазопромыслового и внутрискважинного оборудования и трубопроводных систем пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения [4].

Разработаны мероприятия и составлена дорожная карта выполнения работ, согласно которой в период 2021-2023 гг. были выполнены работы по отбору проб с опорного фонда скважин Пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

По результатам проведенных исследований в период с 2021 по 2023 гг. содержания СВБ и сероводорода в продукции опорного фонда скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения произведено построение 2-х карт: карта разработки с зонами зараженности СВБ (представлена на рис.1) и карта по содержанию сероводорода в продукции скважин (рис. 2).

По результатам исследований в 2021-2023 гг., распределение зараженности СВБ продукции скважин Уса Р+С по объектам имеет следующую структуру:

- по верхнему объекту зараженность колеблется от отсутствия до 10000 кл/мл, средняя зараженность 357 кл/мл при среднем индексе активности 20. Зараженная продукция с 62% скважин. Величина продуцируемого биогенного сероводорода в благоприятных условиях в среднем 178,5 мг/дм³. Содержание сероводорода по отобраным пробам продукции скважин в среднем 99,3 мг/дм³.

- по среднему объекту зараженность колеблется от отсутствия до 10000 кл/мл, средняя зараженность 333 кл/мл при среднем индексе активности 27. Зараженная продукция с 61% скважин. Величина продуцируемого биогенного сероводорода в благоприятных условиях в среднем 168,7 мг/дм³. Содержание сероводорода по отобраным пробам продукции скважин в среднем 107,6 мг/дм³.

- по нижнему объекту зараженность колеблется от отсутствия до 1000 кл/мл, средняя зараженность 106,5 кл/мл при среднем индексе активности 24. Зараженная продукция с 61% скважин. Величина продуцируемого биогенного сероводорода в благоприятных условиях в среднем 176,6 мг/дм³. Содержание сероводорода по отобраным пробам продукции скважин в среднем 116,8 мг/дм³.

Нижний объект наиболее стабилен по показателям зараженности продукции скважин и активности СВБ.

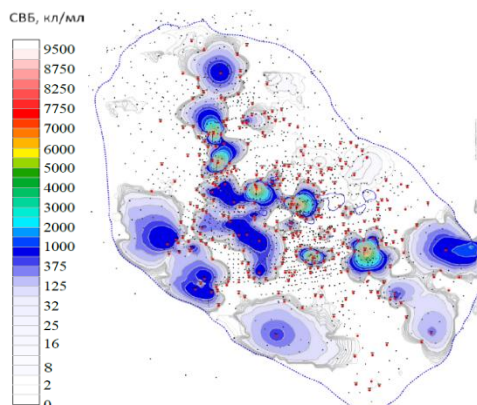


Рисунок 1. Карта разработки с зонами зараженности СВБ в эксплуатационных объектах Р+С

На текущем этапе продолжают работы по лабораторным исследованиям количественного определения СВБ, сероводорода, сульфатов и диоксида углерода в эксплуатационных объектах опорного фонда скважин. Карта разработки с зонами зараженности и мероприятия по подавлению зараженности будут выпущены на последующих этапах работы.

Определение фонда скважин для отбора проб.

Перед проведением работ по отбору проб и определению зараженности СВБ продукции скважин, для последующего картографирования с построением изолиний зараженности СВБ на карте разработки, был определен опорный фонд скважин. Критерием выбора послужили следующие условия:

- 1) обеспечение охвата исследованием всех трех эксплуатационных объектов залежи Уса Р+С (верхний, нижний, средний);
- 2) охват исследованием скважин, эксплуатирующихся в зонах с паротепловым методом воздействия на пласт, и в зонах естественного режима работы скважин;
- 3) обеспечение территориального разброса скважин для получения более полной картины по залежи (скважины с ориентацией по сторонам света на карте разработки: север, центр, юго-запад, юго-восток).

При отборе проб выполнялось условие недопущения их заморозки в зимне-весенний период года.

Выводы по текущему этапу исследований.

1) Выполнены исследования зараженности СВБ и концентрации сопутствующих факторов по 162 скважинам с дифференциацией по объектам разработки залежи Уса Р+С (верхний, нижний, средний), с территориальным распределением скважин для отбора проб равномерно по всей площади залежи, а также с выделением фонда скважин подверженного ПЦО и без данных мероприятий. Всего с начала мониторинга анализ выполнен в пробах с 236 скв.

2) С начала мониторинга наиболее активным в плане зараженности СВБ и продуцировании сероводорода является верхний объект Уса Р+С со средним уровнем зараженности 441 кл/мл, индексом активности 27. Заражена продукция 72% скважин, данный объект вместе с нижним объектом является наибольшим источником биогенного сероводорода.

3) Проведение ПЦО снижает зараженность продукции скважин СВБ, но впоследствии активно восстанавливается при снижении температуры среды. Восстановление бактериального фона происходит в течение года – полутора, после неблагоприятных условий для жизнедеятельности бактерий, в данном случае высокий температурный фон.

4) Наиболее зараженными, на данном этапе по направлениям сторон света, определяются центральный участок среднего и верхнего объектов со средней зараженностью 720 и 583 кл/мл соответственно и Северное направление среднего и верхнего объектов со средней зараженностью 581 и 474 кл/мл соответственно.

5) Наиболее зараженными являются скважины: 548 КЦДНГ-5; 415, 1050/2, 3194, 3204 КЦДНГ-1 и 1113, 6021 КЦДНГ-2 – уровень зараженности продукции скважин 1000 кл/мл при среднем индексе активности 27,4.

В дальнейшем планируется выполнить мероприятия по:

- отбору проб по определению в пробах СВБ, $\text{H}_2\text{SO}_4^{2-}$, CO_2 ;
- выявлению зон зараженности СВБ;
- оценке содержания H_2S в зависимости от зараженности СВБ по зонам ПТВ, ПЦО;

- построению карт зараженности СВБ и содержания H_2S в продукции;
- разработке дизайна бактерицидных обработок скважин, зараженных СВБ;
- проведение бактерицидных обработок скважин согласно проведенных анализов и полученной информации;
- отбор проб для определения эффективности обработок.

Библиография

1. Коррозия внутрискважинного оборудования на месторождениях ОАО «Коминетфть» /С.К. Ким, Т.А. Куприянова и др. // Проблемы освоения Тимано Печорской нефтегазоносной провинции: Науч.-тех. Сб, - Ухта:2002 с. 163-173.
2. Микробиологические исследования сульфатредукции нефтепромысловых вод Усинского месторождения / С.К. Ким, А.Г. Губарев и др. //Актуальные проблемы геологии нефти и газа: Науч. тех.сб. -Ухта.: 1999.- с.340-343.
3. Проблемы микробиологической коррозии нефтепромыслового оборудования /С.К. Ким, Т.А. Куприянова // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. с.62-63.
4. Внедрение бактерицидных обработок продуктивных пластов на Среднедевонской залежи Усинского месторождения /С.К. Ким, Т.А. Куприянова и др.// Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Науч. тех. Сб, - Ухта: - 2002 с. 179-188.

Проект бурения наклонно-направленной скважины на Пильтун-Астохском месторождении (шельф о. Сахалин)

***Цыганков М.А.* (МГРИ, max3ds1@mail.ru),
Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru)***

Аннотация

Разработка месторождений углеводородов на морском шельфе требует специальных технологий по бурению скважин. Эксплуатационные скважины бурятся с морских платформ. При этом большинство из этих скважин являются наклонно-направленными. То есть осуществляется кустовой метод бурения скважин при котором устья скважин находятся на небольшом расстоянии друг от друга (5 – 10 м), а забои располагаются в зависимости от геологических задач, возложенных на конкретные скважины.

На примере одного из участков Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения показана описана технология проектирования бурения добывающей наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием.

Ключевые слова

Скважина, проектирование ствола скважины, разработка месторождения

Теория

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалин, на широте южного окончания Пильтунского залива, на расстоянии 15-20 км от береговой линии.

В административном отношении участок шельфа месторождения входит в состав Сахалинской области (РФ), на сопредельной суше граничит с Охинским и Ногликским районами. Ближайшим населенным пунктом на суше является г. Оха, расположенный в 90 км к северо-западу.

Пильтун-Астохское месторождение открыто в 1986 г.

Южная часть месторождения (Астохский участок) введена в эксплуатацию в 1999 г. с установкой морской стационарной платформы "Пильтун-Астохская-А" (ПА-А).

Северная часть месторождения (Пильтунский участок) введена в эксплуатацию в 2008 г. с установкой морской стационарной платформы "Пильтун-Астохская-Б" (ПА-Б).

Данное месторождение относится к крупным по категории запасов и очень сложным по геологическому строению [3].

Общество с ограниченной ответственностью «Сахалинская Энергия» (Общество) (дочка Газпрома) является оператором проекта «Сахалин-2» и ведет разработку Пильтун-Астохского и Лунского шельфовых месторождений.

Залежи нефти, газа и конденсата на площади Пильтун-Астохского месторождения залегают в песчаных пластах и песчано-алевритовых пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах 1400–2400 м.

Для добычи нефти из неохваченной дренированием части месторождения предполагается пробурить наклонно-направленную добывающую скважину № 1 с горизонтальным окончанием с морской платформы ПА-Б (рис. 1) [4].

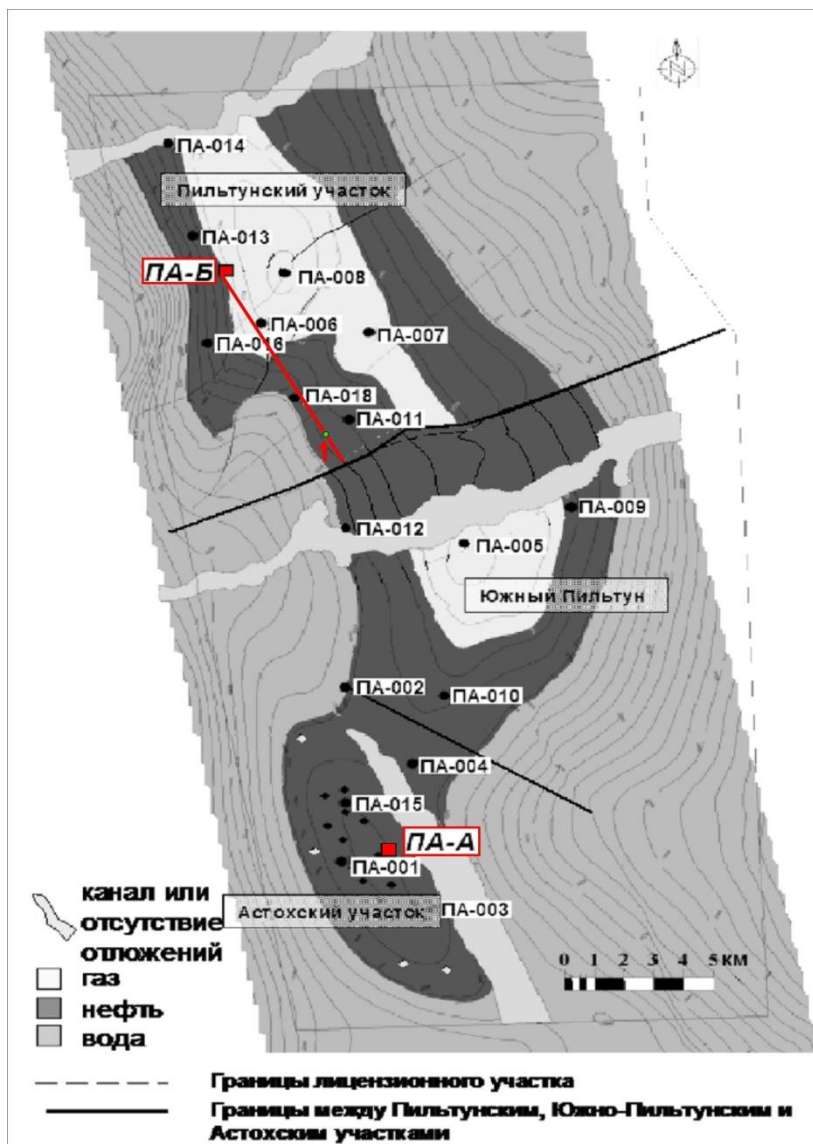


Рисунок 1. Структурная карта по кровле пласта XXI_s со скв. 1

Предполагается, что направление ствола по горизонтали (азимут) составит 147°.

Проектный горизонт – пласт XXI_s.

Расстояние от устья скважины до входа в пласт (по горизонтали)– 6000 м.

Альтитуда ротора – 63,7 м.

Абсолютная отметка кровли пласта в точке входа ствола скважины - -1890 м.

По продуктивному пласту ствол пройдет по горизонтали – 1000 м, по вертикали – 10 м.

Общая длина ствола проектной скв. 1 составит 8021,1 м [1, 2, 5].

На рис. 2 представлена вертикальная проекция проектной скв. 1

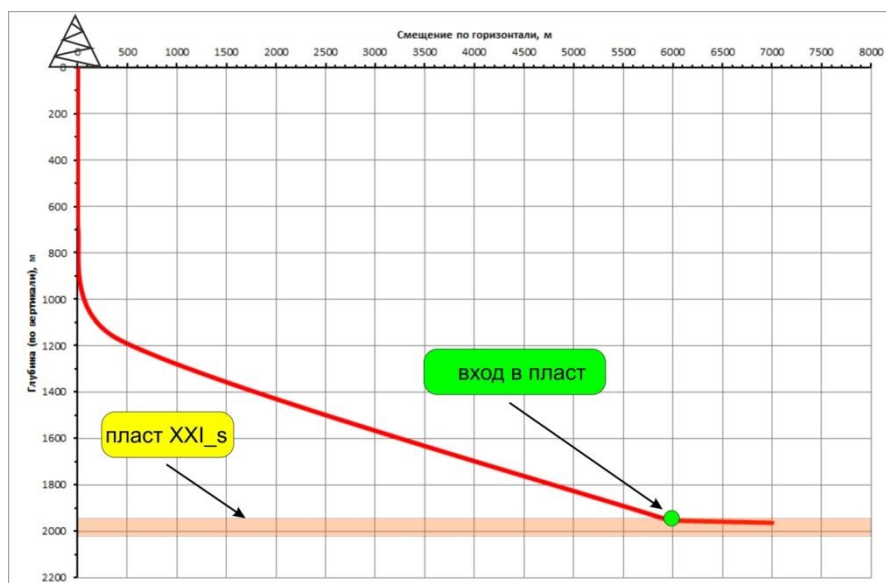


Рисунок 2. Вертикальная проекция добывающей скв. 1

Горизонтальная проекция ствола скв. 1 показана на рис. 3.

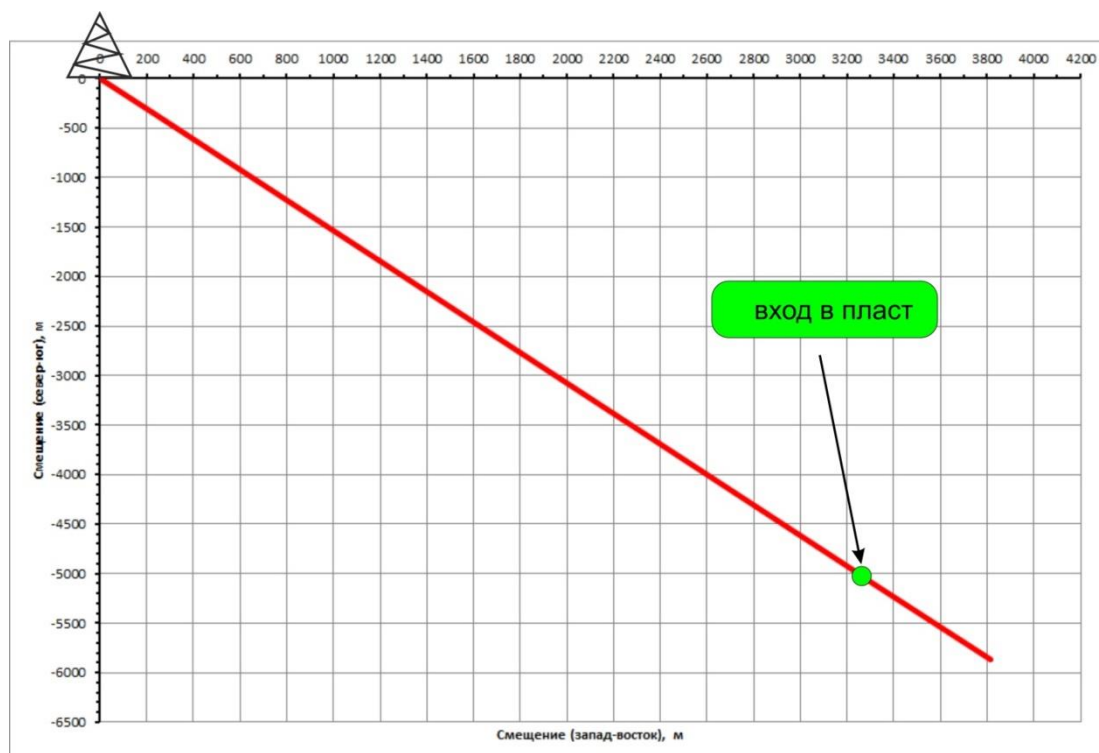


Рисунок 3. Горизонтальная проекция скв. 1

Выводы

1. Для интенсификации разработки нефтяных месторождений необходимо проектировать бурение наклонно-направленных скважин.
2. Бурение наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием позволяет увеличить нефтеотдачу нефтяного пласта и интенсифицировать разработку данной нефтяной залежи.

Библиография

1. Близиюков В.Ю., Повалихин А.С., Кейн С.А. Расчёт проектного профиля направленных и горизонтальных скважин / Метод. указания / УГТУ, Ухта, 2014. – 40 с.
2. Вайнерман Б.П. Практическое руководство по проектированию профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин. - М.: МГРИ, 2022. - 44 с.
3. Марченко А.В., Моисеенков А.В., Парфенов А.М., Хабаров А.В. Особенности программы исследований морских месторождений на примере Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения проекта "Сахалин-2". Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 2 (41). г. Южно-Сахалинск, 2023 г.
4. Павлинова Н.В., Шахова А.Ю. Роль грязевого вулканизма при формировании нефтегазовых залежей Южно-Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения на шельфе о. Сахалин. Вестник РУДН, серия Инженерные исследования, № 2, 2016 г. с 74-81.
5. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.

Влияние расположения нагнетательных скважин на эффективность барьерного заводнения

***Шагаева П.И. * (РУДН им. Патриса Лумумбы, 1032216261@pfur.ru),
Проскурдина Е.В. (РУДН им. Патриса Лумумбы, 1032211675@pfur.ru)***

Аннотация

В работе приведены общие сведения о барьерном заводнении, факторы, влияющие на эффективность метода, включая геологические условия и гидродинамические параметры, рассмотрены методы моделирования и оптимизации расположения скважин. Отдельное внимание уделено практическим рекомендациям по улучшению эффективности заводнения. Анализ и обобщение накопленного опыта позволяют оптимизировать расположение скважин при проектировании барьерного заводнения на объектах.

Ключевые слова

Барьерное заводнение, нагнетательные скважины, коэффициент извлечения нефти, моделирование, оптимизация

Теория

Значительная часть добычи нефти в России и других странах приходится на нефтегазовые залежи. С середины XX века заводнение залежей углеводородов широко применяется в качестве метода поддержания пластового давления и уровня добычи благодаря технологичности, доступности и низкой стоимости воды для закачки [1-8].

Практика показывает, что одновременная разработка залежей нефти в нефтяной оторочке и газа в газовой шапке возможно благодаря барьерному заводнению. Эффективность этого метода во многом зависит от расположения нагнетательных скважин, которые обеспечивают равномерное распределение воды в пласте. В условиях возрастающей сложности разработки месторождений и необходимости повышения эффективности добычи углеводородов исследование методов оптимизации расположения нагнетательных скважин становится особенно актуальным.

Целью данного исследования является анализ влияния расположения нагнетательных скважин на эффективность барьерного заводнения. Для достижения этой цели поставлены следующие задачи: изучить существующие подходы к размещению нагнетательных скважин, определить ключевые факторы, влияющие на распределение потока жидкости, и разработать рекомендации по оптимизации схем размещения скважин для повышения эффективности процесса заводнения.

Общие сведения о барьерном заводнении

Определение и принципы барьерного заводнения

Барьерное заводнение представляет собой разработки нефтегазовых залежей, основанный на закачке воды на газонефтяном контакте через водонагнетательные скважины, расположенные обычно на линии внутреннего контура газоносности (Хавкин, 2017). Суть метода заключается в нагнетании воды и других агентов (пресная вода, гели, пены) в специально расположенные скважины. Применение барьерного заводнения позволяет значительно увеличить коэффициент извлечения нефти, достигая в некоторых случаях до 50%. Однако эффективность метода снижают поздний срок реализации, малые объемы закачки, большое расстояние между скважинами и защемление газа при вытеснении. Эти аспекты могут существенно ограничивать результаты применения барьерного заводнения (Штин, Камаев, Шишкин, 2022. 1 с.).

Эффективность метода зависит от правильной геометрии расположения скважин, их дебита, а также от геологических и гидродинамических характеристик разрабатываемого

месторождения. При разработке систем потокоотклонения необходимо принимать во внимание направление движения фронта нагнетаемой воды и объем, необходимый для поддержания пластового давления (Булыгин, Николаев, Рамазанов, 2019. 5 с.). Следовательно, барьерное заводнение является сложным и высокоэффективным процессом, который требует тщательного проектирования и моделирования.

Роль нагнетательных скважин в процессе заводнения

Нагнетательные скважины создают барьер, предотвращающий миграцию углеводородов в нежелательные зоны и увеличивающий охват пластов заводнением. Это повышает коэффициент извлечения нефти и газа. Оптимизация расположения скважин с помощью современных геологических и гидродинамических моделей позволяет учитывать неоднородность пластов и скорость фильтрации жидкости. В Западной Сибири такая оптимизация снизила водонефтяной фактор на 20%.

Факторы, влияющие на эффективность барьерного заводнения

Геологические условия и их влияние

При барьерном заводнении важную роль играет проницаемость пород. В песчаниках с высокой проницаемостью достигается наиболее равномерное распределение жидкости, а увеличение коэффициента извлечения нефти может достигать до 40%, согласно исследованиям, проведенным в Техасе в 2019 году. Низкая проницаемость усложняет разработку и требует особой оптимизации расположения скважин.

Гидродинамические параметры и их значение

Гидродинамические параметры описывают движение жидкости в пористой среде. Ключевые параметры — давление, скорость потока, вязкость жидкости и проницаемость среды. Изменение давления влияет на равномерность распределения жидкости, а скорость потока, согласно исследованию Schlumberger, прямо пропорциональна влияет на коэффициент вытеснения нефти. Таким образом, контроль и оптимизация этих параметров повышают эффективность барьерного заводнения.

Распределение потока жидкости и его характеристики

Хотелось бы подчеркнуть, что правильное размещение скважин обеспечивает равномерное распределение давления, что способствует более эффективному вытеснению углеводородов из пористой среды. Исследование, проведенное в 2018 году, показало, что оптимизация расположения нагнетательных скважин в условиях неоднородных пластов привела к увеличению коэффициента извлечения нефти на 15 %. В условиях реальной разработки это значительное увеличение нефтеотдачи, которое может стать еще больше при изучении новых путей оптимизации барьерного заводнения.

Характеристики потоков жидкости, такие как скорость и направление движения, существенно зависят от схемы заводнения. В 2021 году было установлено, что оптимизированная сетка скважин уменьшила вероятность прорыва воды на 20 % (Демяненко и др., [б. г.]. 7 с.). Таким образом, правильная схема заводнения не только снижает риски, но и способствует улучшению показателей дебита.

Методы моделирования и оптимизации расположения скважин

Численные методы моделирования

Численные методы моделирования эффективно решают уравнения движения жидкостей в пористой среде. Их главное преимущество — адаптация к сложным геометриям и неоднородностям. Методы позволяют моделировать потоки жидкости, оценивать давление и прогнозировать эффективность размещения скважин, что помогает оптимизировать добычу и минимизировать затраты на разработку месторождений.

Сравнительный анализ различных схем размещения

В процессе барьерного заводнения используются три основные схемы размещения нагнетательных скважин: линейная, точечная и адаптивная. По данным различных исследований, линейная схема увеличивает коэффициент извлечения нефти на 15% по сравнению с точечной. Адаптивные схемы в свою очередь позволяют снизить затраты на добычу на 10-20%, что делает их эффективными для сложных геологических условий. Таким образом, выбор схемы размещения должен основываться на характеристиках пласта и экономических аспектах.

Рекомендации по оптимизации барьерного заводнения

Оптимальные схемы размещения нагнетательных скважин

Правильное размещение нагнетательных скважин значительно влияет на эффективность разработки залежей. На месторождении Тенгиз коэффициент извлечения нефти достиг 50% благодаря успешной реализации барьерного заводнения (Кобрунов, Кунцев и Мотрюк, 2015). Эта технология перспективна и для месторождений баженовской свиты со сложной структурой и низкой проницаемостью пород. Пример расположения скважин на данной площади представлен на рисунке 1.



Рисунок 1. Схема размещения скважин для разработки пласта барьерным заводнением, где 1-6 – нефтяные, газовые, нагнетательные, наблюдательные, контрольные, выбывшие из эксплуатации скважины, 7, 8 – внешний и внутренний контуры нефтеносности, 9, 10 – внешний и внутренний контуры газоносности, 11 – изоденситы попутной и закачиваемой воды

При обнаружении обширной газовой шапки на месторождении можно использовать подобную технологическую схему разработки, касающуюся размещения скважин, уровня отбора нефти и закачки воды. Очевидно, что основная часть нагнетательных скважин расположена по периметру залежи, а не внутри контура газоносности.

Для повышения эффективности барьерного заводнения необходимо учитывать несколько ключевых аспектов. Во-первых, важно оптимизировать размещение нагнетательных скважин с учетом геологических особенностей залежи, что позволяет равномерно распределять давление в пласте. Во-вторых, следует применять современные методы моделирования для прогнозирования поведения системы заводнения, включая использование гидродинамических моделей, которые помогают определить оптимальные параметры работы скважин. Согласно данным Международного энергетического агентства

(IEA), такие подходы могут увеличить коэффициент извлечения нефти на 5-10%. А также необходимо внедрять новые технологии, обеспечивающие автоматический контроль и регулирование процессов.

Выводы

Эффективность барьерного заводнения зависит от правильного размещения нагнетательных скважин, что повышает коэффициент извлечения нефти и улучшает распределение заводнённой жидкости. Численные и сравнительные методы моделирования и оптимизация подтвердили свою эффективность в решении задач заводнения.

Рекомендуется использовать современные алгоритмы для проектирования схем размещения скважин, учитывая геологические и гидродинамические параметры. Перспективным направлением является разработка адаптивных моделей, учитывающих изменения условий в реальном времени, что повысит эффективность заводнения в различных геологических условиях.

Библиография

1. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения / Шестопалов Ю.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118-123.
2. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
3. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти / Мандрик И.Э. и др. // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76-80.
4. Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Рамазанов Р.Г. К вопросу учета геологических условий при проектировании потокоотклоняющих технологий // Нефтегазовая геология. – 2019. – №9. – С. 59-60.
5. Демяненко Н.А., Чекан А.О., Кудряшов А.А., Ерошенко А.А. Эффективность разработки залежей нефти в условиях литофациальной изменчивости коллекторов // БелНИПИнефть. – [б. г.]. – [б. м.]. – [б. и.].
6. Кобрунов А.И., Кунцев В.Е., Мотрюк Е.Н. Технология оценки связности скважин на основе модели эксплуатации месторождения // Фундаментальные исследования. – 2015. – №6. – С. 452-453.
7. Хавкин А.Я. Основы нефтегазодобычи // Учебное пособие МГУ им. М.В. Ломоносова, УдГУ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, М., Нефть и газ, 2017, 394 с.
8. Штин Н.А., Камаев Г.К., Шишкин Е.С. Определение оптимального времени ввода нагнетательных скважин при барьерном заводнении // Нефтяная провинция. – 2022. – №4(32). – С. 267-276.

Расчёт параметров насосно-эжекторной системы с повышенным давлением нагнетания для безгидратного водогазового воздействия на пласт

Козырев В.С. * (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, i7656578@yandex.ru)

Аннотация

В данной статье рассматривается метод, направленный на интенсификацию притока нефти и увеличение нефтеотдачи продуктивного пласта с помощью применения водогазового воздействия. Произведен расчет параметров режима работы насосно-эжекторной системы для рассматриваемого нефтегазового месторождения. В результате проведенного исследования определены рабочие характеристики дожимных насосов, подобраны насосы, удовлетворяющие заданным условиям, а также предложена технология использования попутного нефтяного газа, способствующая сокращению углеродного следа. Даны рекомендации по лабораторным исследованиям для эффективного водогазового воздействия.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, насосно-эжекторная система, увеличение давления нагнетания, многоступенчатое сжатие

Теория

Интерес к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, месторождений со сложным геологическим строением растёт с каждым годом. Доказано, что в большинстве крупных месторождениях при нормальных условиях разработки конечные показатели нефтеотдачи не превышают 50-55%. В этих условиях основной задачей является увеличение конечной добычи нефти из разрабатываемого пласта и уменьшение объёма добываемой воды [1-15].

Анализ литературных источников показывает, что интерес компаний направлен в сторону третичных МУН, которые позволяют увеличить зону охвата пласта (например, [2-4]), при этом крупные проекты по внедрению газовых технологий не отсутствуют.

Технология водогазового воздействия относится к газовым методам увеличения нефтеотдачи, а также содержит в себе элементы стандартного заводнения. При правильном расчёте технологии и подборе оптимальных объёмов воды и газа возможно эффективное вытеснение нефти из пластов. Для реализации данной технологии в промышленных условиях требуются высокие капиталозатраты, что является ограничением широкого применения данной технологии в России. Предлагается использовать для закачки водогазовой смеси насосно-эжекторные системы. К преимуществам таких систем можно отнести небольшие капитальные затраты для внедрения, высокий уровень КПД из-за применения дожимных насосов, а также простую конструкцию данной системы [15].

Технология водогазового воздействия широко распространена за рубежом, однако в отечественной практике встречается не так много проектов. Связано это с недостаточной проработкой технологии для условий конкретного месторождения. Для успешного осуществления проекта технологии закачки водогазовой смеси необходимо соблюсти совокупность геологических, физико-химических, технологических и экономических критериев.

На рис. 1 представлен вариант компоновки насосно-эжекторной системы. В сопло эжектора 1 насосом 2 нагнетается вода, при этом 1 откачивает низконапорный газ. На выходе

образуется водогазовая смесь с низким газосодержанием. Смесь направляется в сепаратор, где газ отделяется от воды, которая циркулирует по замкнутому циклу. Также есть подпитка системы водой из внешнего источника, откуда она нагнетается насосом 4 в сепаратор 3. Часть воды из сепаратора насосом 5 нагнетается в сопло эжектора 6, который откачивает отсепарированный газ. Смесь с повышенным газосодержанием поступает на вход насоса 7 для нагнетания с повышенным давлением. Для реализации ВГВ на конкретном промысле необходимо рассчитать компоновку и параметры НЭС так, чтобы учесть параметры конкретного объекта.

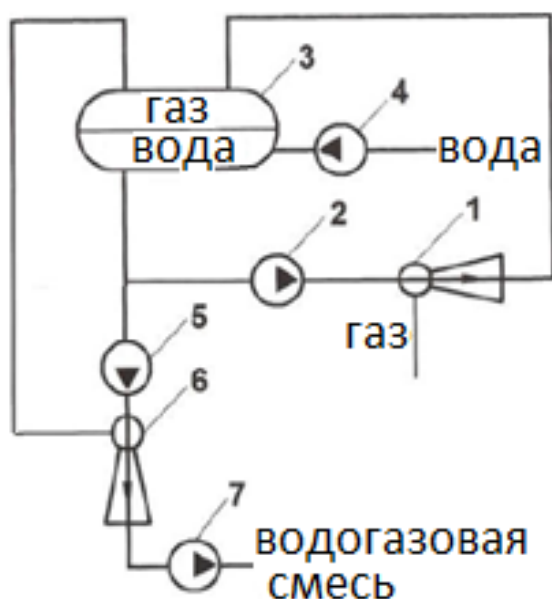


Рисунок 1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы для закачки водогазовой смеси в пласт: 1,6 – эжектора для сжатия газа, 2, 4, 5, 7 – многоступенчатые насосы; 3 – сепаратор

В данной работе рассчитаны параметры НЭС для условий месторождения N. В настоящий момент реализуется закачка воды в 2 нагнетательные скважины. Добыче ведётся через 6 добывающих скважин. Обводнённость стремится к значению 93%. Данная стратегия разработки приводит к значительной обводнённости продукции.

Рассчитаны устьевые давления нагнетательных скважин, давления на ВРП, выбран эжектор и насос – по каталогу АО «Новомет-Пермь». Расчёт осуществлялся для двух скважин, т. к. они вскрывают запасы, наиболее подходящие для реализации ВГВ. Устьевые давления закачки смесей для А и В скважин равны соответственно $P_{у.вгс.А}=12,566$ МПа и $P_{у.вгс.В}=11,9$ МПа. Оптимальная аэродинамическая схема эжекторов для А и В скважин - №4, определены параметры эжекторов. Рассчитаны рабочие характеристики дожимных насосов. Подобраны подходящие насосы с учетом кавитирующих ступеней: для А скважины насос ВНН5А-700-1800 (оптимальная подача равна $700 \text{ м}^3/\text{сут}$, напор 1800 м.), для В скважины – ВНН5А-280-1800 (оптимальная подача равна $280 \text{ м}^3/\text{сут}$, напор 1800 м.).

Для успешного внедрения метода на промысле недостаточно выбрать и рассчитать параметры оборудования. Необходимо выбрать источник газа для обеспечения рационального газосодержания, а также подобрать оптимальный состав рабочей жидкости для улучшения работы эжектора и насоса. Использование минерализованной рабочей воды способствует

улучшению структуры закачиваемой смеси, однако в том случае, когда планируется закачивать пресную воду, необходимо добавлять ПАВ.

Состав нефтяного газа рассматриваемого объекта содержит значительное количество жирных компонентов. Такой состав является благоприятным условием для выпадения гидратов в призабойной зоне при закачке ПНГ в пласт. Для применения ВГВ необходимо рассчитать равновесную кривую при существующем давлении закачки, температуре пласта и минерализации воды, с которой предполагается закачка. При подтверждении вероятности гидратообразования рекомендуется выбрать источник воды большей минерализации. Это может быть попутно добываемая вода нефтенасыщенного или вода водоносного пласта. Пример определения условий гидратообразования представлен на рис.2.

Выводы

На основе проведённой работы можно сделать вывод, что применение технологии водогазового воздействия на месторождении N позволит эффективно вытеснить нефть, увеличить срок разработки месторождения и снизить обводненность скважин. Полезное использование попутного газа способствует сокращению углеродного следа, что также является приоритетной задачей.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Выражаю искреннюю благодарность организаторам конференции и преподавателям кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений МГРИ имени Серго Орджоникидзе за неоценимый вклад в образовательный процесс и поддержку в начинаниях.

Библиография

1. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
2. Способ гидроразрыва пласта // Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998.
3. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I. // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006. 2006. С. 1487-1492.
4. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ / Панахов Г.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90-95.
5. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода / Панахов Г.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44-47.
6. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
7. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей / Шахвердиев А.Х. // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
8. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Шарифуллин Ф.А. // Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.

9. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Шахвердиев А.Х. // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
10. Способ разработки нефтяной залежи / Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Галеев Ф.Х., Санамова С.Р. // Патент на изобретение RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
11. Способ разработки нефтяной залежи / Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. // Патент на изобретение RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
12. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO₂ in EOR technology / Bakhtiyarov S.I. and al. // 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, 2007 // Mechanical Engineers, JSME. San Diego, CA, 2007. С. 1583-1589.
13. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO₂ gas / Bakhtiyarov S.I. and al. // SPE Production and Operations Symposium. 2007. С. 478-482.
14. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренлируемых зон залежей углеводородов / Шахвердиев А.Х., Захаров И.В., Сулейманов И.В. // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64-68.
15. Проблемы водогазового воздействия на пласт с использованием попутно добываемого нефтяного газа на Ромашкинском месторождении / Дроздов А.Н., Чернышов К.И., Закиев А.Р., Калинин В.Н., Галимов А.М., Стефаниде В.О., Горелкина Е.И. // Трудноизвлекаемые запасы нефти. 2024. С. 174-178.

Перспективы применения различных газов в процессах увеличения нефтеотдачи и снижения углеродного следа

Мухаммад А. * (РУДН, mahammadakhmad@yandex.ru)

Аннотация

Данная работа посвящена проблеме нерационального сжигания нефтяного газа и вредного влияния выбросов различных газов в атмосферу.

Предлагается реализовывать закачку данных газов в нефтяные пласты с целью их полезного применения и увеличения нефтеотдачи.

Проведённый анализ показал перспективность внедрения газовых и водогазовых МУН, а также проведения дальнейших исследований вытесняющей способности данных агентов.

Ключевые слова

Заводнение, водогазовое воздействие, повышение нефтеизвлечения, закачка ПНГ

Теория

Длительный период добычи нефти приводит к постепенному истощению пластового давления с течением времени. Это снижение давления сохраняется до тех пор, пока не достигнет порогового значения, при котором пласт больше не сможет отдавать углеводороды с помощью методов только первичной добычи. Таким образом, внедрение вторичных методов необходимо для оптимизации операций по поддержанию давления. Внедрение таковых методов в течение ограниченного периода времени стабилизирует добычу и сглаживает негативные проявления, связанные с дальнейшим падением давления в пласте. Данный период длится, пока продолжается отбор углеводородов с применением вторичных методов. Поэтому на следующем этапе специалисты решают стратегически важную задачу: выбор третичных методов добычи для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи из пласта [1,2].

Иной, не менее актуальной проблемой, является рациональное применение или захоронение попутно добываемого нефтяного газа. Проблема утилизации попутного нефтяного газа особенно актуальна для месторождений, расположенных вдали от объектов инфраструктуры по транспортировке и подготовке сырого газа.

Анализ данных из открытых источников показывает, что Россия является мировым лидером по сжиганию нефтяного газа на промыслах. Лишь на ковидный 2020 год приходится некоторое снижение объёмов сжигаемого газа, отражённых в отчётных документах, что связывается непосредственно со снижением объёмов добываемой продукции. В остальных случаях эксплуатация действующих объектов и ввод новых в разработку приводит к увеличению сжигания ПНГ. Учитывая, что не на всех промыслах есть чёткий контроль за объёмами сжигания, более точные сведения фиксируются в спутниковых данных.

Учитывая вышеперечисленные факторы, для специалистов представляют интерес методы, которые способны решить данные глобальные проблемы.

Для месторождений с отдалённой инфраструктурой и потенциальными потребителями становятся актуальными альтернативные методы утилизации газа, особенно обратная закачка газа. К вариантам обратной закачки относятся: закачка в пласт для хранения (если рядом с месторождением есть пригодные для закачки пласты), закачка в газовую шапку, если таковая имеется, или закачка в продуктивный пласт. Последний метод позволяет, наряду с решением проблемы утилизации газа, повысить нефтеотдачу.

Отдельная группа МУН, предполагающая закачку газовых компонентов, представлена водогазовыми методами. Технологии водогазового воздействия, несмотря на сравнительно небольшой накопленный опыт, имеют перспективы на промыслах, т.к. эффективность данных методов доказана в результате лабораторных и промысловых экспериментов, многочисленные источники указывают на лучшую вытесняющую способность водогазовых смесей по сравнению с газовым воздействием или заводнением.

При проектировании газовых или водогазовых методов на объекте важным вопросом является исследования свойств газовых агентов в нефтях в пластовых условиях. CO_2 и углеводородные газы обладают хорошей растворимостью в пластовой нефти. В лабораторных условиях с использованием аппарата PVT изучается изменение свойств нефти после растворения CO_2 с различным газосодержанием или углеводородных газов. При закачке углеводородных газов или CO_2 наблюдается значительное улучшение свойств нефти. Смешивающееся с углеводородным газом заводнение демонстрирует несколько более высокую эффективность, в то время как смешиваемое заводнение с CO_2 вытесняет при более низком давлении, демонстрируя лучшую вытесняющую способность в пластах с более низким давлением [3].

Иной газовый агент из группы неуглеводородных газов, применяемый в процессах нефтеизвлечения, это азот. Азот растворяется в пластовой нефти при гораздо больших пластовых давлениях по сравнению с углекислым газом [4]. Азот нерастворим в воде, обладает большой величиной упругой энергии, является инертным газом, широко распространен в атмосфере, неисчерпаем, имеет широкий спектр источников. В ряде случаев (например, глубокозалегающие коллекторы, коллекторы на поздней стадии разработки) азот показывает лучшую вытесняющую характеристику в сравнении с водой.

Учитывая всеобщую обеспокоенность, вызванную выбросами парниковых газов, интерес специалистов привлекает технология совместной закачки воды и нефтяного газа в виде мелкодисперсной водогазовой смеси в пласт. В составе нефтяного газа присутствуют углеводородные и неуглеводородные компоненты, в частности азот и углекислый газ. В пластовых условиях при фильтрации водогазовой смеси различные газовые вещества с разной степенью интенсивности выделяются из закачиваемой воды, часть из них может раствориться в нефти, газы с меньшей растворимостью в органических растворителях сформируют вытесняющую оторочку газа. При заводнении вместе с нефтью добывается попутный нефтяной газ, растворённый в нефти. Закачиваемая вода поддерживает давление, однако баланс растворённого в нефти газа снижается, что приводит к ухудшению свойств нефти. В этом аспекте закачка воды и газа имеют лучшую технологическую эффективность.

Ряд исследований [5, 6] рекомендует использовать дымовые газы и закачивать в процессе водогазового воздействия. Т.к. в состав дымовых газов входят азот, углекислый газ, остаточный азот и иные компоненты, данный агент является эффективным многокомпонентным вытесняющим агентом.

При ВГВ ПНГ можно закачивать с водой, также к воде можно добавлять газы после сжигания ПНГ в печах. Это позволит обеспечить промысел электроэнергией, а также снизить объёмы выбросов в атмосферу.

В [7] описана сравнительная эффективность CO_2 -WAG (закачка чередующихся оторочек воды и углекислого газа) и модельных смесей дымовых газов (смеси N_2 и CO_2 в соотношениях 70%/30% и 85%/15%). Оказалось, что азот более благоприятен в случаях вытеснения высоковязких нефтей, при этом увеличение доли азота приводит к уменьшению растворимости углекислого газа; смеси азота и углекислого газа оказывают более

благоприятное влияние на вытеснение по сравнению с вытеснением чистым азотом или углекислым газом. Наибольшую эффективность показал WAG. Данное исследование указывает, что при проектировании МУН на объекте необходимо учесть, что на вытеснение запасов оказывает влияние комплекс механизмов, и исход внедрения МУН зависит от состава и свойств пластовых флюидов, типа вытесняющего агента и термобарических условий (данный вывод следует из результатов лабораторных экспериментов; на промысле также существуют и иные факторы, как состав и свойства пород и их залегание).



Рисунок 1. Визуализация данных по сжиганию газа на факелах в мире за 2024 год

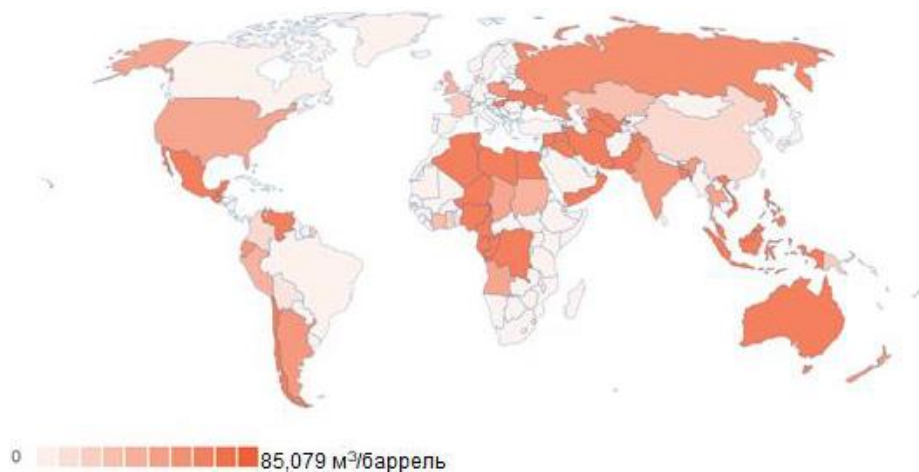


Рисунок 2. Визуализация данных по интенсивности горения факелов в мире за 2019 год

Модификацией водогазового воздействия с углекислым газом, которое отлично демонстрирует положительные свойства углекислого газа в пласте, является технология генерации углекислого газа в пластовых условиях [8-10]. Данный способ увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи зарекомендовал себя на отечественных (объекты ПАО «Лукойл») и зарубежных промыслах (Китай, США), однако внедрение на объектах высоковязких нефтей не рекомендуется по причинам ухудшения коллекторских свойств при закачке CO₂). Также данная технология не предполагает закачку в пласт уже накопленного газа. В [11, 12] предложено совместное применение закачки водогазовой смеси

с ПНГ и генерации CO₂ Данное решение объясняется недостаточным объёмом добываемого ПНГ.

Выводы

Данный обзор указывает на перспективу дальнейших исследований технологий применения нефтяного и дымовых газов в процессах увеличения нефтеотдачи. Закачка данных газов позволит снизить объёмы их выбросов и увеличить величину отбора нефти, что является экологически и экономически оправданным решением.

Библиография

1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
2. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
3. Evaluation of Gas Flooding Effect in Mahu Tight Sandstone Reservoir / Z. W. Zhao; S. C. Zhang; Y. S. Zou; X. H. Zhang; D. Y. Zhu; S. K. Liu; P. Yang; L. Liu // 58th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Golden, Colorado, USA, June 2024. Paper Number: ARMA-2024-0741, <https://doi.org/10.56952/ARMA-2024-0741>
4. О возможности применения насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с использованием азота / Дроздов А.Н. and al. // Нефтяная провинция. 2020. № 3 (23). С. 153-163. DOI: 10.25689/NP.2020.3.153-163
5. Дроздов А.Н. Технология водогазового воздействия с дымовыми газами на объекте Урало-Поволжья: рациональное применение дымового газа в процессах увеличения нефтеотдачи // Чтения Хошбата Юсифзаде. 2024.
6. Использование дымовых газов в составе водогазовой смеси с целью повышения нефтеотдачи пласта. Режим доступа: https://oil-industry.net/SD_Prezent/2024/04/12_%D0%A0%D1%8F%D0%B7%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%B0.pdf (дата обращения: 27.02.2025)
7. Zhang Y.P., Sayegh S., Huang S. Enhanced heavy oil recovery by immiscible WAG injection. The Petroleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 13 – 15, 2006.
8. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements // ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006. 2006. С. 1487-1492.
9. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрипластовой генерации газа / Панахов Г.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2006. № 11. С. 76-80.
10. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. // Патент на изобретение RU 2123586 C1, 20.12.1998. Заявка № 97109102/03 от 16.06.1997.
11. Дроздов А.Н. Современные проблемы реализации водогазового воздействия на пласт и пути их решения // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России. Москва, 2024. С. 77-78.
12. Денисов А.В., Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие на месторождении Heera: анализ ошибок и предложение по совершенствованию проекта // Нефть и газ: технологии и инновации. Тюмень, 2024. С. 76-80.

Способ промывки песчаной пробки и крепления ПЗП в газодобывающей скважине с применением колтюбинга

Николаенко В.В.* (ФГБОУ ВО ТИУ)

Аннотация

Известно, что процесс образования песчаных пробок происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах. Их интенсивность обусловлена свойствами продуктивного пласта и технологией эксплуатации скважин. В работе предлагается способ промывки песчаной пробки и крепления ПЗП в газодобывающей скважине с применением колтюбинга.

Ключевые слова

Призабойная зона пласта, газодобывающая скважина, колтюбинг, песчаная пробка

Теория

Колтюбинговые технологии – одни из перспективных и прогрессивно развивающихся направлений специализированного оборудования для нефтяной и газовой промышленности в Мирове. Такие технологии основаны на использовании гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ (НТ)), которые заменяют традиционные буровые трубы в процессе бурения или НКТ при проведении капитального и текущего ремонтов нефтяных и газовых скважин [1, 5].

Причины возникновения песчаных пробок. Известно, что процесс образования песчаных пробок происходит практически во всех нефтяных и газовых скважинах.

Их интенсивность обусловлена свойствами продуктивного пласта и технологией эксплуатации скважин. Образование песчаной пробки на забое скважин обусловлено следующими факторами: оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины; оседанием частиц после проведения операций с использованием гидropескоструйных перфораторов; оседанием частиц после проведения операций по гидроразрыву пласта; наличием песка, намытого в полость скважины при создании искусственного забоя и т.п. [2].

Краткое описание технологии промывки песчаной пробки. Осуществляют спуск гибкой трубы, поддерживая при этом непрерывную циркуляцию технологической жидкости, начиная с глубины 100-150 м. Как правило, скорость спуска выбирается исходя из информации о расположении песчаной пробки и достигает 0,5 м/с. Не доходя порядка 100 м до предполагаемой пробки, скорость снижают до 0,1-0,2 м/с и тщательно контролируют давление на насосе. После входа промывочной насадки в пробку скорость перемещения трубы уменьшают до 0,0-0,03 м/с, а подачу промывочного насоса доводят до максимума [3].

Основные положения, описывающие процесс промывки, соответствуют традиционной технологии удаления песчаных пробок, но особенности колтюбинговой технологии позволяют выполнять его в большем диапазоне давлений в полости скважины. Основной задачей выполнения процесса является обеспечение выноса песка по кольцевому пространству.

Для исключения поглощения жидкости продуктивным пластом и коагуляции его пор необходимо тщательно подбирать плотность жидкости, исключая превышение гидростатического давления по сравнению с пластовым. В случае возникновения поглощения технологической жидкости непрерывная труба должна быть поднята выше верхнего уровня

пробки при обеспечении циркуляции с максимально возможным расходом технологической жидкости. максимально возможным расходом технологической жидкости.

При разрушении плотных песчаных пробок следует использовать гидромониторные насадки, обеспечивающие разрушение пробки в сочетании с подогревом технологической жидкости. Скорость перемещения непрерывной трубы в этом случае уменьшают до минимума. Все это позволяет исключить соприкосновение насадки с поверхностью пробки. Об этом свидетельствуют показания индикатора веса трубы и манометра, регистрирующего давление, развиваемое насосом – показания первого прибора уменьшаются, а второго увеличатся.

Промывку проводят до момента выхода на заданную глубину. Для обеспечения удаления всех твердых частиц объем циркуляции должен составлять не менее одного объема скважины. Скорость восходящего потока при работе с непрерывной трубой, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твердых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45°. Для более пологих и, тем более, горизонтальных участков скважины необходимо обеспечивать достаточную турбулентность потока восходящей жидкости.

Так для промывки песчаных отложений известна технология «Струйный бластер» (Система «Jet Blaster»), позволяющая удалять плотные песчаные пробки с забоя скважин, а также отложений на стенках НКТ и обсадной колонны.

При реализации технологии промывочная жидкость содержит пузырьки, когда выходит из сопла. Пузырьки при ударе диспергируются с большим разрушающим эффектом. Создаются высокие гидроструйные характеристики (до 200 атм.– перепад давления через сопла), осуществляется контролируемое вращение (медленное вращение (максимально 200 об/мин), оказывающее сильное воздействие на поверхность.

Группой авторов патента на изобретение № 2188304 [4] предлагается способ промывки песчаной пробки в условиях ремонта скважин, согласно которому производят монтаж колтюбинговой установки, установку противовыбросового и насосного оборудования. Затем приступают к приготовлению промывочной пенообразующей жидкости и промывке скважины в зоне образования песчаной пробки. Приготовление промывочной пенообразующей жидкости ведут в два этапа. Первоначально смешивают техническую воду в количестве 70-75 об.% с одноатомным спиртом в количестве 25-30 об.%. Затем в полученный раствор добавляют неонол водорастворимый в количестве 1,0-1,5%. При проведении операции промывки первоначально осуществляют подачу гидромониторной насадки со скоростью до 0,1 м/с вплоть до достижения расстояния в 9-10 м между песчаной пробкой и гидромониторной насадкой. Затем скорость подачи снижают до 0,001 м/с и подают пенообразующую жидкость в став БДТ. Дальнейшую подачу гидромониторной насадки для промывки пробки ведут с усилием подачи 300-500 кг до достижения установленного интервала. Увеличивается производительность работ по ремонту скважин и снижается стоимость этих работ.

Однако недостатком такого технического решения является то, что способ не предусматривает последующие работы по креплению скелета пласта-коллектора после проведения работ по промывке скважины.

Решение. Предлагаемый способ реализуется следующим образом.

Способ включает установку поверхностного оборудования для проведения ремонтных работ с применением колтюбинга (сверху-вниз): инжектор, стриппер, верхний лубрикатор,

блок превенторов (к примеру, четырехплащечный превентор или комбинированный превентор), дроссель, нижний лубрикатор.

Через имеющуюся колонну НКТ в скважину спускается ГНКТ с коннектором, двумя обратными клапанами, аварийным разъединителем и гидромониторной насадкой до верхнего интервала перфорации. После закрывают клиновые и трубные плашки на блоке превенторов (или трубные/клиновые плашки на комбинированном превенторе), прокачивается технологическая жидкость через ГНКТ для осуществления промывки забоя скважины, при этом штуцер дросселя должен быть открытым. Это позволит технологической жидкости прокачиваться по малому затрубью и через дроссель выходить на дневную поверхность с частицами песка, осевшего на забое скважины и образовавшего песчаную пробку (рис. 1).

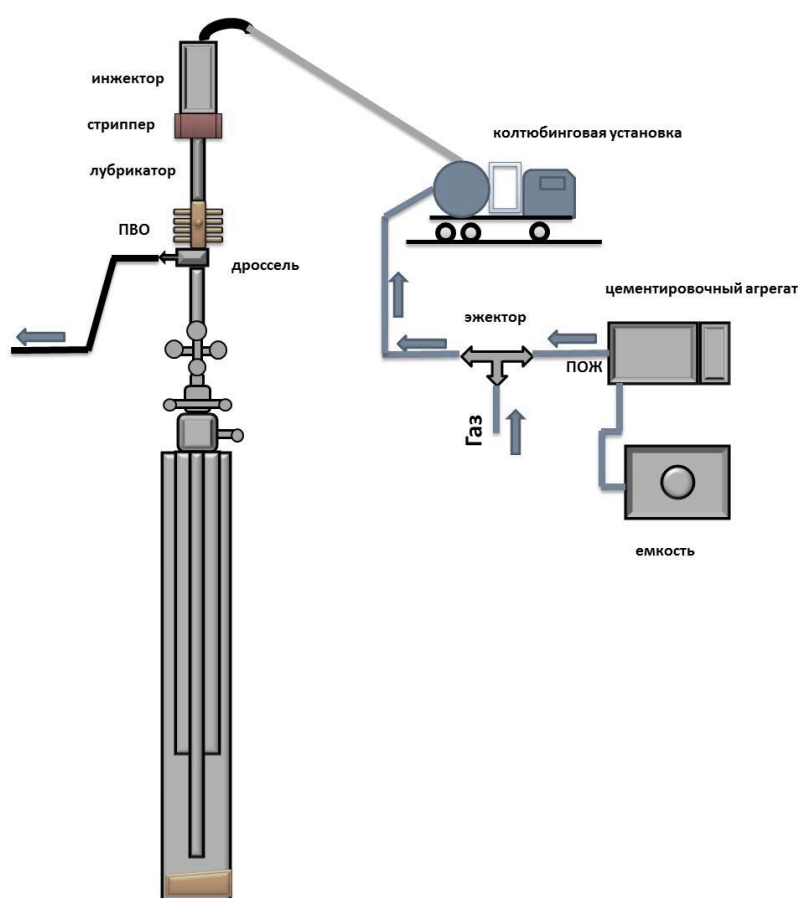


Рисунок 1. Схема реализации предлагаемой технологии

После осуществления работ открывают клиновые и трубные плашки блока ПВО (или трубные/ клиновые плашки на комбинированном превенторе), осуществляют подъем ГНКТ, после извлечения которой закрывают лубрикаторную задвижку фонтанной арматуры. Далее в скважину через НКТ при открытой лубрикаторной задвижке спускают компоновку на ГНКТ, состоящей из коннектора, двух обратных клапанов, аварийного разъединителя и «пера» до продуктивного пласта. Проводят закачивание закрепляющей композиции с продавкой ее в пласт для закрепления коллектора, с целью последующего предотвращения пескообразования на забое скважины.

В качестве отверждающей композиции можно рекомендовать композицию «Геотерм – 01» включающей в себя смолу «Геотерм – 001» и отвердитель «Геотерм – 101». Такая композиция хорошо зарекомендовала себя на месторождениях Западной Сибири и применяется для крепления слабосцементированных (пескоизоляционные работы) коллекторов и пропантов (после проведения операций по ГРП).

После проведения работ из скважины извлекают колонну ГНКТ. Далее скважину оставляют на ожидание затвердевание композиции, после скважину осваивают и выводят на режим.

Выводы

1. Колтюбинговые технологии основаны на использовании гибких насосно-компрессорных труб, которые заменяют традиционные бурильные трубы в процессе бурения или НКТ при проведении капитального и текущего ремонтов нефтяных и газовых скважин

2. Образование песчаной пробки на забое скважин обусловлено следующими факторами: оседанием частиц пласта, выносимых через перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне во внутреннюю полость скважины; оседанием частиц после проведения операций с использованием гидropескоструйных перфораторов; оседанием частиц после проведения операций по гидроразрыву пласта; наличием песка, намытого в полость скважины при создании искусственного забоя и т.п.

3. Предлагается новый способ промывки песчаной пробки и крепления ПЗП в газодобывающей скважине с применением колтюбинга.

Библиография

1. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением непрерывных труб. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с.

2. Кустышев, А.В., Ваганов Ю.В. Изоляция притока пластовых вод с помощью колтюбинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири // Время колтюбинга. – 2013. – № 2. – С. 30–36.

3. Нифонтов Ю.А. «Ремонт нефтяных и газовых скважин» / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман, А.В. Кустышев и др. – С.-Пб.: АНО НПО «Профессионал», 2005. Т1 – 314 с., Т2 – 548 с.

4. Патент на изобретение № 2188304 «Способ промывки песчаной пробки в условиях ремонта скважин», 2002 г.

Перспективы реализации водогазового воздействия на месторождении К

***Оленева М.А.* (РГУНГ им. И.М. Губкина, 1032186213@rudn.ru),
Фатыкова Я.Р. (МГРИ, Yfatykova@bk.ru)***

Аннотация

К нефтегазовое месторождение является частью Красноленинского свода месторождений, расположенного на западе Ханты-Мансийского автономного округа.

Данное месторождение подходит по геолого-физическим параметрам для технологии ВГВ, которая может значительно увеличить коэффициент довытеснения нефти.

На значительной части нефтегазовых месторождений РФ разработка реализована при поддержке пластового давления путем закачки в продуктивный пласт жидкости (воды). На К месторождении так же применяется технология ППД. Доказано, что коэффициент вытеснения для водогазовой смеси (ВГС) выше, чем для воды. Особый интерес вызывает возможность увеличения нефтеотдачи пластов, которые прежде разрабатывались системой заводнения.

Для увеличения добычи остаточной нефти из продуктивного пласта возможно применение технологии водогазового воздействия. Нефти пластов данного объекта содержат большое количество растворённого газа (большой газовый фактор). Данное обстоятельство усиливает интерес к применению ВГВ для данного объекта.

Следовательно, применение насосно-эжекторной технологии на месторождении К способно разрешить вопрос увеличения конечной нефтеотдачи залежи и закачке нефтяного газа в пласт.

Цель данной работы, представить возможности внедрения водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем и провести подходящие расчеты.

Ключевые слова

Увеличение нефтеотдачи, заводнение, водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, закачка нефтяного газа

Теория

Низкая нефтеотдача, недостижение проектного КИН, преждевременное обводнение скважин указывает на необходимость третичных МУН, которые позволят продлить срок рентабельной эксплуатации [1-10]. В настоящее время различные технологии стали популярны, т.к. доказали свою эффективность и доступность. Тем не менее, имеющийся у кампаний багаж методов не всегда отвечает широкому разнообразию промысловых условий [3-5].

Технология совместного нагнетания воды и газа в продуктивный пласт (водогазовое воздействие – ВГВ) является методом, соединяющим преимущества заводнения и газовых методов.

Однако на наших российских месторождениях данная технология не получила широкого распространения, хотя значительная часть ПНГ сгорает в факелах, принося вред окружающей среде.

Но на отечественных нефтегазовых месторождениях данный способ ВГВ не получил широкого распространения, при этом значительная часть попутного нефтяного газа бесполезно сгорает в факелах [10].

Месторождение К приурочено к западу ханты-мансийского автономного округа.

Месторождение открыто в 1962 году, введено в разработку в 1992 году.

В разработке находятся пять эксплуатационных объектов: ВК1-3, П, ЮК2-9, БГ, ДЮК.

По состоянию на XX.XX.XX на месторождении пробурено 1 197 скважин, в том числе: добывающих – 1 059, нагнетательных – 93, контрольных – одна, водозаборных – 39, поглощающих – пять. Проектный фонд скважин реализован на 18 %.

В добывающем фонде числится 835 скважин (в т.ч. действующих – 657, бездействующих – 44, в освоении – 4, в консервации – 54, ликвидированы – 76), нагнетательных – 291 (в т.ч. действующих – 277, бездействующих – 9, в консервации – 5), в контрольном – 25 (в т.ч. наблюдательные – 10, пьезометрические – 15), в специальном – 46 (в т.ч. водозаборных – 34, поглощающих – 12). Коэффициент использования фонда добывающих скважин – 0,95, коэффициент эксплуатации действующего добывающего фонда скважин – 0,98. Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин – 0,98, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – 0,97.

По состоянию на 20.12.2024 г. накопленная добыча нефти составляет 23 977 тыс.т. Отбор нефти от НИЗ составляет 11,6 %, текущий КИН – 0,036 при КИН, числящемся на государственном балансе, – 0,323. Накопленная добыча жидкости составляет 73 049 тыс.т. В пласты закачано 80 066 тыс. м³ воды, накопленная компенсация составляет 95,6 %, текущая компенсация – 113,4 %. Накопленная добыча растворённого газа составляет 2 625 млн. м³.

Нефти данного объекта имеют высокий газовый фактор. Географическое расположение, отсутствие газоперерабатывающих заводов (и крупных потенциальных потребителей) для переработки ПНГ, фильтрационные свойства пород объекта указывают на перспективность водогазового воздействия – способа поддержания пластового давления, повышения нефтеотдачи и рационального использования нефтяного газа.

Для условий выбранного объекта рассчитаны параметры насосно-эжекторной системы. Данные для расчётов и расчёты параметров эжектора отражены в таблицах 1 и 2, соответственно.

Таблица.1. Данные для расчёта

№	Наименование параметра	Обозначение	Единицы измерения	Значение параметра
1	Давление газа на выходе сепаратора ДНС	$P_{г.сеп.}$	МПа	0,6
2	Расход газа в стандартных условиях	$Q_{г.ст.}$	м ³ /сут	35500
3	Расход жидкости (воды), закачиваемой в нагнетательные скважины	$Q_{ж.}$	м ³ /сут	1061
4	Давление воды в системе ППД	$P_{ппд}$	МПа	15
5	Плотность газа в стандартных условиях	$\rho_{г.ст.}$	кг/м ³	1,69
6	Плотность жидкости (воды)	$\rho_{ж.}$	кг/м ³	1015
7	Конечное давление нагнетания смеси на выходе из системы	$P_{вых.}$	МПа	17

Таблица 2. Результаты расчетов

№	Эжектор	1	2
1	Расход газа на приеме эжектора $Q_{г}$, м ³ /сут	5916,67	1466,7
2	Расход рабочей жидкости перед соплом эжектора $Q_{рж}$, м ³ /сут	1061	1061
3	Коэффициент инжекции газа в условиях приема эжектора $U_{г}$	5,58	1,38
4	Давление газа на приеме эжектора $P_{г.пр}$, МПа	0,6	2,25
5	Давление рабочей жидкости перед соплом эжектора $P_{р}$, МПа	15	16,77
6	Давление смеси на выходе эжектора $P_{с}$, МПа	2,25	8
7	Диаметр сопла эжектора $d_{с}$, мм	12,5	12,3
8	Длина камеры смешения эжектора $L_{кс}$, мм	1624,1	346,2
9	Диаметр камеры смешения эжектора $d_{кс}$, мм	33,9	17,7
10	Расстояние между соплом и входом в камеру смешения l , мм	50,9	26,5

В отчётных данных отражены значения рекомендуемого газосодержания смеси $\beta_{пл}$: 22%. При закачке водогазовой смеси с соблюдением рекомендуемого значения $\beta_{пл}$ удастся достичь максимального $K_{выт}$, при этом дополнительная добыча составит 15%. Выбор скважин – кандидатов для внедрения технологии осуществлялся согласно [6]. Оценка технологической эффективности реализовывалась по [7].

Экспресс-оценка затрат на оплату штрафов за сжигание ПНГ в факелах и затрат на реализацию ВГВ и ожидаемую прибыль показала, что технология будет рентабельна. Тиражирование технологии на весь объект позволит закачивать весь ПНГ в процессе водогазового воздействия [11].

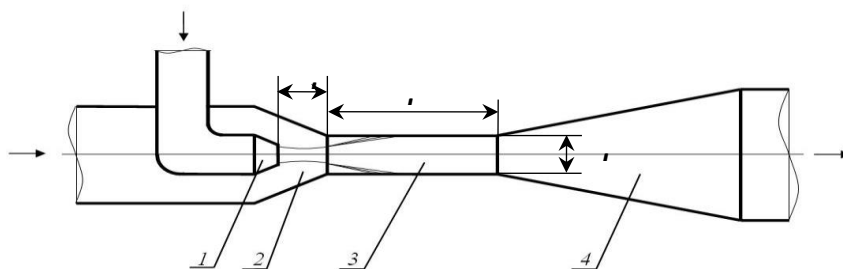


Рисунок 3. Принципиальная схема струйного аппарата: 1 – рабочее сопло, 2 – приемная камера, 3 – камера смешения, 4 – диффузор

Выводы

Учитывая все преимущества насосно-эжекторной системы в совокупности с тем, что КПД насосно-эжекторной системы в целом достигает значения 80 %, а все потери энергии идут на нагрев смеси, предотвращающий гидратообразование. Можно заключить, что такая технология может быть успешно внедрена при реализации водогазового воздействия на К. площади месторождения К.

Таким образом, с помощью данной технологии ВГВ решается проблема утилизации попутного нефтяного газа и повышения нефтеотдачи, и выгоду получают все заинтересованные стороны:

- Окружающей среде не наносится экологический ущерб;
- Нефтяная компания сократит объёмы выплат экологических штрафов, т.к. снизятся объёмы выбросов продуктов сжигания ПНГ в атмосферу;
- Получение дополнительной прибыли за счет увеличения добычи нефти и выполнение лицензионного обязательства на разработку нефтяного месторождения, которые компания имеет перед государством.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Автор выражает благодарность организаторам конференции «Новые идеи в науках о Земле» – коллективу Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе за многолетний труд и предоставленную возможность участия.

Библиография

1. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
2. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
3. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I., Panakhov G.M., Abbasov E.M., Shakhverdiyev A.Kh. // В сборнике: Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S.-European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006. С. 1487-1492.
4. Способ гидроразрыва пласта / Сулейманов Б.А. и др. // Патент на изобретение RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
5. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO₂ gas / Bakhtiyarov S.I. and al. // SPE Production and Operations Symposium. Сер. "SPE Production and Operations Symposium 2007 - Boom Times or a New Reality" 2007. С. 478-482.
6. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
7. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
8. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Патент на изобретение RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
9. Способ разработки нефтяной залежи / Мандрик И.Э. и др. // Патент на изобретение RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
10. Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии // Молодые – Научкам о Земле. 2022. С. 85-89.
11. Классификация георесурсов в парадигме их комплексного освоения / Тюляева Ю.С. и др. // Горная промышленность. 2024. № 6. С. 140-143.

Обзор способов изоляции газа, поступающего из газовой шапки, в нефтедобывающую скважину

Саакян С.С.* (ФГБОУ ВО ТИУ)

Аннотация

На сегодняшний день большинство нефтяных и газонефтяных месторождений вступили в позднюю стадию разработки, характеризующейся снижением пластового давления, высокой обводненностью добываемой продукции, а также загазованностью нефтедобывающих скважин.

В работе предлагается способ изоляции газа, поступающего из газовой шапки, в нефтедобывающую скважину с применением щелевой перфорации и пенных систем.

Ключевые слова

Газовая шапка, прорыв газа, нефтедобывающая скважина, способ изоляции газа

Теория

На сегодняшний день большинство нефтяных и газонефтяных месторождений вступили в позднюю стадию разработки, характеризующейся снижением пластового давления, высокой обводненностью добываемой продукции, а также загазованностью нефтедобывающих скважин.

Основными причинами последней являются [1, 2]: прорыв газа вследствие конусообразования в однородных монолитных продуктивных пластах, не имеющих плотных перемычек на уровне газонефтяного контакта (ГНК); латеральная фильтрация газа из газовой шапки по проницаемым пропласткам в интервал перфорации нефтедобывающей скважины; поступление газа в интервал перфорации вследствие неточного определения положения ГНК; возникновение заколонного перетока газа из газовой шапки; опережающее поступление газа, растворенного в нефти вследствие снижения давления насыщения.

Известно, что сложность процесса разработки нефтегазовых и газонефтяных залежей обуславливается двухфазной системой, которая при начальных пластовых условиях находится в состоянии равновесия. Однако, в процессе разработки залежи происходит изменение термобарических параметров залежи и нарушение этого первоначального равновесия. Общее снижение пластового давления в залежи (или в ее отдельных частях) приводит к движению уровня ГНК вниз, что способствует конусообразованию газа и его прорыву в нефтедобывающие скважины.

В связи с этим при разработке и выборе технологии изоляции газопритоков необходимо, прежде всего, решить задачу создания в продуктивном пласте протяженного радиального газоизолирующего экрана, размеры которого должны быть сопоставимы с размерами основания газового конуса.

Как правило, установка газоизоляционного экрана существенно продлевает период безгазовой эксплуатации нефтедобывающей скважины.

В мировой практике основными методами изоляции газопритоков являются [2, 3] следующие:

– Закачивание воды с целью получения кристаллогидратов в газонасыщенной части пласта. Искусственный экран предлагается создавать путем получения кристаллогидратов в газовой части пласта. С этой целью в пласт закачивают воду в количестве не менее двух

объемов экрана или на глубину изоляции пласта после чего, создавая депрессию на пласт, добываются гидратообразования в газовой части. При всей привлекательности метода, определяемой простотой технологии и дешевизной изолирующего материала, данный метод не нашел практического применения, поскольку продолжительность эффекта очень мала и не превышает 1-2 месяцев, а в большинстве случаев прорыв газа наблюдается уже при освоении скважины после закачки воды.

– Закачивание водных растворов хлоридов щелочных или щелочноземельных металлов, в процессе или после проведения которого в результате снижения давления в газонасыщенной зоне образующиеся соли выпадают в осадок. Для создания изолирующего экрана в газовой части пласта можно закачивать водный раствор хлоридов щелочных и щелочноземельных металлов. После этого в газонасыщенной зоне давление снижают до давления испарения водяной фазы, при котором соли выпадают в осадок и образуют изолирующий экран.

– Закачивание нефти. Пластовая нефть, загущенная добавкой от 0,01 до 0,5 % нефтерастворимых веществ (полутвердый полиэтилен). Закачка может осуществляться с помощью пакера. В случае необходимости верхняя часть пласта перфорируется дополнительно. После обработки скважина вступает в эксплуатацию с одновременной закачкой вязкой нефти в верхнюю часть пласта для предупреждения образования конуса.

Так, например, известен способ изоляции и предупреждения образования газового конуса на уровне ГНК, включающий закачивание сжиженных углеводородных газов на глубину до 6 м, а затем на такую же глубину – пластовую нефть, загущенную добавкой от 0,01 до 0,50 % нефтерастворимых веществ (например, полутвердый полиэтилен) [1].

Недостатком этого способа является недостаточный радиус создаваемого газоизоляционного экрана, за пределами которого газ обойдет газоизоляционный экран.

– Закачивание конденсата и водного раствора поверхностно-активных веществ. Непроницаемый экран в газовой части пласта предлагается создавать с помощью пенообразующих агентов. Иногда закачку раствора пенообразующего агента в воде или в углеводородной жидкости и газа рекомендуется повторять несколько раз. Экспериментами обосновано, что глубина проникновения пены в пласт должна составлять 7,5-30 м от забоя скважины. Объем раствора пенообразующего агента, закачиваемого в пласт, должен достигать 1/3 – 1/4 объема пор, заполняемого пеной. Рекомендуется объем закачиваемого газа принимать в три раза больше объема раствора пенообразующего агента при пластовых давлении и температуре.

– Создание газоизоляционного экрана методом закачивания гелевых и цементных растворов. Закачивание гелеобразующих полимерных растворов в высокопроницаемую газонасыщенную пористую среду с остаточной нефтью и (или) водой происходит при значительных перепадах давления, т.е. создать значительные экраны даже в высокопроницаемом пласте сложно.

Так, известен способ предупреждения прорыва газа вокруг ствола скважины, включающий установку непроницаемого экрана путем закачивания измельченного пластического наполнителя – синтетический каучук или синтетические пластмассы (для закупоривания пор пласта) [2].

Недостатком этого способа является недостаточный радиус создаваемого газоизоляционного экрана, за пределами которого газ обойдет газоизоляционный экран.

Также известен способ создания изолирующего экрана из отложений серы на границе «нефть-газ». Отложения серы образуются в результате реакции между серным ангидритом и сероводородом в присутствии воды [1].

Недостатком этого способа является применение дефицитных и агрессивных реагентов (серный ангидрит).

– Селективные методы блокирования путей прорыва газа, при которых используются физико-химические взаимодействия газа с раствором асфальтосмолистых веществ (АСВ) в ароматических растворителях, в результате которых происходит осаждение высокомолекулярных АСВ в газозаполненном поровом пространстве горной породы. Данные методы, в основном, предусматривают применение асфальтосмолистых веществ, а в качестве растворителей АСВ используют пластовую нефть, ароматические углеводороды, четыреххлористый углерод. Концентрация АСВ может составлять приблизительно 23%. В другом случае в пласт закачивают 10 % раствор АСВ с вязкостью 100 сПз и пентан при соотношении от 1:1 до 1:5. В раствор вводятся малтены (нефтепродукты, входящие в состав битумов), являющиеся пентизаторами асфальтенов. При этом при смешении растворов АСВ с пентаном происходит выпадение асфальтенов. В качестве дисперсионной среды может быть использована смесь нефтяных фракций: 10%-ных фракции с температурой кипения 200⁰С и 90 % с температурой кипения 380⁰С.

Раствор асфальтенов имеет вязкость приблизительно 100 сПз. Вслед за раствором асфальтенов в пласт предлагается закачивать ацетон, в количестве 20 % от объёма раствора АСВ. Для предупреждения образования газового конуса на уровне ГНК закачиваются сжиженные углеводородные газы на глубину до 6 метров, а затем на такую же глубину.

В условиях отсутствия достоверной информации о местоположении и толщине газозаполненного интервала в разрезе продуктивной толщи при установке газоизоляционного экрана могут быть получены и отрицательные результаты. Так неравномерное распределение газоизолирующей композиции по сечению газозаполненного интервала, газоизолирующая оторочка может получиться незамкнутой, иметь различную протяженность в различных направлениях, что обеспечивает короткий безгазовый период эксплуатации скважин.

Определенный интерес представляют методы, основанные на создании в пласте на уровне ГНК протяженного радиального изолирующего экрана. Наиболее эффективным по ограничению газопитоков в нефтяные скважины оказались ремонтно-изоляционные работы (РИР), где в качестве газоизолирующих композиций применялись вязкоупругие составы (ВУС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров.

Способ реализуется следующим образом. Нефтедобывающую скважину, в которой газ из газовой шапки прорвался в верхние перфорационные отверстия, останавливают и глушат. Далее из скважины извлекают имеющееся внутрискважинное оборудование и проводят комплекс работ по исследованию источника газонаполненности скважины.

После этого на бурильных трубах в скважину спускают щелевой перфоратор (как щадящий метод перфорации) и проводят резку обсадной колонны и цементного камня в интервале газоносной части пласта с созданием щелевых каналов.

После этого приподнимают перфоратор и спускают пакер-пробку для отсечения нижней части скважины от имеющихся щелевых отверстий. Далее спускают колонну НКТ с пакером и проводят закачку пенной системы в щелевые каналы с продавкой состава в газонасыщенную часть пласта цементом.

После этого приподнимают компоновку и скважину оставляют на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ).

В заключение разбуривают пакер-пробку, скважину реперфорировуют (при необходимости) в интервале нефтенасыщенной части пласта, осваивают и выводят на режим.

В качестве наиболее эффективной технологии для проведения ремонтно-изоляционных работ на скважине предлагается технология по ликвидации прорыва газа за счет применения пенных систем. Технология направлена на ликвидацию прорыва газа в добывающих нефтяных скважинах путем создания блокирующего экрана закачкой состава пенообразователя с последующим укреплением цементным составом, который в пластовых условиях создаст значительные фильтрационные сопротивления поступлению газа [4].

Однако для реализации предлагаемого способа необходимо учитывать то, что пенный тип изолирующего экрана можно считать эффективным в пористых средах, не содержащих остаточной нефти. В случае, когда в пористой среде находится остаточная нефть, газоизоляционный экран на основе пенообразующих систем нельзя считать прочным, так как в этом случае резко восстанавливается проницаемость по газу.

Выводы

1. Разработка нефтегазовых залежей осложняется трудностью технологического регулирования перемещения уровня ГНК, равенством начального пластового давления и давления насыщения газа, гидродинамической связью нефтяной залежи с газовой шапкой и вероятной подвижностью ГНК в окрестности скважины в процессе разработки, близким расположением к забоям скважин ГНК при эксплуатации нефтяной оторочки.

2. В мировой практике основными методами изоляции газопритоков являются: закачивание воды с целью получения кристаллогидратов в газонасыщенной части пласта; закачивание водных растворов хлоридов щелочных или щелочноземельных металлов; закачивание нефти; закачивание конденсата и водного раствора поверхностно-активных веществ; создание газоизоляционного экрана методом закачивания гелевых и цементных растворов.

3. Перспективным является способ изоляции газа, поступающего из газовой шапки, в нефтедобывающую скважину с применением щелевой перфорации и пенных систем.

Библиография

1. Клещенко И.И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: монография / И.И. Клещенко, А.В. Григорьев, А.П. Телков – М.: Недра, 1998. – 267 с.

2. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 340 с.

3. Кагарманов И. И., Дмитриев А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие - Томск: STT, 2007. - 324 с.

4. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2002. – 274 с.

Математические модели месторождений и притока

**Тагаева П.З. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», parviit1@mail.ru),
Питателев М.В. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», pitatelev.matvei@gmail.com),
Арсеньев Д.В. (ФГБОУ ВО «ЮГУ», Arsenevdaniilold@gmail.com)**

Аннотация

В статье рассматриваются современные математические модели, используемые для описания процессов разработки месторождений и притока флюидов к скважинам. Особое внимание уделено гидродинамическим моделям, их эволюции и применению в нефтегазовой отрасли. Приведены статистические данные, отражающие эффективность различных подходов, а также сравнительный анализ моделей. Работа направлена на выявление направлений развития математического моделирования для оптимизации добычи углеводородов.

Ключевые слова

Математическое моделирование, месторождения, приток, гидродинамика, нефтегазовая отрасль

Теория

Разработка нефтяных и газовых месторождений требует точного прогнозирования поведения пластовых систем и притока флюидов к скважинам. Математические модели играют ключевую роль в этом процессе, позволяя инженерам оптимизировать технологии добычи, минимизировать затраты и увеличивать коэффициент извлечения углеводородов (КИУ). На сегодняшний день существует множество подходов к моделированию: от аналитических решений до сложных численных симуляций. Однако выбор подходящей модели зависит от геологических условий, типа скважин и доступных данных. Разработка сложных нефтегазовых месторождений требует точного моделирования притока к скважинам, что становится особенно актуальным в условиях истощения традиционных запасов и перехода к низкопроницаемым пластам. Совершенствование математических моделей необходимо для повышения коэффициента извлечения углеводородов и оптимизации добычи, что отвечает вызовам цифровизации отрасли и глобального энергетического перехода [5].

Теоретические основы математического моделирования притока. Математическое моделирование месторождений базируется на фундаментальных законах физики, таких как закон Дарси и уравнения сохранения массы. Классическая модель притока к вертикальной скважине была предложена Дюпюи в 1940-х годах и описывается уравнением:

$$Q = \frac{2\pi kh(\Delta P)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)},$$

где Q – дебит скважины, k – проницаемость пласта, h – толщина пласта, ΔP – перепад давления, μ – вязкость флюида, r_e – радиус контура питания, r_w – радиус скважины [3]. Однако с развитием технологий бурения горизонтальных и многозабойных скважин классические модели стали недостаточными. Для таких систем применяются более сложные подходы, включая метод фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова и численные

решения уравнений Навье-Стокса. Современные модели учитывают анизотропию пласта, неоднородность проницаемости и влияние многофазных потоков.

Эволюция моделей и статистический анализ. За последние десятилетия математические модели прошли значительную эволюцию. В 1960-х годах В.П. Пилатовский разработал общую гидродинамическую теорию притока к горизонтальным скважинам (ГС), которая легла в основу многих современных подходов. В 1980-х годах М.Л. Сургучев предложил полуэмпирические формулы для расчета дебита наклонных скважин, подтвержденные экспериментами на электролитических моделях [4].

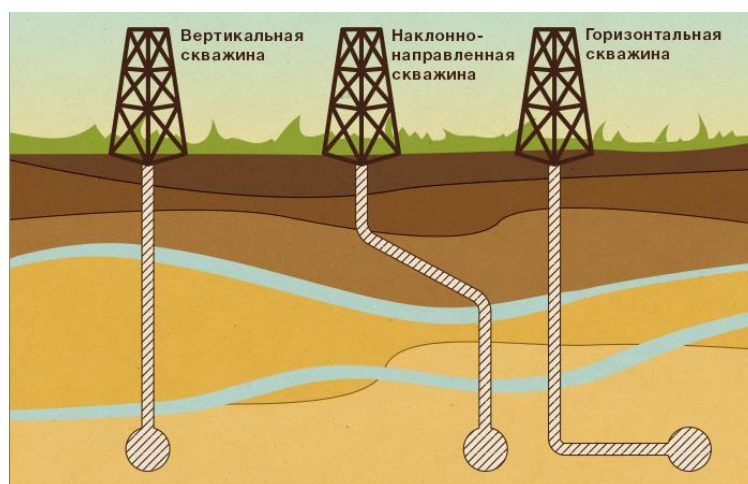


Рисунок 4. Схемы скважин с различным типом окончания

Статистика применения моделей показывает их различную эффективность. Согласно данным Международной ассоциации нефтегазовых инженеров (SPE), в 2023 году около 65% проектов разработки месторождений с горизонтальными скважинами использовали численные модели (например, ECLIPSE, CMG), тогда как аналитические модели применялись в 25% случаев, преимущественно для простых залежей. Остальные 10% приходятся на гибридные подходы, сочетающие аналитические и численные методы [2].

Примером успешного применения численных моделей является месторождение Приобское (Россия), где внедрение гидродинамического моделирования увеличило КИУ с 32% до 38% за 5 лет (2018–2023). В то же время аналитические модели остаются востребованными для быстрого анализа на ранних стадиях разработки, особенно в условиях ограниченных данных. Сравнительный анализ моделей. Для оценки эффективности моделей был проведен сравнительный анализ на основе четырех критериев: точность прогноза, вычислительная сложность, применимость к сложным пластам и доступность данных. Результаты представлены в таблице 1.

Из таблицы видно, что численные модели обеспечивают наивысшую точность (95%), но требуют значительных вычислительных ресурсов и детальных геологических данных. Аналитические модели, напротив, просты в использовании, но их точность снижается при работе с неоднородными пластами.

Проблемы и перспективы развития. Несмотря на прогресс, моделирование притока сталкивается с рядом проблем. Во-первых, недостаток точных данных о свойствах пласта (проницаемость, пористость) приводит к погрешностям в прогнозах. Во-вторых,

существующие модели плохо адаптированы к низкопроницаемым пластам, где традиционные уравнения Дарси теряют применимость. Наконец, вычислительная сложность численных моделей ограничивает их использование в небольших проектах. Перспективным направлением является развитие адаптивных моделей, использующих машинное обучение. Например, в 2022 году компания Shell внедрила гибридную модель на основе нейронных сетей, что сократило время расчета притока на 40% при сохранении точности 93%. Такие подходы могут стать стандартом в ближайшие 5–10 лет [1].

Таблица 2. Сравнение математических моделей притока к скважинам

Модель	Точность прогноза (%)	Вычислительная сложность	Применимость к сложным пластам	Требуемые данные
Аналитическая (Дююи)	85	Низкая	Низкая	Минимальные
Полуэмпирическая	90	Средняя	Средняя	Средние
Численная (ECLIPSE)	95	Высокая	Высокая	Обширные
Гибридная	92	Средняя	Высокая	Средние

Выводы

Математические модели месторождений и притока являются неотъемлемой частью современной нефтегазовой отрасли. Анализ показывает, что выбор модели зависит от целей проекта: аналитические подходы подходят для предварительных оценок, тогда как численные и гибридные модели обеспечивают высокую точность при сложных условиях. Статистика подтверждает рост применения сложных симуляций, что отражает тенденцию к цифровизации отрасли. Для дальнейшего развития необходимо сосредоточиться на интеграции искусственного интеллекта и повышении доступности данных. Такие шаги позволят не только повысить эффективность добычи, но и снизить экологические риски, связанные с разработкой месторождений.

Библиография

1. SPE Annual Report 2023. — Society of Petroleum Engineers, 2023. // URL: <https://www.spe.org/en/publications/annual-reports/2023>. Дата обращения: 23.02.2025.
2. ECLIPSE Technical Manual. — Schlumberger, 2022. // <https://www.slb.com/resource-library/technical-manual/eclipse-2022> Дата обращения: 25.02.2025.
3. Smith J., Brown T. Hybrid Modeling in Reservoir Simulation. — Journal of Petroleum Science, 2022, Vol. 45, pp. 123–134. // URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410522001234>. Дата обращения: 27.02.2025.
4. Калугин Ю.И., Яковлев В.В., Калугин А.Ю. Математическое моделирование и оптимизация разработки газоконденсатных месторождений // Журнал природного газа и инженерии. – 2015. – Т. 27. – С. 1195–1204.
5. Шенг М., Тянь С., Ли Г. Комплексная модель связи вязкого потока газа и поверхностной диффузии в сланцевых резервуарах // Журнал нефтяной науки и инженерии. – 2015. – Т. 133. – С. 818–823.

Перспективы извлечения пропан-бутановой фракции на базе технологического оборудования УКПГ и его модернизации при разработке Отраднинского ГКМ

Тагров Н.Н.* (Федеральный исследовательский центр "Якутский научный центр Сибирского отделения РАН", обособленное подразделение Институт проблем нефти и газа СО РАН, tagrov_nn@mail.ru),

Таран В.И. (Федеральный исследовательский центр "Якутский научный центр Сибирского отделения РАН", обособленное подразделение Институт проблем нефти и газа СО РАН, taranviv@mail.ru)

Аннотация

В настоящей работе оценивается возможность извлечения пропан-бутановой фракции на Отраднинском газоконденсатном месторождении. Предложены технологические операции по получению пропан-бутановой фракции, а также описана конструктивная особенность теплообменника для стабилизации насыщенного конденсата.

Ключевые слова

Технологическое оборудование УКПГ, сепараторы 1 и 2 ступени, теплообменник, пропан-бутановая фракция, дегидратация насыщенного конденсата

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ № 125020301277-6.

Введение

Опытно-промышленная разработка Отраднинского газоконденсатного месторождения производится уже более 15 лет. Основной целью является обеспечение природным газом объектов и жилой инфраструктуры города Ленска. С 2015 года, на месторождении, проводятся регулярные газоконденсатные исследования скважин силами ИПНГ СО РАН, что позволило более детально и достоверно изучить газоконденсатную характеристику пластовой системы данного месторождения [1]. Получены весьма обширные результаты дегазации и дебутанизации сырого и стабильного конденсата, что дало возможность детально определить объемы и компонентный состав газов дегазации и дебутанизации, а в конечном счете, объёмы и массу пропан-бутановой фракции. Дополнительно, в 2023 году, были проведены исследования технологического оборудования УКПГ Отраднинского ГКМ. Эти исследовательские работы позволили более детально определить параметры газоконденсатной характеристики процесса подготовки газа в части содержания и пропан-бутановой фракции и возможности выделения указанной фракции в виде газа СУГ [2].

Технологическая схема и обустройство УКПГ Отраднинского ГКМ

Установка подготовки газа на Отраднинском месторождении (рис. 1) представляет собой модульную конструкцию блочного типа, где ее основными элементами являются блок сепарации исходного газа, оснащенного двумя ступенями сепарации пластового газа, разделительной емкостью трехфазного типа и емкостью выветривания стабильного конденсата, узлом замера объемов товарного газа, блок насосной для подачи ингибитора на скважины и перекачки жидкостей, площадка емкостей выветривания и дренажа

промышленных стоков, и общей эстакады технологически трубопроводов, линий сброса газа на свечу и утилизацию [3, 4].

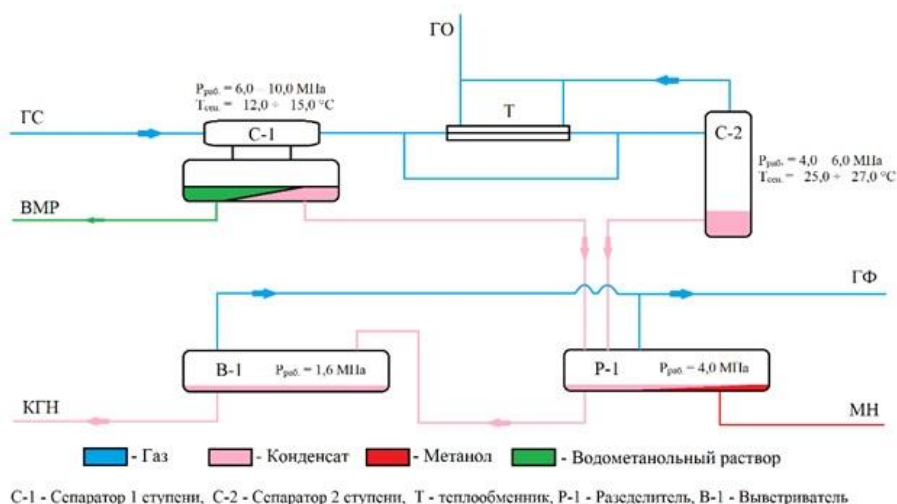


Рисунок 1. Принципиальная схема работы УКПГ

Краткое описание технологического процесса предложенного варианта получения СУГ пропан-бутановой фракции при дополнительной модернизации оборудования УКПГ (рис. 2).

Насыщенный конденсат после его выхода из сепараторов I-й ступени (С-1) и II-й ступени (С-2) поступает разделительную емкость Р-1, где происходит первичное выветривание газа фракции $\text{CH}_4 - \text{C}_2\text{H}_6$ при температуре $T_{\text{Р-1}}$, сопоставимой с температурами сепарации газа в блоках С-1 и С-2. При этом в разделителе Р-1, рабочее давление устанавливается в пределах $P_{\text{раб.}} = 3,0 - 3,5 \text{ МПа}$, с таким расчетом, чтобы обеспечить процесс деметанизации насыщенного конденсата. Указанные пределы рабочего давления в разделителе Р-1 должны коррелироваться по компонентному составу полученной товарной продукции $\text{C}_3 - \text{C}_4$. В случае наличия в жидкой фазе значительных объемов газов фракции $\text{CH}_4 - \text{C}_2\text{H}_6$, необходимо произвести понижение рабочего давления в Р-1 с целью дополнительной деметанизации до $3,0 \text{ МПа}$. Но если, в товарной продукции суммарный состав группы $\text{C}_3 - \text{C}_4$ будет превышать $60,0\%$ мол., то это может привести к понижению давления насыщенных паров в товарной продукции ниже допустимого уровня. В таком случае следует выполнить обратную операцию, то есть поднять рабочее давление до $3,50 \text{ МПа}$ с целью удерживания газов фракции $\text{CH}_4 - \text{C}_2\text{H}_6$. Частично выветренный нестабильный конденсат из Р-1 поступает в емкость-выветриватель В-1. В выветривателе, необходимо произвести нагрев всей массы деметанизованного конденсата, при давлении в аппарате около $P_{\text{раб.}} = 1,60 \text{ МПа}$ (давление товарной продукции $\text{C}_3 - \text{C}_4$ по требованиями ГОСТ 34858-2022), до температуры $T_{\text{к-та}} = +30,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Путем такого нагрева выкипают и переходят в газовую фазу из конденсата необходимые компоненты $\text{C}_3\text{H}_8 - \sum \text{C}_4\text{H}_{10}$, которые затем направляются для охлаждения в теплообменник Т-2. Непосредственным хладагентом является газ от установки сепарации после II-й ступени НТС, который подвергается дросселированию перед Т-2 до $0,1 \text{ МПа}$. Если при температуре газа на выходе с С-2 будет составлять, например $-10,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$, при давлении $50,0 \text{ кГс/см}^2$, то после

снижения давления до атмосферного, температура газа понизится до $-25,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ (в соответствии с положением закона (эффекта) Джоуля-Томсона).

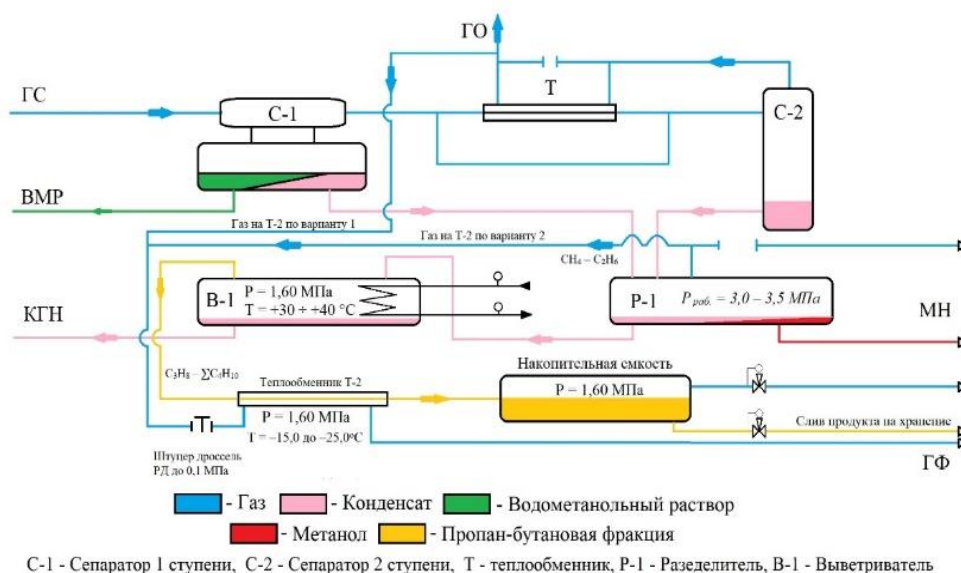


Рисунок 2. Технологическая схема извлечения пропанобутановой фракции

При такой температуре в Т-2 не менее 60% компонентов $\text{C}_3\text{-C}_4$ будет переходить в жидкую фазу, при соответствии состава товарной пропан-бутановой продукции. Следует отметить, что давление в обозначенной системе по-прежнему должно сохраняться на уровне $16,0\text{ кГс/см}^2$, то есть соответствовать рабочему давлению распределения товарной продукции $\text{C}_3 - \sum \text{C}_4$ и требованиям ГОСТ 34858-2022 по предельному давлению насыщенных паров.

Конструктивные особенности теплообменника Т-2 для охлаждения газового потока выделенной фракции $\text{C}_3\text{-C}_4$ после ее извлечения из насыщенного конденсата при его стабилизации в разделителе Р-1 и выветривателе В-1.

Для максимального перевода, указанного УВ продукта в жидкую фазу, поток газов $\text{C}_3 - \sum \text{C}_4$ должен проходить по трубному пространству теплообменника Т-2 с общей площадью теплообмена от $10,0\text{ м}^2$ и более, а по затрубному пространству Т-2 должен проходить газ хладагента. Один из вариантов был описан ранее, а при альтернативном варианте газом хладагента можно использовать газ демитанизации из Р-1. Для реализации применения данного теплообменника Т-2 возможно использование, как методики расчета параметров процесса теплообмена конструкции, так и промышленного испытания аппарата при эксплуатации. Конструктивное решение по теплообменнику Т-2 должно быть выполнено, как заводским вариантом изготовления, так и временного конструктивного решения с использованием стандартных цельнотянутых труб $\varnothing 89\text{ мм}$ и $\varnothing 133 - 159\text{ мм}$.

Выводы

Проблемы извлечения пропан-бутановых фракций на промысловых УКПГ и варианты их решения рассматриваются уже длительное время. Безусловно, на первом месте должен находится основной вариант, который определяется как проектное решение с привлечением

профильных исследовательских учреждений и проектных институтов, или инженерно-технических центров. Преимущества такого подхода, как инженерно-технические, так и юридические, совершенно очевидны. Но существует масса проблем и препятствий для полноценного использования проектных стандартных решений, которые давно всем известны, и на которые авторы настоящего издания имеют желание обратить внимание, в основном с целью поиска преодоления вышеотмеченных препятствий и технических несвязностей. На первом плане отмечается проблема незначительных объемов производства, то есть малых объемов добываемого газа на предприятии, что поднимает вопросы затрат на проектный вариант и оптимальной загрузки установки по выделению пропан-бутановой фракции СУГ. Второй самой важной проблемой данного рода поднимаются вопросы комплектации и приобретения необходимого оборудования, которое должно соответствовать техническим требованиям предприятия и возможностью согласования и получения разрешений органов и комиссий технического контроля. Можно дополнительно отметить и такой важный вопрос, как получение разрешительной документации и ТУ, или технических условий, для использования полученной углеводородной продукции, как для собственного применения, или собственных нужд предприятия, так и для передачи продукта другому пользователю. Конечно можно утверждать, что решение выше перечисленных, далеко не всех проблем, использования обозначенных в данной статье углеводородных ресурсов, это просто дело длительного времени и творческих усилий всех участников, как отраслевой науки, так и производственных предприятий. Но тем не менее можно сказать, что до тех пор, пока в вопросах производственной политики о организации производства не будут предприняты необходимые меры, очень значительное количество углеводородного сырья при добыче природного газа и нефти будет, так или иначе, переходить в окружающую среду.

Библиография

1. Общий анализ результатов газоконденсатных исследований скважин Отраднинского ГКМ за период с 2010 по 2022 годы для определения сводных параметров промысловых исследований и физико-химической характеристики пластового газа и его основных углеводородных фракций: отчет о научно-исследовательской работе / отв. исп. В.И. Таран. – Якутск: ИПНГ СО РАН, 2023. – 35 с.
2. Отчет по промыслово-лабораторным исследованиям технологической характеристики оборудования УКПП Отраднинского ГКМ методом материального баланса и определению эффективности работы сепарационного оборудования при подготовке газа к транспорту, при участии представителей Заказчика, и последующему проведению лабораторных и аналитических исследований, отобранных на УКПП проб газа и конденсата для определения фракционного и компонентного (химического) состава углеводородной продукции исходного природного газа и его товарной кондиции. / исп. Н.Н. Тагров, В.И. Таран. – Якутск: ИПНГ СО РАН, 2023. – 68 с.
3. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин // Москва: Недра, 1980. 304 с.
4. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I и II. Инструкция Р Газпром 086-2010, утверждена ОАО «Газпром» от 05 августа 2010 г. – 320 с.

Применение искусственных нейронных сетей в характеристике нефтяных и газовых месторождений: современные тенденции и методы

***Шишкин И.В.* (ФГБОУ ВО ЮГУ, shishkin.igor39@gmail.com),
Лейко Е.А. (ФГБОУ ВО ЮГУ, leiko.jane@gmail.com)***

Аннотация

В данной статье рассматривается применение искусственных нейронных сетей (ИНС) для характеристики нефтяных и газовых месторождений. Основное внимание уделяется анализу различных типов нейронных сетей, используемых для моделирования свойств углеводородных коллекторов. Исследование показывает, что ИНС способны значительно улучшить точность предсказания петрофизических свойств благодаря многопараметрической обработке комплексных геофизических и сейсмических данных. Обсуждаются преимущества и ограничения различных архитектур нейронных сетей, включая сети прямого распространения, функциональные, модульные и ансамблевые модели. Выводы подчеркивают, что, несмотря на вычислительные трудности и сложности настройки гиперпараметров, внедрение передовых методов глубокого обучения и стохастической инверсии открывает новые перспективы для повышения эффективности разведки и эксплуатации месторождений.

Ключевые слова

Искусственные нейронные сети, нефтяные и газовые месторождения, сейсмические данные, коллекторы, глубокое обучение

Теория

Характеристика нефтяных и газовых месторождений является критически важным этапом, определяющим эффективность разведки и эксплуатации углеводородных ресурсов. Традиционные методы моделирования фильтрационно-емкостных свойств часто ограничены в способности обрабатывать гетерогенные данные и учитывать нелинейные зависимости между параметрами коллекторов.

В этом контексте искусственные нейронные сети (ИНС) представляют собой перспективный инструмент, способный преодолеть указанные ограничения.

Нейронные сети прямого распространения (FNN) являются наиболее широко используемыми в характеристике нефтяных и газовых месторождений. Их архитектура включает входной слой, один или несколько скрытых слоев и выходные слои, где информация передается только в одном направлении через синаптические связи. Основное преимущество FNN заключается в их способности моделировать нелинейные зависимости между входными и выходными параметрами при интерпретации каротажных кривых.

Принцип действия FNN представлен на Рисунке 1.

FNN успешно применяются для прогнозирования пористости, абсолютной проницаемости и литологического состава на основе данных геофизических исследований скважин (ГИС). Использование FNN позволяет достичь точности прогнозирования до 85-90% при правильной настройке гиперпараметров сети, что существенно превышает точность традиционных регрессионных моделей и методов расщепления по физическим параметрам.

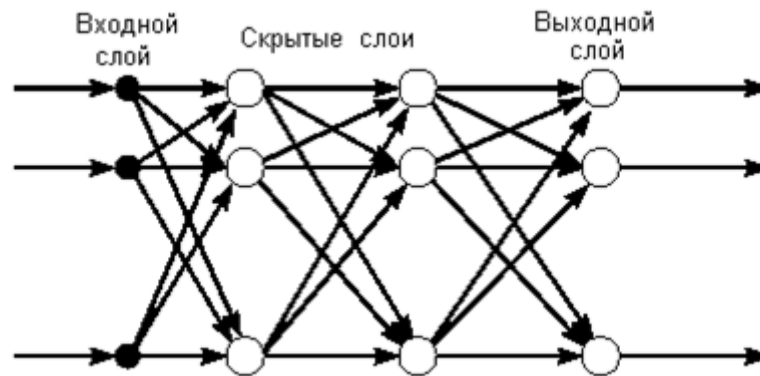


Рисунок 1. Механизм действия нейронных сетей прямого распространения

Функциональные нейронные сети отличаются использованием различных активационных функций (сигмоидальной, ReLU, тангенциальной и др.), что позволяет адаптировать их к особенностям конкретных геологических условий и гетерогенности коллекторов [3].

Модульные нейронные сети представляют собой комбинацию независимых нейронных сетей, каждая из которых специализируется на определенном аспекте характеристики месторождения. Такой подход особенно эффективен при работе с разнородными данными, такими как сейсмические атрибуты, каротажные измерения, данные исследования керна и результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Ансамблевые модели объединяют результаты нескольких нейронных сетей для повышения точности прогнозирования и устойчивости к шумам в исходных данных. Применение ансамблевых методов позволяет снизить ошибку прогнозирования на 15-20% по сравнению с использованием отдельных нейронных сетей при моделировании капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости [4].

Гибридные модели комбинируют нейронные сети с другими методами машинного обучения или физическими моделями фильтрации. Такой подход позволяет объединить преимущества различных техник и повысить интерпретируемость результатов. Например, комбинация нейронных сетей со стохастической инверсией сейсмических данных и генетическими алгоритмами используется для оптимизации параметров геологических моделей и выявления литофациальных зон.

ИНС активно применяются для прогнозирования таких важных петрофизических свойств, как пористость, абсолютная и фазовая проницаемость, удельная поверхность пластов [6]. Эти параметры критически важны для оценки запасов углеводородов, построения трехмерных геологических моделей и планирования разработки месторождений.

Нейронные сети могут также применяться для моделирования капиллярного давления и относительной проницаемости в терригенных коллекторах. Эти параметры традиционно измеряются в лабораторных условиях на образцах керна, однако применение ИНС позволяет смоделировать и предсказать их значения с высоким уровнем точности для межскважинного пространства, сокращая временные и материальные затраты на дорогостоящие керновые исследования.

ИНС показали высокую эффективность в интерпретации сейсмических данных, в частности, для выявления структурных особенностей и определения границ резервуаров. Глубокие сверточные нейронные сети (CNN) используются для автоматического

распознавания разломов, антиклинальных структур и других геологических элементов на сейсмических изображениях [2].

Применение метода суперразрешения с использованием сверточных нейронных сетей позволяет увеличить точность структурных и стратиграфических интерпретаций [5]. Это влияет на планирование буровых работ, снижает геологические неопределенности и улучшает характеристику коллекторов на разнообразных геологических участках.

Применение ИНС позволяет оптимизировать систему поддержания пластового давления, режимы эксплуатации многопластовых залежей и бурение боковых стволов, что в конечном итоге приводит к повышению коэффициента извлечения нефти (КИН) и продлению срока эксплуатации месторождений [1].

Ключевыми преимуществами использования ИНС в характеристике нефтяных и газовых месторождений являются:

- 1) Способность обрабатывать большие объемы разнородных данных при построении геологических моделей
- 2) Возможность выявления сложных нелинейных зависимостей между петрофизическими параметрами
- 3) Адаптивность к изменяющимся геологическим условиям и неоднородностям коллекторов
- 4) Высокая точность прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств при правильной настройке

Однако существуют и значительные ограничения:

- 1) Высокие вычислительные затраты, особенно для сложных архитектур глубоких нейронных сетей
- 2) Сложность настройки гиперпараметров для гетерогенных геологических сред
- 3) Необходимость значительного объема качественных скважинных и сейсмических данных для обучения
- 4) Проблемы интерпретируемости результатов и физического обоснования полученных моделей

Процесс адаптации моделей к переменным условиям требует значительных временных и трудовых затрат. Несмотря на алгоритмические достижения, риски все еще включают низкую обучаемость в нелинейных системах и увеличение времени обучения с добавлением слоев при моделировании сложных геологических объектов.

Будущее применения ИНС в характеристике нефтяных и газовых месторождений связано с разработкой алгоритмов, способных эффективно справляться с высокой вычислительной сложностью и требовательностью к данным. Гибридные и ансамблевые подходы представляют собой перспективное направление, позволяющее преодолеть такие проблемы, как локальный минимум функции потерь и переобучение.

Интеграция физических моделей многофазной фильтрации с нейронными сетями может повысить интерпретируемость результатов и обеспечить более надежные прогнозы продуктивности скважин. Кроме того, развитие методов трансферного обучения позволит эффективно применять предварительно обученные модели к новым месторождениям с ограниченным набором данных при проведении геологоразведочных работ.

Выводы

Несмотря на существующие ограничения, связанные с вычислительными затратами и сложностью настройки, перспективы развития ИНС в данной области выглядят

многообещающе. Разработка новых алгоритмов и методов обучения, а также интеграция физических моделей фильтрации с нейронными сетями, открывают новые возможности для повышения эффективности разведки и эксплуатации углеводородных ресурсов и достижения более успешного управления фондом скважин в долгосрочной перспективе.

Библиография

1. Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений [Текст] / Л. С. Бриллиант, А. С. Завьялов, М. Ю. Данько, К. А. Андонов [и др.] // Нефтяное хозяйство = Oil Industry : научно-технический и производственный журнал; инновационный журнал нефтегазового комплекса. - 2022. - N 3. - С. 48-53.
2. Муратов М. В., Конов Д. С., Петров Д. И., Петров И. Б. ПРИМЕНЕНИЕ СВЕРТОЧНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПОИСКА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕОДНОРОДНОСТЕЙ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ // Математические заметки СВФУ. 2023. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primeneniye-svertochnyh-neyronnyh-setey-dlya-poiska-i-opredeleniya-fizicheskikh-harakteristik-neodnorodnostey-v-geologicheskoy-srede>
3. Соснин, А. С. Функции активации нейросети: СИГМОИДА, ЛИНЕЙНАЯ, СТУПЕНЧАТАЯ, RELU, TANH / А. С. Соснин, И. А. Суслова // Наука. Информатизация. Технологии. Образование: материалы XII международной научно-практической конференции, г. Екатеринбург, 25 февраля - 1 марта 2019 г. - Екатеринбург: Издательство РГППУ, 2019. - С. 237-246.
4. Carpenter C. Machine Learning Helps Predict Electrical Properties of Heterogeneous Reservoirs [Текст] / Carpenter C. // J Pet Technol. — 2024. — № 76. — С. 62-64.
5. Li C. [и др.] Seismic super-resolution method: Enhancing reservoir delineation and characterization through high-resolution seismic data [Текст] / Li C. [и др.] // The Leading Edge. — 2024. — № 43. — С. 843-851.
6. Sun K., Dong L. A new development algorithm for permeability prediction: A new milestone [Текст] / Sun K., Dong L. // Frontiers in Ecology and Evolution. — 2022. — № 10. — 8. С.

Обоснование необходимости термогидравлического расчета движения водогазовых смесей в водоводах и скважинах

Ахметишина А.А. (МГРИ, akhmetshina-01@mail.ru)

Аннотация

В данной работе представлен анализ известных проектов по закачке водогазовых смесей (водогазового воздействия – ВГВ). Выявлена проблема, которая заключается в отсутствии методик закачки смесей, учитывающих изменение температур, пластового давления и минерализации используемой воды. В конечном итоге, это приводит к высоким гидравлическим потерям, значительному расслоению водогазовой смеси в процессе закачки смеси по трубопроводам и стволу скважины, при этом в ряде случаев условия закачки могут способствовать гидратообразованию и снижению приемистости скважин.

Проанализированы литературные источники с данными о влиянии температуры при перекачивании жидкостей по трубопроводам, которые рекомендуется применить при расчёте проекта ВГВ.

Термогидравлический расчёт позволит закачивать водогазовую смесь с подавленной коалесценцией газовых пузырьков, а выбор воды рациональной минерализации – ингибировать гидратообразование.

Ключевые слова

Газовые МУН, выхлопные и дымовые газы, попутный газ, водогазовое воздействие, увеличение нефтеотдачи

Теория

К группе трудноизвлекаемых запасов относят запасы углеводородов, при разработке которых с целью достижения оптимального значения КИН необходимо применение инновационных методов [1-5]. Анализ данных о применении методов различной природы с целью увеличения нефтеотдачи показывает, что не всегда при разработке ТРИЗ выбираются методы, которые позволят эффективно и дешево реализовывать добычу, и этому есть ряд причин.

Одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи является газовый метод. Газовое воздействие подразумевает закачку газов различного химического состава в пласт. В зависимости от термобарических условий закачиваемый газ может смешиваться или не смешиваться с нефтью (что существенно влияет на результат воздействия). Данный метод обладает таким недостатком, как возможный прорыв газа к добывающим скважинам (что приводит к поломке оборудования добывающих скважин). С этой точки зрения большой интерес представляет технология внутрипластовой генерации углекислого газа посредством закачки растворов химических реагентов. Результаты, изложенные в [6] показали, что химической реакцией, протекающей в пласте с выделением CO_2 , можно управлять. Также важно, что генерируемый CO_2 не вызывает коррозию оборудования (так как необходимость закачки CO_2 отсутствует).

Отдельного внимания заслуживает ряд работ, в которых описана технология водогазового воздействия на пласт. Наиболее совершенной является модификация – закачка водогазовых смесей [7, 8], данный метод сокращает риск прорыва газа к добывающим

скважинам. В качестве газового компонента могут использоваться попутный, выхлопные, дымовые, углекислый газы, азот. В [9-11] предлагается генерация водогазовой оторочки с CO_2 .

В зависимости от типа взаимодействия газа с пластовым флюидом при конкретных термобарических условиях вытеснение может быть смешивающимся, либо несмешивающимся. Очевидно, что наиболее желательным является смешивающееся вытеснение, при котором закачиваемый газовый компонент начинает растворяться в пластовой нефти, снижая её вязкость.

С этой точки зрения интересно рассмотреть методы, которые предусматривают закачку смеси газов (использование попутного, выхлопных или дымовых газов). В пластовых условиях растворимость углекислого газа многократно превышает растворимость азота. Это означает, что при водогазовом воздействии с попутным газом CO_2 перейдёт в нефть, в то время как N_2 будет вытеснять пластовый флюид в составе водогазовой смеси.

На практике для достижения рационального применения нефтяного газа применяются технологии закачки ПНГ при газовом или водогазовом воздействии. В состав ПНГ входят помимо неуглеводородных углеводородные компоненты, в т.ч. жирных фракции. Закачка таких компонентов требует тщательной подготовки, а именно анализа пластовых условий, состава закачиваемых газовых веществ, состава пластовых вод.

Подавленная коалесценция газовых пузырьков в смеси является одним из ключевых факторов. Насосно-эжекторная система – устройство, диспергирующее и закачивающее смесь под расчётным давлением нагнетания. Диспергирование газовой фазы и увеличение давления нагнетания на выходе из дожимного насоса позволяют получить стабильную мелкодисперсную структуру. Однако в процессе закачки по водоводам и стволам скважин смесь претерпевает воздействие трения, комплекса иных факторов и расслаивается на газ и воду; степень расслаивания зависит от соблюдения расчётного давления нагнетания и состава закачиваемой смеси.

Анализ промысловых данных о внедрении водогазового воздействия (например, объект Волгоградской области, где реализуется закачка водогазовой смеси, состоящей из пресной воды и природного газа газонасыщенного пласта объекта, с применением струйных диспергирующих устройств), показывает, что на степень расслоения смеси и эффективность ВГВ, соответственно, влияет конструкция применяемого устройства для получения и нагнетания смеси в пласт. На объекте Волгоградской области выбранное устройство и диаметр НКТ создают сильные гидравлические потери, что не позволяет достигать проектных показателей ВГВ. Согласно расчётной методике [12] на результат ВГВ влияют диаметр канала, по которому нагнетается смесь, и степень шероховатости стенок (т.е. степень изношенности материала труб и колонны скважины).

В [8] представлены первые результаты внедрения водогазового воздействия на Ромашкинском месторождении. В процессе ВГВ проектом предусмотрена закачка смеси пресной воды и нефтяного газа, который отбирается из затрубных пространств добывающих скважин. Насосно-эжекторная система смонтирована таким образом, чтобы отбирать затрубный газ до критического значения P_z , после чего подключается иная скважина с высоким значением затрубного давления. Промысловые наблюдения за технологическими режимами эксплуатации и анализ термобарических условий закачки позволили обнаружить выпадение гидратов в призабойной зоне пласта.

На рисунке 1 представлен пример сопоставления термобарических условий объекта и расчётных кривых влияния давления, температуры и минерализации закачиваемой жидкости. Неблагоприятный случай, при котором в процессе закачки следует ожидать

гидратообразование, на кривых соответствует случаю, когда расчётные точки ниже расчётной кривой.

С целью расширения области применения ВГВ в настоящий момент разрабатывается технология закачки водогазовой смеси, которая учитывает не только геометрические параметры каналов для закачки смеси, пластовой давление, газосодержание смеси, но и распределение температур вдоль линии закачки смеси и по всей глубине разреза. За основу принята методика, изложенная в [12], а также результаты [13-16]. [13, 14] указывает на распределение температур по площади и глубине грунта, а также суточные колебания температур. Методики [14, 15] применяются для расчёта изменений температуры вокруг трубопроводов, [16] – в стволе скважин.

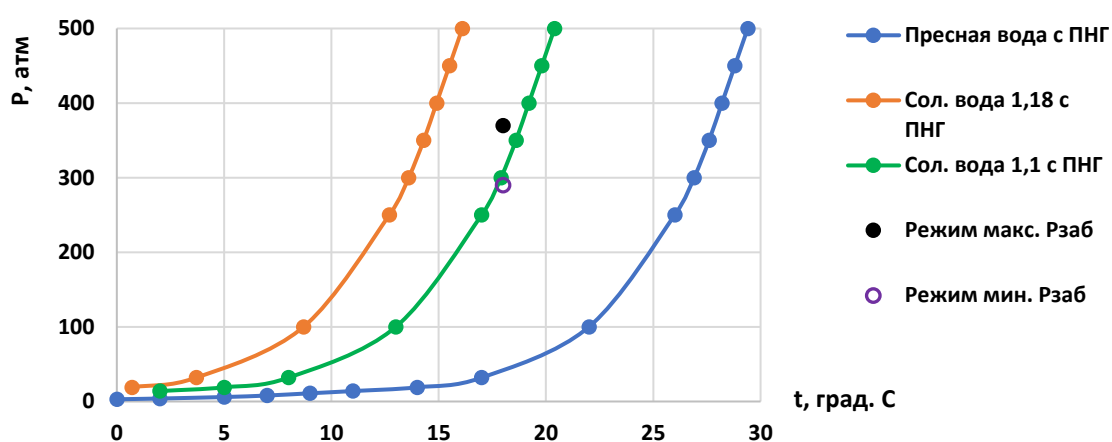


Рисунок 1. Зависимость давления гидратообразования от температуры при различной минерализации воды [8]

Выводы

Водогазовый метод имеет широкий потенциал при разработке нефтяных месторождений. Термогидравлический расчёт и выбор воды рациональной минерализации позволят закачивать водогазовую смесь с подавленной коалесценцией газовых пузырьков и ингибировать гидратообразование.

Закачка нефтяного газа снизит объёмы сжигаемого в факелах ПНГ, что актуально при условии всеобщего интереса к технологиям снижения углеродного следа.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Автор выражает благодарность коллективу кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» МГРИ им. С. Орджоникидзе, Российской Академии Естественных Наук и организаторам конференции «Новые идеи в науках о Земле – 2025» за предоставленную возможность участия.

Библиография

1. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.

2. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
3. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
4. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др. // Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
5. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
6. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction / S.I. Bakhtiyarov and al. // American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division FED, 2006.
7. Исследование характеристик эжектора для системы закачки водогазовых смесей в пласт / Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2022. № S2. С. 25-32. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI200736>.
8. Проблемы водогазового воздействия на пласт с использованием попутно добываемого нефтяного газа на Ромашкинском месторождении / Дроздов А.Н. и др. // В сборнике: Трудноизвлекаемые запасы нефти. Материалы трудов Международной конференции. Альметьевск, 2024. С. 174-178.
9. Способ разработки нефтяной залежи / Мандрик И.Э. и др. // Патент на изобретение RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
10. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Патент на изобретение RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
11. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO₂ gas / Bakhtiyarov S.I. and al. // SPE Production and Operations Symposium, Sep. "SPE Production and Operations Symposium 2007 - Boom Times or a New Reality" 2007. С. 478-482.
12. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. – Москва, 2019.
13. Сонин Г.В. Теплофизические свойства почвогрунтов и температура нейтрального слоя территории СНГ // Георесурсы. 2001. №1(5). С. 16-19.
14. Пособие по теплотехническим расчетам санитарно технических сетей, прокладываемых в вечномерзлых грунтах / Г. В. Порхаев и др. – М.: Издательство литературы по строительству. 1971, 74 с.
15. Особенности теплогидравлического расчета подземного низкотемпературного магистрального трубопровода смеси сжиженных углеводородов / Е.И. Крапивский и др. // Горный информационно - аналитический бюллетень. 2015. №6. С. 332-338.
16. Рузин Л.М. Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт: метод. указания / Л.М. Рузин. Ухта: УГТУ, 2009. 39 с.

***Анализ существующей методики расчёта распределения давления нагнетания
водогазовой смеси по водоводам и стволам нагнетательных скважин для технологии
водогазового воздействия на пласт***

***Шейко А.В.* (МГРИ, sheiko02@mail.ru),
Горелкина Е.И. (МГРИ, РАЕН, Gorelckina.Evgenia@yandex.ru)***

Аннотация

Актуальность исследования обусловлена низкими значениями коэффициента извлечения нефти (КИН) на отечественных месторождениях.

В работе рассмотрены примеры применения ВГВ на Самодуровском и Ромашкинском месторождениях. На Самодуровском месторождении удалось достичь стабильной работы системы без образования гидратов, благодаря использованию пластовой воды с оптимальной минерализацией. На Ромашкинском месторождении возникли сложности, связанные с ростом давления и возможным образованием гидратов, что привело к остановке системы.

Анализ промыслового опыта показал, что ключевым фактором успешной реализации ВГВ является предотвращение гидратообразования. Для этого необходимо учитывать термобарические условия и минерализационный состав закачиваемой воды. Предложены рекомендации по оптимизации процесса закачки водогазовой смеси, включая использование расчётов равновесных кривых для оценки вероятности гидратообразования.

Исследование подчеркивает важность дальнейшего изучения влияния температуры и минерализации воды на процесс закачки, а также необходимость разработки методик, учитывающих эти факторы для повышения эффективности ВГВ.

Ключевые слова

Заводнение, водогазовое воздействие, минерализация рабочей жидкости, ингибирование гидратообразования

Теория

Актуальность работы обусловлена недостаточными значениями КИН на отечественных объектах разработки залежей нефти. Для поддержания уровня добычи традиционно внедряют заводнение, преимущества и недостатки которого рассмотрены в [1-3]. Многочисленные технологические, интеллектуальные и финансовые ресурсы направлены на устранение недостатков, связанных с реализацией заводнения. Особенно это актуально в случаях, когда в разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов. В [4, 5] рассмотрен вопрос разработки недонасыщенных нефтью коллекторов, данная проблема подчёркивает необходимость совершенствования методов ППД. Привлечение новых технологий, которые учтут промысловые условия объекта, позволят продлить срок разработки и приблизить показатели разработки к проектным значениям [6-12].

Более совершенной является технология водогазового воздействия (ВГВ) – закачка в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси. Закачка нефтяного газа в составе водогазовой смеси позволяет достичь синергетического эффекта увеличения нефтеотдачи и захоронения нефтяного газа. Для успешного внедрения ВГВ рекомендуется использовать насосно-эжекторные системы [13].

Насосно-эжекторные системы просты и эффективны в использовании. Они имеют насос для нагнетания воды в сопло эжектора и эжектор. За счёт конструкции эжектора, в

которой создаётся перепад давления, эжектор откачивает газ, подаваемый по газовой линии от источника. Для эффективной закачки смеси необходимо увеличить давление нагнетания с помощью дожимного насоса.

Впервые успешно реализованное ВГВ с применением насосно-эжекторных систем удалось реализовать на Самодуровском месторождении. Сконструированная насосно-эжекторная система Самодуровского месторождений изображена на рис. 1 [13].

На Самодуровском месторождении для получения водогазовой смеси закачивалась пластовая вода, в составе которой растворены соли-электролиты с рациональной минерализацией. Это поспособствовало подавлению коалесценции газовых пузырьков. Закачка ПАВ не понадобилась.

Важно отметить, что на Самодуровском месторождении насосно-эжекторная система работала без срывов подачи. В процессе реализации проекта ВГВ выпадение гидратов не наблюдалось.

Иным примером ВГВ с применением насосно-эжекторных систем является ВГВ на Ромашкинском месторождении. В [14] рассмотрены первые полученные результаты закачки водогазовой смеси нефтяного газа из затрубных пространств скважин объекта и пресной воды, направляемой с кустовой насосной станции. Проектом было предусмотрено добавление пенообразующего ПАВ Нефтенола ВВД с концентрацией 0,03% по объёму. Предварительно выполненные исследования характеристик дожимного насоса и лабораторные эксперименты вычисления устойчивости и кратности данного ПАВ показали, что ПАВ такого химического состава и концентрации позволяют получить стабильную устойчивую пену, и данный состав перекачиваемой водогазовой смеси способствует максимально возможному улучшению характеристики, развиваемой насосом (увеличение давления нагнетания водогазовой смеси).

При непродолжительной закачке (около 9 ч) система была остановлена при приближении величины входного давления на приёме насоса к критическому значению. Исключение пенообразующего ПАВ и снижение газосодержания с последовавшими запусками системы также не позволили продолжительно вести закачку по причине роста давления (что исключило предположения о негативном влиянии ПАВ на приёмистость).

На основании более детального анализа состава ПНГ (наличие значительного количества жирных фракций), пластовых температур и давлений (и их изменения в процессе закачки по трубопроводам) при использовании пресной воды специалистами было выдвинуто предположение о формировании отложений гидратов, что негативно сказывается на приёмистости скважин. Для подтверждения предположения был подготовлен расчёт равновесных кривых, которые характеризуют степень вероятности гидратообразования.

Для расчёта процесса закачки водогазовой смеси применяется методика, применённая в [15], однако она не учитывает влияние температуры на процесс закачки. Также не учитывается минерализационный состав закачиваемой воды.

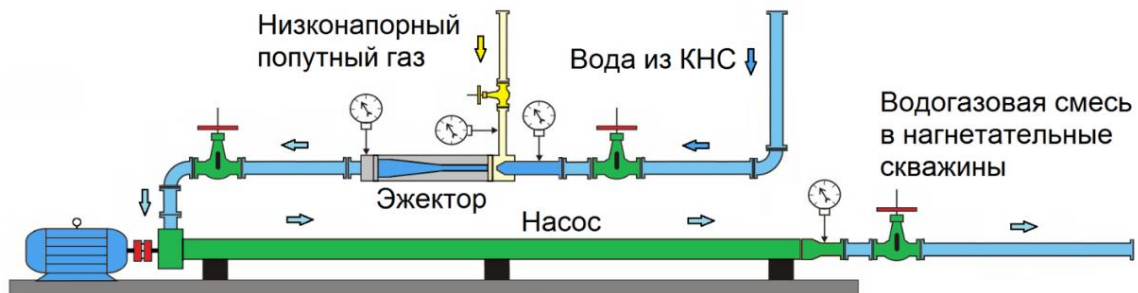


Рисунок 1. Схема насосно-эжекторной системы Самодуровского месторождения [13]

Для развития технологии безгидратной закачки важным является:

- понимание условий, при которых происходит гидратообразование, и что может этому препятствовать;
- при каких условиях сохраняется структура гидратнов, и в каких случаях гидраты разрушаются.

Данные о реализации промысловых исследований на Ромашкинском месторождении показывают, что запуски насосно-эжекторной системы реализовывались после периодов остановки, которые длились по несколько часов – достаточно, чтобы структура гидратов начала разрушаться.

Анализ промыслового опыта показывает, что актуальным вопросом является обеспечение безгидратной закачки водогазовых смесей. Для предотвращения гидратообразования необходимо обеспечивать соответствующие термобарические условия с учетом значений минерализации воды в составе водогазовой смеси. Отклонение условий закачки от рекомендуемых приводит к выпадению гидратов, ухудшению приёмистости пласта и, соответственно, прекращению процесса закачки водогазовой смеси.

В качестве минерализованной пластовой воды могут выступать два источника:

- пластовая вода водонасыщенных пластов объекта;
- подтоварная вода, отделяемая от скважинной продукции [12].

Выводы

Представленный анализ позволяет расширить область применения водогазового воздействия и может быть применён при закачке водогазовых смесей в нефтяные пласты в условиях низких пластовых температур.

Расчёт равновесных кривых позволит подбирать состав закачиваемой смеси (минерализацию воды и существующий нефтяной газ) таким образом, чтобы рационально использовать ПНГ в процессах увеличения отборов нефти.

Данная работа указывает на необходимость разработки усовершенствованной методики для безгидратной закачки водогазовых смесей в пласт.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Автор выражает благодарность организаторам конференции «Молодые – Наукам о Земле», коллективу ППС кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений».

Библиография

1. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти / Мандрик И.Э. и др. // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
2. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
3. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов / Рыбickaя Л.П. и др. // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65-68.
4. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
5. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
6. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I. and al. // ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting, 2006. С. 1487-1492.
7. Способ разработки нефтяной залежи // Патент RU 2119580 C1, 27.09.1998.
8. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др. // Патент 2095548, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
9. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент 2149256, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
10. Барьюдин В.Л. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
11. Способ разработки нефтяной залежи // Патент RU 2349742 C1, 20.03.2009.
12. Способ гидроразрыва пласта // Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998.
13. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Увеличение КИН: водогазовое воздействие на пласт опыт эксплуатации насосно-эжекторной системы и пути совершенствования технологии ВГВ // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. № 7 (67). С. 70-77.
14. Проблемы водогазового воздействия на пласт с использованием попутно добываемого нефтяного газа на Ромашкинском месторождении / Дроздов А.Н. и др. // В сборнике: Трудноизвлекаемые запасы нефти. 2024. С. 174-178.
15. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. Москва, 2019.

Алгоритм расчёта давления закачки водогазовой смеси по водоводам в процессах водогазового воздействия на пласт

**Шейко А.В.* (МГРИ, sheiko02@mail.ru),
Горелкина Е.И. (МГРИ, РАЕН, Gorelckina.Evgenia@yandex.ru)**

Аннотация

По сравнению с заводнением водогазовое воздействие обладает большим потенциалом как вытесняющий агент.

Для более эффективного воздействия необходимо модернизировать технологию таким образом, чтобы обеспечивать безгидратную закачку водогазовой смеси. Для этого в данной работе рассмотрены факторы, влияющие на свойства водогазовой смеси в процессе закачки.

Выполнен литературный обзор накопленного опыта исследования влияния термобарического фактора на свойства водогазовой смеси.

Одним из этапов при проектировании водогазового воздействия является расчёт давления закачки водогазовой смеси по водоводам. Данный расчёт не учитывает влияние температуры, внешнего давления и состава закачиваемой воды. Выявленное несовершенство существующей методики расчёта давлений закачки смеси устраняется при применении предложенного алгоритма.

Полученные результаты способствуют более эффективному и надёжному водогазовому воздействию.

Ключевые слова

Заводнение, водогазовое воздействие, минерализация рабочей жидкости, ингибирование гидратообразования

Теория

Заводнение приобрело широкую популярность при разработке жидких и газообразных углеводородов. Данная технология внедряется более чем на 90% объектов для поддержания добычи [1-6]. Вместе с тем, данный метод не лишён недостатков, устранение которых требует дальнейших исследований. Также эффективность метода значительно уступает при внедрении на объектах трудноизвлекаемых запасов, что требует дополнительных МУН [7-15].

Водогазовое воздействие (ВГВ) обладает большим потенциалом по сравнению с заводнением. В качестве газового компонента в моду можно добавлять различные газы, например, нефтяной газ.

Накопленный опыт ВГВ указал на пути исследования данной технологии. Один из них – необходимость разработки методики закачки водогазовой смеси, которая позволит закачивать водогазовую смесь в выбранных промысловых условиях, при этом будет ингибироваться гидратообразование.

Процесс закачки водогазовой смеси предполагает закачивание смеси воды и газа по линиям подачи смеси в ствол скважины и далее по стволу – в пласт. При этом смесь претерпевает трение о стенки каналов для закачки (трубопроводы, НКТ, обсадная труба скважины). В процессе движения смеси происходит тепломассоперенос, смесь частично расслаивается на газ и воду. Вода и газ имеют свойственные им величины теплоёмкостей. Движение закачиваемой смеси приводит к теплообмену с окружающей средой [12].

Согласно [13, 14] гидраты образуются в случае, когда значения давления и температуры отклоняются от равновесной кривой гидратообразования, рассчитанной для состава выбранного газа, также вероятность гидратообразования тем выше, чем больше соотношение расходов газа и воды. Процесс закачки водогазовой смеси предполагает, что в некотором диапазоне расход поступающего газа изменяется (газосодержание рекомендуется поддерживать на уровне рационального – рис. 1), а значит, это затрудняет определение условий области безгидратной закачки.

С целью усовершенствования процесса реализации ВГВ предложена усовершенствованный алгоритм расчёта давлений в водоводах. Данный алгоритм предусматривает расчет изменения значений температуры в процессе закачки воды. В основе расчёта применяется формула Шухова. Учитывая свойства воды, можно пренебречь изменением вязкости (её изменения незначительны). Определяются безразмерные параметры. В качестве теплоёмкости и плотности закачиваемой среды принимаем теплоёмкость и плотность воды. Расчёт внешнего коэффициента теплоотдачи реализуется по формуле Форхгеймера-Власова.

Разработанный алгоритм позволяет расширить область применения водогазового воздействия и может быть применена при закачке водогазовых смесей в нефтяные пласты в условиях низких пластовых температур. Использование минерализованной воды ингибирует выпадение гидратов и подавляет коалесценцию газовых пузырьков. Это увеличивает технологическую и экономическую эффективность ВГВ (отсутствует необходимость закупки ПАВ и применения технологий отделения ПАВ от скважинной продукции).

В дальнейшем необходимо рассмотреть процесс закачки по стволу скважин и внедрить полученные результаты к предложенному алгоритму.

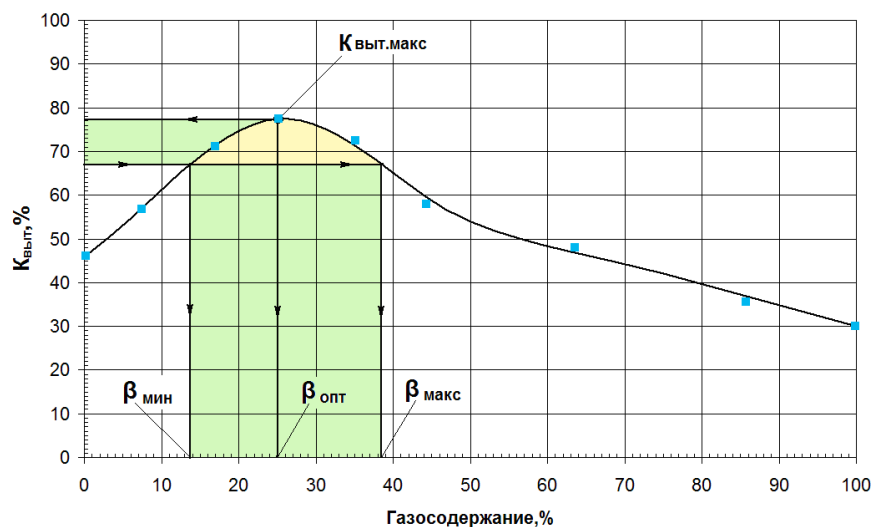


Рисунок 1. Определение области оптимальных газосодержаний водогазовой смеси в пластовых условиях при лабораторных фильтрационных исследованиях [15]

Безгидратная закачка позволит поддерживать внедрение водогазового воздействия без негативного влияния на приёмистость и свойства пластовых флюидов, что в конечном итоге разрешит проблемы, описанные в [9-15].

Выводы

Разработанный алгоритм позволяет расширить возможности водогазового воздействия на промыслах, т.к. с его помощью можно охватить большее разнообразие объектов для потенциального внедрения.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Авторы выражает благодарность организаторам конференции «Молодые – Наукам о Земле», коллективу ППС кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», заведующему кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Шахвердиеву А.Х. и профессору Дроздову А.Н. за интересную и актуальную научную идею и поддержку при подготовке данной работы.

Библиография

1. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems / Shestopalov Y., Shakhverdiev A. // Symmetry. 2021. Т. 13. № 10.
2. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей / Шахвердиев А.Х. // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
3. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 104-109.
4. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Шахвердиев А.Х. // Патент RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
5. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др. // Патент RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
6. Оценка и прогноз нефтеотдачи на основе моделирования нейронными сетями / Мандрик И.Э. и др. // Нефтяное хозяйство. 2005. № 10. С. 36-39.
7. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов / Максимов М.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19-23.
8. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины / Горбунов А.Т. и др. // Патент на изобретение RU 2023143 C1, 15.11.1994. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992.
9. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термореохимическими методами / Аббасов Э.М. и др. // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 61-65.
10. Способ разработки нефтяной залежи // Патент RU 2119580 C1, 27.09.1998.
11. Способ гидроразрыва пласта // Патент RU 2122111 C1, 20.11.1998.
12. Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт: метод. указания / Л.М. Рузин. Ухта, 2009. 39 с.
13. Фазовые соотношения газо-водогидратных смесей при закачке их в нагнетательные скважины / Каптелинин Н.Д. и др. // Нефтяное хозяйство. 1978. №5. С.44-47.
14. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. 208 с.
15. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи: учебное пособие / А. Н. Дроздов, Н. А. Дроздов. – Москва : РУДН, 2019 – 160 с.

Риск-ориентированная методология оценки безопасности эксплуатации подводных трубопроводов

Белезякова К.А. * (МГРИ, Christiebeleziakova@yandex.ru),
Харченко Ю.А. (МГРИ, РАЕН, kharchenkoya@mgri.ru),
Чехлов А.Н. (МГРИ, alex_chehlov@mail.ru)

Аннотация

В статье представлена риск-ориентированная методология оценки безопасности эксплуатации подводных внутрипромысловых трубопроводов. Выделены основные факторы, влияющие на их безопасность. Отмечено, что внутренняя коррозия является наиболее частой причиной аварийных ситуаций.

Для расчета рабочего давления с учетом уменьшения толщины стенки трубопровода вследствие коррозии используется модификация формулы Барлоу с учетом вида коррозии. Описаны барьеры безопасности, используемые для предотвращения внутренней коррозии, такие как ингибиторы, защитные покрытия и регулирование режимов течения газожидкостного потока в рельефном трубопроводе. Выполнена оценка риска аварийной ситуации, основанная на определении вероятности наступления предельного состояния трубопровода и величине ущерба при его остановке.

Ключевые слова

Трубопроводы, коррозия, барьеры безопасности, формула Барлоу, оценка рисков, ущерб, вероятность аварии

Теория

Одной из ключевых проблем при эксплуатации промысловых подводных трубопроводов и оборудовании является внутренняя коррозия, которая является одной из основных причин возникновения аварийных ситуаций на нефтегазовых промыслах [3-11] (рис.1).

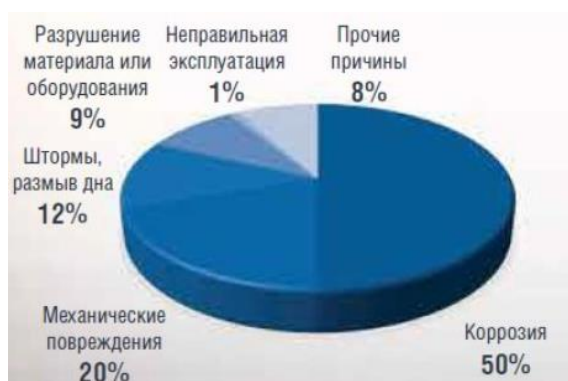


Рисунок 1. Распределение причин разрушений морских трубопроводов [11]

Коррозия подразделяется на общую и локальную. Общая коррозия возникает при наличии агрессивных компонентов, таких как CO_2 , и H_2S . При транспорте газожидкостного потока в нижних точках рельефного трубопровода при недостаточной скорости потока может

происходить накопление водной фазы, которая активизирует процессы коррозии. В данном случае коррозия рассматривается как локальная. В результате коррозии происходит уменьшение толщины стенки трубопровода, что напрямую влияет на его прочность и безопасность [11].

Для расчета предельного давления P в трубопроводе диаметром D с толщиной стенки t используется формула Барлоу:

$$P = \frac{2St}{D}, \quad (1)$$

где S — допустимое напряжение (например, предел прочности);

В процессе эксплуатации толщина стенки изменяется из-за коррозии:

$$t_{\text{текущая}} = t_0 - h(t), \quad (2)$$

где t_0 — начальная толщина стенки;

$h(t)$ — уменьшение толщины стенки вследствие коррозии.

В зависимости от вида коррозии зависимость

$$h(t) = f\{C(t)\} \quad (3)$$

где $C(t)$ (скорость коррозии) имеет различную природу. В таблице 1 представлены математические выражения формулы (3) для различных видов коррозии.

Таблица 1 Виды зависимостей при определении предельного срока эксплуатации и остаточного ресурса [1]

Вид зависимости	Математическое выражение	Область применения
Линейная	$h(t) = h_0 + Ct$	Общая коррозия
Степенная	$h(t) = Ct^m$	Коррозия под напряжением при наличии H_2S
Логарифмическая	$h(t) = A \ln(t + C)$	Локальная коррозия при наличии CO_2

Подставляя (2) в формулу Барлоу (1), получаем выражение для рабочего давления:

$$P_{\text{рабочее}} = K \frac{2S(t_0 - h(t))}{D}, \quad (4)$$

где K — коэффициент запаса по давлению.

Таким образом, рабочее давление снижается со временем, что увеличивает риск аварии.

Номинальное давление (P_N) — номинальная величина, соответствующая максимальному рабочему давлению при 20°C, при котором возможна продолжительная эксплуатация трубопровода с заданными размерами. При увеличении температуры нагрузочная способность трубы понижается, как и допустимое избыточное давление вследствие этого. Значение $P_{e,zul}$ показывает максимальное давление в трубопроводной системе при увеличении рабочей температуры [8].

Для предотвращения внутренней коррозии и снижения рисков аварий на трубопроводах используются различные барьеры безопасности. Основные из них включают:

ингибиторы коррозии, защитные покрытия, регулярный мониторинг и диагностика состояния внутренней поверхности трубопровода, контроль состава и температуры транспортируемой среды и т.д. [2].

Риск аварии определяется как произведение вероятности (γ) (аварийной ситуации на величину ущерба (ν).

$$\text{Риск} = \gamma \cdot \nu. \quad (5)$$

Для оценки вероятности аварийной ситуации предлагается использовать категории риска, представленные в таблице:

Таблица 2. Категории риска

Категория риска	Частота аварий	Вероятность (γ)
Низкая	1 раз в 10 лет	0-0,1
Ниже среднего	1 раз в 5 лет	0,1-0,25
Средняя	1 раз в 3 года	0,25-0,5
Высокая	1 раз в 2 года	0,5-0,75
Очень высокая	1 раз в год	0,75-1,0

Ущерб (ν) зависит от времени восстановления трубопровода. На арктических месторождениях, в акватории замерзающих морей, ущерб для трубопровода зависит от природно-климатических условий и назначения трубопровода (шлейф, межпромысловый трубопровод, внутрипромысловый коллектор).

В безлёдный (навигационный) период время на ремонт составляет в среднем 1-2 недели, тогда как в условиях ледовой обстановки восстановление может занять до полугода [3].

Таблица 3. Категории ущерба

Категория ущерба	Ущерб (ν)	Описание	Назначение трубопровода	Время восстановления
Низкая	0-0,2	Минимальные потери, быстрое восстановление (до 1 недели)	Шлейф	1-2 недели (навигационный период)
Ниже среднего	0,2-0,4	Умеренные потери, восстановление в течение 1-2 недель	Внутрипромысловый коллектор	1-2 недели (навигационный период)
Средняя	0,4-0,6	Значительные потери, восстановление в течение 2-4 недель	Внутрипромысловый коллектор	2-4 недели (навигационный период)
Высокая	0,6-0,8	Серьёзные потери, восстановление в течение 1-3 месяцев	Межпромысловый трубопровод	1-3 месяца (навигационный период)
Очень высокая	0,8-1,0	Критические потери, восстановление в течение полугода и более	Межпромысловый трубопровод	Полгода и более (ледовая обстановка)

Выводы

Внутренняя коррозия, особенно локальная, является одним из основных факторов, снижающих безопасность трубопроводов. Уменьшение толщины стенки трубопровода вследствие коррозии приводит к снижению рабочего давления и повышению риска аварий.

На акватории замерзающих морей, риск аварийной ситуации, влияющий на безопасность трубопровода в целом, определяется не только вероятностью отказа трубопровода, но и периодом, когда произойдет авария. В условиях ледовой обстановки восстановление может занять до полугода, что значительно увеличивает ущерб. Поэтому необходимо постоянно контролировать состояние трубопроводов, своевременно выделять опасные участки и планировать проведение ремонтно-восстановительных работ в навигационный период, когда восстановление возможно в более короткие сроки (1-2 недели) [3, 9-11].

Благодарности

Выражаем благодарность организаторам конференции за их усердие и преданность, вложенные в подготовку этого мероприятия. Ваш профессионализм и внимание к деталям создали идеальную платформу для обмена идеями и опытом.

Библиография

1. Байбурин А.Х., Байбурин Д.А., Иванов А.Е. Некоторые аспекты оценки остаточного ресурса строительных конструкций. 2010, №4. [Электронный ресурс] (режим доступа: <https://prevdis.ru/nekotorye-aspekty-otsenki-ostatochnogo-resursa-stroitelnyh-konstruktsij/>)
2. Жуков И.С. Барьеры безопасности: понятие, классификация, концепции // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 5 – С. 49–56.
3. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Часть 2: Безопасность и риски при эксплуатации месторождений в Арктике / Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 296 с.
4. Патент RU 2075356 C1. Состав для очистки внутренней полости трубопроводов / Мирзаджанзаде А.Х. и др. // 20.03.1997. Заявка № 96115909/12 от 22.08.1996.
5. Патент RU 2068079 C1. Устройство для очистки скважины / Чукчеев О.А. и др. // 20.10.1996. Заявка № 96103241/03 от 27.02.1996.
6. Патент RU 2083915 C1. Способ транспортировки продукции нефтяной скважины по трубопроводам / Мирзаджанзаде А.Х. и др. // 10.07.1997. Заявка № 96115902/06 от 22.08.1996.
7. Патент RU 2083916. Способ транспортировки продукции нефтяной скважины по трубопроводам / Мирзаджанзаде А.Х. и др. // 10.07.1997. Заявка № 96115910/06 от 22.08.1996.
8. Сулейманов В.А., Бузников Н.А. Определение области безопасной эксплуатации при транспортировке многофазного флюида по протяженному морскому трубопроводу // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. – № 2 (34). – С. 44–50
9. Харченко Ю.А., Атаян Г.Э., Гриценко А.И. Оценка безопасности плавучих технических средств нефтегазового комплекса с использованием критерия «живучесть» // Безопасность труда в промышленности. – № 2. – 2020 г. – С. 51–56.

10. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н., Белезякова К.А. Анализ безопасности морских нефтегазовых объектов // Безопасность труда в промышленности. – 2024. – № 8 – С. 49–53.
11. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // «Neftegaz.RU». – 2022. – С. 42-49.

Применение водогазового воздействия на месторождении R

***Бойченко С.В. (МГРИ, boichenkosergey678@gmail.com),
Исмайлов Т.Р. (МГРИ, teymurismayilov2004@gmail.com),
Фатыкова Я.Р.* (МГРИ, Yfatykova@bk.ru)***

Аннотация

Рассмотрена технология откачки затрубного газа и его использование в процессе нефтедобычи (водогазовое воздействие с применением затрубного нефтяного газа). Внедрение данного метода позволяет увеличить эффективность нефтедобычи по сравнению с заводнением и снизить объём сжигаемого нефтяного газа, т.к. ПНГ будет закачиваться в пласт с водой в виде мелкодисперсной водогазовой смеси.

Ключевые слова

Заводнение, водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, закачка нефтяного газа, мелкодисперсная водогазовая смесь

Теория

Месторождение R Татарстана является крупнейшим нефтяным месторождением. Выделены два объекта, в которых насчитывается 200 залежей. Пласты характеризуются неоднородным строением, между продуктивными толщами многочисленные глинистые пропластки.

Плотность пластовой нефти в диапазоне 0,8 – 0,82 г/см³. Содержание серы не превышает 2%. Газовый фактор имеет невысокое значение (что характерно для многих объектов Урало-Поволжья).

Месторождение находится на третьей (завершающей) стадии разработки. Обводнённость продукции стремится к значению 70%. Доказанные запасы нефти, которые насчитываются на данном месторождении, превышают 5 млрд т.

Заводнение позволяет получить до 15% дополнительной добычи, однако существенная доля запасов не вовлечена в разработку, что объясняется сильной неоднородностью пластов [1-10].

С целью рационализации процесса разработки и увеличения зоны воздействия планируется уплотнение сетки скважин, т.к. это непосредственно влияет на КИН [3, 4].

Компания, которой принадлежит лицензия на разработку, активно внедряет технологии с целью увеличения нефтедобычи. При этом значительные средства вкладываются в проекты, которые нацелены на увеличение эффективности разработки и внедрения экологически чистых технологий. В настоящий разрабатывается идея поддержания пластового давления посредством закачки воды и нефтяного газа. Промысловые условия и проведённые лабораторные исследования показали, что данный способ имеет большой потенциал, и по окончании проекта полномасштабное внедрение позволит получить около 12% дополнительной добычи.

Ещё одна проблема, выявленная на данном объекте, заключается в высоких значениях затрубных давлений. Существующие способы снижения давления неприменимы на данном объекте из-за ограниченной области их применения. В связи с этим предлагается использование технологии, предложенной в [1]. Способ водогазового воздействия и предложенная в [1] насосно-эжекторная система позволят получить и закачать в пласт

водогазовую смесь с применением затрубного газа. Водогазовое воздействие как МУН и снижение затрубного давления позволят существенно увеличить нефтеотдачу.

При внедрении метода ВГВ на поздних стадиях разработки рекомендуется учитывать распределение объёма остаточных запасов в залежи, т.к. на многих объектах Урало-Поволжья нефти характеризуются малыми значениями газового фактора. Для успешного ВГВ необходима водогазовая смесь с газосодержанием, соответствующим области рациональных (рис.1) [1]. Закачка смеси в выбранные участки пласта (участки, которые содержат наибольшие объёмы остаточных запасов) позволит рационально расходовать нефтяной газ.

Для определения зон локализации остаточных запасов рекомендуется применять [11]. Здесь предложен способ актуализации геологической модели разрабатываемого объекта, которая отражает распределение остаточных запасов. Данные рекомендации также применимы при внедрении иных МУН.

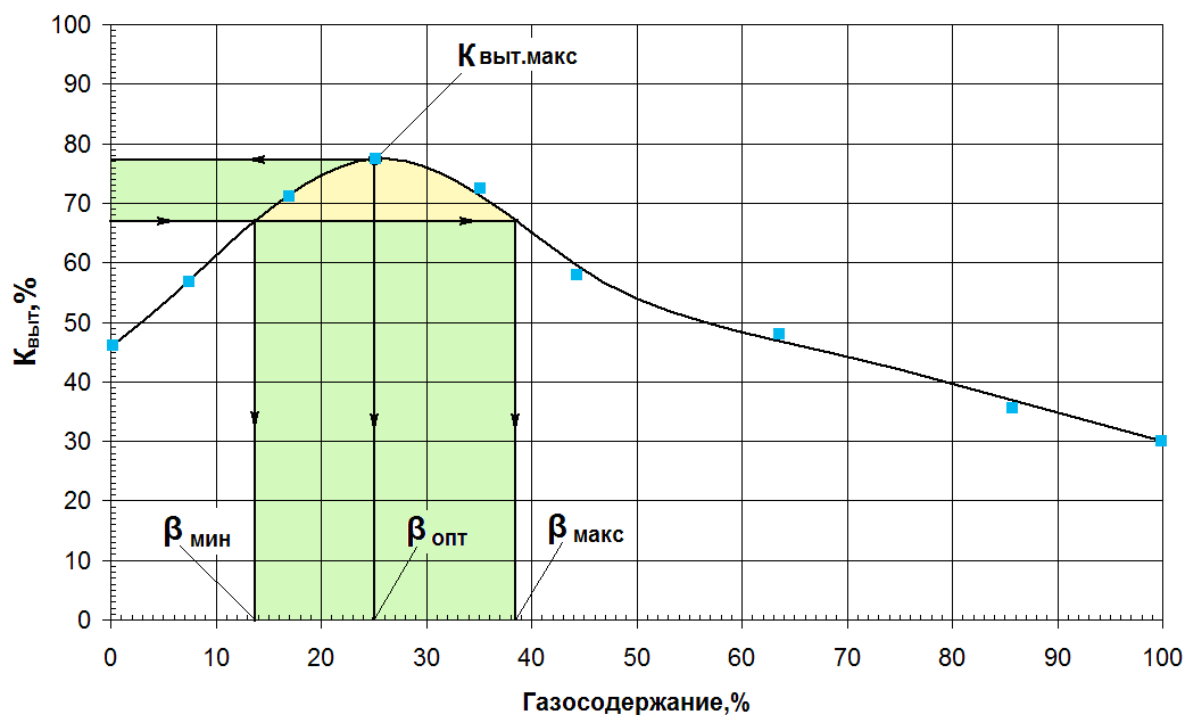


Рисунок 1. Определение области оптимальных газосодержаний водогазовой смеси в пластовых условиях при лабораторных фильтрационных исследованиях

Выводы

Водогазовое воздействие имеет ряд преимуществ по сравнению с заводнением. Этот метод (с закачкой ПНГ) позволяет не только увеличивать нефтеотдачу, но и полезно использовать ПНГ. Его рациональное внедрение с учётом распределения запасов в залежи и геолого-геофизических параметров, а также технические решения, подстраивающиеся под условия промысла, способствуют расширению области применения ВГВ.

Благодарности

Авторы выражают благодарность организаторам конференции за организацию конференции «Новые идеи в науках о Земле» и коллективу кафедры РЭНГМ МГРИ им. Серго Орджоникидзе.

Библиография

1. Горелкина Е.И. Совершенствование технологий применения насосно-эжекторных систем для эксплуатации нефтяных и газовых месторождений // Новые идеи в науках о Земле. 2023. С. 49-52.
2. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements / Bakhtiyarov S.I. and al. // ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, 2006. pp. 1487-1492.
3. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти / Мандрик И.Э. и др. // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
4. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
5. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
6. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Мандрик И.Э. и др. // Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
7. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
8. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO₂ gas / Bakhtiyarov S.I. and al. // SPE Production and Operations Symposium. 2007. С. 478-482.
9. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
10. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Патент на изобретение RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
11. Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон / Арефьев С.В. и др. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 5. С. 28-41.
12. Оценка и прогноз нефтеотдачи на основе моделирования нейронными сетями / Мандрик И.Э., Сулейманов И.В. // Нефтяное хозяйство. 2005. № 10. С. 36-39.
13. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ / Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Jiang R., Bakhtiyarov S. // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90-95.
14. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Патент RU 2123586 C1, 20.12.1998. Заявка № 97109102/03 от 16.06.1997.
15. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Патент RU 2125154 C1, 20.01.1999. Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997.

Выбор оптимального режима работы трубопроводов на шельфовых месторождениях при подводном виде обустройства

***Гаджиев М.М.* (МГРИ, magomegadzhi@mail.ru),
Харченко Ю.А. (МГРИ, kharchenkoya@mgri.ru)***

Аннотация

В данной работе рассмотрены ключевые аспекты выбора оптимального режима работы трубопроводов на морских месторождениях, включая учет многофазных потоков, температурных и давлениях условий.

Основные рекомендации включают регулярный мониторинг потока, использование насосных и компрессорных станций для поддержания стабильности, оптимизацию сепарации фаз и предотвращение образования гидратов.

Ключевые слова

Режим, трубопроводы, морские, месторождения, гидраты, станции

Теория

Выбор оптимального режима работы трубопровода на морских месторождениях является ключевым элементом для обеспечения эффективной, безопасной и экономически выгодной эксплуатации системы. Учитывая специфические условия морских месторождений, таких как изменяющееся давление, температура, сложность многокомпонентных потоков и удаленность от береговой инфраструктуры, нужно принимать во внимание несколько факторов и подходов.

Определение типа многофазного потока (поток газа, нефти и воды) является важнейшим этапом. Это поможет правильно настроить параметры трубопровода и системы для каждого конкретного случая. Основные типы потоков [1-2].

Для выбора оптимального режима работы трубопровода необходимо регулярно проводить мониторинг соотношения фаз и динамики потока с помощью датчиков давления, температуры и составов потока, чтобы на лету адаптировать параметры работы.

Основной задачей анализа бесперебойной транспортировки продукции является подтверждение соответствия эксплуатационных характеристик трубопровода требованиям проекта. Трубопроводная система должна обеспечивать надежный транспорт газа при различных значениях расхода. Именно такая задача ставится при проведении анализа характеристик потока в условиях установившегося режима.

Более того, при запуске и останове трубопроводной системы не должно наблюдаться сбоев, простоев нетехнологического характера или иных негативных воздействий на систему добычи в целом. Последнее требование представляется особенно актуальным для многофазных систем, и его выполнение сопряжено со значительными техническими сложностями в связи с большими объемами жидкости, остающейся в трубопроводе при его останове и вытесняемой из трубопровода при запуске и выведении системы на плановую мощность. Оценку характеристик трубопровода в процессе запуска и останова выполняется в рамках анализа переходных состояний и режимов. Анализ переходных состояний также необходимо проводить в случаях, когда планируется эксплуатация трубопровода в условиях нестабильной загрузки и неравномерной подачи [3-4].

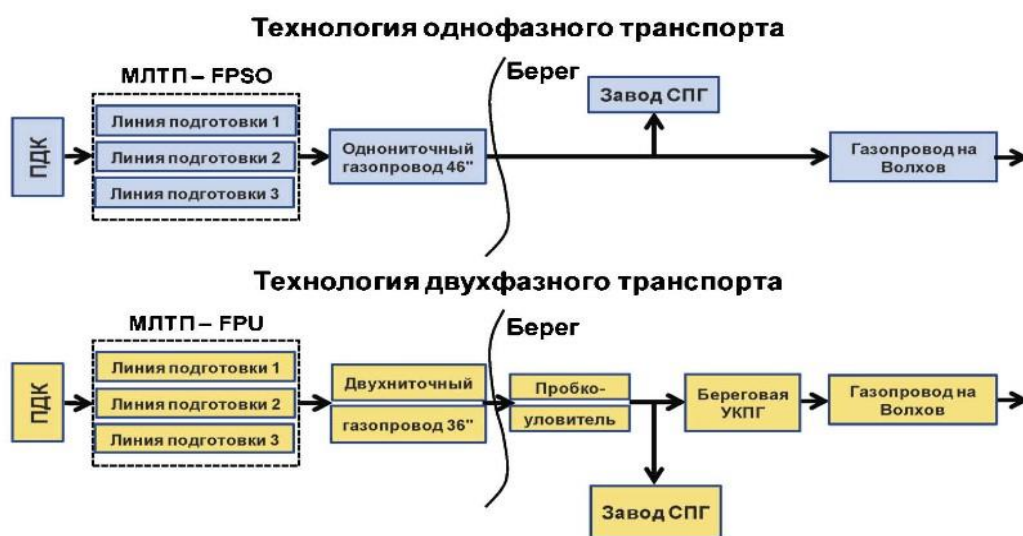


Рисунок 1. Варианты транспорта углеводородов от месторождений до береговых сооружений

При подводном обустройстве месторождения двухниточный трубопровод может эксплуатироваться в различных режимах в зависимости от требований проекта, условий эксплуатации и задач транспортировки. Основные режимы эксплуатации включают:

1. Параллельная работа двух ниток.

Обе нитки трубопровода работают одновременно, транспортируя продукцию (нефть, газ или их смесь) от месторождения к пункту назначения.

Преимущества: увеличение пропускной способности, снижение гидравлического сопротивления, возможность равномерного распределения нагрузки, применяется при больших объемах добычи, когда одна нитка не справляется с транспортировкой.

2. Раздельная транспортировка разных продуктов (переключение ниток).

Каждая нитка используется для транспортировки разных видов продукции (например, одна для нефти, другая для газа или воды). Преимущества: упрощение процесса сепарации и транспортировки, снижение риска смешения продуктов, применяется на месторождениях с многофазной добычей.

3. Резервирование (одна нитка в работе, другая в резерве).

Одна нитка находится в эксплуатации, а вторая служит резервной на случай аварии, планового ремонта или технического обслуживания.

Преимущества: повышение надежности системы, минимизация простоев при авариях, применяется в условиях, где критична бесперебойная транспортировка.

4. Поочередная работа ниток

Нитки эксплуатируются поочередно для равномерного износа или проведения технического обслуживания.

Преимущества: возможность обслуживания без остановки транспортировки, увеличение срока службы трубопровода, применяется в случаях, когда объемы добычи позволяют работать одной ниткой.

Между тем, реализация однофазной технологии транспорта при используемых в настоящее время технологиях подготовки углеводородов к транспорту возможна только при надводном и комбинированном типах обустройства морского месторождения. Однако их

применение в условиях Арктики не всегда возможно или связано со значительными капитальными и эксплуатационными затратами, которые, в первую очередь, определяются необходимостью строительства плавучих или стационарных технологических платформ.

Использование же подводного типа обустройства при освоении удаленных арктических месторождений предполагает применение многофазной технологии на различных режимах эксплуатации [5-6].

Выводы

Выбор оптимального режима работы трубопровода на морских месторождениях зависит от множества факторов, включая изменение давления, температуры и состава потока. Важно регулярно мониторить параметры потока и динамику для обеспечения эффективной эксплуатации системы. Основные режимы работы, такие как параллельная работа ниток, раздельная транспортировка продуктов, резервирование и поочередная работа, предоставляют различные преимущества в зависимости от условий эксплуатации. Важно также учитывать надежность, безопасность и экономическую эффективность при выборе режима для обеспечения бесперебойной транспортировки и минимизации технических рисков.

Библиография

1. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: учеб. пособие. Ч. 1. Предынвестиционная и инвестиционная стадии / Б.А. Никитин, Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 335 с.: ил.
2. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: учеб. пособие. Ч. 2 Предынвестиционная и инвестиционная стадии / Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018.
3. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых. Нефтяное хозяйство. 2022. № 4. С. 38-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-38-43
4. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шельфа: учеб. пособие. Предынвестиционная и инвестиционная стадии / Ю.А. Харченко, А.И. Гриценко – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018.
5. Харченко Ю.А., Ямаев И.З. Перспективные технологии подготовки углеводородов при подводном обустройстве глубоководных месторождений. Научно-технический журнал Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений № 2. 2021, стр.14.
6. Харченко Ю.А., Шахвердиев А.Х. Этапы освоения месторождений нефти и газа континентального шельфа: учебное пособие. – М.: МГРИ, Москва, 2024. – 115 с.

Современное состояние и перспективы развития нефтегазодобычи на шельфе Сахалина

Гапизов Г.К. (МГРИ, gapizovgapyr@mail.ru)

Аннотация

Охотское море является ключевым регионом России по добыче углеводородов, обладая значительными запасами нефти и газа на шельфе. В работе рассмотрены гидрометеорологические условия, геологическое строение, ресурсная база и текущие проекты «Сахалин-1,2,3», обеспечивающие добычу до 8 млн т нефти и 24 млрд м³ газа ежегодно. Особое внимание уделено сложным природным условиям. Перспективы развития связаны с освоением новых месторождений. Обоснование возможности применения надводного вида обустройства на Аяшском ЛУ как одного из перспективных видов обустройства для данного участка.

Ключевые слова

Охотское море, шельфовые месторождения, нефтегазодобыча, проекты «Сахалин», ресурсная база

Теория

Нефтегазовая промышленность Сахалинской области – одна из самых старейших и наиболее развитых в сфере добычи углеводородов в России. Промышленная добыча нефти здесь ведется с 1928 г., газа – с 1956 г. В результате геологоразведочных работ на северо-восточном шельфе острова открыто 19 месторождений нефти и газа, восемь из которых по объемам запасов относятся к категории крупных и одно – Южно-Кириновское к уникальным. В настоящее время на сахалинском шельфе ежегодно добывается 8 млн т нефти и 24 млрд м³ газа. Сахалинский шельф разбит на девять блоков. Они получили порядковые номера от «Сахалин-1» до «Сахалин-9». Каждый блок объединяет несколько нефтегазовых месторождений и выявленных структур.

Северо-восточный нефтегазоносный шельф о. Сахалин расположен в Охотском море и примыкает к Ногликскому и Охинскому районам Сахалинской области Российской Федерации. Ближайшим населенным пунктом является пос. Ноглики. К северу от него в 246 км расположен г. Оха.

Местоположения Сахалинской области по гидрометеорологическим условиям приравниваются к арктическим, поэтому климат является одним из определяющих факторов при выборе вида обустройства месторождения. Климат в этом районе относится к типу муссонного. Зима холодная, ветреная с интенсивными метелями. Лето пасмурное с частыми туманами. С июня по октябрь преобладают ветры южного и юго-восточного направлений, а с октября по май северо-западные, западные и северные. Наиболее низкие средние температуры на северном Сахалине наблюдаются в январе (–19,2 °С), наиболее высокие в августе (13,1 °С). Экстремально низкие могут достигать –40 °С, высокие – 30 °С. Среднее количество осадков по году составляет 432–618 мм в год. Наибольшая сила ветра на острове в период с мая по сентябрь составляет от 20 до 34 м/с и 40 м/с зимой. Период штормовых ветров на Сахалине длится около 6–8 дней в месяц. Максимальное волнение в районе нефтегазовых месторождений наблюдается в основном с октября по апрель. Высота волн достигает 7 м при скорости ветра до 40 м/с. Становление льда на шельфовой части моря происходит в ноябре, его разрушение начинается в середине мая. Ежегодно образуется мощный ледяной покров.

Льдообразование обычно начинается в конце ноября – начале декабря. К концу января лед покрывает весь район до меридиана 149 в. д. Мощность ледового покрова достигает 0,8–1,1 м. Наибольшего развития ледяной покров достигает в марте. Средняя продолжительность ледового периода составляет 175–198 сут. В зимний период на акватории, не покрытой льдом, вероятно обледенение, которое происходит при сильных штормах преимущественно от забрызгивания. Зимой поверхностные слои воды повсеместно охлаждаются до температуры –1,5–1,9 °С. Летом, в результате постоянного перемешивания и прогрева, температура воды повышается до 8–15 °С. Вследствие этого период с середины июня до середины октября является наиболее оптимальным для проведения геологоразведочных работ и бурения скважин. Соленость морской воды составляет 30–32 ‰ на поверхности и 34 ‰ у дна. В районе месторождений нефти и газа максимум солености отмечается зимой, а минимум –летом. Шельфовая зона мелководье с глубинами до 200м.

Распределение ресурсов по шельфу:

Выделяются несколько крупных осадочных бассейнов, содержащих перспективные нефтегазовые структуры. Основные нефтегазоносные комплексы связаны с отложениями кайнозоя: Средний миоцен — содержит большую часть запасов. Средний-нижний миоцен — (35% нефти и 46% газа региона; пластовые коллекторы с высокопроницаемыми песчаниками, например, Лунское месторождение). Верхний олигоцен. Все эти районы были распределены по проектам [1] [7-8].

Действующие районы:

«Сахалин-1»

Месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги позднее объединённые в одноимённые лицензионные блоки (они были открыты на шельфе Сахалина в 1970-х — 1980-х годах). Потенциальные извлекаемые запасы этих месторождений составляют 307 млн т нефти и 485 млрд м³ природного газа [2].

«Сахалин-2»

Пильтун-Астохское нефтяное месторождение открыто в 1977 году, содержащее небольшие запасы газа. Лунское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1984 году. Их совокупные извлекаемые запасы оцениваются в 170 млн т нефти и конденсата, а также в 600 млрд куб. м газа [3].

«Сахалин 3»

Кириновское месторождение Ресурсы по категории C1 — 162,5 млрд м³ газа и 19,1 млн т газового конденсата.

Южно-Кириновское месторождение извлекаемые запасы (по категории C1+C2) — 814,5 млрд кубометров газа, 130 млн тонн газового конденсата и 3,8 млн тонн нефти.

Мынгинское месторождение открыто в 2011 году на Кириновском участке. Запасы по категориям C1+C2 — 19,8 млрд м³ газа и 2,5 млн т газового конденсата [4].

Перспективные районы:

В октябре 2017 г. «Газпром нефть» открыла на Аяшском лицензионном участке на шельфе Охотского моря месторождение, получившее название «Нептун». Геологические запасы которого составили более 415 млн т нефти. Осенью 2018 г. стало известно об открытии на Аяшском участке второго месторождения «Тритон» с геологическими запасами 137 млн т. Эти открытия позволяют говорить о «создании нефтедобывающего кластера на шельфе Сахалина». Либо в результате разработки этих шельфовых месторождений откроются «значительные перспективы для развития инфраструктуры острова и в целом для социально-экономического роста в Сахалинской области» [6].



Рисунок 1. Аяшский лицензированный участок

Характеристики месторождений Тритон и Нептун:

Расстояние до берега 55 км. Глубины моря: Тритон: 80 м, Нептун: 62 м. Геологические запасы: Тритон: 137 млн т нефти (C1+C2), Нептун: 415 млн т нефти (C1+C2). Извлекаемые запасы: Тритон: 45 млн т нефти, Нептун: 70 млн т нефти. Состав флюидов: Нефть легкая (плотность 820–840 кг/м³), малосернистая. Газ метановый (85–90% CH₄), с примесью азота и CO₂.

С учётом уже имеющегося опыта разработки месторождения наиболее перспективным видом обустройства является надводный вид обустройства [5].

Преимущества:

- 1) опыт обустройства имеется (стационарная платформа гравитационного типа hibernia);
- 2) круглогодичное разбуривание быстрый ввод в эксплуатацию;
- 3) обеспечить круглогодичную транспортировку по трубе с подготовкой нефти;
- 4) управление всей добычи осуществляется непосредственно на месторождении.

Выводы

Прогнозируется открытие свыше 100 месторождений на Охотоморском шельфе. При полном развитии нефтегазодобывающего комплекса предполагается, что только на шельфе Охотского моря уровни добычи к 2050 г. могут достигнуть по нефти около 100 млн т/год, по газу – около 200 млрд м³/год. Одним из перспективных районов является Аяшский ЛУ месторождения «Тритон» и «Нептун» которые могут обеспечить добычу, извлекаемые запасы составляют 115 млн тонн нефти. С каждым новым шельфовым проектом российские компании становятся все более квалифицированными в освоении морских месторождения, поэтому и расстановка сил на континентальном шельфе неизбежно меняется в их пользу. В современных реалиях морская добыча ресурсов является одной из важнейших задач для развитых государств. Более 30% всей энергии, потребляемой в мире, дают именно эти ресурсы.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Автор выражает благодарность преподавателям кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений за помощь в подготовке данной работы.

Библиография

1. Нефтегазоносность, обустройство и разработка месторождений континентального шельфа / Дзюбло А.Д. и др.: Монография. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2024 – с. ISBN 978-5-91961-507-1
2. Государственный исторический архив сахалинской области проект «Сахалин-1». [Электронный ресурс] <https://giaso.ru/scientific-work/events/proekt-k-75-letiyu-sahalinskoj-oblasti/proekt-sahalin-1.html> (Дата обращения: 19.02.2025)
3. ТЭК России | Девять Сахалинов: Из истории «Сахалина-2» [Электронный ресурс] https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2014/8/302/ (Дата обращения: 20.02.2025)
4. ПАО Газпром: «Сахалин-3» [Электронный ресурс] <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3/> (Дата обращения: 20.02.2025)
Деятельность ООО «Газпромнефть-Сахалин» на шельфе Охотского моря. Фадеев Алексей Михайлович Руководитель программ по продвижению шельфовых проектов (Электронный источник). Режим доступа: http://www.murmanshelf-conf.ru/archive/presentations/2019/nov/фадеев_освоение2019.pdf (Дата обращения: 20.02.2025)
5. Горбунов А.С. История разработки нефтяных месторождений охотского моря. Режим доступа: https://kopilkaurokov.ru/prochee/prochee/istoriia_razrabotki_neftianykh_mestorozhdenii_okhotskogo_moria?ysclid=m7q5vp5zlr744829497 (Дата обращения: 22.02.2025)
6. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 1 (121). С. 42-49.
7. Оценка безопасности плавучих технических средств нефтегазового комплекса с использованием критерия "живучесть" / Атаян Г.Э. и др. // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 2. С. 51-55.

Применение закачки воздуха на Мишкинском месторождении как метода увеличения нефтеотдачи

Дзейтов Р.М. * (МГРИ, ramzan.dzeitov2003@gmail.com)

Аннотация

Рассматривается возможность применения метода закачки воздуха (внутрипластового горения) для повышения нефтеотдачи на Мишкинском месторождении, расположенного в Удмуртской Республике и характеризующегося наличием трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти. Обоснована актуальность применения тепловых методов добычи для таких месторождений. Описан механизм процесса внутрипластового горения, его преимущества (снижение энергозависимости, утилизация попутных газов, возможность контроля фронта горения) и перспективы применения на Мишкинском месторождении. Приведены критерии применимости метода и сравнение характеристик Мишкинского месторождения с оптимальными параметрами. На основании проведенного анализа сделан вывод о целесообразности применения закачки воздуха для повышения нефтеотдачи на данном месторождении.

Ключевые слова

Высоковязкая нефть, тепловые методы разработки, закачка воздуха, коэффициент извлечения нефти, Мишкинское месторождение

Теория

Удмуртская Республика является одним из ключевых регионов России в сфере нефтедобычи. Однако значительная часть нефтяных ресурсов региона представлена высоковязкими нефтями, которые традиционными методами добычи извлечь сложно и экономически невыгодно. В связи с этим особую актуальность приобретают тепловые методы добычи, которые позволяют повысить эффективность разработки таких месторождений. Высоковязкие нефти характеризуются повышенной плотностью и вязкостью, что затрудняет их добычу и транспортировку [1]. В Удмуртии такие нефти залегают на относительно небольших глубинах, что делает их привлекательными для разработки с использованием тепловых методов. Однако сложность заключается в необходимости применения специальных технологий, которые позволяют снизить вязкость нефти и повысить ее подвижность [1-10].

Мишкинское месторождение, расположенное в Удмуртской Республике, относится к категории объектов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Его особенность – наличие высоковязких нефтей ($\eta \approx 17,3$ сП), которые невозможно эффективно разрабатывать традиционными методами. В таких условиях ключевым направлением становится применение тепловых методов, среди которых особый интерес представляет технология закачки воздуха (термогазовое воздействие), позволяющая снизить вязкость нефти за счет внутрипластового окисления.

Метод основан на закачке сжатого воздуха в нефтяной пласт с последующим инициированием внутрипластового горения (см. рис. 1 – схема ВПГ).

Процесс включает несколько этапов:

- Нагнетание воздуха под высоким давлением для создания окислительной среды.
- Инициирование горения пластовой нефти (например, с помощью нагревательных элементов или химических инициаторов).

- Формирование тепловой волны, которая прогревает пласт, снижая вязкость нефти.
- Вытеснение нефти продуктами горения (углекислый газ, водяной пар) к добывающим скважинам.

Преимущества метода:

- Снижение зависимости от внешних источников энергии (в отличие от паровых методов).
- Утилизация попутных газов и снижение выбросов CO₂ за счет связывания углекислого газа в пласте.
- Возможность контроля фронта горения на малых глубинах.

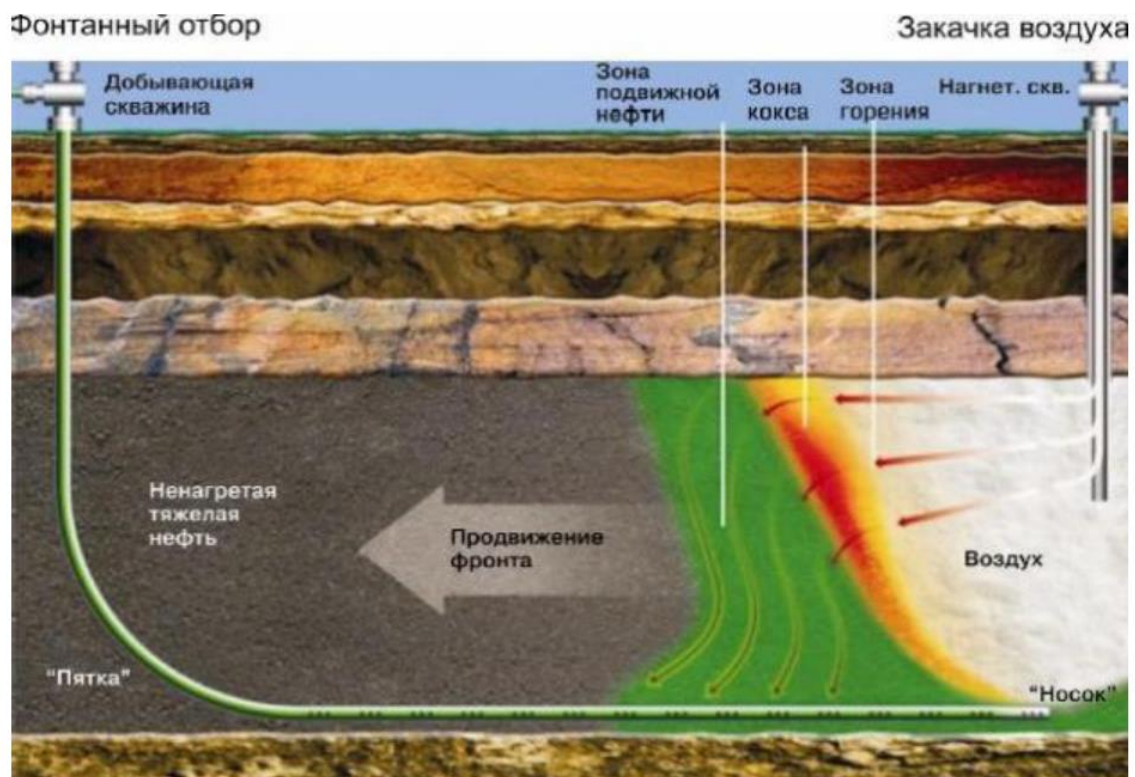


Рисунок 1. Схема процесса внутрипластового горения [2]

Перспективы применения на Мишкинском месторождении.

Для Мишкинского месторождения закачка воздуха может стать прорывной технологией благодаря следующим факторам:

1. Повышение коэффициента извлечения нефти (КИН). При успешной реализации метода КИН может вырасти с 5–10% (традиционные методы) до 25–35%.
2. Экономическая эффективность. Технология требует меньших затрат на энергоносители по сравнению с паротепловым воздействием, что критично для проектов с высокой себестоимостью добычи.
3. Адаптация к геологическим условиям. Неглубокие пласты Мишкинского месторождения хорошо подходят для контролируемого горения.

4. Экологическая безопасность. Отсутствие необходимости в больших объемах воды и возможность утилизации CO₂ снижают нагрузку на окружающую среду.

Существуют критерии применимости метода ВПГ (таблица 1), разработанные на основе большого опыта применения метода [3, 4].

Таблица 1. Критерии скрининга внутрипластового горения (ВПГ)

Критерий	Песчаник/карбонатная порода	Песчаник	Мишкинское месторождение
Плотность нефти, кг/м ³	>850	1000-940	880
Вязкость, сП	>10	500-1000	17,3
Пористость, %	15-20	Высокая	17,24
Проницаемость, мД	>10	>100	50-150
Толщина пласта, м	>9,8	>3	10-25
Минимальная нефтенасыщенность	30%	50%	40-50%
Пластовая температура	>65 °С	>38 °С	60-80 °С
Неоднородность пласта	Однородный	Однородный	

Выводы

На основании анализа данных, представленных в таблице выше, был проведён сравнительный анализ применимости метода увеличения нефтеотдачи (МУН) для Мишкинского месторождения.

Результаты анализа показали, что метод закачки воздуха (внутрипластовое горение) демонстрирует наиболее благоприятные характеристики по сравнению с другими МУН. В частности, вязкость, плотность нефти, проницаемость пласта, а также глубины залегания соответствуют рекомендованным диапазонам значений параметров для эффективного применения воздушного заводнения.

Таким образом, учитывая совокупность положительных факторов и соответствие большинству ключевых критериев, можно заключить, что **применение закачки воздуха является целесообразным и перспективным для повышения нефтеотдачи на Мишкинском месторождении.**

Благодарности

Автор выражает благодарность организаторам конференции «Молодые – Наукам о Земле».

Библиография

1. Липаев А.А., Новиков М.М. О перспективах применения тепловых технологий добычи на месторождениях высоковязких нефтей.
2. Лекция №21. Внутрипластовое горение. Механизм процесса. [Электронный ресурс] <https://studfile.net/preview/8912935/page:14/> (Дата обращения: 28.02.2025)

3. Алварадо В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегия применения / М.: Премиум Инжиниринг, 2011. – 244 с.
4. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
5. Ушакова А.С. Основные принципы выбора объектов для применения закачки воздуха // Наука и техника в газовой промышленности-2017.
6. High efficiency in-situ CO₂ generation technology: the method for improving oil recovery factor Panakhov G.M. and al. // Petroleum Science and Technology. 2022. № 6/н. С. 2157010.
7. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
8. Термогеохимические критерии применимости закачки воздуха в пласт для разработки нефтяных месторождений / Ушакова А.С., Михайлов Н.Н., Гильманова Р.Х. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2023. № 3 (135). С. 58-68.
9. Ушакова А.С. Научно-методические основы и условия применения закачки воздуха в пласт для освоения трудноизвлекаемых запасов: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук. 2024, 298 с.
10. Ушакова А.С. Основные принципы выбора объектов для применения закачки воздуха // Наука и техника в газовой промышленности. 2017. № 2 (70). С. 17-26.

Расчет режима работы кратковременно-периодической эксплуатации скважин УЭЦН

Ильницкий Д.А.* (МГРИ, daniil-ilnickiy2003@mail.ru)

Аннотация

В данной работе был проведен расчет параметров УЭЦН по методикам П.Д. Ляпкина и Н.П. Кузьмичева, по результатам которого подобраны насосы и электродвигатели для 7 скважин.

Ключевые слова

Установка погружного центробежного насоса, кратковременно-периодическая эксплуатация, ПКВ, подбор ЭЦН, ПЭД

Теория

В процессе нефтедобычи целесообразно подобрать методы и технику, которые позволят эксплуатировать объект и его инфраструктуру, чтобы выбранные технологии отвечали условиям конкретного промысла [1-10].

ПКВ представляет собой процесс, при котором кратковременные циклы откачки чередуются с относительно продолжительными периодами накопления жидкости в скважине. Это позволяет увеличить МРП в результате того, что УЭЦН работает только часть общего времени эксплуатации. Так же в период накопления скважина выполняет роль гравитационного сепаратора, это позволяет обеспечить отсутствие условий для образования вязких стойких ВНЭ за счет того, что в начале закачки на прием насоса поступает практически чистая пластовая вода, а затем – незначительно обводненная нефть [1-3].

Выкачка жидкости из скважины при данном способе эксплуатации осуществляется в несколько этапов: сначала происходит относительно продолжительное накопление жидкости в скважине при отключенной установке, затем ее откачка [3].

При подборе УЭЦН для непрерывной эксплуатации была использована методика П.Д. Ляпкина [1]. Расчет параметров насоса производился для скважин месторождения X с исходными данными из таблицы 1.

Расчеты представлены на примере 1 скважины

С помощью данной методики определено значение среднего расхода продукции через насос по формуле:

$$Q_{\text{ср}} = Q_{\text{жсу}} * (b_n * P_{\text{нас}}^{n_b} * (1 - \beta_{\text{жн}}) + \beta_{\text{жн}}) = 24 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

При этом значение номинальной подачи насоса не меньше среднего расхода продукции. Ближайшим по подаче насосом оказался ЭЦН5-25. Подбор насоса производился по каталогу компании “Новомет”. Его характеристики показаны на рис.1.

Исходя из характеристик насоса при рабочей подаче $Q = 24 \text{ м}^3/\text{сут}$, КПД насоса $\eta = 35\%$, напор на ступень $H = 5,2 \text{ м}$, мощность, потребляемая ЭЦН $N = 0,036 \text{ кВт}$ на одну ступень.

Таблица 1. Данные скважин месторождения X

№	Наименование параметра	Символ	Значение						
1	Номер скважины	-	1	2	3	4	5	6	7
1	Пластовое давление, МПа	$P_{пл}$	25,1	24,8	24,6	21,8	23,6	24,1	25,3
3	Расстояние по вертикали от устья скважины до верхних отверстий фильтра её эксплуатационной колонны, м	H_{ϕ}	2532	2574	2594	2591	2601	2672	2642
7	Давление в выкидной линии скважины, МПа	$P_{л}$	2,03	1,72	2,03	1,72	1,82	2,53	1,72
8	Дебит скважины, $\frac{м^3}{сут}$	$Q_{жсу}$	24	98	45	85	125	60	146
9	Давление насыщенная нефти попутным газом, МПа	$P_{нас}$	6,44						
12	Плотность нефти при $СУ, \frac{кг}{м^3}$	$\rho_{нсу}$	866						
14	Обводненность, %	$\beta_{всу}$	90	93	78	95	95	90	94

С помощью рассчитанных по методике П. Д. Ляпкина параметрах насоса и исходных данных скважины был определен требуемый напор насоса:

$$H = H_{\phi} - \frac{10^6}{g\rho_{жн}}(P_{заб} - P_{л}) - 160D_{НКТ}\Gamma_{н.нас}(1 - \beta_{всу})\left(1 - \sqrt[3]{\frac{P_{л}}{P_{нас}}}\right) = 2020 \text{ м.}$$

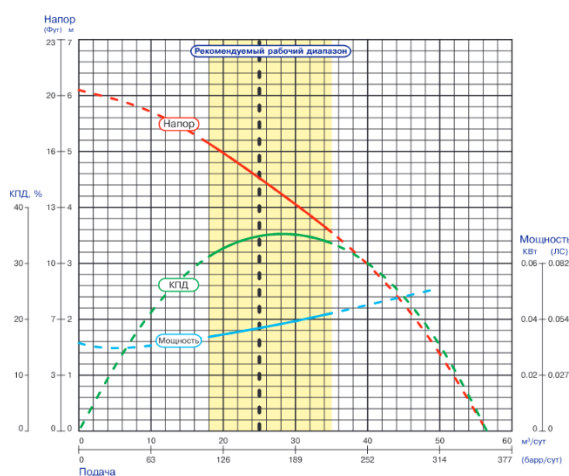


Рисунок 1. Характеристики ЭЦН5-140Э

Таким образом, для непрерывной эксплуатации 1 скважины подойдет установка, состоящая из насоса ЭЦН5-25-2450 и электродвигателя ПЭДН32-103-1000/00 с КПД $\eta = 81\%$.

При КЭС необходимо подбирать ЭЦН с оптимальной подачей не менее, чем в $1,4^5$ (~5,4) больше дебита скважин. Данному условию удовлетворяет установка с насосом ЭЦН5-100-1250 при частоте переменного тока 65 Гц, и электродвигателя ПЭДН45-103-1150/00, который при частоте переменного тока 65 Гц будет иметь следующие характеристики: $P=58,5$ кВт, $\eta=84,6\%$.

При увеличении скорости вращения коэффициент снижения МРП насоса составит: 1,3 – 2,6. Запас производительности насоса, а также кратность увеличения МРП по износу составит:

$$K = \frac{Q_{\text{опт}}}{Q} = 5,42.$$

В результате обоих влияющих на МРП факторов, МРП увеличится в 2,1 – 4,2 раза.

Исходя из этого продолжительность накопления жидкости $t_{\text{нк}} = 44,5$ мин, продолжительность откачки жидкости $t_{\text{от}} = 10$ мин. Итого продолжительность цикла работы скважины составит $T=54,5$ мин.

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 * h * S * (1 - \varphi)}{Q} = 44,5 \text{ мин.}$$

$$t_{\text{от}} = \frac{t_{\text{нк}} * \varphi}{K - \varphi} = 10 \text{ мин.}$$

где K – запас производительности насоса.

Сравнение параметров УЭЦН при непрерывной и кратковременной-периодической эксплуатации представлено в таблице 2.

Таблица 2. Сравнение параметров УЭЦН при непрерывной и кратковременной-периодической эксплуатации

№ скв	Метод эксплуатации	Потребляемая мощность, кВт	Удельное потребление электроэнергии, кВт*ч/(м ³ *км)	Кратность увеличения МРП	Дебит жидкости, м ³ /сут
1	Непрерывный	27,8	13,8	1	24
	ПКВ	11,5	5,7	2,1-4,2	23,8
2	Непрерывный	57,4	6,5	1	98
	ПКВ	46,2	5,3	2,6-5,2	96,9
3	Непрерывный	28,2	7,6	1	45
	ПКВ	24,1	6,5	2,3-4,5	44,6
4	Непрерывный	49,1	8,2	1	85
	ПКВ	34,5	5,8	2,9-5,9	84
5	Непрерывный	42,9	4,5	1	125
	ПКВ	53,6	5,6	1,9-3,9	123,8
6	Непрерывный	48	8,9	1	60
	ПКВ	33,3	6,2	1,7-3,4	59,4
7	Непрерывный	74,8	7,7	1	146
	ПКВ	52,3	5,4	1,7-3,4	144

Выводы

Таким образом, кратковременно-периодическая эксплуатация скважин УЭЦН, в сравнении с непрерывной эксплуатацией, позволяет повысить МРП насоса в среднем в 2,2-4,4 раза и снизить удельное потребление электроэнергии в среднем на 22,4% или 2,4 кВт*ч/(м³*км), но при этом уменьшается дебит жидкости в среднем на 1% или 0,94 м³/сут.

Библиография

1. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Учебное пособие. – М.: МИНГ, 1987, 71 с.
2. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008.- 312 с.
3. Патент на изобретение RU 2293176 C1. Способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом / Кузьмичев Н.П. // 10.02.2007. Заявка № 2005128382/03 от 02.09.2005.
4. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей / Шахвердиев А.Х. // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
5. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Шарифуллин Ф.А. // Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
6. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
7. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Шахвердиев А.Х. // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
8. Способ разработки нефтяной залежи / Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Галеев Ф.Х., Санамова С.Р. // Патент на изобретение RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
9. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Шахвердиев А.Х., Барьюдин В.Л., Малышек Г.В., Свищев Ю.М., Анисимов В.Ф. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
10. Способ разработки нефтяной залежи / Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. // Патент на изобретение RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.

***Комплекс промыслово-геофизических исследований с целью контроля закачки
водогазовой смеси: опыт месторождения Неера и рекомендации для дальнейшего
внедрения водогазового воздействия на пласт***

***Исмайлов Т.Р.* (МГРИ, teymurismayilov2004@gmail.com),
Климова М.О. (МГРИ, klimovamaria554@gmail.com)***

Аннотация

Известно, что подавленная коалесценция газовых пузырьков в процессе водогазового воздействия на пласт является ключевым фактором для достижения эффективного внедрения технологии.

В данной работе рассмотрен опыт применения оптоволоконного датчика измерения объёмного газосодержания на месторождении Неера. Данное исследование позволило обнаружить технологическое несовершенство проекта, заключающееся в расслоении закачиваемой водогазовой смеси. Пластовые давление и температура обеспечили безгидратную закачку.

С целью контроля процесса закачивания водогазовых смесей предложено дополнить влагометрию термометрией для получения данных о распределении температур по глубине.

Данные рекомендации позволят увеличить эффективность водогазового воздействия на пласт и расширить область применения данной технологии.

Ключевые слова

Заводнение, водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, закачка нефтяного газа, мелкодисперсная водогазовая смесь, промыслово-геофизические исследования

Теория

Водогазовое воздействие как метод повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти является перспективной технологией, которая привлекает интерес нефтедобывающих компаний. Известны успешные проекты по внедрению водогазового воздействия (ВГВ) на различных объектах, однако остаются вопросы, требующие более детальных лабораторных и промысловых исследований.

На месторождении R республики Татарстан реализован пилотный проект ВГВ с применением насосно-эжекторной системы. Закачка реализована в нагнетательную скважину с отбором нефтяного газа затрубных пространств добывающих скважин. В качестве жидкой фазы первоначально было запланировано использование пресной воды. В процессе реализации было принято решение заменить пресную воду на минерализованную воду водоносного пласта, который вскрыт одной из скважин выбранного участка.

Данное изменение обусловлено технологической проблемой, возникшей при закачке водогазовой смеси, а именно – выпадение гидратов, что негативно отразилось на величине приёмистости пласта (гипотеза о выпадении гидратов была высказана после успешной закачки порции воды в скважину – кандидат для ВГВ, после чего приёмистость пласта восстановилась, расчёты по известным методикам определения условий выпадения гидратов подтвердили данную гипотезу).

При реализации пилотного проекта (до подтверждения гидратообразования) было осуществлено несколько циклов закачки посредством смонтированной системы (НЭС).

Первый цикл закачки – закачка водогазовой смеси, в составе которой пресная вода с кустовой насосной станции, нефтяной газ рассчитанного газосодержания, пенообразующий ПАВ (для подавления коалесценции газовых пузырьков в пресной воде). После непродолжительной закачки при резком росте давления до 20 МПа) система была остановлена.

В последующем цикле был исключён ПАВ из состава смеси и уменьшено газосодержание. Данное решение обусловлено высокой степенью устойчивости закачиваемой смеси, что натолкнуло специалистов на мысль о кольматации призабойной зоны пеной. Закачка смеси также не привела к успешному ВГВ, систему остановили по той же причине.

Некоторые специалисты высказывались о негативном влиянии газовой фазы в составе смеси на фильтрационные свойства. Данные предпроектной подготовки, которые включали анализ фильтрационно-емкостных свойств коллектора и геологическое моделирование объекта, стали основанием для отклонения данного предположения.

Закачка пресной воды с полностью исключённым ПНГ позволила восстановить приёмистость и указала на необходимость более тщательного анализа влияния закачиваемого газа в данных промысловых условиях.

Состав водогазовой смеси оказывает влияние на эффективность ВГВ. Смесь с подавленной коалесценцией позволяет лучше охватить пласт воздействием, вовлекая зоны пласта с остаточными запасами. На устойчивость смеси влияет комплекс различных факторов, которые отражены в многочисленных опубликованных источниках. Однако при ВГВ наибольшим влиянием характеризуются давление нагнетания водогазовой смеси и минерализация используемой воды.

Для лучшего представления о взаимодействии газовых пузырьков в процессе закачки по стволу нагнетательных скважин необходимо проводить комплекс промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в стволе.

Первым случаем ПГИ в процессе закачки водогазовой смеси по стволу нагнетательной скважины с целью оценки состояния закачиваемого вещества является ПГИ при реализации пилотного проекта ВГВ на шельфовом месторождении Neera в Индии. Согласно [1] для контроля процесса закачки применён прибор – Оптический Датчик Объёмного Содержания Газа – компании Schlumberger. Интерпретация полученных данных позволила установить, что существует область расслоения водогазовой смеси: газовые пузырьки схлопываются на глубине ниже башмака НКТ на 6 метров. В данной области снижаются скорости движения потока вследствие увеличения диаметра канала фильтрации (диаметр скважины превышает диаметр НКТ). Данное наблюдение указало на существенное несовершенство в проекте [2]. Высокие температуры в данной широте и закачка морской воды обеспечили подавление гидратообразования [1], однако коалесценция газовых пузырьков проявилась.

Для эффективной закачки водогазовых смесей на промыслах необходимо более тщательное проектирование ВГВ, а также проведение комплекса ПГИ. Для решения последней задачи рекомендуется также прибегнуть к влагометрии: данные влагомера позволят оценить степень коалесценции газовых пузырьков. К комплексу ПГИ необходим метод термометрии – для контроля распределения температур по скважине.

Как известно, нормальное распределение температур по глубине соответствует геотермическому градиенту. Есть интервалы, в которых присутствуют температурные аномалии. В случаях, когда проектирование ВГВ реализуется для объектов, которые находятся в широтах с иным климатом, где температуры ниже, чем на объекте Neera.

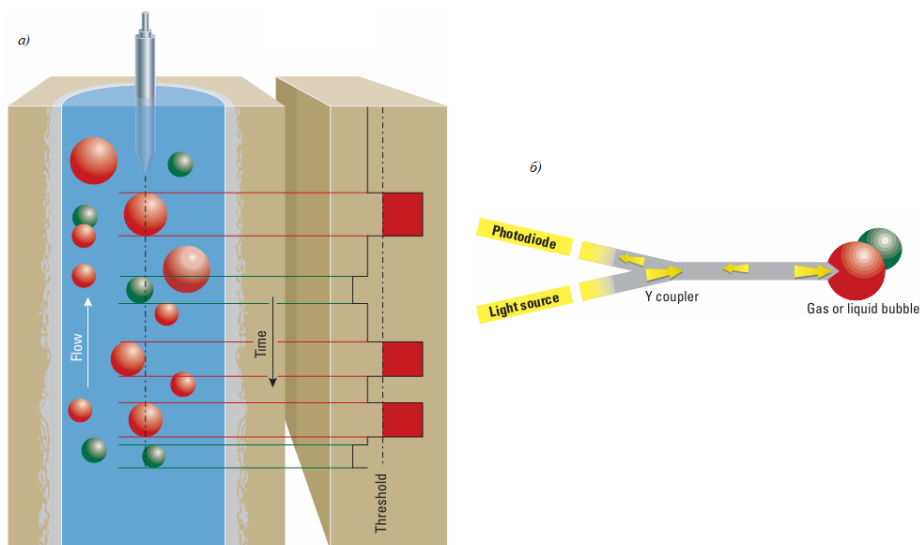


Рисунок 1. а) Каротажный прибор в стволе скважины; б) Схема эксплуатации датчика [1]

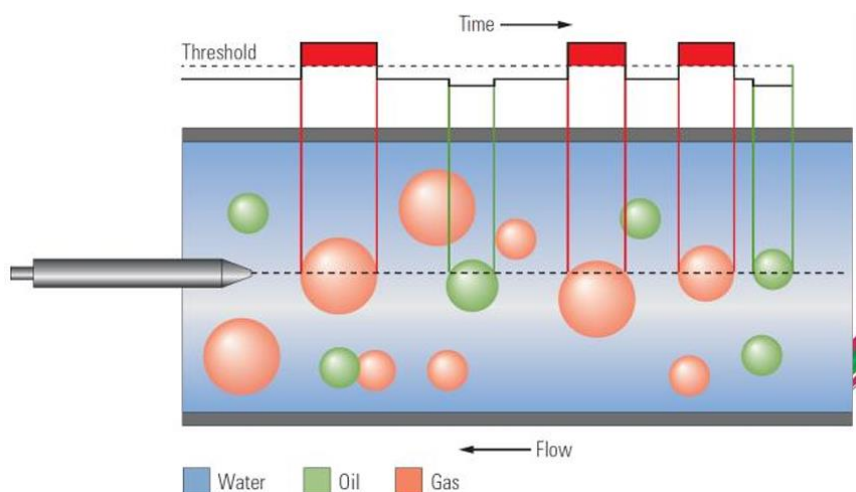


Рисунок 2. Схема прохождения лазерного луча сквозь поток водогазовой смеси. Оптический принцип действия – излучение света через оптоволоконно в поток и замер отражённого света: в воздухе или газе отражается 100% света, в воде – 40%, в нефти – менее 10% [1]

Увеличение эффективности водогазового воздействия способствует решению проблем нерациональной разработки, рассматриваемых в [1-13].

Выводы

Предложенный комплекс ПГИ позволит контролировать процесс закачки водогазовых смесей по стволам скважин и расширить область применения технологии ВГВ, что объясняется возможностью контроля коалесценции и своевременным принятием мер для её подавления. Контроль распределения температур в процессе закачки также позволит реализовывать безгидратную закачку.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Авторы выражают искреннюю благодарность коллективу кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» и организаторам конференции «Новые идеи в науках о Земле – 2025» за поддержку при подготовке данной работы и предоставленную возможность участия.

Библиография

1. Пилотная SWAG-закачка на морском м-р Heera (ONGC). Электронный ресурс. Режим доступа: [file:///C:/Users/gorel/Downloads/%D0%9F%D0%B8%-D0%BB%D0%BE%D1%82%D0%BD%D0%B0%D1%8F%20SWAG%D0%B7%D0%B0%D0%BA%D0%B0%D1%87%D0%BA%D0%B0%20%D0%BD%D0%B0%20%D0%BC%D0%BE%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%BC%20%D0%BC%D1%80%20Heera%20\(ONGC\)%20_23%2012%202015%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/gorel/Downloads/%D0%9F%D0%B8%-D0%BB%D0%BE%D1%82%D0%BD%D0%B0%D1%8F%20SWAG%D0%B7%D0%B0%D0%BA%D0%B0%D1%87%D0%BA%D0%B0%20%D0%BD%D0%B0%20%D0%BC%D0%BE%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%BC%20%D0%BC%D1%80%20Heera%20(ONGC)%20_23%2012%202015%20(1).pdf) (дата обращения: 28.02.2025)
2. Денисов А.В., Горелкина Е.И. Водогазовое воздействие на месторождении Heera: анализ ошибок и предложение по совершенствованию проекта // Нефть и газ: технологии и инновации. Тюмень, 2024. С. 76-80.
3. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию ТРИЗ / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
4. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2149256 С1, 20.05.2000.
5. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г.М. и др. // Патент RU 2119580 С1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
6. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л. и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.
7. Способ разработки нефтяной залежи / Мандрик И.Э. и др. // Патент RU 2349742 С1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
8. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
9. Gorelkina E. Approaches to the effective implementation of SWAG-technology and technology for intrastratal carbon dioxide generating // International Conference on Ensuring Sustainable Development: Ecology, Energy, Earth Science and Agriculture (AEES2023). 2024. P. 02004.
10. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения / Арефьев С.В. // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 104-109.
11. Способ изоляции зон поглощения в скважине / Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Берман А.В. // Патент на изобретение RU 2111337 С1, 20.05.1998. Заявка № 97114426/03 от 03.09.1997.
12. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2095548 С1, 10.11.1997.
13. Оптимизация процесса заводнения в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения Нефтегазовой Геологии и Геотехнологий. 2023. С. 695-699.

Регулирование процесса заводнения при неустойчивости фронта вытеснения нефти водой

***Казантаев В.А. * (МГРИ, vlad2003727@gmail.com),
Денисов А.В. (МГРИ, РАЕН, denisovav@mgri.ru)***

Аннотация

Технология добычи нефти с помощью закачки воды доказала свою технологическую и экономическую эффективность на многих объектах разработки России с широким диапазоном геолого-физических характеристик, многолетним опытом применения благодаря доступности, низкой сжимаемости воды наличию надежного отечественного оборудования. С самого начала использования данной технологии решались задачи поиска оптимальных решений по размещению нагнетательных скважин, времени начала и темпов закачки воды. Накоплен огромный опыт совершенствования технологии закачки воды с помощью гидродинамических, физико-химических, водогазовых методов. Однако на ряду с положительными аспектами заводнения нефтяных месторождений существуют и отрицательные – неустойчивость фронта вытеснения нефти водой, прорывы воды по каналам низкого фильтрационного сопротивления, рост обводненности добываемой нефти, формирование слабодренлируемых и застойных зон, содержащих остаточную нефть и не охваченных вытеснением. Учитывая, что технология заводнения останется основной технологией добычи нефти на большинстве нефтяных месторождений России, находящихся на поздней стадии разработки, улучшение показателей этого процесса является актуальной задачей.

На примере исследуемого участка рассмотрены возможности новой методики регулирования процесса заводнения при неустойчивости фронта вытеснения нефти водой.

Ключевые слова

Технология заводнения, вытеснение нефти водой, неустойчивость фронта заводнения, трассерные исследования

Теория

Эффективное применение технологии заводнения связано с необходимостью решения сложных задач о взаимном течении несмешивающихся флюидов разной вязкости в неоднородной пористой геологической среде под действием гидродинамических, капиллярных, гравитационных и прочих сил.

Данной тематике посвящено большое количество опубликованных работ с результатами теоретических и экспериментальных исследований [1-15]. В 1930 г. Лейбензон Л.С. вывел дифференциальные уравнения фильтрации. Понятие фазовой проницаемости впервые было введено Виковым и Ботсетом в 1936 г., концепцию относительной проницаемости в конце 1930-х г. сформулировал Моррис Маскет. Бакли и Леверетт в 1941 г. предложили модель совместного течения нефти и воды без учета капиллярного скачка насыщенности и действия гравитационных сил, в 1953 г. Рапопорт-Лис опубликовали систему уравнений, включающую в себя дополнительное уравнение, определяющее скачок давления на границе фаз. В 1958 г. Сафман и Тейлор опубликовали результаты экспериментальных исследований нарушения устойчивости фронта вытеснения в виде неограниченно разрастающихся языков вытесняющей жидкости. Математическая модель развития языков

вытесняющей жидкости была предложена в 1984 г. Баренблаттом. В настоящее время исследования продолжают в области физического моделирования на микроуровне, в области математического моделирования с использованием конечно-разностных методов моделирования течений, методов, основанных на линиях тока, методов теории перколяции.

Основные выводы вышеперечисленных работ относительно неустойчивости фронта вытеснения нефти водой можно сформулировать следующим образом:

- Существует условный фронт вытеснения, разделяющий нефть и воду, на котором происходит быстрое изменение (скачок) водонасыщенности от начального значения S_o до значения на фронте вытеснения S_f , со временем фронт вытеснения перемещается при этом скачок $S_o \rightarrow S_f$ сохраняется.
- Нарушения устойчивости фронта вытеснения происходят в виде неограниченно разрастающихся языков вытесняющей жидкости.
- Возникновение неустойчивости фронта вытеснения нефти водой контролируется значениями подвижностей и вязкостей нефти и воды, а также скоростью фильтрации.
- Использование модели вытеснения нефти водой Бакли-Лeverетта приводит появлению математически возможной, но физически не возможной многозначности водонасыщенности на фронте вытеснения.
- В промысловых условиях изменение скорости фильтрации для предотвращения нарушения устойчивости фронта вытеснения возможно осуществить регулированием режимов работы нагнетательных и добывающих скважин.

Поскольку решение дифференциальных уравнений фильтрации с учетом всех изменяющихся параметров представляет сложную и зачастую невыполнимую задачу в работах [6-10] для изучения нарушения устойчивости фронта вытеснения предлагается использовать теорию катастроф, которая исследует динамические процессы на предмет потери устойчивости, составляющие широкий класс нелинейных систем описываемых, в том числе квадратичными полиномами. Временные ряды динамики текущих и накопленных добычи нефти, отборов и закачки воды по скважинам за исследуемый период времени могут быть описаны системой дифференциальных уравнений моделей роста [5-11]:

$$\frac{dQ_i}{dt} = a_i Q_i^2 + b_i Q_i + c_i, i=o; w; z$$

где a_i, b_i, c_i – постоянные коэффициенты, а Q_i – соответственно накопленный показатель i фазы: нефти (o), отбора (w) и закачки (z) воды.

В работе [8] получены общие решения уравнения для всех возможных комбинаций параметров или коэффициентов полиномов, входящих в систему. Дискриминанты полиномов, а также их знаки (+ или –) являются управляющими параметрами, контролирующими существенные особенности и свойства решений. Отрицательное значение дискриминанта указывает на тренд к росту фазы, положительное на тренд к снижению, близкое к «0» на стабилизацию изменения фазы.

На рис.1 и табл.1 приведены данные и результаты трассерных исследований, проведенных на исследуемого участке, которые были сопоставлены с расчетами по новой методике определения изменения дискриминант по отборам нефти и воды для добывающей скважины 7785 и закачке воды для нагнетательной скважины 6433 (рис.2).

Изменения отборов нефти и воды по добывающей скважине происходят в фазе, замена 01.2008 ЭЦН 50/80 привела к росту отборов нефти и воды, но 06.2008 тренд изменился на снижение. Проведение 10.2008 ОПЗ на нагнетательной скважине с последующим увеличением закачки привело к стабилизации с 01.2009 параметров работы добывающей скважины. Это противоречит результатам трассерных исследований, согласно которым после ОПЗ образовались новые каналы поступления воды в скважину.

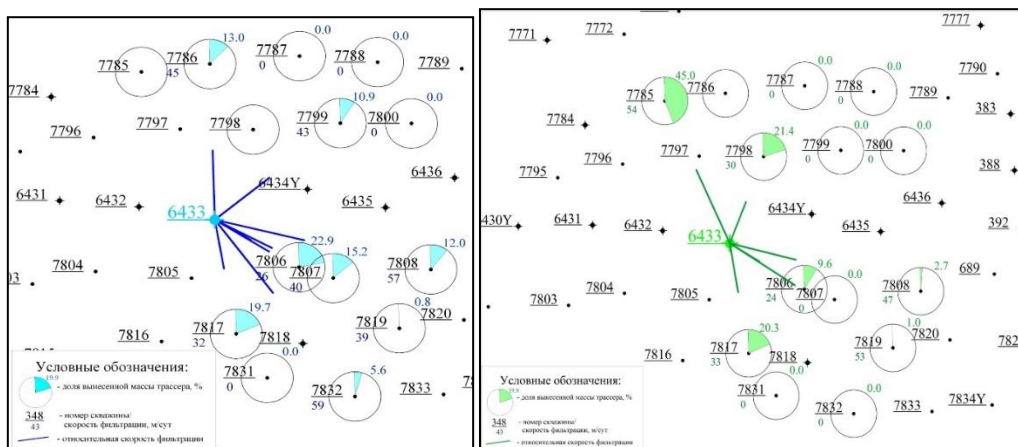
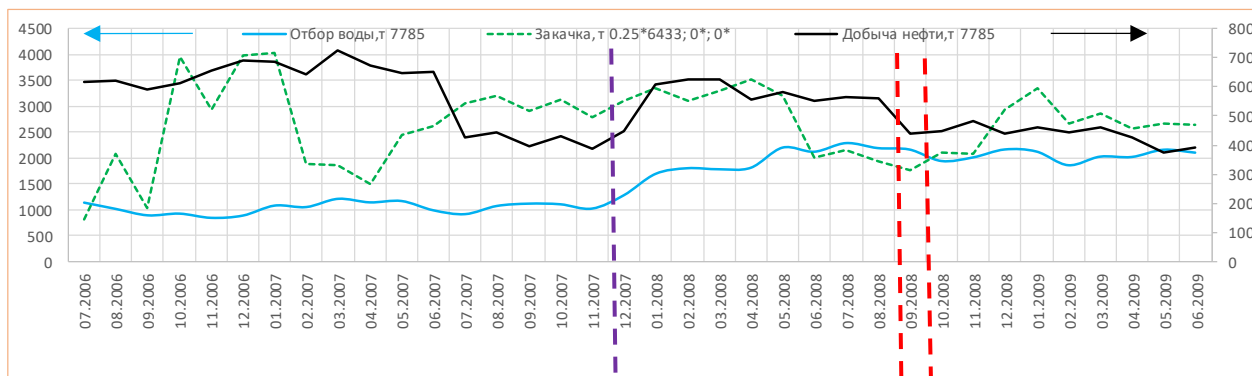


Рисунок 1. Трассерные исследования на нагнетательной скважине 6433 до и после проведения ОПЗ

Таблица 1. Результаты обработки трассерных исследований скв.7785

Скважина	Канал НФС	Накопленная масса, г	L, м	Объем канала НФС, м ³	Скорость, м/сут	Проницаемость, Д
7785	1	33,26	1058	186,5	126	4,77
	2	67,97		571,7	56	2,13
	3	181,98		1855,0 (0.1%V _п)	41	1,54
	Σ				54	2,06



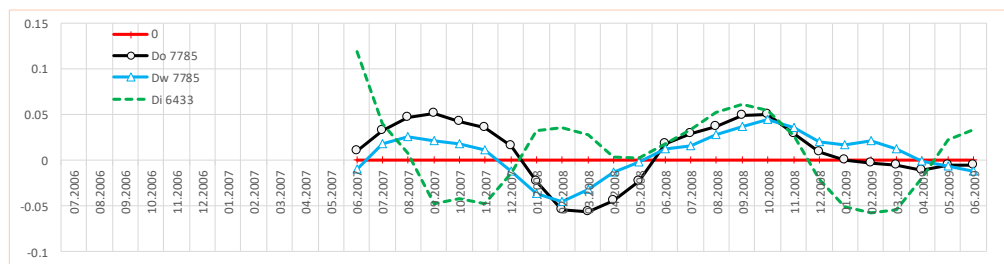


Рисунок 2. Динамика промысловых показателей работы и дискриминантных критериев скважины 7785 (01.2008 замена ЭЦН 50/80; 10.2008 закачка первого трассера; 10.2008 ОПЗ; 11.2008 закачка второго трассера)

Выводы

Нарушения устойчивости фронта вытеснения нефти водой происходят в виде неограниченно разрастающихся языков вытесняющей жидкости, контролируется значениями подвижностей и вязкостей нефти и воды, а также скоростью фильтрации и приводят к увеличению обводненности добываемой продукции.

В промысловых условиях изменение скорости фильтрации для предотвращения нарушения устойчивости фронта вытеснения возможно осуществить регулированием режимов работы нагнетательных и добывающих скважин, для чего рекомендуется использовать дискриминантный критерий [4-10].

Библиография

1. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. –С. 42-44.
2. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. – С. 44-48.
3. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2095548 С1, 10.11.1997.
4. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент RU 2149256 С1, 20.05.2000.
5. Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. –С. 54-58.
6. Оптимизация нефтяных залежей с использованием модели роста / Денисов А.В. и др. // Вестник РАЕН. 2019. №1. С. 21-25.
7. 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, pp.1695-1710.
8. Методика восстановления оптимального режима функционирования системы пласт – скважина с учетом неустойчивости фронта вытеснения / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 52-57.
9. Моделирование эволюции геофлюидодинамических углеводородных систем в условиях неустойчивости фронта вытеснения / Денисов А.В. и др. // Вестник РАЕН. 2020. Т. 20. № 3. С. 50-55.

10. New optimization criteria of waterflood patterns preventing premature water breakthrough in the context of water-oil displacement front instability / Tumanova V.D. and al. // 7th Scientific Exploration Conference - Tyumen 2021. 7. 2021. p. 50063.
11. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых / Арефьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34-39.
12. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти / Мандрик И.Э. и др. // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76-80.
13. Способ разработки нефтяной залежи / Сулейманов Б.А. и др. // Патент RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997.
14. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арефьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.
15. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / Барьюдин В.Л., Малышек Г.В., Свищев Ю.М., Анисимов В.Ф. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52-55.

Современное состояние и перспективы развития нефтегазодобычи на шельфе Печорского моря

**Кулешова М.Р.* (МГРИ, miladakuleschova@yandex.ru),
Харченко Ю.А. (РАЕН, МГРИ, kharchenkoya@mgri.ru)**

Аннотация

Работа посвящена характеристикам Печорского моря, включая его площадь, глубины, ледовитость и климатические особенности. Особое внимание уделено ресурсному потенциалу региона, в частности нефтегазовым месторождениям, таким как Приразломное, Долгинское, Варандей-море и Медыньское-море. Описаны геологические особенности, запасы углеводородов и технологии разработки, включая использование ледостойкой платформы «Приразломная». Рассмотрены перспективы развития нефтегазодобычи в условиях Арктики.

Ключевые слова

Печорское море, нефтегазовые месторождения, Приразломное месторождение, ресурсный потенциал, нефтегазодобыча

Теория

Печорское море, являющееся частью Баренцева моря, представляет собой мелководный арктический регион с уникальными климатическими и гидрологическими условиями (Рис.1) [1-3].

Характеристики моря:

- Площадь: 81 263 км².
- Объём: 4 380 км³.
- Наибольшая глубина: 210 м.
- Средняя глубина: 6 м.

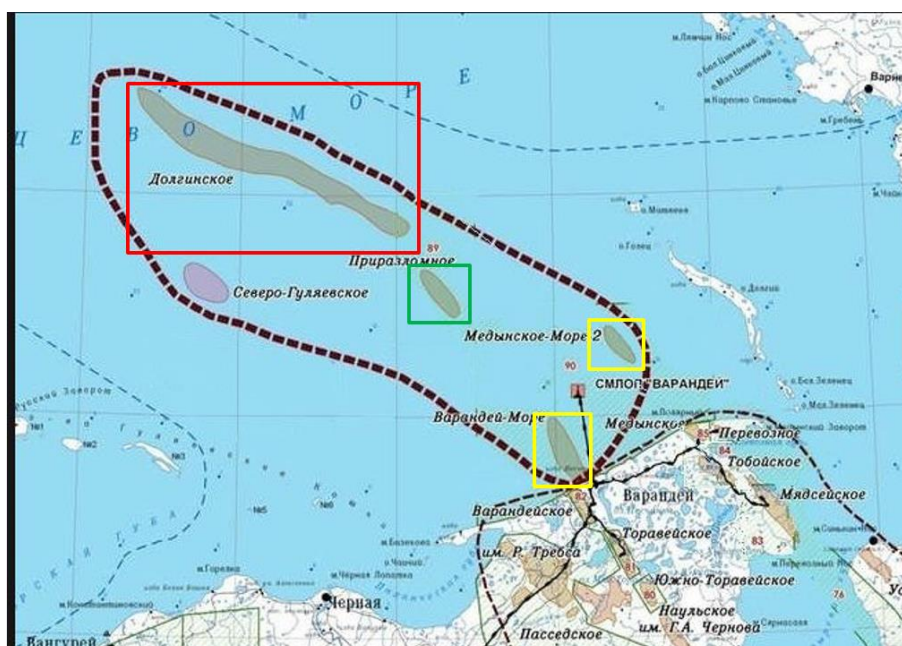


Рисунок 1. Карта месторождений Печорского моря

1. Климат:

Климат Печорского моря — арктический и субарктический. Зимы длинные и холодные, с температурами, опускающимися до -20°C и ниже. Лето короткое и прохладное, средние температуры редко превышают $+5-10^{\circ}\text{C}$. Характерны сильные ветры, частые штормы и туманы, особенно в осенний и зимний периоды [3,4,7].

2. Ледовитость:

Печорское море значительную часть года покрыто льдом. Ледовый сезон длится с октября по июнь. В зимние месяцы море практически полностью замерзает, образуя устойчивый ледовый покров. Летом лед частично тает, но даже в самые теплые месяцы могут сохраняться отдельные льдины и плавучие льды. Ледовитость зависит от сезона и климатических изменений. В последние годы наблюдается тенденция к уменьшению ледового покрова из-за глобального потепления [5-7].

3. Глубины:

Печорское море относится к мелководным морям. Средние глубины составляют около 6–20 метров, а максимальные глубины не превышают 210 метров. Рельеф дна относительно ровный, с небольшими впадинами и поднятиями. В районе Печорской губы глубины минимальны, что связано с впадением реки Печоры, которая выносит большое количество осадков [1].

4. Гидрологический режим:

Вода в море холодная, температура летом редко превышает $+5-7^{\circ}\text{C}$, а зимой опускается до $-1,5^{\circ}\text{C}$. Соленость воды варьируется: вблизи устья Печоры она ниже из-за опреснения речными водами, а в открытой части моря соленость достигает 32–34‰ [2].

Шельф Печорского моря является продолжением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которая уже хорошо изучена на суше. Здесь выделяются несколько крупных осадочных бассейнов, содержащих перспективные нефтегазовые структуры [1-3].

Крупные месторождения:

- **Приразломное месторождение** — одно из самых известных в Печорском море. Оно было открыто в 1989 году и содержит значительные запасы нефти. Извлекаемые запасы нефти составляют 71,96 млн тонн [1-3].

- **Долгинское месторождение** — крупное нефтяное месторождение, расположенное в южной части моря. Извлекаемые запасы нефти по категориям C1+C2 - 235,8 млн т (C1 - 0,9 млн т) [1-3].

- **Варандей-море** — группа месторождений, включающая нефтяные и газовые залежи. Извлекаемые запасы нефти по категориям C1+C2 составляют 5,8 млн т [1-3].

- **Медынское-море** — перспективное месторождение, где обнаружены запасы нефти и газа. Извлекаемые запасы нефти месторождения Медынское-море по категориям C1+C2 составляют 97,4 млн т [1-3].

Ресурсный потенциал региона до конца не изучен, и существует вероятность открытия новых месторождений.

Приразломное месторождение — это единственное на сегодняшний день месторождение на арктическом шельфе России, где ведется промышленная добыча нефти. Оно расположено в Печорском море, в 60 км от берега, на глубине моря около 19–20 метров. Месторождение было открыто в 1989 году, а его разработка началась в 2013 году [4,5,7].

Основные характеристики:

1. Геологические данные:

- Глубина залегания нефтяных пластов: 2,3–2,7 км [4].
- Тип нефти: плотная, сернистая (содержание серы около 2,3%) [5].
- Нефть относится к марке ARCO (Arctic Oil), которая специально адаптирована для условий Арктики [4-6].

2. **Запасы:**

- Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 70 млн тонн.
- Общие геологические запасы составляют около 250 млн тонн.

Конструкция платформы:

Для разработки Приразломного месторождения используется уникальная ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) «Приразломная». Это единственная в мире платформа, способная работать в условиях арктического шельфа [6,8].

1. **Основные характеристики платформы:**

- Высота: 126 метров (с учетом подводной части).
- Вес: более 500 000 тонн.
- Устойчивость: платформа способна выдерживать ледовую нагрузку, удары айсбергов и экстремальные температуры (до -50°C).
- Оснащение: платформа оборудована буровыми установками, системами хранения нефти, жилыми модулями для персонала и системами безопасности [8].

2. **Особенности конструкции:**

- Платформа установлена на дне моря и закреплена с помощью гравитационного основания, что обеспечивает ее устойчивость.
- На платформе предусмотрены резервуары для хранения нефти объемом до 120 000 тонн.
- Для защиты от айсбергов вокруг платформы установлена система мониторинга и отклонения ледовых масс [6-8].

Транспортировка нефти:

- Нефть с платформы «Приразломная» транспортируется с помощью **танкеров ледового класса**.
- Используются танкеры типа **ARC7**, способные работать в условиях арктических льдов.
- Налив нефти на танкеры осуществляется непосредственно на платформе [7,8].

Перспективы развития нефтегазовых ресурсов Печорского моря могут иметь два пути: создание единой инфраструктуры с использованием Приразломного месторождения и строительство новых морских платформ с использованием передовых технологий. Перспективы развития добычи на Приразломном месторождении связаны с оптимизацией разработки текущих горизонтов, освоением новых залежей в глубоких девонско-силурийских отложениях, а также с применением методов увеличения нефтеотдачи, которые позволяют максимизировать извлечение углеводородов и повысить рентабельность проекта [9, 10]. Это позволит не только увеличить добычу, но и усилить эффективность разработки месторождения в сложных арктических условиях.

Выводы

Печорское море представляет собой мелководный арктический регион с суровым климатом и значительной ледовитостью. Несмотря на сложные природные условия, оно обладает огромным ресурсным потенциалом, особенно в области нефтегазодобычи. Крупные

месторождения, такие как Приразломное, Долгинское, Варандей-море и Медыньское-море, подтверждают стратегическое значение региона. Разработка месторождений, включая использование уникальной ледостойкой платформы «Приразломная», демонстрирует успешное применение передовых технологий. Перспективы развития нефтегазовой отрасли в Печорском море остаются высокими, хотя требуют учета экологических рисков и влияния глобального потепления.

Библиография

1. Ступакова А.В., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А. [и др.] Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа // Вести газовой науки. – 2016. – № 4 (28). – С. 154–164.
2. Дзюбло А.Д., Сидоров В.В., Зонн М.С., Акаджанянц И.Г. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнефранского мегакомплекса шельфа Печорского моря // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2021. – № 4. – С. 70–81.
3. Дзюбло А.Д., Харченко Ю.А., Сторожева А.Е., Сидоров В.В., Петренко В.Е., Иванов А.Н., Бондаренко В.А. Нефтегазоносность, обустройство и разработка месторождений континентального шельфа: Монография. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2024 – с. ISBN 978-5-91961-507-1
4. Никитин Б.А., Харченко Ю.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа // Москва, 2018. Том Часть 1.
5. Харченко Ю.А. На месторождениях континентального шельфа // диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / ОАО "Зарубежнефть". Москва, 2004.
6. Харченко Ю.А., Богатырева Е.В., Мансуров М.Н. Морские операции при освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа // Москва, 2020.
7. Харченко Ю.А., Потысьев Е.А. Обустройство шельфовых месторождений в Арктике // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. № 5 (65). С. 20–22.
8. Харченко Ю.А., Шункин М.Н. ППБУ в ледовых условиях вероятностный анализ безопасности эксплуатации // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 1 (121). С. 14–18.
9. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов. (ЕСОЭН) / Арёфьев С.В. и др. // Геология и недропользование. – 2022. – № 5 (9). – С. 78–86.
10. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых / Арёфьев С.В. и др. // Нефтяное хозяйство. 2022. № 4. С. 38–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-38-43

Методы снижения ледовых нагрузок при разработке месторождений углеводородов на арктическом шельфе

***Курабеков А.Т.* (МГРИ, kurabekov.abil@mail.ru),
Харченко Ю.А. (МГРИ, kharchenkoya@mgri.ru)***

Аннотация

Разработка углеводородных месторождений на арктическом шельфе сопровождается значительными ледовыми нагрузками, обусловленными длительным сохранением ледового покрова, дрейфом ледовых полей, воздействием торосов, угрозой айсбергов. Хотя потенциальные столкновения с айсбергами ранее рассматривались как критическая угроза, современные системы мониторинга и прогноза их движения, успешно применяемые, например, на морских платформах Канады, позволяют минимизировать этот риск. В связи с этим основное внимание при проектировании платформ сосредоточено на воздействии ледовых полей. Важной задачей является не только учет глобальных нагрузок от льда, воздействующих на всю конструкцию, но и их локальное воздействие на периферийные участки платформы, которые должны поглощать и рассеивать нагрузку.

В работе рассматриваются методы снижения ледовых нагрузок, включающие конструктивные решения, ледокольное сопровождение и активные технологии управления льдом, что позволяет повысить надежность эксплуатации платформ в экстремальных условиях Карского моря.

Ключевые слова

Арктический шельф, морская платформа, дрейфующие льды, торосы, айсберги, мониторинг ледовой обстановки, устойчивость платформы

Теория

Карское море характеризуется тяжелыми ледовыми условиями, где ледяной покров сохраняется до девяти месяцев в году. Толщина льда может достигать 2 метров, а высота торосов – 10 метров, что создает значительные нагрузки на платформенные конструкции. Ледовые поля находятся в постоянном движении под воздействием ветра и течений, вызывая как статические, так и динамические нагрузки.

Ледовые нагрузки подразделяются на несколько типов: статические (постоянное давление ледового покрова), динамические (влияние дрейфующего льда) и ударные (контакт с айсбергами или крупными ледовыми массами) [1]. Основным источником нагрузок в морях Арктики являются именно дрейфующие ледовые поля, так как система мониторинга айсбергов позволяет своевременно отслеживать и предотвращать их столкновение с платформами [2].

Современные системы мониторинга ледовой обстановки включают спутниковое и авиационное наблюдение, гидроакустические системы, а также датчики давления льда на платформе. На примере платформы «Приразломная» можно отметить, что интеграция таких систем позволяет предсказывать поведение льда и корректировать действия по защите конструкции [3].

Эффективное управление ледовой обстановкой (УЛО) направлено на снижение ледовых нагрузок и предотвращение образования чрезмерных ледовых скоплений вокруг платформы [4-6]. При своевременном получении прогноза дрейфа льда, со стороны

предполагаемого направления дрейфа на расстоянии 1 мили от платформы, а также вокруг платформы, где это допустимо, должна быть создана зона битого льда.



Рисунок 1. Влияние ледового нагромождения на конструкцию платформы

Для этого используют ледокольное сопровождение. Оно обеспечивается специализированными судами, которые разрушают ледовые образования, превращая их в обломки. Это снижает вероятность значительного давления льда и его нагромождения на конструкцию. Существует несколько манёвров ледоколов для разрушения льда на подходах к платформе, выполняемые одним либо двумя судами одновременно [1].

К ним можно отнести следующие маневры:

- 1) Наложённые циркуляции
- 2) Лесенка
- 3) Параллельные каналы

На втором этапе, когда разбитый дрейфующий лёд начинает взаимодействовать с платформой, основная задача управления этим процессом сводится к предотвращению примерзания ледяного образования к боковым поверхностям платформы.

Для этого прибегают к следующим методам:

- **Гидродинамическое воздействие** – направленные потоки воды используются для подмыва и ослабления ледовых образований, что предотвращает их сплочение и примерзание у платформы.
- **Использование скошенных бортов у платформы** – при столкновении с наклонной поверхностью, нагрузка ото льда распределяется таким образом, что в самом ледяном массиве возникают силы, превышающие его прочность на изгиб. Это приводит к тому, что лед ломается по линии изгиба, а не распадается на части как при прямом столкновении с вертикальной стеной. Трещины могут распространяться вдоль поверхности льда, и этот процесс деформации позволяет льду постепенно «соскальзывать» по наклонной поверхности.
- **Механическое разрушение льда** – включает использование судов с усиленными корпусами, оснащенных ледорезами, экскаваторами, а также применение вибрационных и ударных систем для локального разрушения ледяных массивов.
- **Тепловые методы** – предполагают применение систем подогрева, предотвращающих налипание льда на конструкцию платформы и разуплотняющих ледовые поля вблизи объекта.
- **Химические реагенты** – ограниченно применяются для изменения структуры льда и снижения его прочности, однако их использование регулируется с учетом экологических требований

Выводы

Применение комбинированных методов защиты от ледовых нагрузок позволяет значительно повысить безопасность эксплуатации платформ на арктическом шельфе. Оптимизация формы платформы, ледокольное сопровождение и активные методы управления льдом являются ключевыми направлениями для минимизации ледовых воздействий.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Авторы выражают благодарность Кафедре разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа за организацию и предоставленную возможность участия в конференции «Новые идеи в науках о Земле – 2025».

Библиография

1. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: учеб. пособие. Ч. 1. Предынвестиционная и инвестиционная стадии / Б.А. Никитин, Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018.
2. Российская Арктика 3(10)/2020. Особенности распределения айсбергов по данным судовых наблюдений в Карском море в 2004-2019 Гг. Павлова Е.А., Алексеева Т.А., Миронов Е.У, Смоляницкий В.М., 2020.
3. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: учеб. пособие. Ч.2. Предынвестиционная и инвестиционная стадии / Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018.
4. Харченко Ю.А., Потысьев Е.А. Перспективность применения комбинированного вида обустройства нефтегазовых месторождений на шельфе замерзающих морей // Электронный журнал «Neftegaz.ru». 2017. №5.

5. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 1 (121). С. 42-49.

6. Харченко Ю.А. Энергосберегающие системы сбора углеводородов на месторождениях континентального шельфа: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / ОАО "Зарубежнефть". Москва, 2004.

Рациональное использование попутного нефтяного газа на месторождениях Республики Конго

Нгома Ш.Ж. * (МГРИ, cherbainngoma5@gmail.com),
Базебифуа Т.Л.Э. (МГРИ, eruditbazebifoua@gmail.com),
Денисов А.В. (МГРИ, РАЕН, denisovav@mgri.ru)

Аннотация

В конце 1970-х годов Республика Конго стала крупным производителем нефти, добыча нефти неуклонно росла и достигла текущих значений 14,2 млн.т/год. Как известно процесс добычи нефти сопровождается выделением из нефти при сепарации смеси углеводородных газов, которые при отсутствии необходимой инфраструктуры сжигаются на факельных установках непосредственно на объектах добычи [2-5]. До недавнего времени на разрабатываемых нефтяных месторождениях морского шельфа Республики Конго попутный нефтяной газ частично закачивался в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи, а частично сжигался на факельных установках.

Представленный доклад посвящен актуальной для Республики Конго и всего мира проблеме снижения непроизводительного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) наносящего вред экологии региона и увеличивающего парниковый эффект. Рассмотрены принимаемые правительством Республики Конго решения по снижению факельного сжигания ПНГ, а также возможные пути повышения эффективности достижения поставленной цели.

Ключевые слова

Добыча нефти, попутный нефтяной газ, сжиженный природный газ, углекислый газ, парниковые газы, углеродный след

Теория

В конце 1970-х годов Республика Конго стало крупным производителем нефти, в 1990-х годах добыча значительно выросла до 10 млн.т/год и достигла текущих значений 14,2 млн.т/год заняв в 2022 году шестое место среди африканских производителей сырой нефти. По состоянию на 22 июня 2018 года является полноправным членом Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК). Почти все углеводороды в стране добываются на шельфе (рис.1). Основные показатели нефтегазовой промышленности представлены в табл.1.[8-9].

Таблица 1. Основные показатели нефтегазовой промышленности Республики Конго

Доказанные запасы сырой нефти на конец 2020 г.(млн т)	397
Доказанные запасы природного газа (млрд куб. м)	284
Добыча сырой нефти 2023 г.(млн.т в год)	14.2
Добыча природного газа (млрд куб. м)	0.425
Мощность нефтеперерабатывающего завода (млн.т в год)	1.05
Экспорт сырой нефти (млн.т в год)	12.45
Добыча попутного и природного газа (млрд.м3)	7.95
Объем сжигания попутного газа в 2023 г. (млрд.м3)	1.67
Процент сжигания газа на факелах	21%

Нефтяная промышленность в основном управляется иностранными компаниями и сосредоточена в прибрежном городе Пуэнт-Нуар, где компания Congolaise de Raffinage (Coraf) управляет нефтеперерабатывающим заводом Пуэнт-Нуар мощностью 1 млн.т/год.

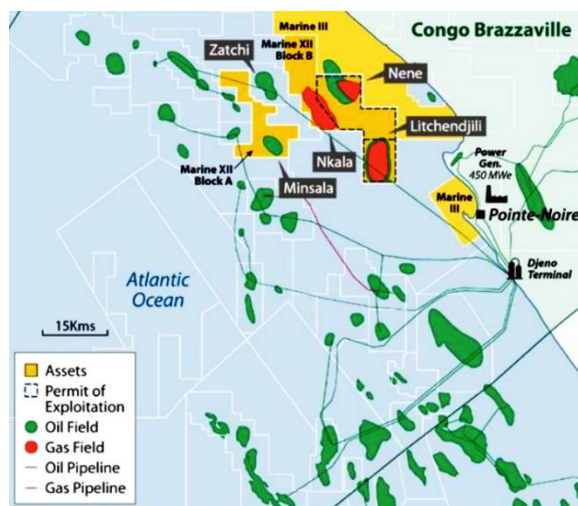


Рисунок 1. Карта месторождений углеводородов Республики Конго

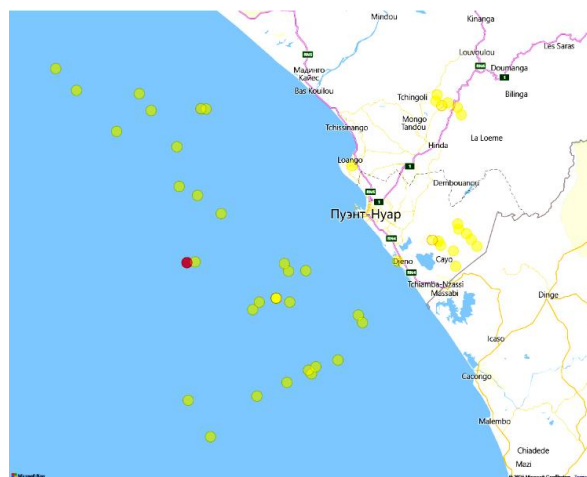


Рисунок 2. Карта факельных установок сжигания ПНГ

По данным обработки космических спутниковых снимков на долю Республики Конго приходится 1,67 млрд.м3 факельного сжигания попутного нефтяного газа [1].

С точки зрения общественного здравоохранения, сжигание попутного газа приводит к неполному сгоранию углеводородов, в результате чего образуются всевозможные вредные соединения. Если газ также содержит CO₂, H₂S или другие примеси, то этот эффект гораздо сильнее. Последствия затрагивают как население, так и сельское хозяйство (кислотные дожди, тяжёлые металлы). Кроме того, непродуктивное использование ПНГ усугубляет глобальные

экологические проблемы: нарушение озонового слоя, кислотные дожди, парниковый эффект, таяние арктических льдов и другие [8].

Правительство Республики Конго выбрало наиболее предпочтительный способ рационального использования ПНГ – сбор, транспортировку и переработку на газоперерабатывающем заводе с получением отдельных продуктов. Полученный метан направляется на получение электроэнергии и внутреннее потребление, а также на получение СПГ и далее на экспорт. Пропан-бутановая фракция направляется на внутреннее потребление и получение СУГ.

Итальянская энергетическая компания Eni является оператором знакового проекта строительства завода производства СПГ Tango FLNG, первая фаза этого проекта, начала экспортировать СПГ в конце февраля 2024 года с производительностью 29 млрд. м³ в год. Строится второй, более крупный завод по производству СПГ, который планируется ввести в эксплуатацию в 2025 году. Этот завод значительно увеличит производственные мощности примерно до 115 млрд. м³ в год и будет расположен рядом с блоком Marine XII, основным источником поставок природного газа [10-11].

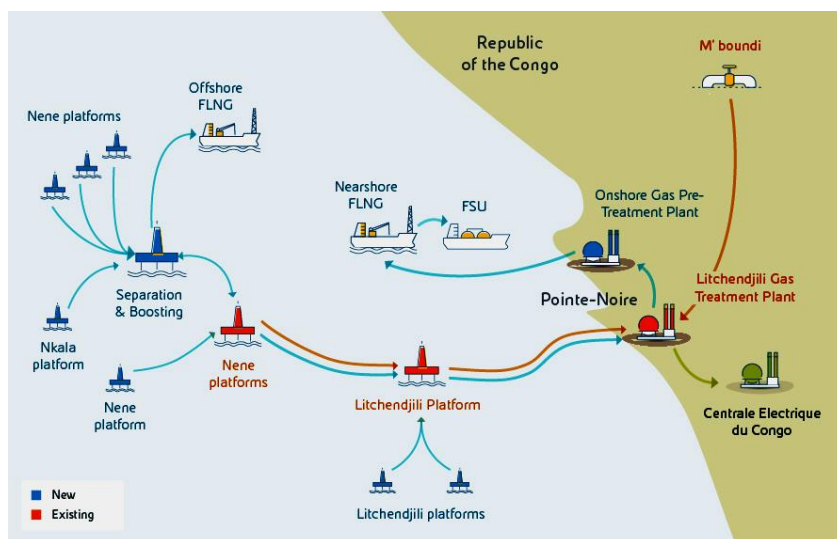


Рисунок 3. Проект использования попутного нефтяного газа в Республике Конго

В сентябре 2019 года ЛУКОЙЛ приобрел 25%-ю долю в проекте по добыче углеводородов Marine XII на шельфе Республики Конго (Eni – 65%, оператор; Société Nationale des Pétroles du Congo – 10%). Проект разрабатывается на условиях соглашения о разделе продукции со сроком до 2039 года [6].

Лицензионный участок площадью 571 кв. км расположен в 20 км от берега. Глубина моря в районе участка составляет от 20 до 90 м. В пределах участка открыто пять месторождений, на двух из которых (нефтяном Nene и газоконденсатном Litchendjili) ведется добыча. Добываемая нефть в основном легкая малосернистая.

Компания ЛУКОЙЛ обладает опытом достижения 98% уровня использования ПНГ в том числе на шельфе Северного Каспия, постоянно работает над повышением экологической безопасности, использует технологии нулевого сброса, спутникового мониторинга и воспроизводства биоресурсов [6-7].

Выводы

Проблема снижения непроизводительного сжигания 1,67 млрд.м³ попутного нефтяного газа является актуальной для Республики Конго.

Правительство Республики Конго выбрало наиболее предпочтительный способ рационального использования ПНГ – сбор, транспортировку и переработку на газоперерабатывающем заводе с получением отдельных продуктов и использования их для генерации электроэнергии и внутреннего потребления, а также получение СПГ.

Достижение 95-98% уровня использования попутного нефтяного газа является достижимой целью, для этого рекомендуется использовать в том числе опыт и возможности российской компании ЛУКОЙЛ.

Благодарности

Заведующему и сотрудникам кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений нефтегазового факультета МГРИ

Библиография

1. Глобальные данные о сжигании газа на факелах.
<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>.
2. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В. Проблемы рационального использования попутного нефтяного газа. Вестник РАЕН. 2011. № 5. С. 55.
3. Шахвердиев А.Х., Харченко Ю.А. Этапы освоения месторождений нефти и газа континентального шельфа: учебное пособие. –М.: МГРИ. 2025. –86 с.
4. Природная и техногенная эмиссия выбросов парниковых газов: негативные последствия для экосистем и пути их предотвращения: тезисы научной конференции / Ибрагимов И.Ш. и др. // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4 (23). С. 62.
5. Мамедов Ю.Г. Обобщение мирового опыта разработки нефтяных месторождений // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2000. №11-12. С.14-29.
6. ЛУКОЙЛ. Бизнес. Зарубежные проекты. Республика Конго.
<https://lukoil.ru/Business/Upstream/Overseas>.
7. ЛУКОЙЛ в 2027 г. завершит строительство комплекса переработки газа на площадке Ставролена Источник: <https://neftegaz.ru/news/Gazohimija/683892-lukoil-v-2027-g-zavershit-stroitelstvo-kompleksa-pererabotki-gaza-na-ploshchadke-stavrolena>.
8. Itoua, P., Manguet, D. and Mouanda-Mouanda, G. (2021) Impact of Gas Production, Utilization and Flaring on Economic Growth: Evidence from the Republic of Congo. Open Journal of Business and Management, 9, 1492-1509.
9. Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024.
<https://www.energyinst.org/statistical-review>.
10. Eni начала поставку газа на Tango FLNG в Конго. Источник: <https://neftegaz.ru/news/shelf/809885-eni-nachala-postavku-gaza-na-tango-flng-v-kongo/?ysclid=m7j1nrifxd928493645>.
11. Congo LNG - первый проект по экспорту природного газа.
<https://www.eni.com/en-IT/actions/global-activities/republic-congo/lng.html>.

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на поздней стадии разработки нефтяного месторождения

***Панферов А.Д. * (МГРИ, panferov_01@inbox.ru),
Денисов А.В. (МГРИ, denisovav@mgri.ru)***

Аннотация

Представленный доклад посвящен актуальной для большинства месторождений Западной Сибири теме повышения эффективности системы поддержания пластового давления. Как известно, многие эксплуатационные объекты находятся на поздней стадии разработки и характеризуются пониженными значениями пластового давления, высокой обводненностью добываемой продукции, формированием каналов низкого фильтрационного сопротивления, неустойчивостью фронта вытеснения, ухудшением мобильности воды, образованием застойных и слабодренлируемых зон с остаточной нефтью, снижением показателей работы нагнетательного фонда. На примере нагнетательной скважины 6433 рассмотрены основные проблемы эксплуатации характерные для поздней стадии разработки. Предложены пути повышения эффективности ее работы.

Ключевые слова

Нагнетательная скважина, система поддержания пластового давления, технология заводнения, технологическая эффективность

Теория

Разработка большинства нефтяных месторождений Западной Сибири включает в себя создание и эксплуатацию системы поддержания пластового давления, основными функциями которой является восполнение затрачиваемой на добычу нефти энергии пласта и эффективное вытеснение нефти к забоям добывающих скважин. Закачка воды является наиболее доступным, технологичным и экономически обоснованным вторичным методом добычи нефти. Начиная с первой промышленной реализации законтурного заводнения в 1948 г. на Туймазинском месторождении [1] накоплен огромный опыт проектирования и реализации различных систем разработки с поддержанием пластового давления закачкой воды: варьировались методы объединения пластов в эксплуатационные объекты, схемы размещения и тип скважин, расстояния между скважинами, время начала закачки воды, темпы закачки воды и отбора жидкости. Проектные документы на разработку нефтяных месторождений в обязательном порядке содержат различные варианты реализации систем поддержания пластового давления заводнением.

Критериями эффективной работы системы ППД являются показатели длительности безводной добычи нефти, текущий коэффициент извлечения нефти, значения пластового давления, коэффициенты компенсации как по всему эксплуатационному объекту, так и по элементам заводнения.

Как известно, возможный конечный коэффициент извлечения нефти при использовании технологии заводнения определяется по формуле А.П.Крылова

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}},$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти определяется в соответствии с требованиями ОСТ 39-195-86 в лабораторных условиях,
 $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата залежи заводнением на конец разработки, для определения которого предлагаются различные методики и оценки [1] и который зависит в первую очередь от состояния нагнетательного фонда скважин, а именно степени охвата эксплуатационного объекта закачкой как по площади, так и по мощности.

Рассмотрим пример нагнетательной скважины 6433 объекта разработки БС10₂₋₃ месторождения Западной Сибири. Фильтрационно-емкостные характеристики пропластков в районе нагнетательной скважины ухудшаются с глубиной: проницаемость от 1110 до 1 мД; пористость от 24 до 16%; начальная нефтенасыщенность от 78 до 46%. Верхняя часть разреза относится к баровым отложениям, а ухудшение ФЕС с глубиной связано, большей частью, с уменьшением размеров зерен и увеличением глинистости.

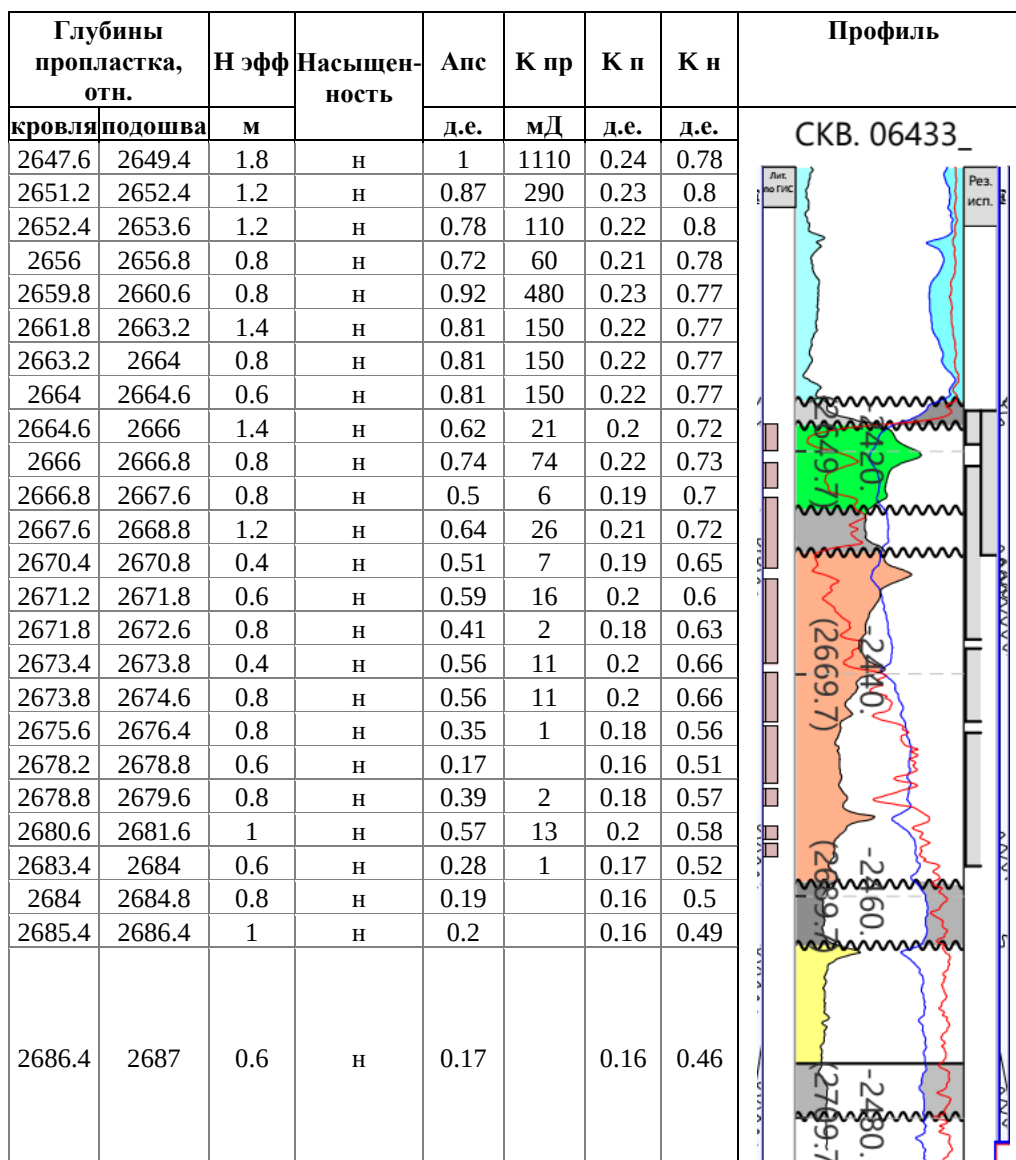


Рисунок 1. РИГИС и профиль нагнетательной скважины 6433

Скважина 6433 переведена под закачку воды с начала 1992 г. с высокой приемистостью 400-1000 м³/сут, расстояния до добывающих скважин >600м (кроме скв.7805 – 400м), рост обводненности в этих скважинах происходил с 1994 по начало 2000 г. Большинство окружающих добывающих скважин имеют высокие значения накопленной добычи нефти >300 тыс.т и отборов воды >800 тыс.т.

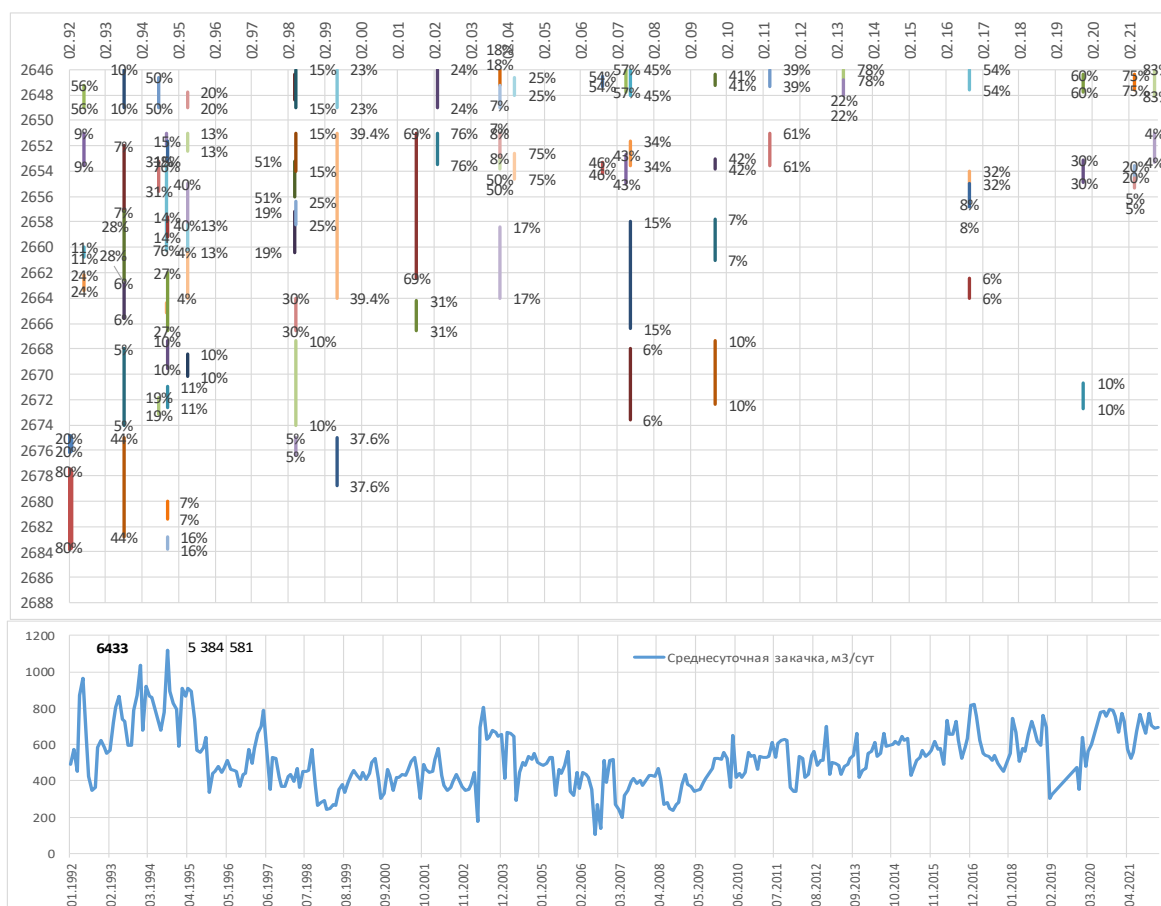


Рисунок 2. Потокометрия по проведенным ПГИ и динамика приемистости нагнетательной скважины 6433

В процессе эксплуатации наг.скв.6433 профиль приемистости изменился значительно, нижняя часть объекта разработки была охвачена вытеснением только в начальный период до 2002 г, таким образом в нижней части пласта в районе скв.6433 возможно образование застойной зоны, тем более, что скважина была в отработке менее года и накопленная добыча нефти по ней 19 тыс.т., при геол.запасах оцениваемых примерно 811 тыс.т (h_n=30 м).

По данным последнего ПГИ (10.2021 г.) 83% воды поглощается в верхнем интервале (2.1 м), текущий забой на уровне 2656.1 м, отмечается работа объекта, находящегося за стоянкой прибора (поглощение).

В сложившейся ситуации для увеличения охвата заводнением по мощности эксплуатационного объекта в первую очередь необходимо блокирование водопроводящих каналов в интервале 2646-2648.1, для чего рекомендуется использовать технологию создания изоляционного барьера закачкой регулируемого вязкоупругого

состава (РВУС) и последующей закачкой водного раствора, содержащего полимер акрилового ряда и глинопорошок (поддерживающий состав – ПС). Данная технология защищена патентами РФ [7-8].

Закачка водного раствора, содержащего полимер акрилового ряда и глинопорошок, приводит к образованию в высокопроницаемом интервале призабойной зоны устойчивого полимердисперсного барьера за счет набухания глинопорошка, что усиливает тампонирующие особенности технологии. Для проведения технологических операций РВУС+ПС на нагнетательных скважинах используется стандартное промышленное оборудование, небольшие количества отечественных химреагентов. После создания изоляционного барьера необходимо проведение промыслово-геофизических исследований, по результатам которых принимаются решения о дополнительных перфорационных работах.

Выводы

В процессе длительной эксплуатации нагнетательных скважин происходит ухудшение их параметров работы, образование каналов низкого фильтрационного сопротивления, что сказывается на снижении коэффициента охвата объекта разработки заводнением. Для устранения данной проблемы предлагается использовать малозатратную отечественную технологию создания изоляционного барьера закачкой водного раствора, содержащего полимер акрилового ряда и глинопорошок (ПС) с последующей закачкой регулируемого вязкоупругого состава (РВУС).

Благодарности

Заведующему и сотрудникам кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений нефтегазового факультета МГРИ

Библиография

1. Крылов А.П. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – М. –Л.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1948.
2. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42-44.
3. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра. 2004. – 452 с.
4. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44-48.
5. Шахвердиев А.Х. Мандрик И.Э., Панахов Г.М. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2010. 420 с.
6. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
7. Патент РФ № 2159328. Способ изоляции высокопроницаемых интервалов пласта в скважине / И.С.Джафаров // 2000.
8. Патент РФ № 2111337. Способ изоляции зон поглощения в скважине / Г.М. Панахов и др. //– М., 1998.

Актуальная проблематика разработки низкопроницаемых коллекторов нефти, мировой обзор

Сергеев А.Д. * («ФБУ ГКЗ», biturd8@gmail.com)

Аннотация

В последние несколько лет объёмы геологоразведочных работ снижаются, а приросты запасов из традиционных коллекторов не позволяют в должной мере компенсировать восполнение минерально-сырьевой базы (МСБ). Поэтому, все большую долю в обеспечении нашей страны углеводородами (УВ) начинают занимать трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ), вовлечение в разработку которых сопряжено с большими трудностями.

Основная задача нефтедобывающих компаний и проектных институтов заключается в добыче углеводородов (УВ), как следствие – в применении существующих, а также в разработке новых методов выделения наиболее продуктивных и доступных для извлечения частей месторождений, включающих ТриЗ, в применении передовых технологий при их эксплуатации – от вскрытия пластов до добычи нефти.

Цель данной работы – отразить основные проблемы и методы решения разработки низкопроницаемых коллекторов.

Ключевые слова

Разработка низкопроницаемых коллекторов нефти

Теория

Трудноизвлекаемыми являются запасы залежей или их частей с неблагоприятными условиями: со сложным геологическим строением, низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами продуктивных пород коллектора, его изменчивостью и труднодоступностью, либо неблагоприятными физико-химическими характеристиками содержащегося флюида. Кроме того, к ТриЗ относятся нефтяные оторочки и высоковыработанные залежи традиционных запасов. Промышленное освоение таких запасов существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы нерентабельно, что требует применения новейших технологических разработок и научно-исследовательских решений, инженерных, инновационных подходов для повышения коэффициента извлечения [1-7].

Благодаря постановлению Правительства РФ от 19.09.2020 №1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» государство стимулирует пользователей недр развивать и разрабатывать отечественные технологии.

Среди ТриЗ широко распространены низкопроницаемые коллектора с проницаемостью менее 2 мД. На территории РФ к ним чаще всего относят отложения Тюменской свиты Западной Сибири. Для стимуляции недропользователей вовлекать в разработку такие запасы Минприроды России выпустило приказ № 218 от 15.05.2014 для определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья. Если недропользователь во время проведения государственной экспертизы подсчета запасов или оперативного подсчета запасов докажет, что средняя проницаемость его коллекторов ниже 2 мД, то недропользователь получает льготы по НДПИ согласно статье 342.2 Налогового кодекса (НК) РФ.

Вовлечение в разработку нефтематеринских коллекторов также сопряжено с рядом трудностей. Как правило, это низкопористые и очень низкопроницаемые породы, поровое пространство которых заполнено органическим веществом, подвижной нефтью, и твердыми углеводородами (битумы, асфальтены). Из всего перечисленного только жидкие УВ участвуют в фильтрации, а остальные компоненты препятствуют этому. Получить промышленные притоки нефти из таких коллекторов крайне сложно даже с применением технологии ГРП. Для повышения интереса недропользователей к разработке таких коллекторов Правительство определило льготы, которые определены в статье 342.2 НК РФ и выпустило приказ Минприроды России от 02.11.2021 № 824, который определяет название конкретных стратиграфических горизонтов и пластов, где могут залежать как низкопроницаемые традиционные коллектора, так и нефтематеринские. В частности, в приказ № 824 попали баженовская свита на территории Западной Сибири, «доманиковые продуктивные отложения» Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, тюменская свита, а также отложения хадумской свиты палеогена Предкавказья. Пока не все нефтематеринские породы вошли в список приказа № 824. Так, отложения кумской и керестинской свит палеогена пока в него не вошли и, следовательно, на их разработку не распространяются льготы. Надеемся, что в ближайшее время Приказ будет дополнен перечнем этих отложений.

С точки зрения инструкции для выполнения подсчетов запасов в нефтематеринских породах следует отметить, что введены в действие только методические рекомендации для баженовской свиты и доманиковых продуктивных отложений. Для хадумских и кумско-керестинских отложений методические рекомендации еще не разработаны.

В качестве примеров ТриЗ далее описываются технологии и методы разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений тюменской свиты в Западной Сибири, освоения кристаллического фундамента Северного моря Европы и нефтематеринских сланцевых формаций Южной Америки.

Успешным примером рентабельной разработки месторождения нефти низкопроницаемых коллекторов в Западной Сибири является опыт освоения тюменской свиты. На её долю приходится около 15% текущих извлекаемых запасов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, которая с каждым годом продолжает расти. Согласно приказу Минприроды России от 02.11.2021 года № 824 «Об утверждении стратиграфических характеристик (система, отдел, горизонт, пласт) залежей углеводородного сырья для целей их отнесения к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым продуктивным отложениям, а также к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых» запасы нефти относятся к категории ТриЗ, и добыча нефти из них традиционными методами в условиях действующей налоговой системы может быть экономически неэффективна.

При проектировании системы разработки на одном из месторождений Западной Сибири учитывалось сложное геологическое строение тюменской свиты, изменчивость фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади и по глубине, а также механические напряжения в породе, что позволило свести к минимуму геологические риски бурения «пустых» скважин и разместить эксплуатационный фонд скважин в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин с благоприятными коллекторскими свойствами и возможностью получения более высоких рентабельных дебитов нефти. Сетку скважин ориентировали с учётом направления минимального стресса для увеличения эффективности распространения трещин ГРП (рис. 1).

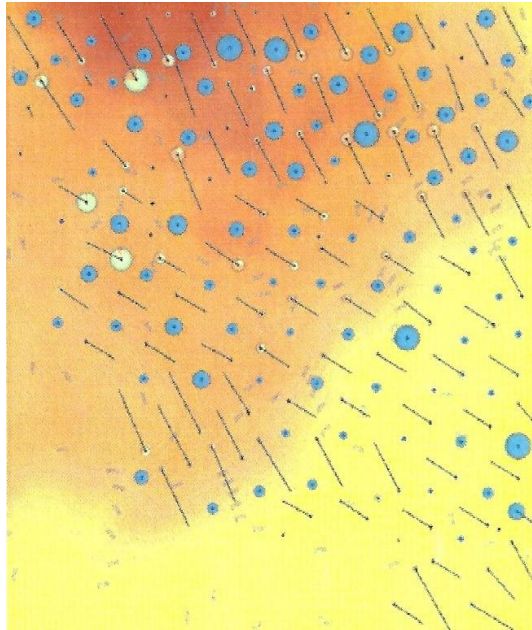


Рисунок 1. Карта расположения основного фонда пласта ЮК2-5 тюменской свиты [6]

В результате эксплуатации было установлено, что бурение горизонтальных скважин вдоль минимального напряжения с проведением МГРП вдоль максимального направления напряжения позволило, за счет чего увеличился коэффициент охвата, увеличить объём извлекаемых запасов нефти. Тем самым проект стал рентабельным и прибыльным.

В Европе, в Северном море компания Hurricane Energy исследовала и оценила перспективность нефтегазоносности естественно трещиноватого фундамента континентального шельфа Великобритании, который остаётся недоразведанным и недоосвоенным [4]. На месторождении Ланкастер, расположенном в западном Шетленде, на относительно мелководье, по данным каротажа, полученным в результате бурения, было установлено, что добыча полностью зависит от сети трещин, межзерновая пористость составляет сотые д. ед, а проницаемость фундамента порядка 0,06 мД. На основе полученных материалов была построена трехмерная геологическая модель, в соответствии с которой были пробурены две горизонтальные скважины с боковыми стволами, вскрывшие наиболее проницаемые участки фундамента и давшие промышленные притоки нефти.

В Южной Америке, согласно годовому отчёту Секретариата правительства Аргентины по энергетике, Аргентина занимает четвертое место в мире по запасам сланцевой нефти. Перспективными бассейнами со сланцевыми формациями являются: Парана, Неукен, Сан Хорхе. В рамках данной работы подробнее описана формация Вака Муэрта в бассейне Неукен [5].

Формация Вака Муэрта обогащена органикой, её мощность варьируется от 30 до 400 м, пористость составляет 4-16%. Кроме того, в ходе разведывательного бурения было обнаружено широкое распространение зон с высоким пластовым давлением [4]. Из-за своих низких фильтрационно-емкостных свойств, стратиграфической принадлежности к нефтематеринским породам залежи данной формации могут относиться к категории ТриЗ. На текущий момент именно запасы этой формации разведываются в первую очередь, поскольку содержание углеводородов в три раза больше аналогичного Пермского бассейна в США.

Залежи данной формации разрабатываются плотной сеткой горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка ствола от 100 м до 1000 м, с проведением ГРП, как при освоении, так и в процессе добычи. Нагнетательный фонд отсутствует, месторождение эксплуатируются в режиме истощения.

Выводы

Тренд вовлечения низкопроницаемых пластов в промышленную разработку продолжает расти, о чём говорит мировой и отечественный опыт последних 7 – 10 лет. Низкопроницаемые толщи лидируют по объёмам и темпам добычи нефти среди остальных ТриЗ ввиду широкой распространённости и большой разведанности. Однако, методы их освоения различаются от места расположения (регион, страна).

Устойчивая и экономически эффективная стратегия разработки низкопроницаемых коллекторов заключается в бурении поисково-оценочных скважин с отбором керна, его детальным изучением на основе которой будет построена геологическая модель, которая в свою очередь послужит базой при проектировании системы разработки, учитывающей сложное геологическое строение коллектора.

Для нефтематеринских пород продолжает развиваться как нормативно-правовая база, определяющая льготы на разработку, так и методики поиска, оценки запасов и эффективной разработки. В ближайшее годы следует ждать прорывов в этой области.

Российские пользователи недр грамотно сочетают использование дорогостоящих методов ГИС, геолого-геомеханическое, гидродинамическое моделирование, бурение сетки горизонтальных скважин и организации нагнетательного фонда, что позволяет вовлекать в добычу всё большие объёмы ТриЗ.

Библиография

1. Постановление правительства Российской Федерации от 19 сентября 2020 г. №1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых».
2. Гутман И.С., Руднев С.А., Шубина А.В. Комплексное обоснование выделения нетрадиционных коллекторов нефтематеринских объектов с учетом опыта изучения их геологического строения // Геология и недропользование. 2025.
3. Царёв В.В, Пороскун В.И. Геологическое строение нефтяных сланцевых формаций зарубежных стран // ФГБУ «ВНИГНИ». 2022.
4. Bonter D.A., Trice R. An integrated approach for fractured basement characterization: the Lancaster Field, a case study in the UK // <https://doi.org/10.1144/petgeo2018-152>.
5. Legarreta L. and al. The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic - Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics” URTeC: 2170906.
6. Cuneo I. and al. YPF “Innovative downhole design for Optimizing ALS Installation at Shale Oil Wels”, SPE-190954-MS.
7. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов / Арёфьев С.В. и др. // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78-87.

Выбор местоположения и профиля эксплуатационной скважины на Южно-Островном нефтяном месторождении (Тюменская область)

***Петрова С.С.* (МГРИ, sofavoronina72@gmail.com),
Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru)***

Аннотация

Для интенсификации разработки нефтяных месторождений необходимо выявлять слабодренируемые зоны и проектировать бурение добывающих скважин с учетом геологического строения этих частей месторождений.

Трехмерные геологические модели позволяют выявлять особенности геологического строения разрабатываемых залежей.

Используя всю имеющуюся геолого-промысловую информацию и построенную трехмерную геологическую модель, можно производить проектирование стволов добывающих скважин в слабодренируемые зоны для интенсификации разработки нефтяного месторождения.

На примере одного из участков нефтяного пласта Ю1/1 Южно-Островного месторождения показана возможность оценки геологического строения и определения места заложения новой добывающей скважины с горизонтальным окончанием. При этом, первой добывающей скважиной в кусте является вертикальная скважина. В вертикальной скважине производится отбор керна из продуктивного горизонта и уточняется геологическое строение данной части залежи.

Ключевые слова

Скважина, проектирование ствола скважины, разработка месторождения, горизонтальный участок ствола скважины

Теория

В административном отношении Южно-Островное месторождение расположено на территории Сургутского и Нижневартовского районах Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайшие города от границ Южно-Островного лицензионного участка: – Мегион в 75 км на северо-восток, г. Нижневартовск – около 100 км на северо-восток и районный центр г. Сургут - 120 км на северо-запад.

Ближайшими месторождениями с разведанными запасами являются: Ново- Покурское, находящееся в 5-6 км на запад от контуров Южно-Островного месторождения, Киньяминское – в 8 км на юго-запад, Южно-Покамасовское – в 20 км на северо-запад, Южно-Киньяминское – в 15 км на юг, Кетовское – в 12 км на северо-восток.

Южно-Островное нефтяное месторождение открыто в 1989 г.

На примере нефтяной залежи пласта Ю1/1 рассмотрены некоторые особенности выбора местоположения и проектирования профиля добывающей наклонно-направленной скважины.

Залежь пласта Ю1/1 вскрыта 64-мя скважинами (рис. 1) [4].

Это позволило вести промышленную эксплуатацию месторождения, начиная с 2015 года.

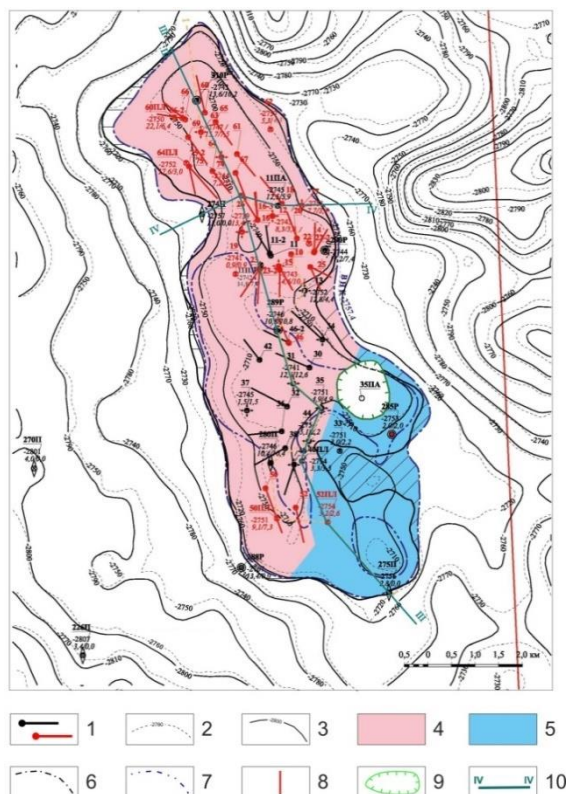


Рисунок 1. Горизонтальные стволы (красные – пробуренные после 2017 г.); 2 – изолинии отражающего горизонта Б; 3 – изолинии по кровле коллекторов пласта; 4 – площадь запасов нефти категории А; 5 – площадь запасов нефти категории В1; 6 – внешний контур нефтеносности; 7 – внутренний контур нефтеносности; 8 – граница лицензионного участка; 9 – линия замещения коллекторов; 10 – линия геологического профиля

Для быстрейшего вовлечения в разработку запасов нефти категории В1 (юго-восточная часть залежи) необходимо пробурить опережающие добывающие скважины для создания эксплуатационного фонда на этой площади.

Используя геолого-промысловые материалы работы [4], построена трехмерная геологическая модель пласта Ю1/1 (программа Petrel) [2].

Для вовлечения в промышленную разработку юго-восточной части площади предлагается пробурить две опережающие добывающие скважины (скв. 1 и скв. 2) к востоку от скв. 52 в чисто нефтяной зоне (внутри внутреннего контура нефтеносности).

На рис. 2 показана структурная карта по кровле коллекторов для выбранного участка с проектным положением скв. 1 и скв. 2, бурение которых производится с одного куста.

В вертикальной скв. 1 предполагается отобрать керн в продуктивной части разреза, уточнить геологическое строение и положение водонефтяного контакта ВНК [5].

Ускоренное вовлечение в разработку рассматриваемой части нефтяной залежи предполагается с помощью бурения наклонно-направленной скв. 2 с горизонтальным окончанием.

Расчет траектории проектного ствола произведен в соответствии с методиками, изложенными в работах [1, 3].

Проектный ствол будет иметь азимут $164,4^\circ$. Вход ствола в продуктивный пласт расположен на расстоянии 500 м от скв. 1. Угол входа ствола в пласт составит $89,5^\circ$. По продуктивному пласту ствол скв. 2 пройдет 1000 м (по горизонтали).

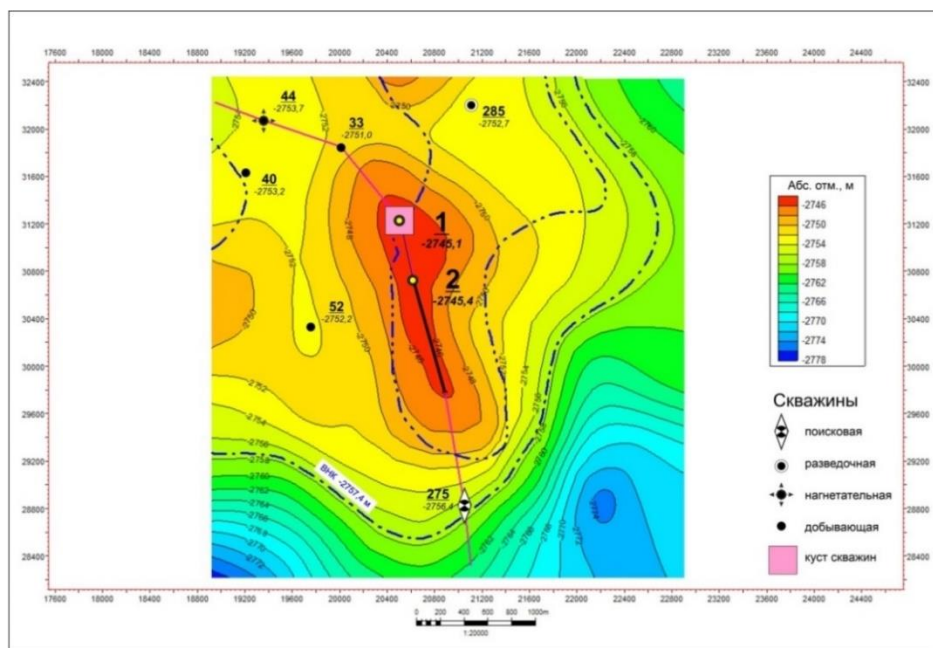


Рисунок 2. Структурная карта по кровле коллекторов

Положение стволов скважин показано на геологическом профиле (рис. 3).

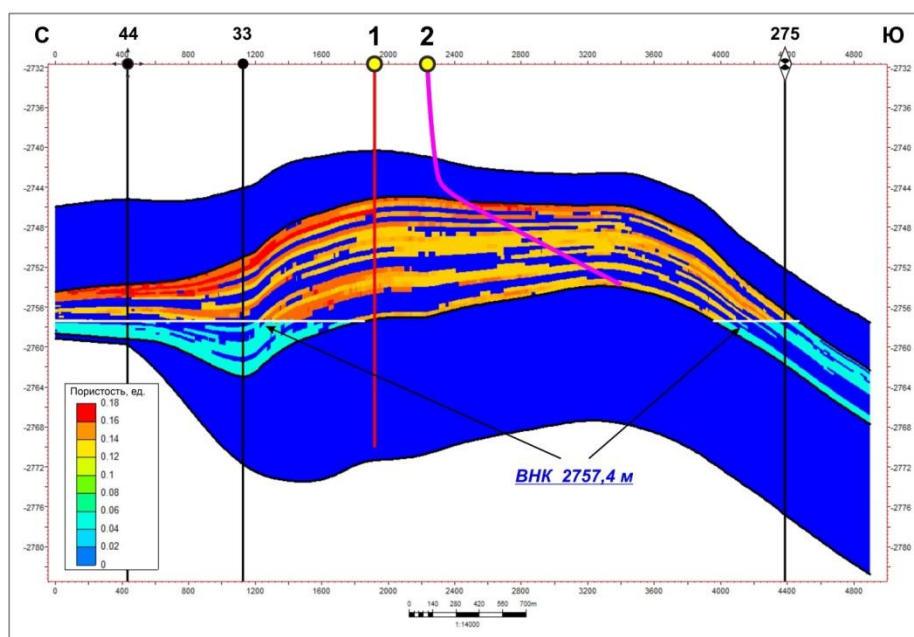


Рисунок 3. Геологический профиль по линии скв. 44-33-1-2-275

Скважина № 2 находится в чисто нефтяной зоне и можно рассчитывать на долговременную безводную работу этой скважины.

Выводы

1. Для интенсификации разработки нефтяных месторождений необходимо выявлять слабодренлируемые зоны и проектировать бурение добывающих скважин с учетом геологического строения этих частей месторождений.

2. Совместная работа добывающих скв. 1 и скв. 2 позволит вовлечь в разработку обширные слабодренлируемые объемы залежи.

3. По результатам бурения скв. 1 и скв. 2 возможно уточнение геологического строения данной части залежи и проектирование бурения новых добывающих скважин с этого куста.

Библиография

1. Вайнерман Б.П. Практическое руководство по проектированию профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин. - М.: МГРИ, 2022. - 44 с.

2. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО ИПЦ "Маска", 2009. – 376 с.

3. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.

4. "Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа Южно-Островного нефтяного месторождения ХМАО-ЮГРЫ Тюменской области (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.). ООО "Славнефть-Нижневартовск", г. Тюмень, 2020".

5. Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н. и др. Бурение разведочных скважин. Учебник для вузов. - М.: Высшая школа, 2007. – 904 с.

Увеличение минерализации законтурных вод как способ повышения эффективности разработки газовых и газоконденсатных месторождений Вилюйской синеклизы

Сивцев А.И. * (Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, maraday@yandex.ru)

Аннотация

Обозначена необходимость поддержания пластового давления Средневилюйского газоконденсатного месторождения (ГКМ) для продления бескомпрессорного периода разработки. Для усиления эффекта поддержания пластового давления предложено заводнить законтурную часть залежи высокоминерализованными водами. Подсчитаны запасы растворенного газа в законтурных водах в переходной зоне. Обозначены благоприятные участки для заводнения.

Ключевые слова

Нижнетриасовый водоносный комплекс, растворенные газы, повышение минерализации, поддержание пластового давления

Теория

В настоящее время теплоэнергоснабжение в Центральной Якутии полностью обеспечивается за счет газового сырья Средневилюйского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Текущее пластовое давление позволяет доставлять добытый газ до потребителей без применения компрессорных станций по газотранспортной сети с протяженностью 466 км. Вместе с тем в январе 2024 года был зафиксирован исторический минимум давления на газопроводе на входе в г. Якутск (2,9 МПа при суточном расходе 9,7 млн.м³). Дальнейшее падение давления на входе газопровода будет чревато с перебоями газоснабжения, в том числе газотурбинных электростанций, обеспечивающих электричеством весь Центральный энергетический район, включая г. Якутск.

В условиях ограниченного рынка потребления (всего до 1,9 млрд.м³ природного газа в год) целесообразно максимально долго продлить бескомпрессорный этап эксплуатации месторождения – сохранение пластового давления. Предлагаем нетрадиционный способ поддержания пластового газа путем дегазации пластовых вод.

Нижнетриасовый водоносный комплекс, как, впрочем, и вся гидродинамическая система Хапчагайского мегавала характеризуется низкой региональной активностью пластовых вод. Пьезометрические поверхности водоносных комплексов характеризуются как практически горизонтальные, что свидетельствует о закрытости недр, связанной с наличием достаточно надежного мономского флюидоупора и повсеместным распространением мощной толщи многолетнемерзлых горных пород (до 600 м).

Приведенные напоры нижнетриасового водоносного комплекса составляют 120, 140 м. Значение градиентов горизонтальных напоров составляет $< 0,0002$ м/м [2]. Якутский артезианский бассейн в целом отличается элизионным характером развития водонапорной системы.

Вместе с тем пластовые воды газовых и газоконденсатных месторождения Вилюйской синеклизы содержат большое количество растворенного природного газа (табл.1). При этом минерализация пластовых вод относительно невысокая и в нижнетриасовых отложениях в

среднем составляет 50 г/л [1]. Нижнетриасовые пластовые воды содержат в среднем 2 литра газа на литр воды, или 2,01 м³ на 1 м³.

Состав нижнетриасовых вод хлоркальциевый. Воды практически не содержат сульфатов, в них отмечено содержание брома, йода, аммония и нафтеновых кислот. Все это свидетельствует о малой подвижности вод [2]. Краевые и подошвенные воды залежей газонасыщены до предела, давление насыщения равно пластовому. В приконтактных зонах нижнетриасовых залежей предполагаются участки с двухфазным насыщением: вода + свободный газ. При удалении от залежей газонасыщенность вод резко уменьшается.

Таблица 1. Минерализация, газонасыщенность и состав газа пластовых вод Вилуйского газоносного района [1]

Возраст водовмещающих пород	Минерализация г/л	Газонасыщенность л/л	Компоненты газового состава, об.%			
			CH ₄	ТУ	N ₂	CO ₂
Мел	0,2 ÷ 37,0 5,2					
Средняя и верхняя юра	0,7 ÷ 30,4 4,2	0,2 ÷ 2,4 1,52	62,9 ÷ 98,4 93,16	0 ÷ 0,5 0,112	0,7 ÷ 37 5,95	0 ÷ 1,0 0,504
Нижняя юра	4,0 ÷ 125,0 30,2	1,2 ÷ 2,52 1,96	85,0 ÷ 98,8 98,1	0 ÷ 2,3 0,708	0,8 ÷ 8,9 3,17	0 ÷ 5,25 0,7
Средний и верхний триас	0,8 ÷ 82,1 38,2	1,28 ÷ 2,64 2,02	76,0 ÷ 99,1 90,91	0 ÷ 6,62 1,80	0,002 ÷ 10,2 2,88	0 ÷ 1,7 0,23
Нижний триас	9,0 ÷ 111,0 50,0	0,2 ÷ 3,29 2,01	82,4 ÷ 97,0 95,85	0,65 ÷ 6,5 1,3	0,7 ÷ 9,1 2,60	0 – 1,5 0,45
Верхняя пермь	13,0 ÷ 138,0 84,0	-	85,1 ÷ 96,55 91,36	0 ÷ 3,1 1,9	1,3 ÷ 12,8 5,975	0,35 ÷ 0,7 0,488

Известно, что растворенный газ содержится не во всем объеме водоносного бассейна, а сосредоточен преимущественно в переходной зоне. Для определения толщины переходной зоны необходимо выполнение комплекса отдельных самостоятельных исследований, поскольку в настоящее время в открытых источниках не представлено достоверной и простой к применению методики. Однако если условно ограничить толщину переходной зоны, например, в 20 метров и принять количество растворенного газа в 2,01 м³/м³ согласно таблице 1, то расчет объемов растворенного газа будет иметь нижеследующий вид.

Положение ГВК залежи Т₁-III было принято ГКЗ в 1971 году на абсолютной отметке -2437 м. Последующее бурение и опробование скважин подтвердило ранее принятый уровень контакта. Площадь газонаосности при ГВК -2437 м составляет 114,5 млн. м². Если условно принять толщину водяной зоны с растворенным газом 20 м, то на глубине 2457 м площадь условной поверхности составить 114,74 млн.м².

Объем воды, без учета свободного газа в порах, содержащий растворенный газ в интервале глубин 2437-2457 м составит:

$$S = ((114500000 + 114740000)) / 2 \times 20 \times 0,19 = 4355562888 \text{ м}^3, \text{ или } 4,35 \text{ млрд. м}^3$$

где 0,19 средняя пористость продуктивного горизонта, принятая при подсчете запасов. Для расчета количества газа, растворенного в воде умножаем полученный объем воды на содержание растворенного газа: 4,35 × 2,01 = 8,7435 млрд.м³.

Несомненно, заводнение залежи по всему контуру не представляется возможным как технически, так и с точки зрения экономической целесообразности. Поэтому необходимо выбрать наиболее благоприятные участки для заводнения – наименьшая расчленённость и хорошая приемистость.

Предыдущими исследованиями [3] была выделена зона относительно высокой активностью законтурных вод по продуктивному горизонту Т₁-III на северной части месторождения (рис. 1). Высокая эффективность заводнения залежи Т₁-III с северной части обусловлена относительно большими эффективными толщами и улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Устанавливаемая особенность продуктивного горизонта сохраняется в северо-восточном направлении.

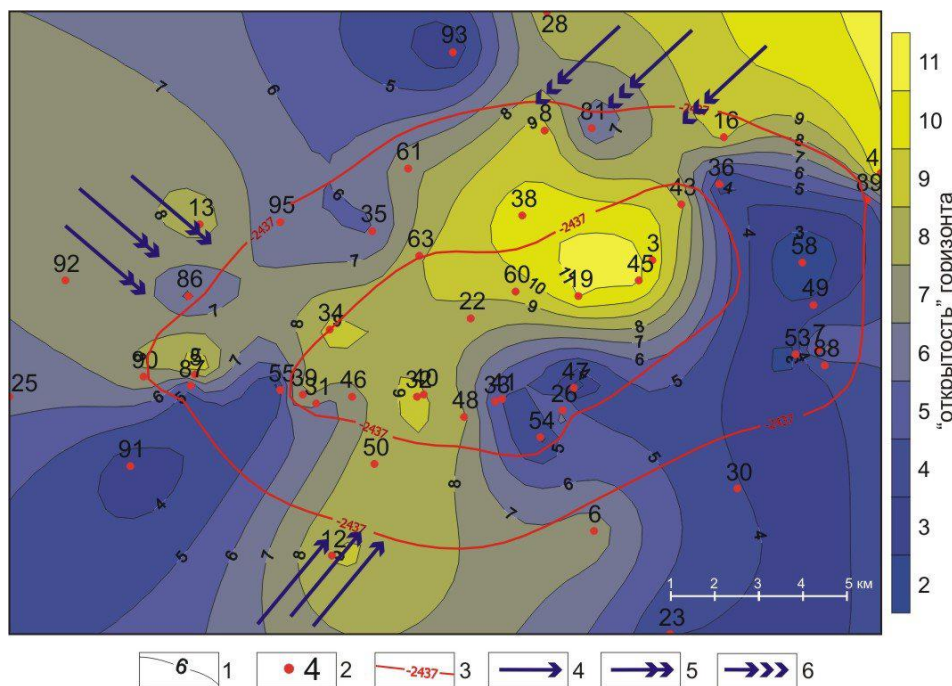


Рисунок 1. Карта «открытости» (эффективная толщина×открытая пористость) продуктивного горизонта Т₁-III [3].

Условные обозначения: 1 – изолинии «открытости», 2 – расположение и номера скважин, 3 – изолинии начального ГВК; вероятность направления языкового заводнения залежи Т₁-III Средневилюйского ГКМ: 4 – низкая; 5 – средняя; 6 – высокая

Наиболее подходящими кандидатами в качестве нагнетательных скважин являются скважины 8, 16 и 81. На рисунке 1 скважины расположены внутри первоначального внешнего контура газоносности. Нас сегодняшний день, по всей вероятности, они уже должны находиться за внешним контуром газоносности за счет продвижения контура воды во время эксплуатации залежи.

Растворимость газа в пластовой воде зависит от давления, температуры и минерализации. Так, растворимость газов в воде возрастает с ростом давления и уменьшается с увеличением температуры, а с ростом минерализации растворимость ухудшается. Вязкость пластовой воды в значительной мере зависит от температуры и концентрации растворенных солей [4]. Вязкость пластовой воды уменьшается при насыщении газом.

Исходя из вышеприведенных зависимостей закачка высокоминерализованной воды в районе скважин 8, 16 и 81 может обусловить следующие процессы в пласте:

- поддержание пластового давления за счет поступления воды;
- выделение растворенного газа за счет увеличения минерализации;
- увеличение вязкости пластовой воды за счет уменьшения содержания растворенного газа.

Таким образом, заводнение высокоминерализованной водой законтурной части продуктивного горизонта Т₁-III Средневилюйского ГКМ может обусловить положительный мультипликативный эффект в поддержании пластового давления.

Для минерализации закачиваемых вод можно использовать хлористый натрий из Кемпендйского месторождения соли в Западной Якутии. Соляное месторождение находится примерно в 400 км выше Средневилюйского ГКМ по реке Вилюй в местности Кемпендй. Река Вилюй на этом отрезке в июне месяце является судоходной.

Выводы

Разработка месторождений с использованием дожимных компрессорных станций (ДКС) позволяет снижать давление на устье эксплуатационных скважин до 1,0-2,0 МПа. Этот способ дает возможность продлевать время эксплуатации скважин, значительно увеличивает объемы добычи газа, что соответственно повышает показатели коэффициенты извлечения газа (КИГ) при разработке месторождения. ДКС представляет собой сложное и очень большое сооружение строительство, которого требует огромных затрат. Стоимость строительства ДКС будет сопоставима с затратами на все обустройство Средневилюйского ГКМ. Рентабельность строительства ДКС по общероссийскому опыту достигается при остаточных запасах в пределах 0,5-1,0 трлн. м³. Продление бескомпрессорного периода эксплуатации Средневилюйского ГКМ позволит отодвинуть на более поздние сроки строительство ДКС.

Библиография

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы // Под ред. А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. М.: Недра. – 1981. – 552 с.
2. Грубов Л.А. Сравнительная оценка гидродинамических условий различных районов Якутского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью. Гидрогеологические исследования в нефтегазоносных районах / Л.А. Грубов, В.И. Славин. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1971. – 278 с.
3. Сивцев, А. И. Потенциальные зоны заводнения залежи Т₁-III Средневилюйского газоконденсатного месторождения / А. И. Сивцев // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2009. – № 1. – С. 19. – EDN RSQYQN.
4. Учебно-методическое пособие к лабораторным работам по дисциплине «Основы гидрогеологии и инженерной геологии» для подготовки студентов следующих специальностей: 05.03.01 «Геология» (бакалавриат); 21.05.03 «Технология геологической разведки» (специалитет)/ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования, «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений; [сост. Чижов А.П., Чибисов А.В., Волкова Н.В.]. Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический ун-т, 2016 (Уфа : Тип. Уфим. гос. нефтяного техн. ун-та). - 65 с. : ил., табл.; 21 см.