

На правах рукописи



КАЛИНИН СТАНИСЛАВ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ
НЕФТИ ПУТЕМ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И
ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА**

2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь – 2022

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Морозюк Олег Александрович**
кандидат технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Мулявин Семен Федорович**
доктор технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, профессор (г. Тюмень)

Гуськова Ирина Алексеевна
доктор технических наук, доцент, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, профессор (г. Альметьевск)

Ведущая организация: ФГБУН Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (г. Томск)

Защита диссертации состоится «13» декабря 2022 года в 15:00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15, по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат диссертации разослан «___» _____ 2022 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,
кандидат технических наук

А. А. Мелехин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. По мере истощения традиционных запасов нефти, где газовые методы и методы заводнения пластов имели широкое применение, на первый план выходят запасы нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов нефти, в частности запасы сверхвязких нефтей (СВН) и битумов, для которых наиболее эффективными являются тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Однако, как показывает промысловый опыт извлечения СВН, сложные геолого-физические условия и большая глубина залегания продуктивной толщи не позволяют максимально реализовать потенциал тепловых МУН.

Одним из направлений повышения эффективности извлечения СВН является применение комбинированных технологий, основанных на совместной закачке в пласт теплоносителя и газов. В качестве газовых агентов рассматриваются углеводородные газы, азот, воздух, дымовые газы и диоксид углерода. Последний, благодаря своим физико-химическим свойствам и особенностям взаимодействия с пластовой нефтью, а также в связи с возрастающей проблемой увеличения эмиссии парниковых газов, является наиболее перспективным агентом с точки зрения повышения нефтеотдачи и снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Критически важным этапом при внедрении новых или совершенствовании существующих технологий является проведение полномасштабных научных исследований, цель которых заключается в изучении физической сущности процессов, происходящих в пласте, и оценке эффективности технологии в геолого-промысловых условиях, соответствующих объекту внедрения. На сегодняшний день в Российской Федерации отсутствует отраслевая нормативная база для проведения исследований технологий извлечения СВН. В этой связи научными центрами, занимающимися вопросами освоения ресурсов СВН, ведется активная работа по созданию методической базы, регламентирующей порядок проведения исследований (в том числе экспериментальных) технологий добычи СВН.

Степень разработанности темы. Вопросами развития тепловых МУН с середины XX века занимались множество выдающихся отечественных и зарубежных ученых и инженеров-нефтяников. Наиболее выдающиеся результаты теоретических и экспериментальных исследований в этом направлении связаны с такими учеными как: Абасов М. Т., Авдонин Н. А., Алишаев М. Г., Антониади Д. Г., Байбаков Н. К., Боксерман А. А., Вахитов Г. Г., Гарушев А. Р., Желтов Ю. П., Жданов С. А., Закс С. Л., Кудинов В. И., Максутов Р. А., Малофеев Г. Е., Мирзаджанзаде А. Х., Намиот А. Ю., Оганов К. А., Розенберг М. Д., Рубинштейн Л. И., Рузин Л. М., Сергеев А. И., Степанов В. П., Табаков В. П., Тарасов А. Г., Теслюк Е. В., Чарный И. А., Чекалюк Э. Б., Чупров И. Ф., Шейнман А. Б., Бабадагли Т., Батлер Р., Бурже Ж., Дэвид А., Комарну М., Ловерье Х. А., МакКей А. С., Редфорд Д. А., Стоун Т., Сурио П., Пратс М., Фарук Али С. М., Шнейдерс Г. и многие другие.

Повышение эффективности извлечения СВН возможно за счет применения комбинированных технологий, предусматривающих совместную

закачку в пласт теплоносителя и газов, развитием которых в отечественной практике занимались Антониади Д. Г., Гарушев А. Р., Джалалов К. Э., Орлов Г. И. и другие. За рубежом развитием комбинированных МУН занимались или занимаются: Бабадагли Т., Багси А. С., Батлер Р., Ван Т., Ванг К., Вайнштейн Г. Г., Гумра Ф., Клинс М. А., Ли Ю., Люнг Л. К., Лю Я., Лью С. К., Малкольм Дж. Д., Наср Т. Н., Парсли С. А., Редфорд Д. А., Стоун Т., Фарук Али С. М., Флок Д. Л., Фроенфелд Т., Хардинг Т. Г., Харрис Х. Г., Хорнбрук М. В., Шарма М. П. и другие. Первые экспериментальные исследования в этом направлении на качественном уровне показали возможность повышения показателей разработки залежей высоковязких и СВН по сравнению с классическими тепловыми методами воздействия.

Таким образом, повышение эффективности извлечения СВН за счет применения комбинированных методов воздействия на пласт, а также разработка методологии и методической базы для предпроектной оценки эффективности внедрения технологий извлечения СВН являются весьма актуальными задачами.

Цель работы заключается в научном обосновании возможности повышения эффективности разработки залежей СВН за счет комбинированного воздействия на пласт теплоносителем и диоксидом углерода.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие основные **задачи исследований**:

1) анализ и обобщение отечественного и зарубежного опыта в области лабораторных исследований и реализации технологий с применением диоксида углерода в области повышения нефтеотдачи залежей СВН в карбонатных коллекторах;

2) формирование методологии, разработка методик и совершенствование техники и технологии экспериментального изучения технологий извлечения СВН, основанных на термических и газовых методах воздействия на пласт;

3) изучение и оценка эффективности процесса извлечения СВН из карбонатного коллектора при комбинированном воздействии на пласт теплоносителем и диоксидом углерода;

4) разработка методики определения оптимальных условий реализации комбинированного воздействия на пласт теплоносителем и диоксидом углерода для залежей СВН;

5) определение оптимальных условий реализации комбинированного воздействия на пласт в условиях пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Научная новизна исследований.

1) Сформирована методология, разработаны методики и усовершенствована техника и технология экспериментального изучения комбинированных методов извлечения СВН, основанных на тепловом и газовом воздействии на пласт.

2) Научно обоснована возможность повышения эффективности разработки трещиновато-порово-кавернозного коллектора с низкой пластовой температурой, насыщенного СВН, при комбинированном воздействии на пласт теплоносителем и диоксидом углерода за счет вовлечения в более активную разработку матричной зоны пласта.

3) Разработана методика определения оптимальных условий реализации комбинированного воздействия на залежи СВН, основанная на результатах лабораторных и численных экспериментов на линейных моделях пласта.

4) Установлены оптимальные условия, при которых достигается наибольшая эффективность реализации комбинированного воздействия теплоносителем и диоксидом углерода в условиях пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Практическая и теоретическая значимость.

1. Предложенные автором методология, методики и технико-технологические решения внедрены в практику Центра исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми и используются при выполнении научно-исследовательских работ, направленных на лабораторное сопровождение проектов разработки трудноизвлекаемых запасов, газовых МУН и декарбонизации (акт внедрения Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми).

2. Экспресс методика определения оптимальных условий комбинированного воздействия на основе фильтрационных экспериментов и гидродинамического моделирования (ГДМ) позволяет сократить трудозатраты при выборе оптимального варианта на этапе выполнения технико-экономической оценки (ТЭО) проекта.

3. Результаты исследований могут быть использованы для выполнения ТЭО и опытно-промышленных испытаний комбинированного воздействия на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Методология и методы исследования.

Для выполнения задач, поставленных в диссертационной работе, использовались теоретические и эмпирические методы исследований. Экспериментальное изучение особенностей фазового поведения пластовых флюидов выполнялось на установке для PVT исследований. Моделирование вытеснения СВН диоксидом углерода выполнялось на фильтрационной установке методом slim-tube. Изучение физико-химических свойств пластовых флюидов выполнялось с применением стандартных методов измерения вязкости и плотности, метода газовой хроматографии, SARA-анализа. Создание флюидальной модели пластовой нефти и прогнозирование относительных фазовых проницаемостей выполнялось методами численного гидродинамического моделирования с применением модулей WinPropTM и GEMTM программного комплекса Computer Modelling Group (CMGTM).

Положения, выносимые на защиту.

1) Методология, включающая в себя методики проведения исследований и технико-технологические решения для экспериментального изучения технологий извлечения СВН, основанных на комбинации теплового и газового воздействия на пласт.

2) Научное обоснование возможности повышения эффективности разработки глубокозалегающего трещиновато-порово-кавернозного коллектора с низкой пластовой температурой, насыщенного СВН, за счет активизации разработки матричной части пласта при комбинированном воздействии на пласт теплоносителем и диоксидом углерода.

3) Методика определения оптимальных условий реализации комбинированного воздействия на залежи СВН теплоносителем и диоксидом углерода на основе результатов лабораторных и численных исследований с применением линейных моделей пласта, которая позволила установить, что наибольшая эффективность комбинированного воздействия в условиях пермо-карбоновой залежи достигается при 65 °С и массовом соотношении «СО₂ – пар» 0,55.

Степень достоверности. Достоверность и обоснованность полученных результатов исследований обеспечивается за счет использования при выполнении лабораторных исследований реального кернового материала и моделей флюидов со свойствами близкими к свойствам реальных пластовых флюидов, применения современного лабораторного оборудования, использования современных методов и средств физического и компьютерного моделирования.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, выполнении теоретических исследований, планировании, постановке и проведении экспериментальных исследований и численного гидродинамического моделирования, обработке полученных данных и анализе результатов, формулировке выводов, апробации и подготовке публикаций с основными результатами работы.

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертационных исследований представлялись на научно-технических конференциях всероссийского и международного уровней, корпоративных конкурсах и семинарах: IX Конкурс на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (Пермь, 2018), Российский нефтегазовый саммит «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы» (Москва, 2019), Международная конференция «Рассохинские чтения» (Ухта, 2020), Международная научно-практическая конференция «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» (Казань, 2020), Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (Москва, 2020), Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (Ухта, 2020), Семинар «ППД-2020. Блок 3» (Онлайн, 2020), Научно-технический форум ООО «СамараНИПИнефть» (Самара, 2020).

Публикации. По материалам диссертационных исследований опубликовано 5 научных работ, из них 4 работы в изданиях, включённых в Перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных для публикаций основных научных результатов диссертационных исследований на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук, и 1 работа в издании, индексируемом в базе данных Scopus.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка использованных источников. Работа изложена на 147 страницах машинописного текста, включает 26 таблиц и 59 рисунков. Список литературы включает 111 наименований.

Выражение благодарности. Автор выражает благодарность и признательность научному руководителю к.т.н. Морозюку Олегу Александровичу за неоценимую поддержку, ценные советы и критические замечания на всем пути выполнения диссертационной работы, и д.г.-м.н. Путилову Ивану Сергеевичу за постоянное внимание к данной работе, а также коллегам, причастным к данной работе.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении приводится обоснование актуальности темы диссертационной работы, определены основные задачи исследования, сформулированы научная новизна, практическая значимость работы и защищаемые положения.

В первой главе диссертации приведен обзор современного состояния изученности комбинированного воздействия теплоносителями и диоксидом углерода на залежах СВН. Проанализированы результаты экспериментальных исследований особенностей взаимодействия пластовой нефти и CO_2 , механизмов нефтеотдачи и особенностей вытеснения СВН теплоносителями в комбинации с CO_2 . Выполнен анализ результатов ГДМ и опытно-промышленных испытаний технологии комбинированного воздействия.

На основе анализа литературных данных установлено, что в мировой практике известно о 6 залежах с геолого-физическими характеристиками, близкими к характеристикам пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, на которых успешно применялась закачка диоксида углерода. В то же время, известно лишь о двух опытно-промышленных работах по реализации воздействия на пласт СВН теплоносителем и диоксидом углерода. Среди опубликованных данных практически отсутствует информация о применении комбинированного воздействия в условиях глубокозалегающих сложнопостроенных карбонатных залежах СВН, к которым относится пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения.

Во второй главе описано используемое оборудование и методика исследований, а также предлагаемые автором методология, методические и технико-технологические решения в области лабораторного изучения технологий воздействия на пласт с применением теплоносителей и газов.

На основе обзора исследований, посвященных изучению особенностей вытеснения СВН диоксидом углерода, и собственных исследований автора,

сформирована методология для изучения комбинированного воздействия на залежи СВН, которая включает в себя несколько этапов.

1. *Этап подготовительных работ*, заключается в подготовке моделей пластовых флюидов, газового агента и керновых моделей пласта с соответствующими задачам исследований свойствами.

Автором разработана методика подготовки газовых смесей, используемых в качестве моделей газовых агентов или для подготовки рекомбинированных моделей нефти. Суть предложенного решения заключается в том, что необходимое соотношение газовых компонентов задается в соответствии с их парциальными давлениями.

2. *Этап PVT исследований* рекомбинированной модели пластовой нефти и ее смесей с газовым агентом. Комплекс PVT исследований выполняется при различных давлениях, температурах и концентрации CO_2 в рекомбинированной модели нефти, ожидаемых при комбинированном воздействии на пласт теплоносителем и диоксидом углерода.

Значительной методической трудностью является задача растворения диоксида углерода в объеме СВН при низких температурах. В таких условиях гомогенизация системы может происходить в течение нескольких недель. Автором предложен методический прием, заключающийся в периодическом увеличении температуры системы для возможности диспергирования газа в объеме СВН, что позволяет увеличить площадь контакта газа со СВН и ускорить процесс растворения газа.

3. *Этап оценки характера вытеснения нефти* газовым агентом, включающий в себя определение режима вытеснения нефти CO_2 при различных термобарических условиях на слим-моделях. Результаты экспериментов на данном этапе позволяют сформировать представление о характере и особенностях вытеснения пластовой нефти газовым агентом при различных температурах и давлениях, характерных при реализации комбинированного воздействия.

4. *Этап фильтрационных исследований на керновых моделях пласта* позволяет установить особенности вытеснения нефти диоксидом углерода при различных термобарических условиях, характерных при комбинированном воздействии, изучить особенности вытеснения нефти при проявлении различных факторов, оценить эффективность различных схем закачки агентов воздействия на пласт, и получить необходимую информацию для ГДМ и дальнейшего масштабирования процесса.

5. *Этап численного ГДМ* включает в себя построение флюидальной модели пластовой нефти и моделирование керновых экспериментов с целью верификации результатов лабораторных исследований и дальнейшей настройки гидродинамической модели в масштабе залежи. ГДМ на масштабе керновой модели пласта позволяет также снизить количество длительных фильтрационных экспериментов при изучении влияния различных факторов на эффективность вытеснения СВН диоксидом углерода.

Автором предложена гидравлическая схема лабораторной установки, которая позволяет выполнять фильтрационные эксперименты на керновых и

насыпных моделях пласта с применением различных агентов воздействия на пласт (вода, газ, пар, химические композиции) при температурах до 250 °С и поровом давлении до 40 МПа. Особенностью установки является возможность одновременного проведения двух независимых экспериментов, что позволяет сократить время на выполнение комплекса лабораторных исследований. Блочное исполнение установки позволяет конфигурировать гидравлическую систему для выполнения экспериментов по вытеснению нефти на керновых моделях пласта и на slim-tube моделях с использованием дополнительных блоков установки (генерации пара, подготовки газового агента, замера поверхностного натяжения и хроматографического комплекса).

Предложено технико-технологическое решение задачи измерения флюидов при выполнении фильтрационных экспериментов, основанное на использовании поршневых расходомеров низкого давления в конструкции блока замера объемов пластовых флюидов. Конструкция расходомеров позволяет выполнять измерения объемных расходов газа от 0,1 до 500 см³ с точностью 1 %. Данные характеристики необходимы, как при выполнении фильтрационных экспериментов на керне по вытеснению газонасыщенных СВН, для которых, как правило, характерны низкие объемные расходы отбираемых флюидов (дегазированной нефти и выделившегося газа), так и при выполнении экспериментов по определению минимального давления смесимости между газовым агентом и газонасыщенной нефтью в динамическом режиме, когда наблюдаются высокие объемные расходы отбираемого газа.

Наличие поршневых расходомеров данной конструкции в блоке замера объемов флюида позволяет использовать трехфазный сепаратор низкого давления, что кратно удешевляет конструкцию блока. Конструкция расходомеров позволяет производить периодическую подачу проб газа в хроматограф без остановки измерения объемного расхода. Расходомеры характеризуются относительной простотой исполнения и возможностью быстрой замены конструктивных элементов, а также возможностью представления измерений в графическом виде в программном обеспечении фильтрационной установки.

Третья глава диссертации посвящена экспериментальному обоснованию возможности повышения эффективности разработки глубокозалегающей сложнопростроенной карбонатной залежи СВН с низкой пластовой температурой путем комбинированного воздействия теплоносителем и диоксидом углерода. Лабораторные исследования выполнялись согласно сформированной методологии и с применением разработанных методик и технико-технологических решений, описанных в главе 2.

Влияние CO₂ на свойства пластовой нефти пермо-карбоновой залежи изучалось путем определения физико-химических параметров её рекомбинированной модели при 4-х различных концентрациях CO₂ и 4-х температурах. Результаты изучения влияния концентрации CO₂ и

температуры на величину давления насыщения нефти газом представлены на рисунке 1.

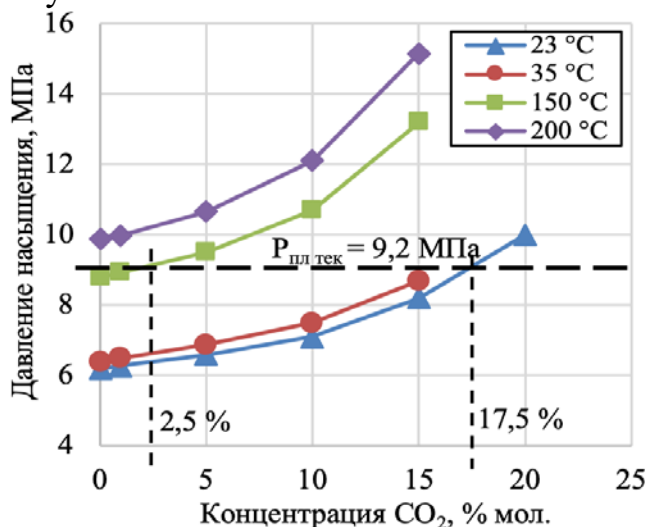


Рисунок 1 – Зависимость давления насыщения нефти от концентрации CO₂ при различных температурах

Из результатов PVT исследований видно, что давление насыщения нефти возрастает с увеличением концентрации CO₂ и температуры (рисунок 1). При начальной пластовой температуре 23 °C и текущем пластовом давлении 9,2 МПа в пластовой нефти может быть растворено около 17,5 % мол. CO₂, что является максимальной концентрацией при данных условиях. При начальном пластовом давлении и температуре 150 °C объем растворенного CO₂ в нефти значительно ниже – максимальная концентрация CO₂ составляет около 2,5 % мол. Таким образом, в условиях пермо-карбоновой залежи при комбинированном воздействии следует ожидать, что закачиваемый CO₂ будет растворяться в нефти в локальной зоне, не успевая распределяться по залежи, из-за чего большая его часть будет продвигаться по залежи в виде свободной фазы.

На рисунке 2 представлены зависимости плотности и динамической вязкости рекомбинированной модели нефти от температуры при различных концентрациях CO₂.

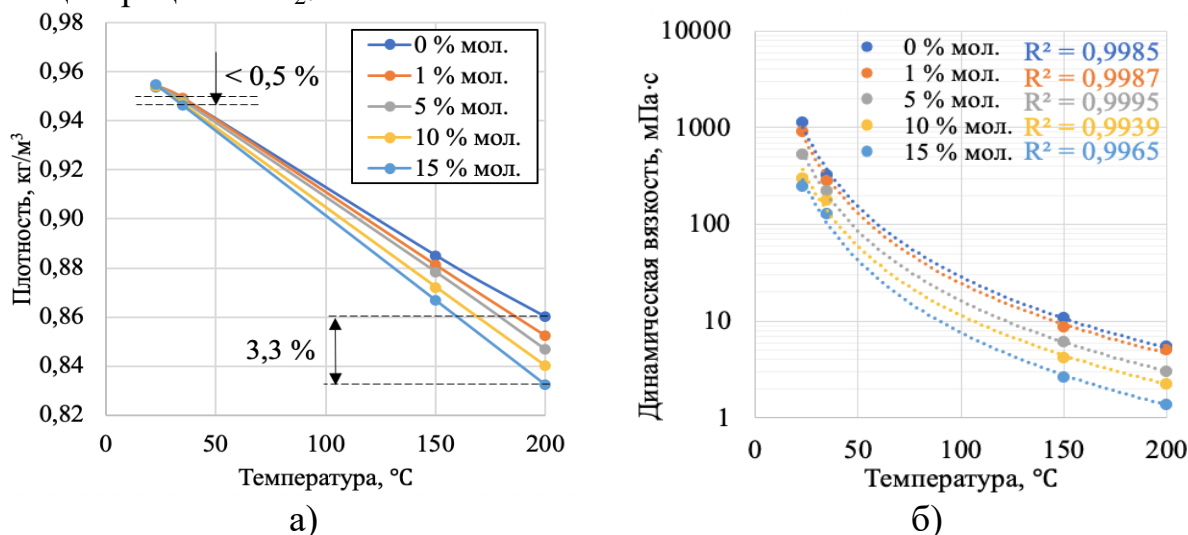


Рисунок 2 – Результаты определения а) плотности и б) динамической вязкости рекомбинированной модели нефти от температуры при различных концентрациях CO₂ при 16 МПа

Из рисунка 2а видно, что при 35 °C и концентрации 15 % мол. CO₂ снижение плотности нефти незначительно и составляет менее 0,5 %. С ростом температуры и концентрации CO₂ в смеси, плотность нефти заметно

снижается. При температуре 200 °С растворение 15 % мол. CO₂ приводит к дополнительному снижению плотности рекомбинированной модели нефти на 3,3 %.

Растворение CO₂ в нефти приводит к дополнительному снижению динамической вязкости (рисунок 2б). Независимо от температуры системы, при растворении 15 % мол. CO₂ в модели нефти динамическая вязкость снижается на 60 – 78 %. Из рисунка следует, что с точки зрения снижения вязкости нефти предпочтительна невысокая температура прогрева, при которой, с одной стороны, увеличится подвижность CO₂ и охват воздействием на пласт из-за снижения вязкости нефти в пористой среде.

Из результатов исследований следует, что для снижения вязкости нефти при комбинированном воздействии понадобится значительно меньшее количество тепловой энергии. Например, прогрев с 23 °С до 50 °С приведет к снижению вязкости нефти с, примерно, 1000 мПа·с до 160 мПа·с, а растворение 15 % мол. CO₂ позволит дополнительно снизить вязкость со 160 мПа·с до 40 мПа·с, что эквивалентно снижению вязкости нефти при нагреве до 90 °С при тех же условиях.

С целью изучения режима вытеснения СВН диоксидом углерода в условиях пермо-карбоновой залежи выполнено 16 экспериментов при различных давлениях и температурах по определению коэффициентов вытеснения ($K_{\text{выт}}$) нефти диоксидом углерода на slim-модели пласта длиной 12 м и диаметром 6 мм, набитой кварцевым песком. Результаты фильтрационных экспериментов представлены на рисунке 3.

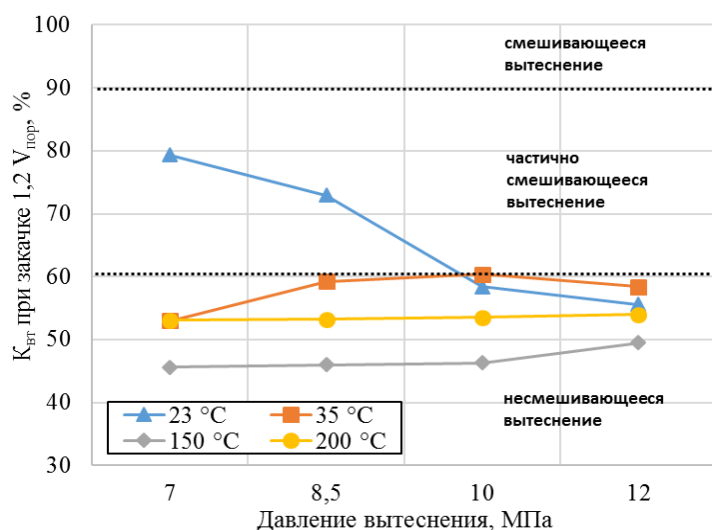


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти CO₂ от давления вытеснения при различных температурах

соответственно, 7,0 и 8,5 МПа, что соответствует условиям частично смешивающегося вытеснения. В дальнейшем, несмотря на увеличение давления, $K_{\text{выт}}$ нефти постоянно снижался и при давлениях более 10 МПа не превышал 60 %, что соответствовало несмешивающемуся режиму вытеснения нефти. $K_{\text{выт}}$ нефти при 35, 150 и 200 °С во всем диапазоне давлений оказался

Оценка режима вытеснения выполнялась согласно общепринятым критериям, в качестве которых выступают величины достигнутых $K_{\text{выт}}$. Диапазоны значений $K_{\text{выт}}$, по которым определялся режим вытеснения нефти, показаны на рисунке пунктирной линией.

Из рисунка 3 видно, что при температуре 23 °С достигнуты наибольшие значения $K_{\text{выт}}$ нефти: 79 и 73 % при давлениях,

ниже 60 %, что в целом свидетельствует о проявлении несмешивающегося режима вытеснения.

Снижение $K_{\text{выт}}$ с ростом давления при 23 °С связано с достижением термобарических условий, при которых в пористой среде происходит дестабилизация асфальтенов при контакте исходной нефти с диоксидом углерода. Результаты изучения проб нефти на выходе из слим-модели позволили установить, что после прокачки 1,2 объема пор CO_2 в вытесненной нефти снижалось содержание асфальтенов на 39 %, смол – на 33 %, парафинов – на 47 %, вязкость нефти снижалась более чем в 30 раз, незначительно снижалась плотность. В процессе вытеснения нефти происходила экстракция легких углеводородов диоксидом углерода, что можно было наблюдать визуально по прозрачной углеводородной фазе в пробирках. Из этого следует, что тяжелый остаток остается в пористой среде слим-модели, в результате чего вытесненная нефть отличается по составу и свойствам от исходной. Данный факт обуславливает снижение $K_{\text{выт}}$ нефти с ростом давления в слим-модели.

Снижение $K_{\text{выт}}$ с увеличением температуры можно объяснить с точки зрения особенностей вытеснения нефти газом. При низких температурах вытеснение СВН происходит практически в поршневом режиме, о чем свидетельствуют высокие градиенты давления и отсутствие раннего прорыва газа, за счет чего в лабораторных условиях достигаются относительно высокие значения $K_{\text{выт}}$. При увеличении температуры происходит снижение фильтрационных сопротивлений, вытеснение перестает быть поршневым и закачиваемый газ быстрее прорывается к выходу, что приводит к прекращению вытеснения нефти.

В рамках этапа фильтрационных исследований на керновых моделях пласта выполнено 15 экспериментов по вытеснению нефти водой и CO_2 при различных термобарических условиях. Результаты определения $K_{\text{выт}}$ нефти представлены на рисунке 4.

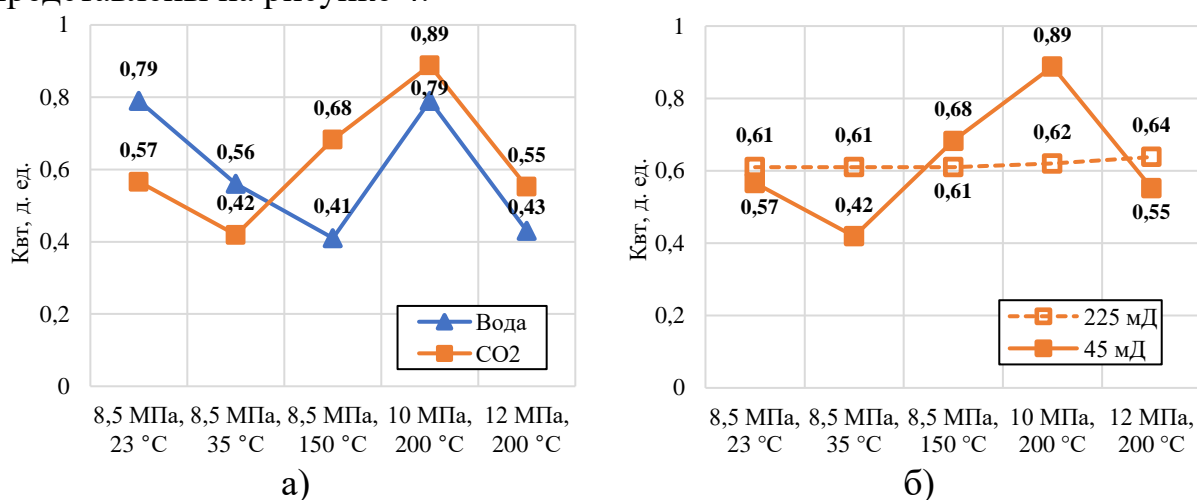


Рисунок 4 – Сопоставление значений $K_{\text{выт}}$ нефти при различных термобарических условиях: а) при вытеснении CO_2 и водой на моделях пласта с низкой проницаемостью (0,045 мкм²), б) при вытеснении CO_2 на моделях пласта с различной проницаемостью

Как видно из рисунка 4а, при всех равных условиях увеличение $K_{\text{выт}}$ диоксидом углерода, по сравнению с вытеснением нефти водой, достигается при температурах 150 и 200 °С. Прирост $K_{\text{выт}}$ нефти, по всей видимости, вызван влиянием дополнительных факторов, проявляющихся при закачке углекислоты в сверхкритическом состоянии: высокая подвижность, дополнительное снижение вязкости, экстракция легких и средних компонентов нефти, снижение поверхностного натяжения. Резкое увеличение $K_{\text{выт}}$ при 200 °С и 10 МПа может быть объяснено выделением свободного газа из нефти, поскольку при данной температуре давление насыщения нефти равно 9,9 МПа (рисунок 4а). Каналы, образующиеся в результате объединения пузырьков свободного газа, позволяют CO_2 активней продвигаться в пористой среде, за счет чего увеличивается площадь контакта и взаимодействие с нефтью, что приводит к снижению вязкости нефти, «разбуханию» и отмыву от стенок породы. Вода в аналогичных условиях прорывается по каналам сквозь модель пласта без взаимодействия с нефтью, что сказывается на величине $K_{\text{выт}}$.

Увеличение проницаемости породы (рисунок 4б) приводит к некоторому повышению $K_{\text{выт}}$ при низких температурах, что связано с существенным увеличением подвижности нефти, из-за чего CO_2 способен активней продвигаться вглубь пористой среды, увеличивая площадь контакта с нефтью и растворяясь в ней. Для высоких температур, при которых преимущественно проявляется гидродинамическое вытеснение, увеличение абсолютной проницаемости керновых моделей приводит к снижению $K_{\text{выт}}$, что объясняется более ранним прорывом CO_2 сквозь высокопроницаемую пористую среду.

На рисунке 5 приведено сопоставление максимальных градиентов давления, установившихся в процессе вытеснения нефти водой и CO_2 на керновых моделях пласта.

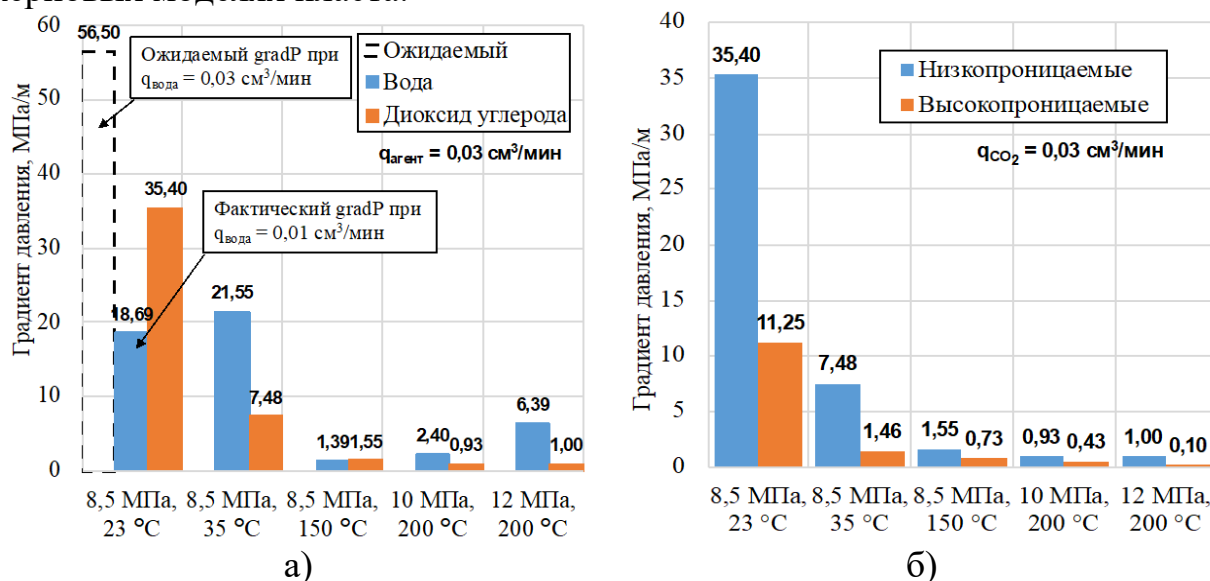


Рисунок 5 – Сопоставление максимальных градиентов давления, достигнутых при вытеснении нефти: а) CO_2 и водой на моделях пласта с низкой проницаемостью, б) CO_2 на моделях пласта с различной проницаемостью

Из рисунка 5а видно, что вытеснение нефти водой и CO_2 из пористой среды с проницаемостью около $0,045 \text{ мкм}^2$ при температурах 23 и $35 \text{ }^\circ\text{C}$ происходит при высоких градиентах давления, создание которых в реальных пластовых условиях пермо-карбоновой залежи невозможно. Другими словами, вытеснение СВН из матричной части пласта залежи при низких температурах как водой, так и CO_2 невозможно при реально создаваемых градиентах давления. Увеличение температуры вытеснения приводит к закономерному снижению градиентов давления, вследствие увеличения подвижности нефти. При температурах $150 \text{ }^\circ\text{C}$ и выше максимальные градиенты давления кратно снижаются, как для случая вытеснения нефти водой, так и CO_2 . С увеличением абсолютной проницаемости максимальный градиент давления снижается в 2 и более раз, что обусловлено увеличением подвижности нефти (рисунок 5б). Можно предположить, что должна существовать оптимальная температура пласта, которая, с одной стороны, будет достаточно высокой, чтобы CO_2 имел достаточную подвижность для проникновения в матрицу и вовлечения ее в разработку, и, с другой стороны, относительно невысокой, с целью снижения энергетических и временных затрат.

На рисунке 6 приведено сопоставление значений накопленного газонефтяного отношения (ГНО) при различных термобарических условиях для керновых моделей пласта различной проницаемости.

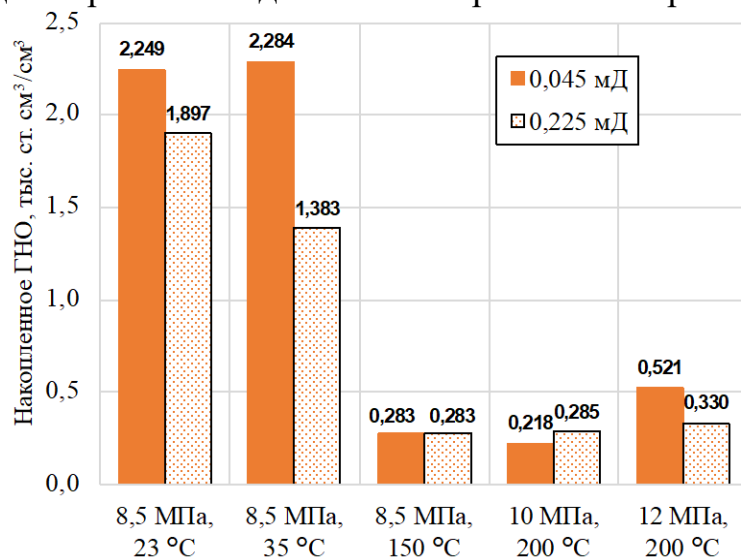


Рисунок 6 – Сопоставление значений накопленного ГНО при вытеснении нефти CO_2 из керновых моделей пласта с различной проницаемостью

Как можно видеть на рисунке 6, увеличение температуры вытеснения нефти углекислотой приводит к существенному снижению ГНО. С ростом температуры с 23 до $150 \text{ }^\circ\text{C}$ ГНО снижается почти 8 раз, с $2,249$ до $0,283$ тыс. ст. $\text{см}^3/\text{см}^3$. Снижение накопленного ГНО при высоких температурах объясняется не только увеличением количества извлеченной нефти, но и термодинамическими свойствами CO_2 (при увеличении температуры с 23 до $150 \text{ }^\circ\text{C}$ при $8,5 \text{ МПа}$ плотность CO_2 снижается с 809 до 121 кг/м^3). Увеличение абсолютной проницаемости пористой среды приводит к существенному снижению ГНО при температурах 23 и $35 \text{ }^\circ\text{C}$ ввиду повышения эффективности вытеснения нефти из-за увеличения подвижности нефти.

В четвертой главе диссертации описывается методика определения оптимальных условий комбинированного воздействия на пласт СВН теплоносителем и диоксидом углерода, основанная на комплексировании

лабораторных исследований с применением линейных моделей пласта и гидродинамического моделирования.

Оценка оптимальных параметров основана на определении максимальной удельной прибыли с единицы добытой нефти, рассчитываемой для различных температур, характерных для рассматриваемой залежи (от 35 до 200 °С). Удельная прибыль (УП) определялась как отношение прибыли, полученной от реализации извлеченной нефти (Π_n), к общему количеству реализованной нефти ($M_{n\text{ общ}}$):

$$\text{УП} = \frac{\Pi_n}{M_{n\text{ общ}}} = \frac{B_n - (Z_{уу} + Z_{пар})}{M_{n\text{ общ}}} = \frac{M_{n\text{ общ}} \cdot P_n - M_{CO_2} \cdot P_{CO_2} - M_p \cdot P_p}{M_{n\text{ общ}}}, \text{ у.е./кг} \quad (1)$$

где B_n – выручка от продажи нефти, у. е.; $Z_{уу}$ – суммарные затраты на улавливание и утилизацию (УУ) CO_2 , у. е.; $Z_{пар}$ – суммарные затраты на подготовку пара, у. е.; M_{CO_2} , M_n – соответственно, массы закачанного CO_2 и закачанного пара, кг; P_n , P_{CO_2} , P_p – стоимости, соответственно, нефти за вычетом налогов, CO_2 и пара, у. е.

Для расчета массы вытесненной нефти для температур между 35 и 200 °С в симуляторе CMGTM построены флюидальная модель высоковязкой нефти (в WinPropTM) и композиционные гидродинамические модели фильтрационных экспериментов (в GEMTM). Адаптация моделей выполнялась путем настройки относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти CO_2 при температурах 35, 150 и 200 °С. Результаты адаптации композиционных моделей фильтрационных экспериментов представлены на рисунке 7.

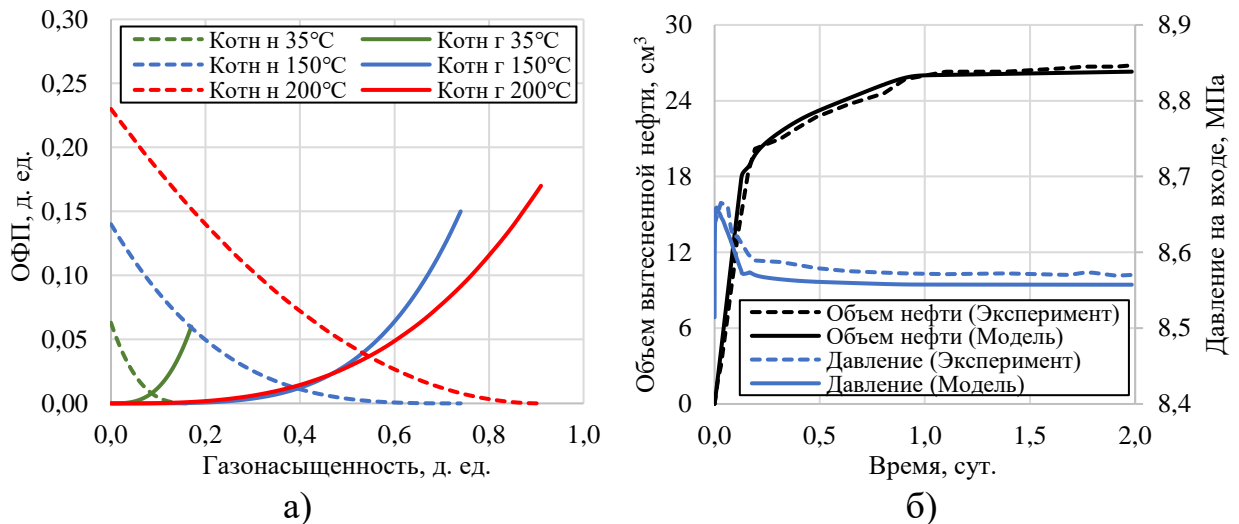


Рисунок 7 – Результаты адаптации численных моделей керновых экспериментов: а) ОФП в системе «жидкость-газ» при температурах 35, 150 и 200 °С, б) сопоставление модели и эксперимента при $P = 8,5$ МПа, $T = 200$ °С

На следующем шаге, с применением полученных гидродинамических моделей, выполнено моделирование вытеснения нефти CO_2 для промежуточных температур. Поскольку с изменением температуры изменяются и ОФП, предварительно для каждой температуры строились соответствующие ОФП в системе «жидкость-газ». Затем для ОФП, настроенных на результаты фильтрационных экспериментов, строились зависимости соответствующих конечных точек от температуры и

производилась интерполяция для температур в диапазоне от 35 до 200 °С. (рисунок 8).

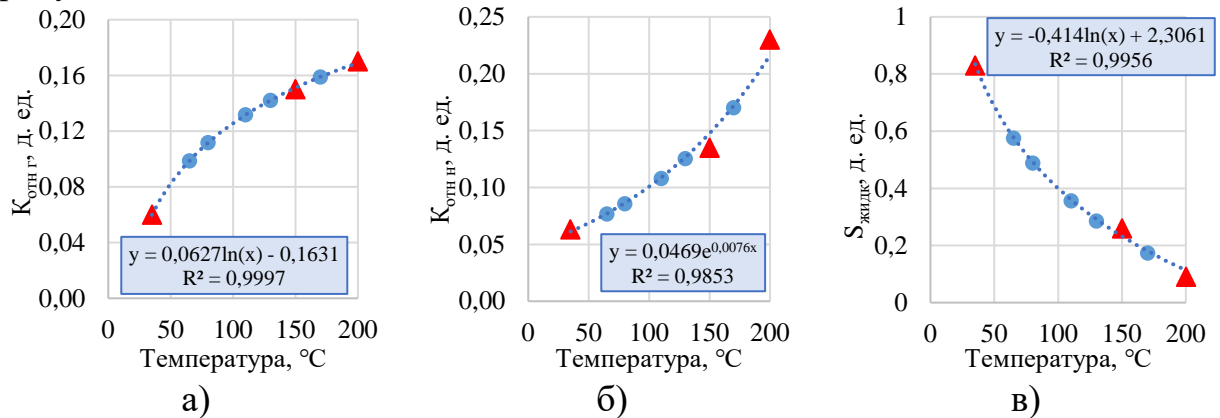


Рисунок 8 – Зависимости конечных точек ОФП от температуры: а) ОФП по газу при остаточной нефтенасыщенности, б) ОФП по нефти при начальной газонасыщенности, в) значения критических насыщенных жидкостью

Значения интерполированных конечных точек ОФП, соответствующие температурам из диапазона от 35 до 200 °С, использовались для построения ОФП в программном комплексе SMGTM GEMTM (рисунок 9а), по которым рассчитывались объемы вытесненной нефти (рисунок 9б) и объемы закачанного в модель пласта CO₂ для соответствующих промежуточных температур.

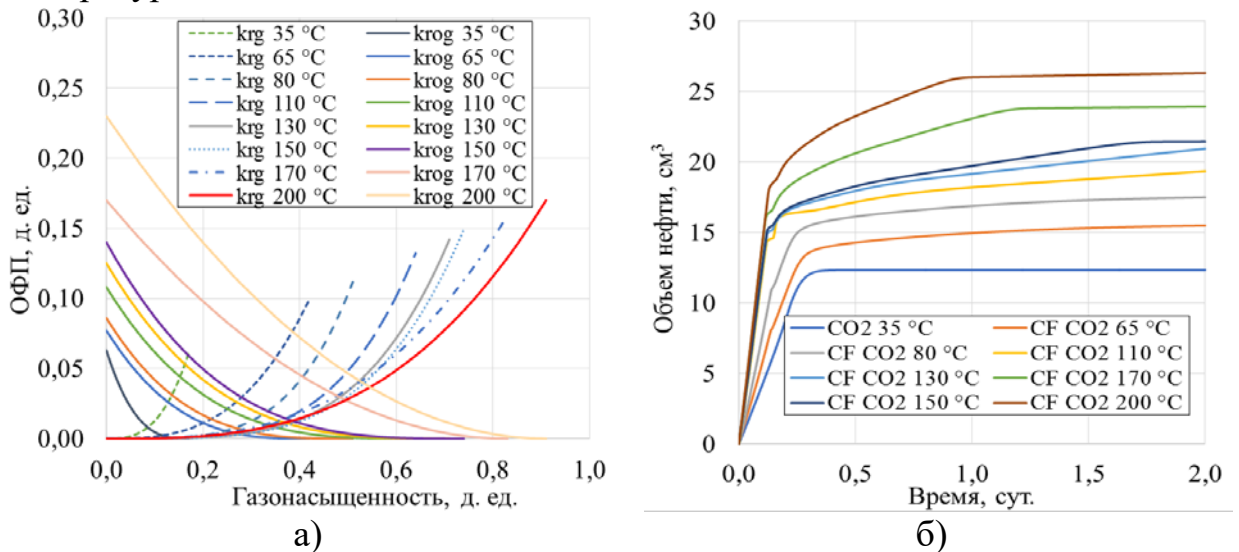


Рисунок 9 – Результаты моделирования вытеснения нефти CO₂ для промежуточных температур: а) ОФП в системе «жидкость-газ», построенные по интерполированным значениям конечных точек, б) динамика объема вытесненной нефти

Затраты на подготовку пара, необходимого для прогрева модели пласта до заданной температуры, определялись как произведение требуемой массы пара на его стоимость. Масса пара определялась исходя из допущения, что весь закачиваемый пар без потерь передает заключенную в нем тепловую энергию керновой модели пласта с начальной пластовой температурой ($T_{пл\ нач} = 23$ °С), нагревая ее до температуры $T_{нагр.}$. При этом принималось, что теплофизические и другие параметры всех керновых моделей одинаковые.

Исходя из уравнения энергетического баланса, уравнение для расчета массы пара можно представить в следующем виде:

$$M_{\text{п}} = \frac{\Delta T(C_{\text{ск}} \cdot M_{\text{ск}} + C_{\text{н}} \cdot M_{\text{н}} + C_{\text{в}} \cdot M_{\text{в}}) - i}{i_{\text{п}} \cdot x}, \text{ кг} \quad (2)$$

где $M_{\text{п}}$ – искомая масса пара, кг; ΔT – прирост температуры модели, К; $M_{\text{ск}}$, $M_{\text{н}}$, $M_{\text{в}}$ – массы, соответственно, скелета породы, нефти и воды, насыщающих поры керновой модели, кг; $C_{\text{ск}}$, $C_{\text{н}}$, $C_{\text{в}}$ – теплоемкости, соответственно, скелета породы, нефти и воды, насыщающих поры керновой модели, Дж·кг⁻¹·К⁻¹; $i_{\text{п}}$, i – соответственно, теплосодержания насыщенного пара и жидкости при давлении и температуре закачки, Дж·кг⁻¹; x – сухость пара, д. ед.

Стоимость получения одной тонны CO₂ рассчитывалась как отношение суммарных затрат на реализацию улавливания, подготовки и закачки CO₂ к общему объему закачанного в пласт CO₂ за период в 20 лет, согласно уравнению 3:

$$P_{\text{CO}_2} = \frac{Z_{\text{общ}}}{M_{\text{CO}_2}} = \frac{Z_{\text{кап}} + Z_{\text{оп}}}{M_{\text{CO}_2}}, \text{ руб./т} \quad (3)$$

где P_{CO_2} – удельная стоимость CO₂, руб./т; $Z_{\text{общ}}$ – общие затраты на организацию утилизации CO₂ за определенный период, млн руб.; M_{CO_2} – общая масса утилизированного CO₂ за определенный период, млн т; $Z_{\text{кап}}$ – капитальные затраты на оборудование и обустройство, млн руб., $Z_{\text{оп}}$ – операционные затраты на период утилизации CO₂, млн руб.

Для расчета общих затрат на улавливание и утилизацию CO₂ использовались реальные стоимостные характеристики оборудования и технологических процессов. Согласно выполненным расчетам, общие затраты, необходимые для организации процесса улавливания и утилизации CO₂ на период 20 лет на ОПУ пермо-карбоневой залежи, составили 7210,36 млн руб. Учитывая, что рассматриваемое оборудование для улавливания и утилизации за 20 лет позволит утилизировать до 2 млн тонн CO₂, согласно уравнению 3, стоимость одной тонны CO₂ составила 3605,18 руб.

Подставив в уравнение 1 массы и стоимости закачанных в модель пласта пара, CO₂ и вытесненной нефти, для каждой температуры в диапазоне от 35 до 200 °С может быть рассчитана удельная прибыль с единицы добытой нефти.

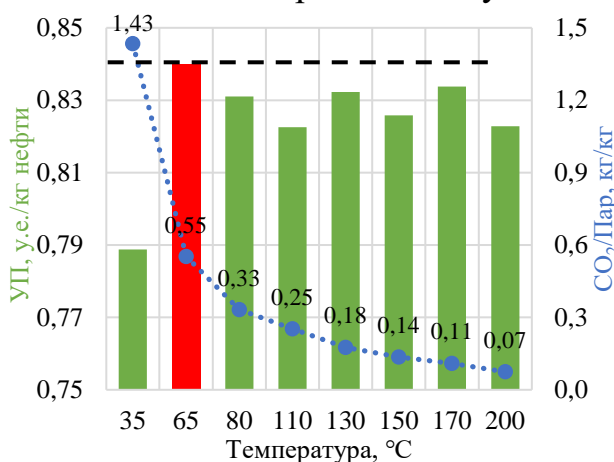


Рисунок 10 – Результаты расчетов удельной прибыли с единицы добытой нефти

Представленные на рисунке 10 результаты расчета показывают, что наибольшая удельная прибыль с продажи единицы добытой нефти соответствует температуре прогрева пласта 65 °С, при которой реализация комбинированного воздействия теплоносителем и диоксидом углерода в условиях пермо-карбоневой залежи будет наиболее эффективной с экономической точки зрения.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. На основе анализа публикаций показано, что технология комбинированного воздействия теплоносителем и CO_2 в условиях глубокозалегающих карбонатных залежей СВН практически не применялась. Однако результаты большинства лабораторных исследований и ряда опытно-промышленных работ по закачке чистого CO_2 на подобных месторождениях показывают, что воздействие теплоносителем и CO_2 может быть эффективным с технологической точки зрения.

2. Сформирована методология, включающая методики и технико-технологические решения для экспериментального изучения технологий комбинированного воздействия на залежи СВН газовыми агентами и теплоносителем. В частности, для выполнения подготовительных работ разработаны методики подготовки газовых агентов и смесей СВН с газовыми агентами. Для выполнения лабораторных исследований технологий комбинированного воздействия предложено технико-технологическое решение, заключающееся в использовании в конструкции фильтрационной установки поршневых расходомеров, позволяющих в автоматическом режиме производить измерение объемов флюидов с точностью до 1 % в широком диапазоне объемных расходов и возможностью автоматического отбора проб нефти и газа в необходимом объеме и с регулируемой дискретностью для определения компонентного состава и физико-химических свойств.

3. Экспериментально обоснована возможность повышения эффективности разработки глубокозалегающей карбонатной залежи СВН путем комбинированного воздействия теплоносителем и CO_2 за счет вовлечения в более активную разработку матричной части пласта. Дополнительное вовлечение в разработку нефтенасыщенной матрицы возможно за счет увеличения подвижности CO_2 с ростом температуры, высокой растворимости в пластовой нефти и дополнительного снижения вязкости нефти. Результаты лабораторных исследований показали, что степень прогрева залежи и объемы закачки CO_2 являются оптимизируемыми параметрами, при определенном соотношении которых возможно добиться наибольшей эффективности комбинированного воздействия.

4. Разработана экспресс-методика, позволяющая, на основе фильтрационных экспериментов на линейных моделях пласта и гидродинамического моделирования, определить оптимальные условия комбинированного воздействия на пласт СВН теплоносителем и диоксидом углерода и сократить трудозатраты при выборе оптимального варианта на этапе выполнения технико-экономической оценки проекта.

5. С применением разработанной методики установлено, что для условий пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения наибольшая эффективность комбинированного воздействия теплоносителем и диоксидом углерода будет достигаться при температуре 65 °С и массовом соотношении закачки CO_2 и пара, равном 0,55.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в изданиях ВАК РФ:

1. Калинин, С.А., Морозюк, О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта / С.А. Калинин, О.А. Морозюк // Вестник пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19. – №4. – С. 373-387.

2. Калинин, С.А. Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода из карбонатных пород / О.А. Морозюк, Н.Н. Барковский, С.А. Калинин, А.В. Бондаренко, Д.В. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 51-56.

3. Калинин, С.А. Лабораторные исследования карбонатных коллекторов месторождений высоковязкой нефти с использованием диоксида углерода / С.А. Калинин, О.А. Морозюк // Недропользование. – 2020. – Т.20. – №4. – С. 369-385.

4. Калинин, С.А. Результаты лабораторных исследований влияния диоксида углерода на разработку пермокарбонатовой залежи Усинского месторождения / С.А. Калинин, О.А. Морозюк, К.С. Костерин, С.П. Подойницын // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2021. – Т. 21. – №. 1. – С. 28-35.

Статьи, опубликованные в изданиях, включенных в международную реферативную базу данных Scopus:

5. Kalinin, S.A. Experimental Study of Heavy Oil Displacement by Carbon Dioxide on Carbonated Cores (Russian) / S.A. Kalinin, O.A. Morozuyk, K.S. Kosterin // В сборнике: SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers. – 2020.