

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи



КАЛИНИН СТАНИСЛАВ АЛЕКСАНДРОВИЧ

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

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Морозюк Олег Александрович

Пермь – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И CO ₂	12
1.1. Проблемы разработки залежей сверхвязких нефтей.....	12
1.2. Особенности разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.....	15
1.3. Текущее состояние исследований комбинированного воздействия теплоносителем и CO ₂	18
1.3.1. Лабораторные исследования.....	19
1.3.2. Численное компьютерное моделирование.....	30
1.3.3. Опытно-промышленные работы.....	33
2. ЛАБОРАТОРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	41
2.1. Используемое лабораторное оборудование.....	41
2.1.1. Установка подготовки рекомбинированных проб нефти.....	41
2.1.2. Установка для PVT исследований.....	42
2.1.3. Трехфазная фильтрационная установка.....	43
2.2. Методика лабораторных исследований.....	45
2.2.1. Подготовительные работы.....	46
2.2.2. PVT исследования моделей пластовых флюидов.....	57
2.2.3. Фильтрационные эксперименты на слим-моделях.....	61
2.2.4. Фильтрационные эксперименты на керне.....	65
2.3. Выводы по главе 2.....	69
3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И CO ₂	71
3.1. Особенности подготовки рекомбинированной модели нефти.....	71
3.2. Определение параметров рекомбинированной модели нефти.....	73

3.3.	Влияние концентрации CO_2 на свойства сверхвязкой нефти	78
3.4.	Изучение режима вытеснения сверхвязкой нефти CO_2	83
3.5.	Оценка эффективности вытеснения сверхвязкой нефти диоксидом углерода	86
3.6.	Выводы по главе 3	99
4.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И CO_2	101
4.1.	Создание композиционной модели пластовой нефти	101
4.2.	Создание и адаптация композиционной модели фильтрационных экспериментов	106
4.2.1.	Описание численной модели	106
4.2.2.	Результаты расчетов	110
4.3.	Определение оптимальных условий воздействия	116
4.3.1.	Расчет объемов вытесненной нефти	116
4.3.2.	Расчет массы теплоносителя для прогрева модели пласта	121
4.3.3.	Оценка стоимости CO_2	124
4.3.4.	Определение оптимальной температуры	128
4.4.	Выводы по главе 4	132
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	136

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

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 природных 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 термических 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., Максutow 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.

Однако, как показывает промысловый опыт извлечения СВН, сложные геолого-физические условия и большая глубина залегания продуктивной толщи не позволяют в полной мере реализовать потенциал тепловых МУН. В связи с этим появилась необходимость повышения эффективности классических тепловых МУН. Одним из направлений повышения эффективности извлечения СВН является применение комбинированных технологий, предусматривающих совместную закачку в пласт теплоносителя и газов. В качестве газовых агентов воздействия на пласт рассматриваются следующие газы: углеводородные газы, азот, воздух, дымовые газы и диоксид углерода. Вклад в развитие метода комбинированного воздействия паром и газами в отечественной и зарубежной науке и практике внесли: Антониади Д. Г., Гарушев А. Р., Джалалов К. Э., Орлов Г. И., 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.

Наблюдаемая в последние десятилетия тенденция ухудшения структуры извлекаемых запасов нефти, потребует внедрения новых, более углеродоемких технологий ее извлечения, что только увеличит нагрузку на окружающую среду. С этой точки зрения, диоксид углерода 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. Таким образом, использование техногенного диоксида углерода, в комбинации с тепловыми МУН, не только может открыть возможности для увеличения нефтеотдачи залежей СВН, но и позволит снизить выбросы парниковых газов в атмосферу. Поэтому, критически важным этапом при внедрении новых или усовершенствованных 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 разрабатываемых и вводимых в разработку залежах СВН. 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 технологий добычи СВН.

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 пермокарбоновой 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: 1) IX Конкурс на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь, 2018 г.), 2) Российский нефтегазовый саммит «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы» (Москва, 2019 г.), 3) Международная конференция «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 6-7 февраля 2020 г.), 4) Международная научно-практическая конференция «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии» (Казань, 2-3 сентября 2020 г.), 5) Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (Онлайн, 26-29 октября 2020 г.), 6) Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (г. Ухта, 5-6 ноября 2020 г.), 7) семинар «ППД-2020. Блок 3» (Онлайн, 16 ноября 2020 г.), 8) научно-технический форум ООО «СамараНИПИнефть» (г. Самара, 3 декабря 2020 г.).

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, д.г.-м.н. Путилову Ивану Сергеевичу за постоянное внимание к данной работе, коллегам к.х.н. Соснину Евгению, Фофанову Алексею, Спасенникову Алексею и Швецову Алексею за содействие при выполнении данной работы, Костерину Константину и к.т.н. Юрьеву Александру за ценные советы и обсуждение результатов исследований, а также коллективу Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» за предоставленные материалы и помощь при выполнении данной работы. Отдельную благодарность автор выражает Калининой Марии за постоянную моральную поддержку, терпение и понимание в период выполнения диссертационной работы.

1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И CO₂

1.1. Проблемы разработки залежей сверхвязких нефтей

На фоне увеличивающегося мирового спроса на углеводородные энергоносители [41] наблюдается ухудшение структуры мировых извлекаемых запасов нефти в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), добыча которых согласно прогнозам будет только увеличиваться [4]. Аналогичная ситуация складывается и в нефтяной промышленности России [5, 13, 16, 32]. Согласно проекту Стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2030 г, разработанному Институтом нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, нетрадиционные запасы углеводородов составляют 66 % от общих балансовых запасов нефти категории A+B+C₁ и станут основным источником прироста запасов в стране [28].

К категории ТРИЗ относятся запасы высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ), мировые геологические запасы которых составляют от 650 млрд т до 1 трлн т, и существенно превышают по объему запасы остаточных мировых запасов «традиционной» нефти, составляющих 162,3 млрд т [5]. Запасы ВВН и ПБ в России составляют по разным оценкам от 6 – 7 [1] до 10 – 20 млрд тонн [26], и в структуре запасов нефти занимают до 55 % [5].

В настоящее время эффективная разработка месторождений ВВН и ПБ невозможна без применения тепловых МУН, среди которых [91] можно выделить следующие основные методы, основанные на закачке в пласт теплоносителей: вытеснение нефти горячей водой, вытеснение нефти паром или паротепловое воздействие (ПТВ), пароциклические обработки скважин (ПЦОС) и, получившая широкое распространение в мире в последние время,

технология термогравитационного дренирования пласта (ТГДП). В категории тепловых МУН необходимо отдельно выделить уникальную технологию термошахтного воздействия, применяемую на Ярегском месторождении высоковязкой нефти в Республике Коми [26].

Как и любые другие технологии воздействия на залежи, технологии теплового воздействия имеют определенные ограничения, связанные как с геолого-физическими характеристиками месторождений ВВН и ПБ, так и с физико-химическими свойствами нефти. С момента широкомасштабного внедрения тепловых МУН средние геолого-физические характеристики месторождений ВВН и ПБ претерпели существенные изменения в сторону их усложнения. По данным [5], в настоящее время более 86 % промышленных запасов ВВН и ПБ России объемом 5,4 млрд тонн располагаются на глубинах от 1,0 до 1,5 км. Большая глубина негативно сказывается на рентабельности тепловых методов воздействия. При закачке пара в пласт с увеличением глубины возрастают тепловые потери по стволу нагнетательной скважины, что приводит к ухудшению параметров пара на забое скважины. Чтобы компенсировать тепловые потери требуется повышение параметров закачиваемого пара на устье, что требует дополнительных затрат энергии на подготовку пара. Для снижения тепловых потерь возможна установка пакеров на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), чтобы изолировать их от эксплуатационной колонны, или использование теплоизолированных НКТ. Однако применение перечисленных методов, ограничивается их дороговизной. Большая глубина залегания продуктивных пластов также приводит к увеличению давления закачки пара, что приводит к необходимости использования более дорогостоящего насосного оборудования. Для тепловых МУН глубина залегания в 1500 м является пределом для их применения [100].

Все большее внимание уделяется разработке залежей ВВН и ПБ в сложнопостроенных карбонатных коллекторах [19]. По состоянию на 2005 г. почти 40 % залежей ВВН и ПБ приурочены к карбонатным коллекторам [19, 33], которые характеризуются сложным строением: наличием большого

количества фациальных зон с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), суперколлекторов – коллекторов с высокой проницаемостью, интенсивной трещиноватостью различного происхождения, и наличием низкопроницаемых блоков, насыщенных сверхвязкой нефтью. Интенсивная трещиноватость и суперколлекторы приводят к ранним прорывам нагнетаемого теплоносителя к добывающим скважинам, что приводит к снижению степени охвата пласта тепловым воздействием.

В настоящее время возникла проблема извлечения сверхвязкой нефти из коллекторов малой толщины. Толщина пласта является ограничивающим фактором для применения тепловых МУН. Эффективность теплового воздействия возрастает с толщиной пласта, так как снижаются тепловые потери в покрывающие и подстилающие породы.

В связи с усложняющимися геолого-физическими условиями залегания сверхвязких нефтей, все больше внимания уделяется гибридным или комбинированным методам воздействия. Комбинированные методы подразумевают комбинацию нескольких технологий с целью достижения синергетического эффекта [23, 48]. Одними из наиболее перспективных комбинированных методов увеличения нефтеотдачи залежей ВВН и ПБ рассматривается группа методов, основанных на совместном использовании пара и различных газов. Среди газов, рассматриваемых для целей закачки совместно с паром, рассматриваются неконденсирующиеся газы: метан, азот, воздух, дымовые газы и диоксид углерода [38, 50]. Последний, благодаря своим физико-химическим свойствам [45] и особенностям взаимодействия с пластовой нефтью [3, 69], а также в связи с возрастающей проблемой увеличения эмиссии парниковых газов [12, 43], является наиболее перспективным агентом с точки зрения использования его для целей повышения нефтеотдачи.

1.2. Особенности разработки пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения

Пласт карбонатного коллектора пермо-карбонтовой залежи можно представить в виде низкопроницаемых блоков, насыщенных нефтью (матричная часть пласта), и сети высокопроницаемых каналов между ними (крупные трещины и высокопроницаемые каналы). При реализации тепловых МУН, закачка в пласт теплоносителя неизбежно сопровождается быстрым прорывом теплоносителя по трещинам к добывающим скважинам, что является причиной низкой тепловой эффективности, так как тепло не успевает передаться матричной части пласта и снизить вязкость нефти до необходимого значения. Вовлечение в разработку нефтенасыщенной низкопроницаемой матрицы пласта, в которой содержатся основные запасы сверхвязкой нефти, является основной проблемой разработки пермо-карбонтовой залежи.

Как установлено ранними исследованиями [25], прогрев трещиноватого карбонатного пласта происходит в основном за счет фильтрации теплоносителя по высокопроницаемым каналам, которые представляют собой обширную сеть трещин и каверн. По мере продвижения вглубь пласта по трещинам и высокопроницаемым зонам, теплоноситель контактирует с низкопроницаемой матрицей, передавая тепло, за счет кондуктивного теплообмена. Так как теплопередача зависит от коэффициента теплопроводности горных пород, а нефтеотдача матричной части зависит от степени прогрева блоков и их размеров, извлечение нефти из матричных блоков является настолько длительным процессом, что матричная часть пласта почти не вовлекается в разработку даже на завершающей стадии разработки залежи. Схематическое представление процесса изображено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Схематичное изображение процесса вытеснения нефти паром из трещинного пласта и фотография реального кернового материала пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

Учитывая объемы запасов СВН, содержащихся в матричной части пласта, вовлечение в разработку матричной части пласта, является, возможно, наиболее важной задачей, решение которой позволит существенно продлить жизненный цикл месторождения и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Применение CO_2 в качестве агента закачки теоретически может позволить дополнительно вовлечь в разработку «матричную нефть» за счет следующих механизмов. Во-первых, при достаточно низких температуре и давлении CO_2 переходит в сверхкритическое состояние, при котором обладает высокой подвижностью и способностью проникать в наиболее низкопроницаемые зоны матричной части пласта по сравнению с пароконденсатом, снижая вязкость нефти и создавая каналы для движения по ним теплоносителя. Во-вторых, растворение CO_2 в пластовой нефти позволяет снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть-газ», что может способствовать снижению капиллярных сил и увеличению объема подвижной нефти. В-третьих, при растворении CO_2 в пластовой нефти происходит увеличение объема («разбухание») последней, при этом объем вытесненной нефти будет пропорционален количеству растворенного в нефти CO_2 при конкретных пластовых условиях и масштабу растворения (охвату).

Схематичное изображение вовлечения матричной части пласта показано на рисунке 1.2.

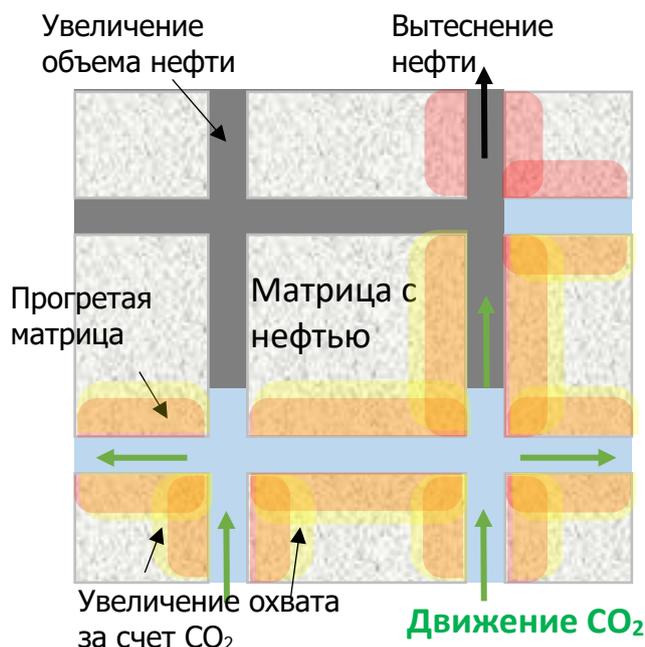


Рисунок 1.2 – Схематичное изображение предполагаемого процесса воздействия на трещиноватый пласт диоксидом углерода после закачки пара

Положительной стороной комбинированного воздействия техногенным CO₂ и паром является возможность утилизации значительных объемов техногенного диоксида углерода и других парниковых газов, что может позволить избежать значительных финансовых потерь из-за введения трансграничного углеродного налога (ТУР) на выбросы парниковых газов с 2023 г.

Дополнительным фактором, влияющим на эффективность комбинированного воздействия, является возможность частичного растворения карбонатной породы угольной кислотой, образующейся при взаимодействии CO₂ и воды (пластовой или воды-конденсата). Причем при увеличении температуры растворимость породы может существенно возрасти, что скажется на масштабах растворения минералов. Причем, в зависимости от состава породы и соотношения породообразующих минералов могут происходить как процессы, приводящие к снижению проницаемости (отложение продуктов реакции на стенках пор и смыкание стенок пор в

результате их растворения и увеличения эффективного давления), так и процессы увеличения проницаемости (образование каналов и червоточин).

1.3. Текущее состояние исследований комбинированного воздействия теплоносителем и CO₂

Впервые нагнетание CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи было предложено Пирсоном в 1941 г. В работе [79] предполагалось, что при достаточном объеме закачки в частично истощенный пласт CO₂ будет экстрагировать остаточную нефть, что позволит со временем полностью извлечь остаточные запасы.

Идея использования газов в качестве добавки к нагнетаемому пару для извлечения высоковязких нефтей появилась относительно недавно, когда активно развивались тепловые МУН, и впервые предложена в работах Парсли [80] и Вайнштейна [105] в 1974 г. Первые экспериментальные исследования в этом направлении на качественном уровне показали возможность увеличения показателей разработки залежей высоковязких нефтей по сравнению с классическими тепловыми методами воздействия. Выполненные позже исследования позволили установить основные параметры, оказывающие влияние на эффективность закачки пара совместно с газами [2, 54, 61, 63, 72, 96]:

- свойства пластовых флюидов,
- пластовые условия,
- тип используемого газа,
- соотношение объемов закачки пара и газа,
- температура пара,
- темп закачки и другие технологические параметры.

Закачка газов совместно с паром рассматривается в рамках различных технологий воздействия: при ПЦОС [73], при площадной закачке пара (попеременно с оторочками пара) [71] и при ТГДП [75]. В зависимости от

технологии воздействия на пласт, закачиваемый совместно с теплоносителем газ, может обуславливать проявление различных механизмов повышения нефтеотдачи. Основными механизмами повышения нефтеотдачи при комбинированной закачке пара и неконденсирующихся газов являются: дополнительное снижение вязкости нефти при растворении газа, увеличение приемистости скважин для пара, увеличение зоны прогрева и зоны мобилизации нефти, восстановление энергетической характеристики пласта (восстановление пластового давления) и реализация режима растворенного газа.

По мнению ряда исследователей [23, 48], данное направление является одним из многообещающих направлений развития МУН и в ближайшие десятилетия получит активное развитие.

Исследования комбинированного воздействия путем закачки пара с добавлением диоксида углерода, выполненные до настоящего времени, можно разделить на три группы: 1) лабораторные исследования с применением PVT установок и одномерных (керновые составные или насыпные) или трехмерных моделях пласта, 2) численные эксперименты с применением гидродинамических симуляторов, а также, 3) опытно-промышленные исследования (пилотные проекты) на залежах, содержащих сверхвязкую нефть. Далее подробно рассматривается каждое из трех перечисленных направлений исследований.

1.3.1. Лабораторные исследования

1.3.1.1. Исследования взаимодействия высоковязкой нефти и диоксида углерода

Особенности взаимодействия нефти и диоксида углерода в пластовых условиях определяют эффективность воздействия на пласт диоксидом углерода. Физико-химические свойства СВН сильно изменяются при растворении в ней диоксида углерода. В то же время температура влияет на растворимость и коэффициент диффузии CO_2 в нефти. Учитывая, что при

реализации комбинированного воздействия паром и CO_2 в пласте могут формироваться зоны с различными термобарическими параметрами, изучение физико-химических свойств высоковязкой нефти при различных температурах, давлениях и, соответственно, концентрации CO_2 является критически важным этапом исследований. Поэтому множество исследований посвящено изучению влияния PVT характеристик системы «ВВН- CO_2 » на основные физико-химические свойства: вязкость и плотность нефти, растворимость CO_2 , коэффициент диффузии, поверхностное натяжение нефти на границе с CO_2 и условия дестабилизации асфальтенов.

Одним из основных факторов, влияющих на эффективность закачки CO_2 с целью повышения нефтеотдачи, является снижение вязкости пластовой нефти при растворении в ней CO_2 [68]. Для СВН степень снижения вязкости при растворении в них диоксида углерода сопоставима со снижением вязкости при термическим воздействием [34]. Известно, что существенное снижение вязкости нефти наблюдается даже при сравнительно низких концентрациях растворителя [11], причем по мере увеличения концентрации растворителя темп снижения вязкости снижается, что характерно при насыщении сверхвязких нефтей диоксидом углерода [39, 64, 74, 88, 93, 95, 98, 99].

С увеличением количества растворенного CO_2 плотность нефти снижается [74, 88, 99]. В работе [74], плотность дегазированной нефти месторождения Wilmington составляла $952,9 \text{ кг/м}^3$. При увеличении давления плотность как дегазированной, так и насыщенной CO_2 нефти возрастает. При дальнейшем повышении давления и насыщении нефти углекислым газом ее плотность снижается. При этом увеличение температуры приводит к более заметному изменению плотности нефти. В то же время с ростом давления при низкой температуре ($24 \text{ }^\circ\text{C}$) плотность насыщенной CO_2 нефти становится больше, чем у ненасыщенной.

С увеличением количества растворенного CO_2 в нефти, объем нефти увеличивается («разбухает», в англоязычной литературе используется термин «swelling factor») относительно начального значения при тех же условиях.

Причем в зависимости от состава нефти увеличение объема может варьироваться до 60 % от ее начального объема. Для более тяжелых нефтей степень «разбухания», как правило, ниже по сравнению с легкой нефтью. Данное явление, очевидно, может оказывать непосредственно положительный эффект на величину извлекаемой нефти, поскольку степень увеличения объема нефти при растворении CO_2 прямо пропорциональна объему вытесненной нефти. Помимо всего этого, увеличение объема нефти способствует благоприятному изменению относительных фазовых проницаемостей, что обусловлено объединением отдельных глобул нефти в пористой среде в неразрывную фазу и увеличением, таким образом, насыщенности породы углеводородной фазой. Однако, для проявления эффекта разбухания нефти требуется, чтобы растворение CO_2 в пластовой нефти имело как можно больший охват, что затруднительно ввиду быстрого прорыва газа к добывающим скважинам.

Диоксид углерода, относительно других газов, обладает высокой растворимостью в пластовой нефти. С ростом давления растворимость CO_2 в нефти возрастает. Увеличение температуры, наоборот, приводит к снижению растворимости CO_2 . В работе Chao Wang с соавторами [103] на основе исследований с применением нефти месторождения Xinjiang с вязкостью при атмосферных условиях около $1,2 \cdot 10^6$ мПа·с показано, что при низких давлениях влияние температуры на растворимость CO_2 в сверхвязкой нефти относительно низкое. С ростом температуры растворимость CO_2 снижается. Если при 80 °С растворимость CO_2 варьировалась от 18 до 55 м³/м³ при соответствующих давлениях от 4 до 12 МПа, то при 200 °С растворимость CO_2 изменялась от 12 до 25 м³/м³ в том же диапазоне давлений.

В реальных пластовых условиях, когда растворимость CO_2 в пластовой нефти ограничивается в результате неоднородности коллектора и различиями в подвижности CO_2 и нефти, температура не всегда может оказывать негативное влияние на растворимость CO_2 . Результаты исследований растворимости, и молекулярной диффузии CO_2 , выполненные Kavousi с

соавторами [66], показывают что увеличение температуры приводит к увеличению растворимости CO_2 в пластовой нефти, поскольку при увеличении температуры большее влияние начинает оказывать коэффициент диффузии. Таким образом предварительное тепловое воздействия с последующей закачкой CO_2 способствует увеличению объема закачиваемого CO_2 , объема растворенного газа и коэффициента диффузии.

Растворение CO_2 в пластовой нефти и воде приводит к кратному снижению поверхностного натяжения на границе «нефть-газ», «нефть-вода». Как правило, при несмешивающемся вытеснении, поверхностное натяжение на границе «нефть – газ» не снижается до нуля. Степень снижения поверхностного натяжения зависит от давления, температуры и количества растворенного CO_2 . С увеличением давления поверхностное натяжение снижается. С ростом температуры – увеличивается. Влияние температуры и давления для системы «СВН – CO_2 » было исследовано Egreng с соавторами [49] методом висячей капли на примере нефти с вязкостью $8000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при температурах от 15 до $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (рисунок 1.3).

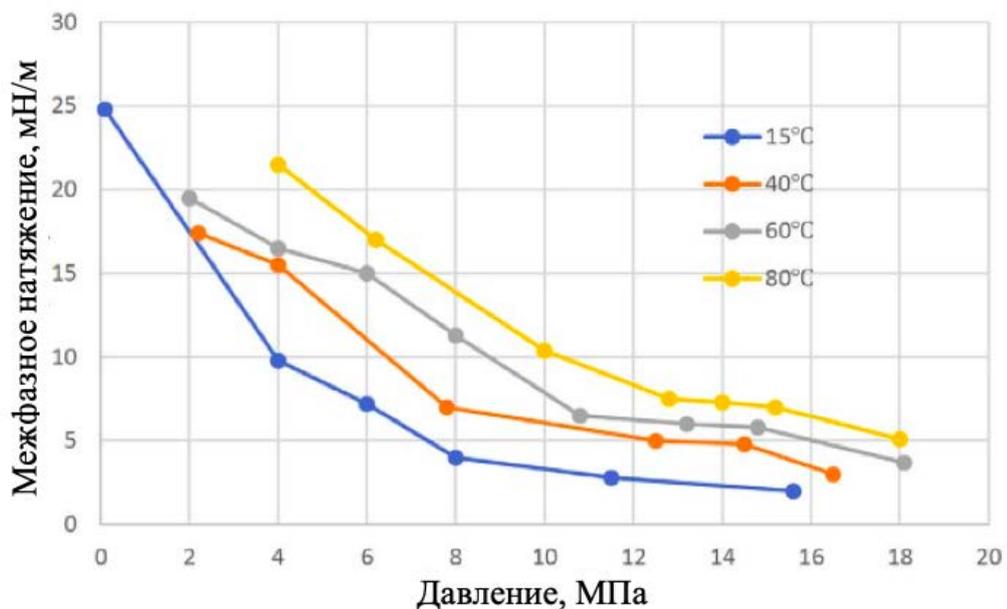


Рисунок 1.3 – Влияние давления и температуры на величину межфазного натяжения между сверхвязкой нефтью и CO_2 (адаптировано из [49])

Из рисунка 1.3 видно, что со снижением температуры от начальной пластовой 80 до 15 °С величина поверхностного натяжения при постоянном давлении снижается в 2 и более раза.

Исследования выполненные S. V. Dyer и S. M. Farouq Ali [83], хорошо демонстрируют влияние давления на величину поверхностного натяжения. Результаты исследований показали, что при увеличении давления с 0,1 до 5,5 МПа поверхностное натяжение снизилось с 25 до 16 мН/м.

Снижение поверхностного натяжения при взаимодействии пластовой нефти с диоксидом углерода способствует снижению остаточной нефтенасыщенности за счет снижения капиллярных давлений на границах между фазами и благоприятному изменению относительных фазовых проницаемостей.

При растворении CO_2 в пластовой нефти при определенной концентрации, которая называется «концентрацией начала образования отложений асфальтенов», может происходить образование отложений асфальтенов из-за дестабилизации их дисперсии в нефти [42, 53, 90, 94]. По мере увеличения концентрации CO_2 в нефти количество выпавших в отдельную фазу асфальтенов может увеличиваться. При этом, по сравнению с другими газовыми агентами, CO_2 в большей степени способствует выпадению асфальтенов. Например, в работе [78] наблюдали увеличение количества отложений асфальтенов на 56 % при 14 МПа и 90 °С, при растворении CO_2 с 5 до 20 % мол.

Исследования на слим-моделях с использованием высоковязкой нефти месторождения West Sak (Аляска, США) с содержанием 13 % масс. асфальтенов, проведенные Sharma с соавторами [89], показали, что при вытеснении СВН сверхкритическим CO_2 из-за осаждения асфальтенов в пористой среде слим-модели снижается коэффициент вытеснения нефти. Результаты исследований показали, что при вытеснении нефти сверхкритическим CO_2 из нефти выпадает до 38 % асфальтенов, что на 25 % больше при вытеснении нефти углеводородными растворителями.

Таким образом, при взаимодействии с пластовой нефтью диоксида углерода, дестабилизация и отложение в поровом пространстве асфальтенов, может приводить к снижению продуктивной характеристики пласта, выраженной в снижении фильтрационно-емкостных свойств, темпов отбора и степени извлечения нефти. К негативным последствиям можно отнести и осложнения, связанные с отложением асфальтенов в поверхностном промысловом оборудовании, что может приводить к уменьшению его межремонтного периода.

1.3.1.2 Методические особенности изучения системы «СВН – CO₂»

При изучении PVT-свойств систем «СВН – CO₂» возникает ряд трудностей в области методики и техники подготовки смесей СВН и диоксида углерода. В работе [74] отмечается, что отдельной трудоемкой задачей являлась разработка конструкции экспериментальной установки, позволяющей достигать полного насыщения СВН углекислым газом, с целью определения вязкости и плотности. Конструкция системы, используемой в данных исследованиях, отличалась от иного оборудования тем, что для приготовления гомогенной смеси нефти и CO₂ отдельные компоненты циркулировали по системе в течение двух суток с применением специального магнитного насоса, выдерживающем давление до 34,5 МПа.

В работе [93] в качестве условия достижения равновесия системы принималось достижение скорости снижения давления в PVT-ячейке меньше 3,4 кПа/сут., на что, в большинстве случаев, уходило до 2-х недель.

Растворимость газов в нефти, как правило, снижается с ростом плотности нефти [7, 17, 30], что можно связать со сложностью достижения однородности системы «CO₂-тяжелая нефть». При сопоставлении зависимостей давления насыщения от концентрации CO₂, полученных в работах [92, 93], можно сказать, что достижение равновесного состояния даже при концентрации CO₂ около 50 % мол. в смеси является возможным как для легкой, так и тяжелой нефти. Примерно одинаковые значения давления

насыщения для легкой и тяжелой нефтей, свидетельствуют, что плотность нефти слабо влияет на растворимость CO_2 .

Вязкость нефти и коэффициент молекулярной диффузии между нефтью и CO_2 могут влиять на время достижения равновесия системы «СВН – CO_2 ». В целом, коэффициент диффузии CO_2 уменьшается с увеличением вязкости жидких углеводородов, что хорошо подтверждается данными в работе [6], где приведены значения коэффициентов диффузии в диапазоне вязкостей чистых углеводородов и легких нефтей от 0,2 до 100 мПа·с. Однако, выборка может являться непредставительной, так как для очень близких значений вязкости жидкостей коэффициенты диффузии сильно отличаются. Анализ значений коэффициентов диффузии для более широкого диапазона вязкостей углеводородных жидкостей, могут не подтвердить заявленную зависимость коэффициента диффузии от вязкости при схожих термодинамических условиях (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Экспериментальные данные о величинах коэффициента диффузии различных углеводородных жидкостей и CO_2

№	Месторождение	Тип флюида	P, МПа	T, °C	μ , мПа·с	Плотность, кг/м ³	Коэф.-т диффузии, 10^{-9} м ² /с	Источник
1	Атабаска, Канада	Битум	3,1-5,6	21	$2 \cdot 10^6$	1026	0,1	[51, 52]
2	Хамака, Венесуэла	Тяжелая нефть	3,5	21	5000	н/д	4,8	[111]
3	Уэйбенр, Канада	Легкая нефть	0,1-5	27	13	877	0,47-2,49	[108]
4	-	C ₅ -C ₁₀ -C ₁₆	1,5-5,2	25	-	-	1,0	[58]

Как видно из таблицы 1.1, для нефтей с различными физико-химическими свойствами значения коэффициентов диффузии CO_2 незначительно отличаются. Причем коэффициент диффузии для битума может быть в 4-10 раз выше по сравнению с коэффициентами диффузии, полученными для углеводородов со значительно более низкой вязкостью.

Так как скорость изменения концентрации газа при его контакте с жидкостью зависит от коэффициента диффузии, то изменение коэффициента

диффузии в 2-4 раза может иметь значение при достижении равномерного растворения газа без перемешивания фаз. В то же время коэффициент диффузии будет слабо влиять на достижение полного растворения газа в нефти при интенсивном перемешивании, выполняемом в экспериментах на PVT-установках. По всей видимости, длительность процесса перемешивания зависит от вязкости нефти и интенсивности перемешивания фаз. Однако, в PVT-оборудовании при создании высоких скоростей потока при высокой вязкости жидкости возникают соответствующие перепады давления порядка 5 МПа и выше. Сложность перемешивания заключается в том, что давления насыщения системы «СВН – CO₂» заранее неизвестно, и при перекачке нефти с большими скоростями могут образовываться зоны разряжения с давлением ниже фактического давления насыщения, из-за чего достижение полного растворения нефти и CO₂ будет невозможным.

1.3.1.3 Фильтрационные эксперименты

Первые экспериментальные исследования по физическому моделированию на моделях пласта комбинированной закачки пара и диоксида углерода выполнялись с целью изучения влияния добавки к пару на основные технологические параметры: нефтеотдачу, паронефтяное отношение (ПНО) и темп извлечения высоковязкой нефти. Другой целью лабораторных исследований являлось установление основных механизмов повышения нефтеотдачи при совместной закачке пара и газов.

В одной из первых работ [80] путем физического моделирования было установлено, что в условиях месторождения Cold Lake (Канада, штат Альберта) циклическая закачка пара совместно с различными газами (воздух, метан и диоксид углерода) позволяет извлекать значительно больше нефти по сравнению с закачкой только пара. Однако, в данных исследованиях использование диоксида углерода совместно с паром показало меньшую эффективность по сравнению с другими газами.

Обзор результатов исследований с применением одномерных и трехмерных физических моделей пласта, опубликованных различными

авторами проведенных с период с 70-х по конец 90-х годов, представленный в [38], показал, что совместная закачка пара и диоксида углерода почти во всех случаях может способствовать существенному увеличению коэффициента извлечения нефти и темпов отбора нефти.

В исследованиях [63], проводимых с нефтью West Sak было установлено, что добавление CO_2 к пару способствует увеличению темпа вытеснения и коэффициента вытеснения нефти на 14,8 % по сравнению с использованием чистого пара. Извлечение дополнительного объема нефти авторы работы объясняют с разбуханием нефти при растворении в ней CO_2 и с эффектом заземления газовой фазы в порах пористой среды, что приводит к увеличению охвата модели пласта процессом вытеснения. Также отмечается, что присутствие свободного газа приводит к снижению конечного коэффициента вытеснения нефти.

Ряд экспериментальных работ посвящен изучению влияния диоксида углерода на процесс распространения температурного фронта при закачке пара. Работы выполнялись с применением достаточно сложных, даже по нынешним меркам, фильтрационных установок, как например в [97].

В работе [38] представлены результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению высоковязкой нефти месторождения West Kozluka чистым паром и паром совместно с неконденсирующимися газами (CH_4 и CO_2) на одномерной и трехмерной моделях пласта. Эксперименты на одномерной модели пласта показали увеличение скорости распространения температурного фронта при закачке пара с газами по сравнению с закачкой чистого пара. При этом наибольшая скорость прогрева одномерной модели достигалась при закачке пара с CH_4 . Эксперименты на трехмерной модели показали аналогичные результаты: при закачке пара с газами в объеме около $0,5 V_{\text{пор}}$ температура в модели пласта была несколько выше по сравнению с закачкой чистого пара в том же объеме. При этом, на конечном этапе эксперимента (при прокачке теплоносителя в объеме около $1,5 V_{\text{пор}}$) температура модели пласта была ниже, что свидетельствует о снижении

количества введенной тепловой энергии. При этом объем вытесненной нефти оказался выше, что свидетельствует об увеличении эффективности вытеснения нефти и снижения ПНО.

Аналогичные выводы были сделаны Хорнбруком с соавторами [63]. На основе анализа температурных профилей, построенных по данным экспериментов по вытеснению нефти паром и CO_2 на одномерной модели, показано, что добавление CO_2 к пару приводит к снижению вводимой тепловой энергии по сравнению с закачкой чистого пара, без снижения количества извлекаемой нефти.

В работе [44, 107] на основе физического моделирования на трехмерной модели пласта содержащего СВН, изучалось влияние совместной закачки пара и CO_2 после предварительного этапа вытеснения нефти чистым паром. Исследования показали, что после начала этапа совместной закачки пара и CO_2 наблюдалось снижение обводненности вытесняемой жидкости с 95 до 75 %, увеличился дебит нефти, а паронефтяное отношение по сравнению с этапом закачки чистого пара снизилось 2,7 раза. Авторами также было замечено, что после начала совместно закачки пара с CO_2 паровая камера развивается преимущественно вниз, за счет эффекта теплоизоляции кровельной части модели пласта.

Критически важным параметром, влияющим на технологическую эффективность совместной закачки пара и CO_2 является их объемное соотношение, которое является оптимизируемым параметром. Вопросы оптимизации технологии закачки пара совместно с диоксидом углерода посвящено множество исследований. В качестве оптимизируемых параметров в исследованиях рассматривались: соотношение количества пара и газа в закачиваемой смеси, пространственная ориентация добывающих и нагнетательных скважин, расстояние между скважинами.

Рэдфорд с соавторами [82] на основе проведенных экспериментальных исследований по циклической закачке пара с добавлением различных газов и растворителей с целью повышения эффективности извлечения битумной

нефти, установили, что при содержании CO_2 в паре меньше, чем 2,8 % мол. снижается эффективность газонапорного режима вытеснения нефти на этапе снижения давления. При концентрациях выше наблюдались другие эффекты: уменьшение скорости передачи тепла и увеличение относительной фазовой проницаемости для газа, что негативно сказывалось на степени извлечения нефти. Отсюда следует, что концентрация газа в закачиваемом паре является оптимизируемым параметром.

В диссертационной работе Paracha [77] на одномерной насыпной модели изучалась влияние одновременной закачки пара и CO_2 на полноту вытеснения проб нефтей с плотностями 966, 934, 898 кг/см³. Результаты исследований показали существенный прирост нефтеотдачи при добавке CO_2 к пару, однако эффект снижается по мере увеличения плотности нефти. Помимо этого, результат вытеснения нефти оказался чувствителен к объемному соотношению закачиваемых агентов.

В исследованиях Gümrah и Bağcı [59] путем физического моделирования с применением трехмерной секторной модели участка пласта месторождения Bati Kozluca, содержащего высоковязкую нефть, изучалось влияние соотношения закачки пара и CO_2 , а также пространственного расположения скважин на эффективность технологии комбинированного воздействия паром и CO_2 . Для каждого отдельного варианта пространственного расположения добывающей и нагнетательной скважины (например, «горизонтальная нагнетательная – вертикальная добывающая») выполнялись эксперименты по вытеснению нефти паром и CO_2 при различных соотношениях « CO_2 /пар». Установлено, что оптимальной являлась конфигурация скважин «вертикальная нагнетательная скважина – горизонтальная добывающая скважина». При этом для всех рассмотренных вариантов конфигурации оптимальное содержание CO_2 в паре было одинаковым и составило, примерно, 14 дм³/дм³.

При изучении технологии парогазового воздействия Антониади Д. Г. с соавторами [2] выполнены исследования с целью определения оптимального

содержания водной фазы в теплоносителе, представляющем собой смесь жидкости и газа (рисунок 1.4, а), и оптимального содержания CO_2 в газовой фазе теплоносителя (рисунок 1.4, б).

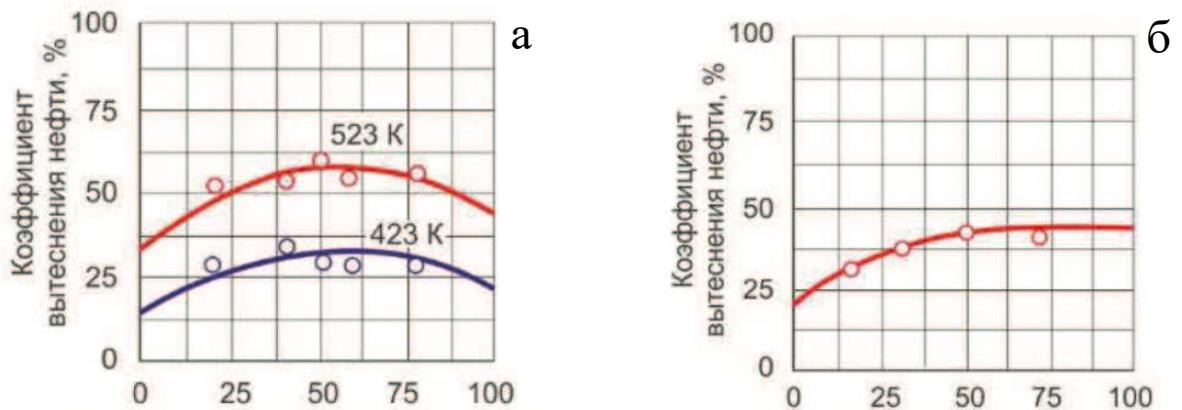


Рисунок 1.4 – Зависимости коэффициента вытеснения нефти от соотношения воды и газа в теплоносителе (заимствовано из [2])

Установлено, что при определенных термодинамических условиях и состава газовой фазы теплоносителя оптимальное соотношение «вода-газ» составляет 1/1. Оптимальная концентрация CO_2 в газовой фазе, при которой достигалась максимальная технологическая эффективность составила 50 %.

1.3.2. Численное компьютерное моделирование

Моделирование закачки различных газов совместно с паром выполнялись множеством исследователей. При этом закачка газов рассматривалась в разрезе различных вариаций технологии теплового воздействия: площадное вытеснение нефти паром (steam drive), пароциклические обработки скважин (Huff'n'Puff), термогравитационное дренирование пласта (SAGD).

Использование таких газов как диоксид углерода, азот или дымовых газов в качестве добавки к закачиваемому пару или в качестве отдельной оторочки способствует дополнительному снижению вязкости при растворении газа в нефти, и снижению теплотерь в покрывающие и подстилающие непродуктивные толщи за счет образования газовой прослойки в верхней части продуктивного пласта, выступающей в качестве

термоизолирующего экрана с низкой теплопроводностью, а так же уменьшению тепловых потерь по стволу нагнетательной скважины. Помимо этого, во многих работах отмечается эффект увеличения темпа прогрева залежи в результате быстрого продвижения пара вглубь продуктивного пласта по каналам, по которым ранее продвигался закачиваемый газ.

С целью изучения возможности увеличения нефтеотдачи глубокозалегающей залежи сверхвязкой нефти месторождения Ксинжан путем закачки пара совместно с газами (CO_2 и дымовые газы) в работе [102] выполнено численное моделирование с применением программного комплекса CMGTM STARSTM. Нефтенасыщенный коллектор расположен на глубине 1500-2300 м и обладает низкой проницаемостью, которая по данным изучения керна составляет от 1,8 до $12 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вязкость нефти в пластовых условиях составляет от 150 до 526 мПа·с. В данных пластовых условиях нефть залежи неподвижна. Низкая проницаемость пористой матрицы не позволяет мобилизовать нефть за счет закачки пара. Поэтому закачка пара рассматривалась только после создания искусственно созданных гидравлических трещин. Авторами исследования предполагается, что совместная закачка пара с газами может привести к повышению эффективности использования теплоносителя и повысить эффективность теплового воздействия. Результаты численного моделирования показали, что совместная закачка пара с добавкой CO_2 или дымовыми газами, является эффективным методом для мобилизации высоковязкой нефти. При этом дополнительная добыча нефти объясняется синергетическим эффектом ряда процессов, включающих: «разбухание» нефти, увеличение размера зоны прогрева, увеличение вводимой в пласт тепловой энергии, снижение вязкости нефти и благоприятное изменение относительных фазовых проницаемостей с увеличением температуры. При этом критически важным для увеличения охвата пласта процессом комбинированного воздействия является наличие каналов фильтрации, в качестве которых рассматривались искусственно создаваемые трещины. Также установлено, что при всех равных условиях,

попеременная закачка дымовых газов с паром позволяет достичь большей эффективности по сравнению с вариантом их совместной закачки.

В работе [104] на основе данных, полученных путем PVT исследований и физического моделирования, выполнено численное моделирование циклической закачки пара совместно с CO_2 и N_2 . Установлено, что совместная циклическая закачка пара и газов способствует увеличению зоны прогрева и зоны снижения вязкости нефти. Причем, циклическая закачка пара совместно с CO_2 оказалась наиболее эффективной.

В работе [70] на секторной модели залежи природного битума в Нигерии выполнены сопоставительные численные эксперименты для трех вариантов: закачка чистого пара, попеременная закачка пара и CO_2 и совместная закачка пара с CO_2 . Результаты моделирования показали, что закачка чистого пара позволяет извлечь значительно больше нефти за один и тот же период разработки, по сравнению с двумя другими вариантами. Более низкие темпы извлечения нефти автор связывает с рядом факторов, проявляющихся при совместной закачке пара и CO_2 : снижение температуры конденсации пара с увеличением концентрации CO_2 в смеси с ним (что может приводить к ситуации, когда при текущих пластовых условиях пар не будет полностью конденсироваться и отдавать скрытое тепло), снижение темпов ввода тепла в пласт (так как, при попеременной закачке пара и CO_2 , количество вводимой в пласт энергии за единицу времени меньше по сравнению с вариантом закачки чистого пара), эффект теплоизоляции из-за образования прослоек газа (газ за счет гравитационной сегрегации стремится вверх, где скапливаясь, образует зону пласта с низкой теплопроводностью, что негативно сказывается на развитии зоны прогрева) и ряд других факторов.

В работе так же проанализировано влияние неоднородности коллекторских свойств, свойств пластовых флюидов, и деасфальтизации (дестабилизации асфальтенов) на технологические параметры попеременной закачки пара и CO_2 .

На упрощенной численной модели участка залежи Ллойдминстер, Канада, с вязкостью нефти 25000 мПа·с, в работе [60] выполнено моделирование технологии SAGD с последующей закачкой чистого CO₂ с температурой 5 °С. Закачка CO₂ в модели начиналась спустя 8 лет после начала закачки пара, при этом закачка пара прекращалась. Результаты моделирования показали, что при всех равных условиях, переход на закачку CO₂ приводит к увеличению дебита по нефти и коэффициента извлечения на 2 % при снижении паронефтяного отношения на 24 % и теплотеря на 16 %.

1.3.3. Опытные-промышленные работы

1.3.3.1. Закачка в пласт CO₂

Первые опытно-промышленные работы (ОПР) по закачке CO₂ были выполнены в 1949 г. в США на месторождении Алегхени, штат Нью Йорк [62]. Закачка CO₂ выполнялась на участке Бредли Продакшн, полностью выработанным заводнением. После закачки CO₂ приемистость нагнетательной скважины увеличилась на 50 %, добыча нефти по 4 скважинам увеличилась в среднем более чем в 5 раз, дополнительно извлечено 9 % от остаточных запасов нефти. Последующие подобные ОПР [3] на ряде месторождений легкой нефти показали высокую эффективность применения диоксида углерода, что послужило толчком для дальнейшего развития методов закачки CO₂ и расширения их применения, в том числе и на месторождениях высоковязких нефтей.

Отечественный опыт применения диоксида углерода для повышения нефтеотдачи берет начало в 1965 г., когда на Александровской площади Туймазинского месторождения (Республика Татарстан) начали опытно-промышленные работы по закачке в пласт CO₂. Всего в СССР до 1991 г. технология закачки CO₂, по данным [15], была испытана на 5 объектах, расположенных на территории республик Татарстан и Башкортостан, Самарской области и Пермского края [27, 29]. Общий объем вовлечённых в разработку геологических запасов был оценен в 61 млн тонн, или 8 % от общей

добычи нефти за счет реализации МУН [15]. Однако все проекты в СССР по закачке CO_2 реализовывались только в масштабе ОПИ по причине отсутствия естественных источников диоксида углерода [31] или технических проблем, связанных с несовершенством промышленного оборудования.

Первый успешный проект по вытеснению СВН диоксидом углерода в несмешивающемся режиме реализован в США (шт. Арканзас) на месторождении Ritchie Field в 1968 г. [67]. В последующие десятилетия, несмешивающееся вытеснение нефти CO_2 реализовывалось в Китае, Турции, Тринидад и Табаго, Малайзии, Венгрии, Аргентине, Канаде и Бразилии [110]. Согласно литературным данным [40, 110], из всех проектов несмешивающегося вытеснения нефти CO_2 известно о 9 проектах, которые реализовывались в карбонатных залежах, из которых 6 проектов [14] реализовывались на залежах высоковязкой или СВН (таблица 1.2), которые по своим геолого-физическим характеристикам (ГФХ) близки к характеристикам пермо-карбоновой залежи. Сопоставление геолого-физических характеристик рассмотренных объектов с геолого-физическими характеристиками пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения представлено на рисунке 1.5.

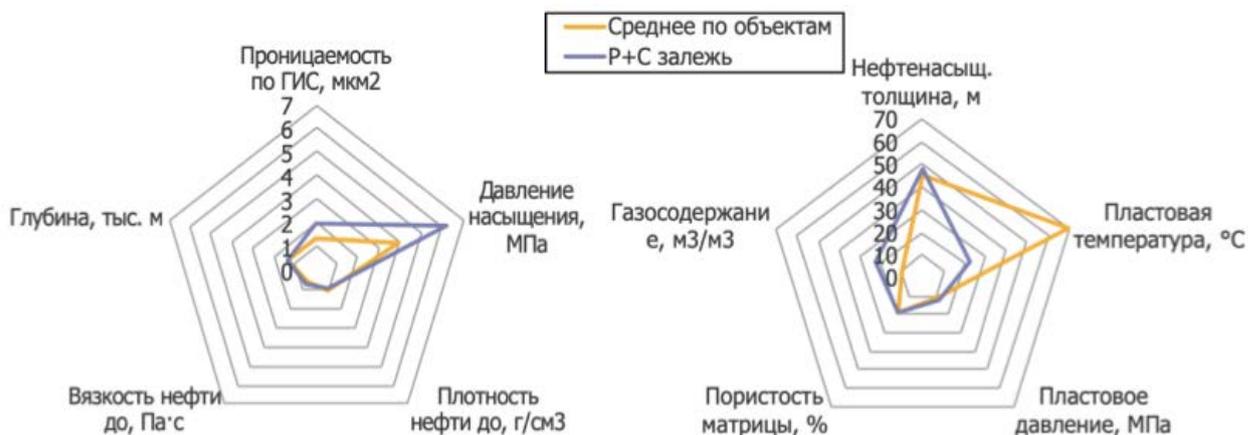


Рисунок 1.5 – Сопоставление ГФХ месторождений-аналогов с ГФХ пермо-карбоновой залежи

В таблице 1.3 приведена сводная информация по показателям эффективности реализации проектов по закачке CO_2 в несмешивающемся режиме на месторождениях-аналогах пермо-карбоновой залежи.

Таблица 1.2 – Залежи высоковязких и сверхвязких нефтей в карбонатных коллекторах, на которых применялась закачка CO₂ в несмешивающемся режиме

№ п/п	Страна	Месторождение	Объект	Технология(ии) воздействия	Год начала реализации	Тип породы	Источник
1	Венгрия	Nagylengyel	Блоки VII, VIII, X.-S.	Площадная закачка CO ₂	1980	Органогенный известняк/ доломит	[47]
2	Турция	Bati Raman	-	Циклическая закачка CO ₂ , площадная закачка CO ₂ с закачкой гелей, попеременная закачка воды и CO ₂ с хим. реагентами	1986	Известняк	[37, 84, 85, 86, 87]
3	Турция	Ikiztepe	Sinan	Циклическая закачка CO ₂ , площадная закачка CO ₂	до 1997*	Известняк	[65]
4	Турция	Bati Kozluca	Alt Sinan	Площадная закачка CO ₂	2003	Известняк	[40]
5	Турция	Samurlu	Alt Sinan	Циклическая закачка CO ₂	1984	Известняк	[56]
6	США	Halfmoon	Phosphoria	Циклическая закачка CO ₂	до 1992*	Известняк/ доломит	[76]

*- нет точных данных, указана дата публикации статьи.

Таблица 1.3 – Показатели эффективности реализации проектов по закачке CO₂ на месторождениях-аналогах

№	Мест.-е	Технологий закачки	Масштаб	Продолжи- тельность эффекта, сут.	Отношение дебита после закачки CO ₂ к дебиту до закачки	Газонефтяное отношение, ст. м ³ /м ³	Доп. добыча нефти, %	Прирост темпа отбора нефти, т/сут./скв.
1	Nagylengyel	Площадная	Мест.-е	-	н/д	953,4	9,14	6,2
2	Bati Raman	Площадная	Мест.-е	-	1,6	1290	6	3,7
3	Ikiztepe	Площадная	1 нагн. и 4 доб. скв.	-	н/д	3470	н/д	н/д
4	Bati Kozluka	Площадная	Мест.-е	-	2	973,4	1,7	н/д
5	Samurlu	Циклическая	2 скв.	до 269**	н/д	367*	н/д	1,9
6	Halfmoon	Циклическая	1 скв.	до 75	2,4	2740	н/д	3,4

н/д – нет данных.

* – в среднем по 6 циклам на двух скважинах.

** – время работы скважины после 3-го цикла.

Из таблицы 1.3 видно, что для месторождений, наиболее схожих с пермо-карбоновой залежью (Bati Raman и Camurlu), при применении технологии закачки CO_2 в несмешивающемся режиме, прирост темпов добычи нефти может достигать 1,9 – 3,7 т/сут./скв. Среднее значение прироста темпа добычи нефти, согласно, составляет 3,68 т/сут./скв.

Прирост коэффициента извлечения нефти так же может достигать значительных величин. Для месторождений-аналогов, – Bati Raman и Bati Kozluca, прирост составляет, соответственно 6 и 1,7 %. Для некоторых участков продуктивного пласта месторождения Bati Raman и Nagylengyel прирост $K_{\text{выт}}$ достигает около 9 – 10 % [84], что обусловлено меньшей вязкостью пластовой нефти по сравнению с вязкостью нефтей месторождений Bati Raman и Bati Kozluca. Более низкая вязкость нефти способствует более высокому охвату залежи процессом вытеснения. Среднее значение по всем известным проектам составляет 8,5 %.

Величина ГНО, характеризующая эффективность процесса вытеснения нефти диоксидом углерода, полученная в условиях месторождений-аналогов, изменяется от 953,4 до 3479 ст. $\text{м}^3/\text{м}^3$. При применении циклической закачки CO_2 могут достигаться, как значительно более низкие значения ГНО – 367 ст. $\text{м}^3/\text{м}^3$ (Camurlu), так и достаточно высокие 2740 ст. $\text{м}^3/\text{м}^3$ (Halfmoon), что вероятно связано с геологическим строением залежи, поскольку большие размеры и макронеоднородность залежи приводит к уходу CO_2 в отдаленные зоны и снижению масштабов растворения CO_2 в пластовой нефти. Среднее значение ГНО по всем проектам несмешивающегося вытеснения составляет 1890 ст. $\text{м}^3/\text{м}^3$.

1.3.3.2. Комбинированное воздействия на пласт теплоносителем и CO_2

В 2012 года на месторождении Бати Раман запущен пилотный проект по закачке в пласт пара после длительной закачки CO_2 [87] с целью повышения пластового давления и прогрева матричной части залежи для увеличения подвижности пластовой нефти. Как показали наблюдения, эффект от закачки пара, проявляющийся в повышении добычи нефти, был установлен в

законтурных скважинах (подразумевается контур пилотного участка залежи (линия 2)), а не в соседней добывающей скважине (рисунок 1.6).

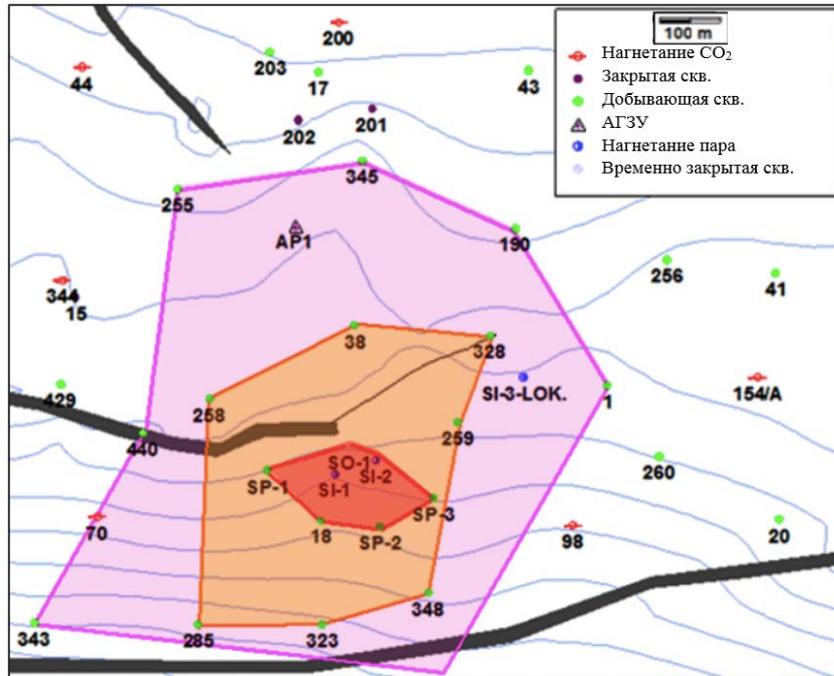


Рисунок 1.6 – Пилотный участок месторождения Бати Раман по закачке пара (красная зона оконтурена скважинами 1-ой линии, оранжевая зона – скважинами 2-ой линии, фиолетовая зона – скважинами 3-ей линии) (заимствовано из [87])

На рисунке 1.7 представлено изменение среднесуточной добычи нефти с одной скважины при закачке пара в период с августа 2012 по ноябрь 2013 года.



Рисунок 1.7 – Динамика среднесуточной добычи нефти с одной скважины при закачке пара на пилотном участке (цифрами на графике обозначены: 1 –

начало закачки пара, 2 – остановка закачки пара из-за аварии на 1-й из 2-х нагнетательных скважин, 3 – продолжение закачки пара через одну скважину) (заимствовано из [87])

Из рисунка 1.7 видно, что после закачки пара до аварии на одной из нагнетательных скважин, среднесуточный дебит нефти на одну скважину вырос с 40 до 50 баррелей/сут (соответственно, 6,35 и 7,95 м³/сут). После продолжения закачки пара снова наблюдался рост среднесуточного дебита нефти, но с меньшим темпом. На рисунке также видно, что наибольший эффект наблюдался на второй линии скважин (миниатюра в правом нижнем углу графика). Основным предположением, которое может объяснить данный факт, является чрезмерная прерывистость коллектора и анизотропия коллектора по проницаемости, а также перемещение нефти из матрицы в сеть трещин. В скважинах 2-ой линии наблюдалась добыча горячей воды, движение которой по пласту также могло вносить вклад в повышение добычи нефти. Авторами отмечается, что при повышении пластового давления CO₂, который уже находился в растворенном виде, мог привести к дополнительному повышению нефтеотдачи за счет дополнительного разбухания нефти.

В 2018 году на месторождении Xinjiang (Китай) выполнялся пилотный проект по закачке пара с добавлением CO₂ [81]. Пилотный проект выполнялся на выработанном после закачки пара блоке J6 с конца октября 2018 г. Продуктивный пласт блока J6 разделен на два пласта со средними толщинами 18 и 21 м, и представляют собой отложения песчаника в нижних юрских отложениях с пористостями, соответственно, 30,3 и 28,2 % и проницаемостями 2,62 и 1,2 мкм². Продуктивный пласт насыщен высоковязкой нефтью. Начальная нефтенасыщенность – 78 %. Пласт также характеризуется значительной неоднородностью поскольку содержит прослой глинистого песчаника.

Для реализации пилотного проекта по закачке пара с CO₂ был выбран участок, разбуренный по обратной 9-ти точечной сетке скважин. Всего

задействовано 48 скважин: 9 нагнетательных и 39 добывающих скважин. Предварительно, путем численного моделирования были определены необходимые параметры перфорации скважин и выполнена оценка оптимального соотношения объемов закачки пара и CO_2 .

Испытания показали положительную реакцию скважин на закачку пара с добавлением CO_2 . После начала закачки пара и CO_2 наблюдалось постепенное увеличение добычи высоковязкой нефти, повышение пластового давления и снижение обводненности продукции. После закачке пара с CO_2 наблюдалось формирование стабильной (без прорывов пара) паровой камеры. Авторами отмечается, что добываемая продукция представляла собой вспененную водонефтяную эмульсию, чего не наблюдалось при воздействии только паром, и которая обладала значительно более низкой вязкостью по сравнению с исходной нефтью, что подтвердило ранее полученные результаты экспериментов на трёхмерной физической модели [44]. Выполненное численное моделирование на основе результатов пилотного проекта показало, что технология закачки пара с добавлением CO_2 может снизить ПНО в 2 раза и увеличить коэффициент извлечения нефти до 70 %.

2. ЛАБОРАТОРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1. Используемое лабораторное оборудование

2.1.1. Установка подготовки рекомбинированных проб нефти

Основным функциональным блоком установки является ячейка для рекомбинирования, которая представляет собой стальную емкость с установленным внутри подвижным поршнем объемом 10000 см³ и фторопластовым шаром. Перемешивание нефти и газа внутри происходит за счет вращательного движения емкости, соединенной с кривошипно-шатунным механизмом. Контроль и регулирование температуры смеси внутри происходит за счет термопар, установленных внутри и на корпусе емкости, и нагревательной ленты, намотанной на корпус. Контроль давления внутри емкости выполняется за счет цифрового манометра. Отбор и перевод пробы рекомбинированной модели выполняется через игольчатый кран. Установка позволяет выполнять подготовку рекомбинированных моделей нефти при давлениях до 21 МПа и температурах до 80 °С. Остальные блоки установки расположены на отдельной стойке: блок насосов для перекачки флюидов и поддержания давления, блок поршневых емкостей для перевода дегазированной нефти в емкость смешения, блок перекачки газов с электронным газовым расходомером и блок управления на базе персонального компьютера. Для контроля давления в гидравлической системе предусмотрены цифровые манометры.

Установка для рекомбинирования проб нефти ПИК-ППФ изображена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Установка ПИК-ППФ: а) ячейка для рекомбинирования проб нефти, б) стойка с блоками заполнения ячейки рекомбинирования

2.1.2. Установка для PVT исследований

Для проведения исследований взаимодействия пластовой нефти и диоксида углерода использовалась установка ПИК-PVT, предназначенная для выполнения исследований согласно ОСТ [20]. Установка представляет собой комплекс оборудования, включающий емкости высокого давления, плунжерные насосы, капиллярный вискозиметр, цифровой плотномер, газометр, которые помещены в термощкаф. Управление установкой, контроль за ходом экспериментов и сбор данных выполняется с помощью компьютера с программным обеспечением для управления установкой. Фотография установки ПИК-PVT представлена на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 – Установка ПИК-PVT для тяжелых нефтей

2.1.3. Трехфазная фильтрационная установка

2.1.3.1. *Общее описание*

Для выполнения фильтрационных экспериментов на керне использовался специальный лабораторный комплекс [14]. Гидравлическая схема комплекса, предложенная автором на этапе его изготовления, позволяет выполнять одновременно 2 независимых эксперимента при различных термобарических условиях, типах флюидов и параметрах их закачки.

Лабораторный комплекс имеет блочное исполнение, что дает возможность конфигурировать гидравлическую схему для выполнения экспериментов на керновых моделях пласта или слим-моделях.

Основным блоком гидравлической схемы установки является блок кернодержателя, в который устанавливается цилиндрический образец керна или составная керновая модель. В кернодержателе с помощью насоса горного давления (блок горного давления), насосов порового давления (блок порового давления), и термошкафов и нагревательных лент (система нагрева) создаются и поддерживаются пластовые условия. Измерение абсолютного и дифференциального давления в пористой среде производится с помощью датчиков дифференциального давления, и цифровых и механических манометров на входном и выходном торцах модели (блок измерения перепада давления). Датчики температуры и давления фиксируют параметры, которые регистрируются системой сбора данных и записываются в журнал. Программное обеспечение позволяет задавать и контролировать требуемые пластовые условия, производить расчёты расхода флюида и проницаемости, выводить на экран монитора динамику текущих параметров работы установки и параметров экспериментов. Общий вид установки с функциональными блоками, принципиальная гидравлическая схема и основные технические характеристики установки приведены в работе [14]

Автором работы предложено решение задачи в части техники и технологии выполнения измерений объемов флюидов при выполнении фильтрационных экспериментов. Основной особенностью предложенного

решения является использование в его конструкции специальных поршневых расходомеров низкого давления. Конструкция расходомеров позволяет выполнять измерения объемных расходов газа от 0,1 до 500 см³/мин с точностью измерения объема до 1 % (таблица 2.1), чего не позволяют некоторые используемые для аналогичных целей средства измерений. Данные характеристики необходимы, как при выполнении фильтрационных экспериментов на керне по вытеснению газонасыщенных высоковязких нефтей, для которых, как правило, характерны низкие объемные расходы отбираемых флюидов (в том числе, газа), так и при выполнении экспериментов по определению минимального давления смесимости между газовым агентом и нефтью с высоким газосодержанием, для которых характерны высокие объемные расходы отбираемого газа. Наличие поршневых расходомеров данной конструкции в блоке замера объемов флюида позволяет использовать сепаратор низкого давления, что кратно удешевляет конструкцию блока.

Принцип работы системы замера объемов фаз следующий. В сепараторе происходит разделение выходящих из модели пласта фаз, при этом, с помощью цифровых камер, установленных напротив сепаратора, осуществляется контроль за уровнями разделов фаз «вода-нефть» и «нефть-газ». По мере поступления новых объемов нефти, воды или газа, должно происходить изменение уровней раздела фаз, однако система в этот же момент производит откачку флюидов с помощью поршневых расходомеров, поддерживая мениски на неизменных уровнях и постоянное давление в системе, близкое к атмосферному.

Наличие поршневых пар, датчиков давления и системы автоматических пневматических клапанов позволят выполнять быструю настройку длины хода поршня таким образом, чтобы производить периодическую подачу газа напрямую в колонку газовых хроматографов для определения компонентного состава. Такая возможность позволяет автоматизировать процесс отбора проб

газа и нефти и снизить влияние человеческого фактора на результаты исследований.

Конструкция обладает относительной простотой исполнения и возможностью быстрой замены конструктивных элементов, а также возможностью представления измерений в графическом виде в программном обеспечении фильтрационной установки.

2.2. Методика лабораторных исследований

Методика исследований, представленная в данной главе, разработана на основе литературного обзора исследований, посвященных изучению взаимодействия СВН и диоксида углерода, особенностям вытеснения СВН диоксидом углерода, и результатов собственных исследований автора.

Программа лабораторных исследований включала в себя несколько этапов: 1) подготовка пластовка моделей пластовых флюидов и составных керновых моделей пласта, 2) PVT исследования по изучению взаимодействия рекомбинированной модели нефти пермо-карбоновой залежи и диоксида углерода, 3) эксперименты по вытеснению модели пластовой нефти диоксидом углерода на слим-моделях пласта и 4) фильтрационные эксперименты на керновых моделях пласта.

Фильтрационные эксперименты выполнялись при различных термобарических условиях, которые сформировались в процессе разработки пермо-карбоновой залежи с применением тепловых методов воздействия пласт. Рассматривались следующие пластовые условия, представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Усредненные термобарические условия различных зон пермо-карбоновой залежи

Температура, °С	Давление, МПа	Зона залежи	Технология разработки
23	12,1	Начальные пластовые условия	
23	8,5	Вся залежь	Естественный режим
35	8,5	Зона паротеплового воздействия	Площадная закачка пара
150	8,5	Краевая и внутренняя зоны	ПЦОС
150	10		
200	12		

2.2.1. Подготовительные работы

Термобарические условия пластовой системы и состав нефти – основные параметры, влияющие на эффективность вытеснения нефти CO_2 . Поэтому при изучении процесса вытеснения нефти углекислым газом, для получения надежных результатов, критически важным является использование реальных проб пластовых флюидов (или близким им по свойствам моделей, в случае если отбор представительных проб затруднен или невозможен) и образцы керн моделируемых залежей. Такой подход позволит с достаточной степенью воспроизвести основные механизмы вытеснения нефти углекислым газом.

2.2.1.1. Подготовка модели пластовой воды

Для подготовки модели пластовой воды использовалась проба попутной воды, отобранная на устье добывающей скважины № 1168. Предварительная подготовка пластовой воды включала в себя очистку пробы пластовой воды от нефти и механических примесей, определение ее плотности ареометром согласно [8] и динамической вязкости капиллярным вискозиметром при 20 °С согласно [10], определение химического состава и общей минерализации.

Далее по известному составу пластовой воды выполнялась подготовка 6-ти компонентной модели. Характеристики пластовой воды и ее модели приведены в таблицах 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2 – Химический состав пластовой воды пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения

Компонент	Содержание иона, мг/л	Относительное содержание, %
Na ⁺	19543	23,20
K ⁺	126	0,15
Ca ²⁺	6090	7,23
Mg ²⁺	2948	3,50
Li ⁺	4	0,005
Str ²⁺	352	0,42
HCO ³⁻	395	0,47
Cl ⁻	54718	64,96
SO ₄ ²⁻	62	0,07
Всего:	84238	100,00

Таблица 2.3 – Физические свойства пластовой воды пермо-карбоновой залежи и ее модели

Флюид	Плотность при 23 °С, кг/м ³	Динамическая вязкость при 23 °С, мПа·с
Пластовая вода	1056	1,085
Модель пластовой воды	1059	1,066

2.2.1.2. Подготовка рекомбинированной модели нефти

В условиях пермо-карбоновой залежи отбор представительных глубинных проб затруднен или часто невозможен ввиду высокой вязкости скважинной продукции и несовершенства конструкции глубинных пробоотборников [22]. К тому же объем приемной камеры пробоотборников, как правило, имеет небольшой объем, что требует многократного спуска пробоотборника для получения необходимого для лабораторных исследований объема нефти. Поэтому в рамках данной диссертационной работы для подготовки рекомбинированной модели пластовой нефти в необходимом объеме, применялись устьевые пробы нефти пермо-карбоновой залежи.

В данной работе под рекомбинированной моделью пластовой нефти подразумевается модель пластового флюида, состоящая из дегазированной устьевой пробы нефти и модели пластового газа.

Для подготовки рекомбинированной модели пластовой нефти использовались пробы нефти, отобранные на устье добывающих скважин №№ 6023, 7088, 8144 и 8162. Растворенный в нефти пермо-карбоновой залежи газ содержит в качестве основных компонентов около 86 % метана и 5 % этана, поэтому в качестве модели растворенного газа принимался чистый метан по ТУ 51-841-87.

Предварительно производилась подготовка устьевого пробы нефти, которая включала в себя ее обезвоживание и дегазирование, очистку от механических примесей и определение плотности и динамической вязкости.

Обезвоживание устьевого пробы нефти выполнялось путем добавления деэмульгатора и отстаивания нефти в делительной воронке при температуре 60 °С. Доля воды в пробе нефти контролировалась методом дистилляции согласно [9]. Дегазирование устьевого пробы нефти выполнялось путем периодического перемешивания во время отстаивания в делительной воронке. Очистка устьевого пробы нефти от механических примесей выполнялась путем фильтрации через многослойную марлевую ткань. Плотность устьевого пробы нефти определялась на вибрационном плотномере в соответствии с [36]. Динамическая вязкость определялась на ротационном вискозиметре.

Объем метана, необходимый для подготовки рекомбинированной модели нефти, принимался исходя из газосодержания нефти пермо-карбоновой залежи в пластовых условиях, которое варьируется от 17,6 до 26 м³/т.

Подготовка рекомбинированной модели нефти выполнялась с применением установки ПИК-ППФ. В сосуд для рекомбинации подавался расчетный объем чистого метана при давлении 1,2 МПа. Объем метана контролировался газовым расходомером Bronkhorst, установленным на линии закачки газа, а также по объему откачки гидравлической жидкости поршневым насосом и давлению на насосе. При расчете объема закачки метана учитывался мертвый объем трубок, поскольку газ, оставшийся в

гидравлической линии, в последующем вытесняется нефтью в емкость рекомбинации.

После закачки метана, нефть в необходимом количестве подавалась из емкости высокого давления с подвижным поршнем в сосуд для рекомбинации с помощью поршневого насоса. Объем переведенной нефти контролировался по объему прокачки гидравлической жидкости плунжерным насосом. Для исключения погрешности при определении объема нефти, закачанной в сосуд для рекомбинации, объем закачки нефти принимался равным сумме объема закачки по насосу и мертвого объема трубок (в которых исходная нефть осталась после остановки перекачки).

Перемешивание дегазированной нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения и метана производилось до однофазного состояния при давлении 9,2 МПа и температуре 23 °С. Емкость рекомбинации периодически нагревалась до 50-60 °С и снова остужалась, что позволяло снизить вязкость нефти и интенсифицировать перемешивание свободного газа в объеме пробы нефти.

Степень растворения метана в нефти оценивалась по характеру изменения давления при изменении объема системы (если весь газ растворился в нефти можно наблюдать резкий рост давления при незначительном изменении объема).

Оценка готовности рекомбинированной пробы нефти осуществлялась путем определения ее газосодержания методом однократной сепарации при пластовой температуре 23 °С. Соответствие рекомбинированной пробы нефти реальной пластовой нефти проверялось путем сопоставления их плотностей, динамических вязкостей, давления насыщения и газосодержания. Определение перечисленных параметров выполнялось в соответствии с [20].

2.2.1.3. Подготовка смесей рекомбинированной модели нефти и CO₂

Подготовка смесей рекомбинированной модели нефти и CO₂ выполнялась по той же методике, что и подготовка рекомбинированной

модели нефти. Дополнительным этапом являлась закачка расчетного объема CO_2 в емкость для рекомбинации перед закачкой нефти.

Расчет необходимого объема CO_2 для приготовления смеси с рекомбинированной моделью пластовой нефти с необходимой мольной концентрацией выполнялся из соображения, что мольная концентрация вещества в растворе, есть отношение количества молей этого вещества в смеси к количеству молей всей смеси. Таким образом, расчет мольной доли CO_2 в смеси с рекомбинированной моделью пластовой нефти производится согласно уравнению 2.1.

$$C_{\text{CO}_2} = \frac{N_{\text{CO}_2}}{N_{\text{рпн}} + N_{\text{CO}_2}}, \% \text{ мол.}, \quad (2.1)$$

где C_{CO_2} – мольная концентрация CO_2 в смеси, % мол.;

$N_{\text{рпн}}$ – количество молей рекомбинированной пробы нефти, моль;

N_{CO_2} – количество молей CO_2 , моль.

2.2.1.4. Подготовка керновых моделей пласта

Для выполнения фильтрационных экспериментов выпиливались цилиндрические образцы стандартного размера из продуктивных интервалов пласта $P_{1a+s}-C_{2m}$ пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Номера скважин и интервалы отбора керна приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Перечень скважин и интервалы глубин, из которых производился отбор образцов керна

№ п/п	№ скважины	Интервал отбора, м	
		от	до
1	2ОЦ	1230,0	1440,5
2	5ОЦ	1281,0	1429,0
3	6ОЦ	1281,0	1415,0
4	8ОЦ	1289,0	1345,9
5	9ОЦ	1153,0	1460,0
6	16ОЦ	1262,5	1383,0
7	3500	1336,0	1403,4
8	3501	1363,0	1442,0
9	3503	1272,0	1431,6
10	3504	1340,9	1440,6
11	3506	1252,3	1428,5
12	5300	1276,0	1420,0

Поскольку продуктивный пласт пермо-карбоновой залежи характеризуется сильной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств, для дальнейших исследований и формирования коллекции образцов с необходимыми свойствами отобрано 399 стандартных образца. Для формирования коллекции отбирались образцы с правильной цилиндрической формой, без сколов, трещин и крупных каверн.

Подготовка цилиндрических образцов осуществлялась в следующем порядке:

- а) образцы экстрагировались в аппаратах Сокслета в спирто-бензольной смеси соотношении 1/3;
- б) образцы высушивались до постоянной массы в сушильном шкафу при температуре 102 °С;
- в) определялись линейные размеры и масса сухих образцов в воздухе;
- г) определялась абсолютная газопроницаемость образцов по азоту;
- д) образцы помещались в сатуратор, где насыщались под давлением после предварительного вакуумирования 6-ти компонентной моделью пластовой воды пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения;
- е) производилось гидростатическое взвешивание насыщенных образцов с расчетом их открытой пористости и объема пустотного пространства методом жидкостенасыщения;
- ж) насыщенные моделью пластовой воды образцы керн помещались в капилляриметр для создания связанной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны.

По результатам этих работ была отобрана коллекция из 150 стандартных образцов для формирования составных керновых моделей. Стандартные образцы с известными ФЕС разбивались на 2 группы по величине газопроницаемости: 1-я группа – 100 образцов с газопроницаемостью от 10 до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм², 2-я группа – 50 образцов с газопроницаемостью от 100 до $500 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Компоновка составных керновых моделей выполнялась согласно положениям отраслевого стандарта [21]. Компоновка выполнялась по 2-м группам проницаемости, таким образом, чтобы их размер и фильтрационно-емкостные свойства были одинаковыми в каждой группе.

На рисунке 2.3 приведена гистограмма значений средней газопроницаемости скомпонованных керновых моделей пласта.

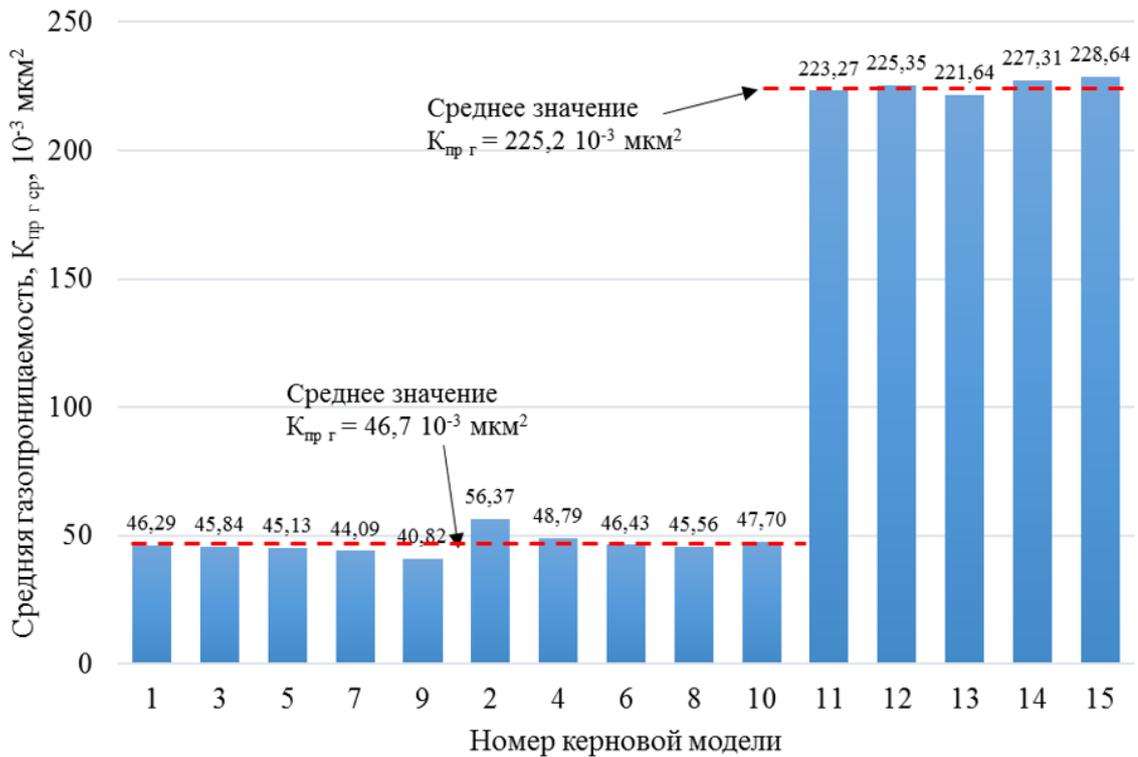


Рисунок 2.3 – Гистограмма значений абсолютной газопроницаемости керновых моделей

В работе [68] показано, что коэффициент извлечения нефти сильно зависит от начальной нефтенасыщенности. При этом, чем выше вязкость нефти, тем сильнее влияние начальной нефтенасыщенности на степень извлечения нефти (рисунок 2.4).

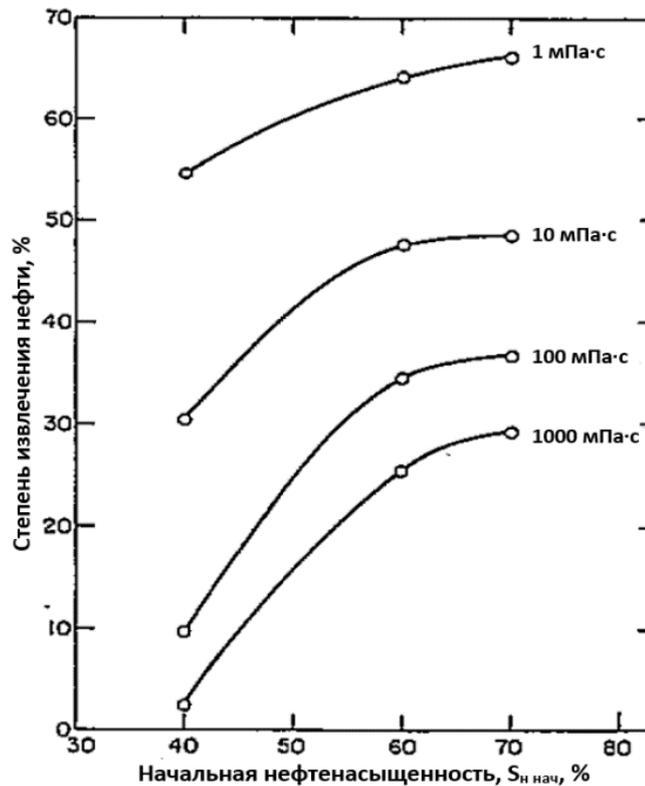


Рисунок 2.4 – Зависимость степени извлечения нефтей различной вязкости от начальной нефтенасыщенности (адаптировано из [68])

Поэтому, при компоновке керновых моделей пласта величина остаточной водонасыщенности в каждом цилиндрическом образце задавалась таким образом, чтобы при насыщении моделей пласта рекомбинированной моделью нефти, начальная нефтенасыщенность моделей была практически одинаковой.

Начальная нефтенасыщенность влияет также на величину ГНО, которое является показателем эффективности процесса вытеснения нефти газом. В [68] также приводится зависимость ГНО от начальной нефтенасыщенности для нефтей различной вязкости. Чем больше вязкость нефти, тем сильнее влияние начальной нефтенасыщенности на величину ГНО. Для маловязких нефтей (вязкостью 1 и 10 мПа·с) увеличение начальной нефтенасыщенности от 40 до 70 % приводит к снижению ГНО примерно на 40 и 45 %, соответственно. Для нефтей с вязкостью 100 мПа·с и более, изменение начальной нефтенасыщенности в том же диапазоне, может привести к снижению ГНО в 5 раз и более (рисунок 2.5).

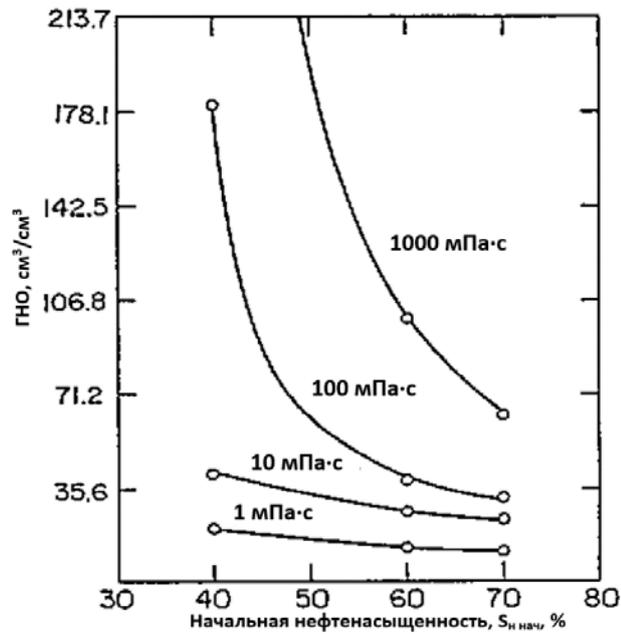


Рисунок 2.5 – Зависимость ГНО от начальной нефтенасыщенности для нефтей различной вязкости (адаптировано из [68])

На рисунке 2.6 приведена гистограмма значений начальной нефтенасыщенности керновых моделей, используемых в экспериментах.

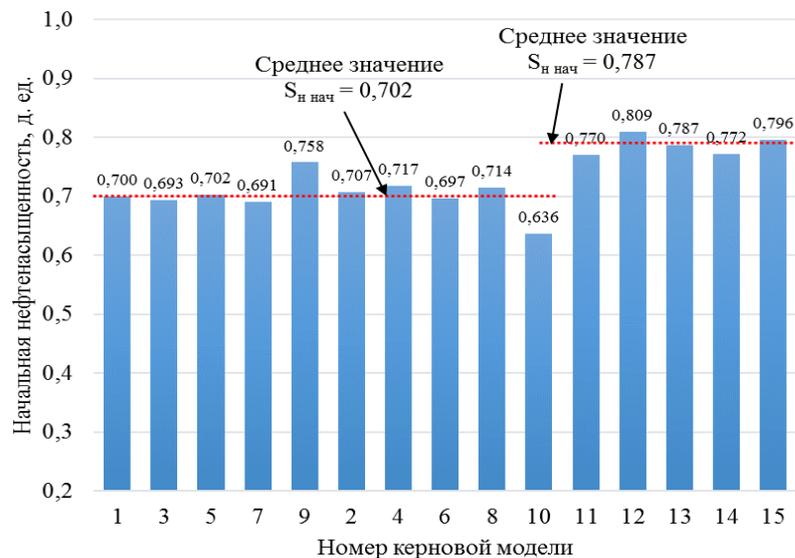


Рисунок 2.6 – Гистограмма значений начальной нефтенасыщенности керновых моделей пласта

Как видно из рисунка 2.6 начальная нефтенасыщенность высокопроницаемых моделей в среднем выше на 8,5 %, что связано с различиями в структуре порового пространства между высоко- и низкопроницаемыми образцами.

Таким образом, для проведения дальнейших фильтрационных экспериментов скомпонованы 2 группы составных керновых моделей пласта:

а) 1-я группа из 10 составных керновых моделей пласта, средневзвешенная по длине абсолютная газопроницаемость ($K_{пр г ср}$) которых составляла около $45 \cdot 10^{-3}$ мкм². 1-я группа образцов составляет группу низкопроницаемых моделей пласта и моделирует матричную (низкопроницаемую) часть продуктивного пласта;

б) 2-я группа состоит из 5 моделей пласта со значениями $K_{пр г ср}$ около $225 \cdot 10^{-3}$ мкм². 2-я группа составляет группу высокопроницаемых моделей пласта и моделирует зоны пласта с более высокой проницаемостью.

Вторая группа моделей пласта сформирована с целью изучения влияния проницаемости нефтенасыщенного пласта и подвижности СВН на эффективность вытеснения СВН диоксидом углерода. Параметры составных керновых моделей, представлены в таблице 2.5.

2.2.1.5. Подготовка моделей пластового газа и газовых агентов

Для выполнения подготовки моделей газов (модель растворенного газа или модель газового агента) для выполнения подготовительных работ или фильтрационных экспериментов разработана и реализована следующая методика, основанная статическом методе парциальных давлений и учитывающая конструкцию описанной выше фильтрационной установки. Суть методики заключается в задании состава газа (соотношения долей компонентов) путем расчета парциальных давлений компонентов в зависимости от их объемной доли.

Для определения парциального давления газового компонента при задании смеси объемными (или мольными) долями можно использовать закон Бойля-Мариотта (уравнение 2.2):

$$P_i = P \frac{V_i}{V} = r_i P, \quad (2.2)$$

где V_i – парциальный объем i -го компонента; V – объем газовой смеси; r_i – объемная доля i -го компонента.

Таблица 2.5 – Параметры составных керновых моделей пласта пермо-карбоновой залежи

№ модели	Длина, L, мм	Средний диаметр, D, мм	Средневзвешенный по длине коэффициент пористости, $K_{п\text{ ср}}$, д. ед.	Средневзвешенная по длине газопроницаемость, $K_{пр\text{ г ср}}$, 10^{-3} мкм ²	Объем пор модели, см ³	Связанная водо-насыщенность, $S_{в\text{ ост}}$, д. ед.	Начальная нефте-насыщенность, $S_{н\text{ нач}}$, д. ед.
1-я группа							
1	302,35	29,73	0,21	46,29	44,69	0,300	0,700
2	301,10	29,58	0,21	56,37	46,00	0,293	0,707
3	301,65	29,59	0,21	45,84	42,06	0,307	0,693
4	302,21	29,71	0,19	48,79	41,74	0,283	0,717
5	301,79	29,67	0,20	45,13	41,17	0,298	0,702
6	302,79	29,50	0,21	46,43	43,48	0,303	0,697
7	300,62	29,78	0,20	44,09	42,02	0,309	0,691
8	301,31	29,68	0,21	45,56	42,23	0,286	0,714
9	237,98	29,49	0,18	40,82	28,95	0,243	0,758
10	300,75	29,65	0,19	47,70	39,00	0,364	0,636
2-я группа							
11	302,18	29,77	0,22	223,27	43,77	0,230	0,770
12	302,31	29,55	0,22	225,35	45,14	0,191	0,809
13	300,68	29,55	0,23	221,64	46,48	0,213	0,787
14	300,53	29,83	0,23	227,31	44,43	0,228	0,772
15	303,02	29,66	0,26	228,64	49,31	0,204	0,796

Исходя из этого, задание необходимого состава газовой смеси возможно путем сложения парциальных давлений ее компонентов (уравнение 2.3).

$$P_{\text{см}} = r_{\text{CO}_2}P + r_{\text{C}_1}P + r_{\text{C}_3}P, \quad (2.3)$$

где r_{CO_2} – объемная доля CO_2 в смеси, r_{C_1} – объемная доля CH_4 , r_{C_3} – объемная доля пропана.

При приготовлении газовой смеси в поршневой емкости компоненты газовой смеси вводились последовательно, начиная с наименьшего по объему. После ввода газовых компонентов в поршневую емкость смешения температура устанавливалась в соответствии с температурой исследуемого объекта разработки. Система выдерживалась до стабилизации температуры и давления с целью гомогенизации газовой смеси. Чтобы избежать гравитационного разделения газовых компонентов, необходимо постоянно перемешивать полученную смесь газов.

Для проверки компонентного состава модели газа из поршневой емкости смешивания отбиралась проба газа для определения компонентного состава методом газовой хроматографии.

2.2.2. PVT исследования моделей пластовых флюидов

Для изучения влияния концентрации диоксида углерода на свойства пластовой нефти выполнялись 6 серий PVT исследований: 1 серия экспериментов с целью определения параметров рекомбинированной модели пластовой нефти и 4 серии экспериментов для различных концентраций CO_2 в объеме модели нефти с целью изучения влияния концентрации CO_2 на свойства пластовой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Каждая серия исследований включала 4 комплекса исследований для температур 23, 35, 150 и 200 °С. Дополнительно, для температуры 23 °С и концентрации 20 % мол. CO_2 , выполнялось определение давления насыщения нефти газом. Матрица экспериментов представлена в таблице 2.8.

Таблица 2.6 – Матрица PVT исследований

Конц.-я CO ₂ , % мол.	Температура, °С			
	23	35	150	200
0	$\Gamma, \mu, \rho = f(P),$ $P_{нас}$			
1	$\Gamma, \mu, \rho = f(P),$ $P_{нас}$			
5	$\Gamma, \mu, \rho = f(P),$ $P_{нас}$			
10	$\Gamma, \mu, \rho = f(P),$ $P_{нас}$			
15	$\Gamma, \mu, \rho = f(P),$ $P_{нас}$			
20	$P_{нас}$	-	-	-

2.2.2.1. Определение газосодержания

Метод определения газосодержания рекомбинированной модели нефти основан на сепарации газа из определённого количества модели пластового флюида при снижении давления от давления, соответствующего пластовому, до атмосферного давления с замером: объёма выделившегося газа, массы и объёма модели пластового флюида.

Определение газосодержания производится в следующей последовательности:

а) подготовленную рекомбинированную пробу пластовой нефти переводили из установки рекомбинирования нефти в установку PVT и выдерживали до достижения равновесия;

б) через игольчатый кран (при поддержании давления насосом) переводили в сепаратор 30 см³ флюида;

в) взвешивали сепаратор с флюидом G₂ и с помощью газометра определяли объем выделившегося газа V_г;

г) объем пластового флюида V_{п.н} рассчитывали, как разность между конечным V₂ и начальным V₁ значениями объема флюида в цилиндре насоса:

$$V_{п.н.} = V_2 - V_1; \quad (2.4)$$

д) массу сепарированного флюида определяли, как разницу масс сепаратора с флюидом и чистого сепаратора:

$$G_H = G_2 - G_1, \quad (2.5)$$

где G_1 – масса чистого сепаратора;

е) объем сепарированного флюида определяли путем деления массы сепарированного флюида $G_{с.н.}$ на плотность сепарированного флюида $\rho_{с.н.}$:

$$V_{с.н.} = G_{с.н.} / \rho_{с.н.}; \quad (2.6)$$

ж) объем собравшегося в газометре сепарированного газа, приведенный к нормальным условиям ($T = 20$ °С и $P = 760$ мм. рт. ст.), получали за вычетом объема флюида в сепараторе, согласно уравнению 2.5:

$$V_{г''} = (V_{г} - V_{с.н.}) \cdot A; \quad (2.7)$$

з) коэффициент A рассчитывался по формуле 2.6:

$$A = 0,3857 \cdot (P_{ат.} - Q) / (273,16 + T_{о.с.}), \quad (2.8)$$

где $P_{ат.}$ – атмосферное давление, мм. рт. ст.; Q – упругость паров над насыщенным раствором хлористого натрия, мм. рт. ст.; $T_{о.с.}$ – температура окружающей среды, °С.

и) Масса газа рассчитывалась путем умножения приведенного объема газа на плотность газа:

$$G_{г} = V_{г''} \cdot \rho_{г} \cdot 1/1000. \quad (2.9)$$

к) Газосодержание определялось путем отнесения объема газа к массе (2.8) или объему (2.9) сепарированного флюида:

$$\Gamma = V_{г''} / G_{н.}, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (2.10)$$

$$\Gamma = V_{г''} / V_{п.н.}, \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad (2.11)$$

л) объемный коэффициент пластового флюида рассчитывался путем деления объема пластового флюида на объем сепарированного флюида:

$$b = V_{п.н.} / V_{с.н.}; \quad (2.12)$$

м) масса пластового флюида определялась путем сложения веса сепарированного флюида и веса газа:

$$G_{п.н.} = G_{с.н.} + G_{г, г.}; \quad (2.13)$$

н) рассчитывалась плотность пластового флюида:

$$\rho_{п.н.} = G_{п.н.} / V_{п.н.}, \text{ г/см}^3; \quad (2.14)$$

о) коэффициент растворимости газа во флюиде рассчитывался путем отношения газосодержания ($\text{м}^3/\text{м}^3$) к величине давления насыщения:

$$a = \Gamma / P_s, (\text{м}^3/\text{м}^3) / \text{МПа}; \quad (2.15)$$

п) газосодержание в процентах от массы пластового флюида определялось путем деления массы газа на массу пластового флюида:

$$\Gamma = (G_g / G_{п.н.}) \cdot 100, \%. \quad (2.16)$$

2.2.2.2. *Определение давления насыщения нефти газом*

Метод измерения давления насыщения (давления, при котором в процессе изотермического расширения флюида с растворённым газом начинают выделяться первые пузырьки свободного газа) основан на измерении объема нефти в сосуде высокого давления при равномерном ступенчатом понижении давления. Давление насыщения нефти газом определяется графическим способом по зависимости относительного объема системы от давления, построенной по результатам исследований.

2.2.2.3. *Определение вязкости и плотности модели нефти*

Метод измерения вязкости рекомбинированной пробы нефти основан на измерении объемного расхода модели пластовой нефти при прохождении через капилляр определенного диаметра при различных установившихся давлениях и температурах на капиллярном вискозиметре (который входит в состав PVT установки).

Метод измерения плотности пробы нефти основан на измерении резонансной частоты механических колебаний U-образной ячейки из боросиликатного стекла, по которой протекает исследуемый флюид. При

известной температуре и замеренной резонансной частоте, измеренной осциллографом, вычисляется плотность исследуемой жидкости.

2.2.3. Фильтрационные эксперименты на слим-моделях

При вытеснении нефти диоксидом углерода, в зависимости от пластовых условий, состава нефти и растворителя могут реализоваться различные режимы вытеснения нефти [69], развиваемые при реализации различных механизмов смешиваемости [106]. Общепринятым методом определения режима вытеснения нефти газовым агентом, минимального давления смесимости (МДС) и подбора оптимального состава газового агента является метод slim-tube [109].

Суть данного метода сводится к выполнению серии экспериментов (как правило, не менее 5) по определению коэффициентов вытеснения нефти на трубке с диаметром много меньше ее длины, набитой, обычно, кварцевым песком или стеклянными микрошариками. Эксперименты выполняются при различных давлениях и пластовой температуре, близких к давлению и температуре изучаемой пластовой системы. По результатам выполнения серии экспериментов строится зависимость $K_{\text{выт}}$ нефти от давления вытеснения (порового давления). Величину минимального давления смесимости определяют графическим методом, путем опускания нормали на ось давлений из точки пересечения, образованной двумя экспериментально полученными прямыми (рисунок 2.9). Существуют различные способы и критерии определения режима вытеснения нефти методом slim-tube [46]. Режим вытеснения нефти газовым агентом чаще всего определяют по величине коэффициента вытеснения [55] при $K_{\text{выт}}$ менее 60 % выделяют несмешивающийся режим, частично смешивающийся режим при величине $K_{\text{выт}}$ в диапазоне от 60 % до 90 %, смешивающемуся режиму вытеснения обычно соответствует коэффициент вытеснения 90 % и более.

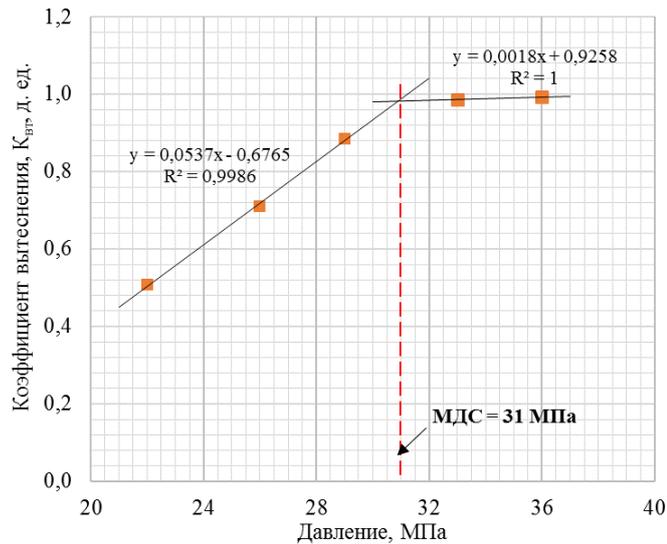


Рисунок 2.7 – Пример определения минимального давления смесимости графическим методом

Задачей этапа исследований методом slim-tube является определение режима вытеснения нефти диоксидом углерода при различных термобарических условиях, установившихся в различных зонах пермокарбоновой залежи, так как для случая вытеснения СВН диоксидом углерода величина минимального давления смесимости, как правило, намного больше начального пластового давления, и поэтому недостижима при пластовых условиях.

Эксперименты выполнялись при температурах 23, 35, 150 и 200 °С. На каждом температурном режиме выполняли по 4 эксперимента при давлениях 7, 8,5, 10 и 12 МПа. Методика выполнения экспериментов приведена ниже.

2.2.3.1. Подготовка slim-модели

Подготовка slim-модели для выполнения экспериментов выполнялась в следующей последовательности.

а) Трубка длиной 12 м и внутренним диаметром 6 мм плотно набивалась кварцевым песком фракции 100-500 мкм. Подача песка в трубку производилась небольшими порциями с помощью воронки. Порция песка проталкивалась по трубке воздухом, после чего подавалась следующая порция. Полнота набивки трубки контролировалась по объему засыпанного

песка (исходя из соображения, что объем засыпанного песка должен быть примерно равен внутреннему объему трубки).

б) Трубка монтировалась в гидравлическую систему фильтрационной установки и промывалась раствором соляной кислоты до полного обесцвечивания кислоты на выходе из трубки (с целью вымывания растворимых солей из песка и стабилизации порового объема). После чего кислота удалялась из трубки путем фильтрации дистиллированной воды до нейтрализации pH на выходе из трубки.

в) Трубка нагревалась в термошкафе до 150 °С и продувалась азотом до полного удаления паров воды из пористой среды (наличие паров воды на выходе контролировалось по отсутствию следов конденсата на зеркале, которое периодически подносили к выходному торцу трубки).

г) Трубка демонтировалась и взвешивалась, после чего подключалась к блоку набивки насыпных моделей для измерения газопроницаемости по азоту.

д) Производился монтаж трубки в гидравлическую систему фильтрационной установки, после чего фильтровался керосин с целью удаления воздуха из системы.

е) Трубку отсекали кранами и снова демонтировали, и взвешивали. По разнице масс трубки, насыщенной керосином ($M_{\text{тр нас.}}$), и сухой трубки ($M_{\text{сух}}$) определяли массу керосина в порах ($M_{\text{кер}}$):

$$M_{\text{кер}} = M_{\text{сух}} - M_{\text{тр нас.}} \quad (2.17)$$

ж) Поровый объем ($V_{\text{пор}}$) тонкой трубки определялся отношением массы керосина к его плотности ($\rho_{\text{кер}}$):

$$V_{\text{пор}} = \frac{M_{\text{кер}}}{\rho_{\text{кер}}} \quad (2.18)$$

з) Пористость набивки тонкой трубки определялась как отношение объема пор набивки к объему трубки, рассчитанному геометрически.

и) Перед проведением эксперимента трубка монтировалась в гидравлическую систему фильтрационной установки.

к) Через тонкую трубку прокачивали рекомбинированную модель нефти в объеме $1,5 V_{\text{пор}}$ при температуре и давлении эксперимента. Прокачка модели нефти осуществлялась до достижения стационарного режима фильтрации, определяемого по стабилизации перепада давления на торцах «слим-модели».

л) Слим-модель выдерживалась в течение 12 часов с целью стабилизации системы «порода-флюид».

м) Подготавливалась модель ПНГ в системе подготовки газа фильтрационной установки. Состав модели ПНГ контролировался по компонентному составу пробы газа, определяемого методом хроматографии.

2.2.3.2. Порядок выполнения экспериментов

Этап вытеснения нефти выполнялся в следующей последовательности.

а) Диоксид углерода при требуемых для выполнения эксперимента условиях закачивали в «слим-модель» при постоянном перепаде давления около 1 МПа.

б) CO_2 закачивали в объеме, соответствующем 1,2 объема пустотного пространства «слим-модели» (при пластовых условиях).

в) На начальной и завершающей стадиях вытеснения нефти при прокачке диоксидом углерода $0,1 V_{\text{пор}}$ и $1,2 V_{\text{пор}}$ пустотного пространства «слим-модели», производился отбор проб нефти, для анализа ее физико-химических свойств.

г) Объемы флюидов на выходе из «слим-модели» измеряли с помощью визуального сепаратора и поршневых расходомеров.

д) Коэффициент вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$) рассчитывался согласно уравнению 2.19:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{вн}} \cdot b - V_{\text{мерт}}}{V_{\text{пор}}}, \quad (2.19)$$

где $V_{вн}$ – объем вытесненной нефти, см^3 ; b – объемный коэффициент нефти, ед.; $V_{мерт}$ – мертвый объем трубок на входе в «слим-модель», см^3 ; $V_{пор}$ – объем пор «слим-модели», см^3 .

2.2.3.3. Переподготовка «слим-модели»

Очистка «слим-модели» выполнялась в следующей последовательности.

а) Термошкаф со «слим-моделью» нагревался до $150\text{ }^\circ\text{C}$ (термошкаф нагревался в случае выполнения экспериментов при низких температурах 23 и $35\text{ }^\circ\text{C}$, при выполнении экспериментов при высоких температурах 150 и $200\text{ }^\circ\text{C}$ температура не изменялась).

б) Через «слим-модель» прокачивали уайт-спирит в объеме 8 поровых объёмов слим-модели до его полного обесцвечивания на выходе из модели.

в) прокачивали 2-кратный поровый объем керосина при давлении, соответствующем поровому давлению следующей ступени.

г) В термошкафу со «слим-моделью» устанавливалась температура, соответствующая температуре очередного эксперимента.

д) «Слим-модель» повторно насыщалась рекомбинированной моделью нефти.

е) «Слим-модель» выдерживалась при установленных давлении и температуре в течение 12 часов с целью стабилизации системы «порода-флюид».

2.2.4. Фильтрационные эксперименты на керне

2.2.4.1. Обоснование скорости фильтрации

Использование результатов физического моделирования для изучения процессов, происходящих в пластовых условиях, возможно только при соблюдении подобия модели процесса реальному моделируемому процессу. Подобие может быть достигнуто в случае, когда соблюдаются условия моделирования и критерии подобия.

Критерии подобия, предложенные Д.А. Эфросом и В.П. Оноприенко, разработаны для случая несмешивающегося одномерного вытеснения нефти

водой и не могут быть применимы для моделирования процесса вытеснения нефти углекислым газом, что ранее отмечалось авторами работы [24].

При моделировании фильтрационных процессов важным является воспроизведение скоростей фильтрации, по крайней мере, приближенных к скоростям фильтрации в пластовых условиях. Потому как, завышенные скорости фильтрации в экспериментах могут приводить к раннему прорыву вытесняющего агента и искажению результата эксперимента, а заниженные – к преобладанию капиллярных сил, которые также приведут к искаженному результату.

В работе [26] приводится информация о подвижности нефти пермокарбонной залежи, где для зон высокой проницаемости приводится значение 0,05-0,1 мкм²/мПа·с. Для низкопроницаемых зон (матрицы) подвижность нефти оценивается в 0,00006 мкм²/мПа·с – меньше в 1600 раз. Таким образом, можно сделать вывод, что скорость фильтрации СВН в матричной части залежи может быть 1600 раз ниже, чем в высокопроницаемой зоне. В лабораторных условиях соблюдение столь низких скоростей фильтрации приведет к увеличению времени эксперимента до нескольких месяцев.

Поэтому, подбор оптимальной скорости фильтрации в экспериментах производился таким образом, чтобы, с одной стороны, скорость была как можно ближе к реальной и исключала слишком быстрый прорыв агента, и, с другой, – не увеличивала значительно время проведения эксперимента.

Движение флюидов в пористой среде возникает из-за преодоления вязкостных и гравитационных сил и ограничивается капиллярными силами. Если первые две силы увеличиваются и приближаются по величине к капиллярным, то это может привести к изменению характера фильтрации [57]. Соотношение между вязкостными и капиллярными силами описывается безразмерным числом N_{ca} (2.20):

$$N_{ca} = \frac{v\mu_D}{\sigma}, \quad (2.20)$$

где v – скорость фильтрации, м/с; μ_D – вязкость вытесняющей фазы (воды или CO_2), Па·с; σ – поверхностное натяжение на границе вытесняемой и вытесняющей фаз, Н/м.

При моделировании фильтрации двух несмешивающихся жидкостей капиллярные силы должны превалировать над двумя другими, и как было установлено в [57], величина числа N_{ca} при моделировании должна быть меньше либо равна 10^{-5} , чтобы удовлетворять данному условию.

Приближенный расчет при температуре 23 °С, где приняты значения скорости фильтрации $v = 1$ м/сут, ($1,16 \cdot 10^{-5}$ м/с, что соответствует объемному расходу в эксперименте около 0,03 см³/мин), вязкость воды $\mu = 1$ мПа·с, поверхностное натяжение на границе «нефть-вода» $\sigma = 30$ мН/м, дают значение капиллярного числа $N_{ca} = 3,9 \cdot 10^{-7}$. С учетом того, что вязкость CO_2 значительно ниже вязкости воды при тех же условиях, а изменение поверхностного натяжения на границе «нефть- CO_2 » изменяется не значительно по отношению к σ на границе «нефть-вода», для случая вытеснения нефти CO_2 значение N_{ca} будет на порядок ниже. Таким образом, данная скорость вытеснения (1 м/сут), и, соответственно, объемный расход (0,03 см³/мин) могут быть приняты для дальнейших фильтрационных экспериментов.

2.2.4.2. Порядок выполнения экспериментов

Методика выполнения фильтрационных экспериментов на керновых моделях пласта описана ниже.

а) Модель пласта со $S_{в\text{ост}}$ устанавливалась в кернодержатель фильтрационной установки, и при комнатной температуре донасыщалась керосином путем его фильтрации до стабилизации перепада давления.

б) Производилась закачка рекомбинированной модели нефти до достижения стабилизации перепада давления.

в) Установка нагревалась до необходимой температуры и выдерживалась в течение 12 часов с целью стабилизации системы «порода-флюид».

г) Производилась закачка агента вытеснения (воды или CO_2) с объемным расходом $0,03 \text{ см}^3/\text{мин}$.

д) Объем флюидов на выходе из керновой модели пласта измерялся при помощи градуированной пробирки с точностью $0,1 \text{ см}^3$, установленных после блока противодействия.

е) Вытеснение продолжалось до момента прекращения выхода нефти на выходном торце модели пласта или после прокачки $2 V_{\text{пор}}$ керновой модели пласта агентом вытеснения.

ж) В экспериментах по вытеснению нефти водой, отобранные в пробирки нефть и вода центрифугировались в лабораторной центрифуге при температуре $70 \text{ }^\circ\text{C}$ с частотой 2500 об./мин для более полного отделения воды и нефти. После завершения центрифугирования производился подсчет объемов, вытесненных нефти и воды.

з) По окончанию эксперимента подсчитывался объем извлеченной из керновой модели нефти с учетом «мертвого объема» трубок на выходе из кернодержателя фильтрационной установки.

и) Расчет $K_{\text{выт}}$ нефти выполнялся согласно уравнению 2.21:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{вн}} \cdot b - V_{\text{мерт}}}{V_{\text{пор}} - V_{\text{св в}}}, \quad (2.21)$$

где $V_{\text{вн}}$ – объем вытесненной нефти, см^3 ; b – объемный коэффициент нефти; $V_{\text{мерт}}$ – «мертвый объем» трубок, см^3 ; $V_{\text{пор}}$ – объем пор керновой модели пласта, см^3 ; $V_{\text{св в}}$ – объем связанной воды в керновой модели пласта, см^3 .

к) По известному объему закачанного CO_2 и объему вытесненной нефти производился расчет накопленного газонефтяного отношения.

л) На последнем этапе эксперимента модель извлекалась из кернодержателя и помещалась в воду (в случае вытеснения нефти водой) или донасыщалась водой под вакуумом (в случае вытеснения нефти CO_2) для последующего определения остаточной нефтенасыщенности в аппарате Закса.

Матрица экспериментов по вытеснению СВН диоксидом углерода на керновых моделях пласта при различных давлениях и температурах,

соответствующих различным зонам пермо-карбонической залежи представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Матрица фильтрационных экспериментов на керновых моделях пласта

№ эксперимента	T, °C	P, МПа	Средневзвешенная газопроницаемость, 10^{-3} мкм ²	Вытесняющий агент	
1	23	8,5	46,29	Вода	
2			56,37	CO ₂	
3			223,27	CO ₂	
4	35		45,84	Вода	
5			48,79	CO ₂	
6			225,35	CO ₂	
7	150		45,13	Вода	
8			46,43	CO ₂	
9			221,64	CO ₂	
10	200		10	44,09	Вода
11				45,56	CO ₂
12				227,31	CO ₂
13			12	40,82	Вода
14				47,70	CO ₂
15				228,64	CO ₂

2.3. Выводы по главе 2

Во второй главе диссертационной работ приведено описание комплекса лабораторного оборудования, используемого при выполнении экспериментальных исследований, и методики выполнения экспериментов. Глава также включает в себя описание технико-технологических и методических решений, предложенных автором для выполнения исследований технологий воздействия на залежи сверхвязкой нефти теплоносителями и диоксидом углерода.

1) Для выполнения работ по подготовке моделей газовых агентов разработана методика подготовки газовых смесей с необходимым соотношением газовых компонентов, которое задается в соответствии с парциальными давлениями газовых компонентов.

2) Для подготовки рекомбинированных моделей СВН и выполнения PVT исследований предложен прием, позволяющий ускорить процесс перемешивания и растворения газа в объеме нефти путем периодического повышения температуры. Прием позволяет кратно уменьшить время, необходимое для подготовки рекомбинированной модели СВН.

3) В части техники и технологии выполнения фильтрационных экспериментов предложено решение задачи измерения объема флюидов, отбираемых на выходе из моделей пласта. Предложенное решение наиболее актуально при выполнении исследований газовых и комбинированных технологий воздействия на пласт, и основано на использовании поршневых расходомеров низкого давления в конструкции блока замера объемов пластовых флюидов фильтрационной установки, который позволяет в автоматическом режиме производить измерение объемов флюидов с точностью до 1 % в широком диапазоне объемных расходов и возможностью автоматического отбора проб для определения компонентного состава газа.

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И CO₂

3.1. Особенности подготовки рекомбинированной модели нефти

При выполнении подготовительных работ замечено, что в процессе подготовки смеси рекомбинированной модели нефти и диоксида углерода для достижения равновесия системы «тяжелая нефть – CO₂» требовалось значительное время, чтобы добиться равномерного распределения газа в объеме сверхвязкой нефти. На рисунке 3.1 показано изменение динамической вязкости смеси рекомбинированной модели нефти и диоксида углерода при концентрации 15 % мол. при перемешивании в PVT-установке. Кривые характеризуют динамику изменения вязкости нефти во времени при перекачке ее из одной измерительной ячейки PVT установки в другую через капиллярный вискозиметр.

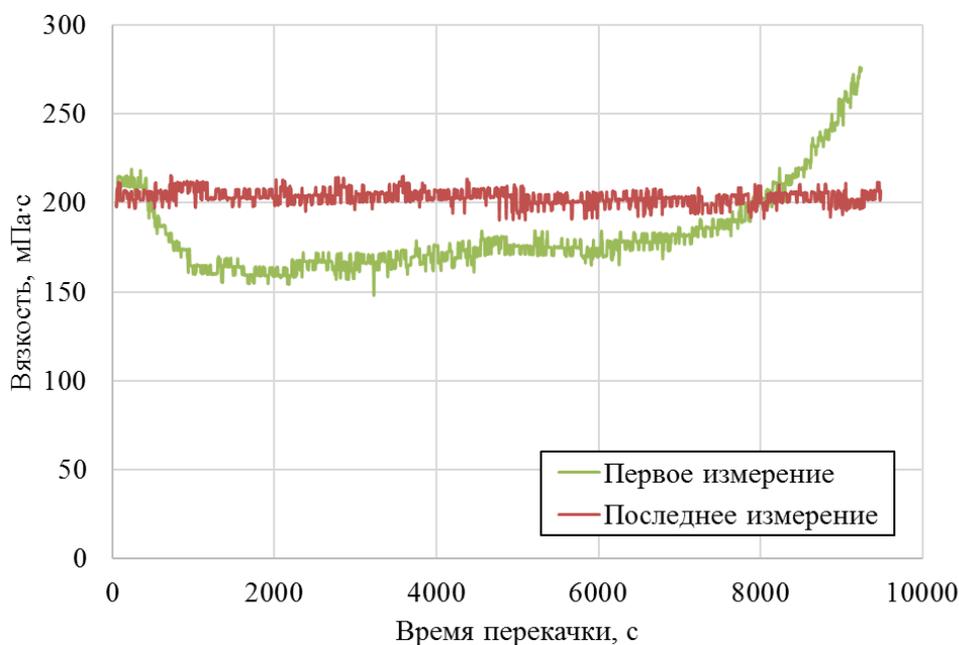


Рисунок 3.1 – Динамика изменения вязкости смеси рекомбинированной модели нефти с диоксидом углерода (15 % мол.) при 23 °С и 10 МПа

Как видно на рисунке 3.1, при перекачке нефти из одной измерительной ячейки в другую вязкость системы изменяется от 160 до 270 мПа·с и выше, при этом изменение вязкости происходит без скачков, что свидетельствует об образовании одной непрерывной фазы с различной концентрацией CO_2 . По мере перемешивания система становилась более однородной – изменения вязкости системы становились меньше. Перемешивание пробы производилось до тех пор, пока значение вязкости пробы не стабилизировалось. Следует отметить, что полное перемешивание пробы занимало от нескольких суток до трех недель в зависимости от концентрации CO_2 в рекомбинированной модели нефти. Подобная продолжительность времени доведения смеси ВВН с газом до состояния равновесия отмечалась ранее в работах [18, 39, 93].

Наблюдения за поведением системы «сверхвязкая нефть – газ» показали, что на время достижения равномерного растворения газа в нефти критическое влияние оказывает вязкость нефти. Из-за высокой вязкости среды, растворимый газ, не может быстро распределиться во всем ее объеме и находится в виде крупных «пузырей», растворение газа из которых происходит за счет диффузии. Таким образом для ускорения процесса необходимо разбить крупные «пузыри» на множество мелких, в каждом из которых газ будет растворяться в нефти. Чем больше дисперсность, тем выше будет скорость растворения газа в объеме сверхвязкой нефти.

Для увеличения скорости растворения газа и уменьшения времени и повышения качества рекомбинированной модели нефти реализовывался следующий прием. Перед перемешиванием нефти и газа в ячейке рекомбинации установки ПИК-ППФ, производилось повышение температуры на 40 – 50 °С выше пластовой температуры (степень повышения температуры устанавливалась эмпирически, в соответствии со степенью снижения вязкости нефти). По мере нагрева и после стабилизации температуры в емкости для рекомбинации производилось постоянное перемешивание смеси нефти и газа. Перемешивание при повышенной температуре производилось в течение 3-4 часов, после чего емкость с пробой остужалась. После повторения нескольких

циклов «нагрев – перемешивание – остужение – перемешивание» производился отбор пробы, полученной рекомбинированной модели нефти в стеклянный сепаратор с целью измерения газосодержания. Если при отборе пробы газ и нефть выходят неравномерными порциями или выходит только одна из фаз, циклы «нагрев – перемешивание – остужение – перемешивание» повторяются.

Перемешивание при повышенной температуре требуется для того, чтобы диспергировать газовую фазу на как можно более мелкие пузырьки, а перемешивание при начальной (пластовой) температуре, чтобы газ в мелких пузырьках наверняка растворился в нефти при термобарических условиях подготовки рекомбинированной модели нефти.

3.2. Определение параметров рекомбинированной модели нефти

В качестве условия, определяющего качество подготовленной рекомбинированной модели нефти, выступает равенство ее параметров и параметров реальной пластовой нефти при пластовых условиях. Плотность и динамическая вязкость, давление насыщения и газосодержание, а также состав нефти определяют ее фазовое поведение и необходимы для построения и адаптации модели пластовой нефти.

Определение параметров рекомбинированной модели пластовой нефти выполнена при температурах 23, 35, 150 и 200 °С. Для каждого температурного режима параметры модели нефти определялись при давлениях от 15 МПа до давления насыщения.

Результаты определения плотности и динамической вязкости рекомбинированной модели нефти в зависимости от давления при различных температурах представлены на рисунках 3.2 и 3.3.

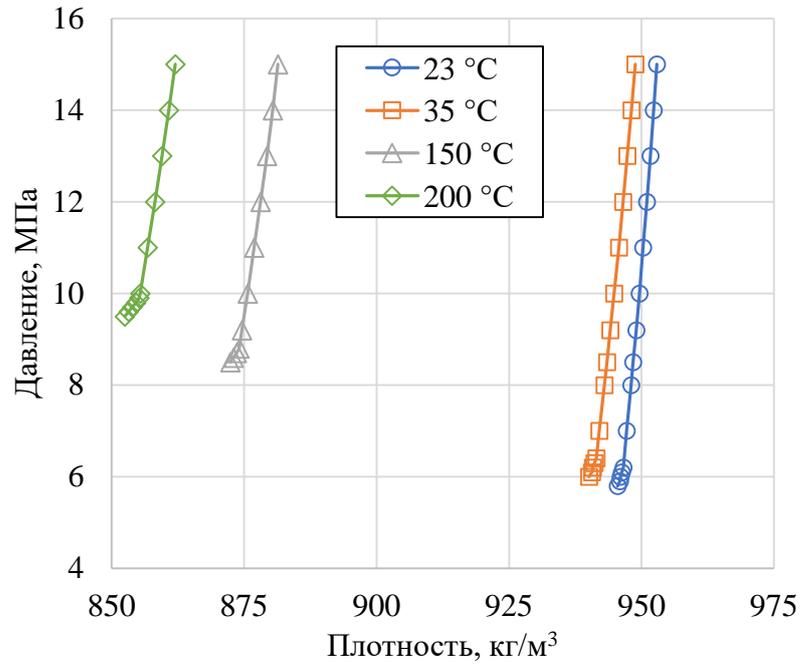


Рисунок 3.2 – Давления на плотность рекомбинированной пробы нефти при различных температурах

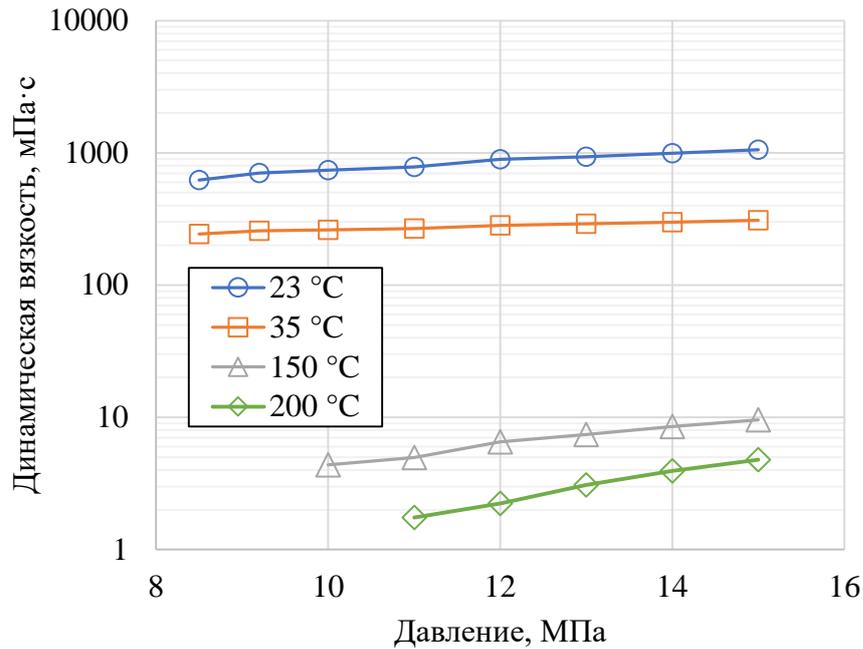


Рисунок 3.3 – Зависимость динамической вязкости рекомбинированной модели нефти от давления при различных температурах

Из рисунка 3.2 видно, при увеличении температуры кривые смещаются в сторону уменьшения плотности, что объясняется тепловым расширением нефти. Со снижением давления плотность нефти закономерно снижается,

после чего на экспериментальных кривых наблюдаются изломы, что свидетельствует о достижении давления насыщения и начале выделения газа из пробы нефти.

Динамическая вязкость рекомбинированной модели нефти растет с увеличением давления системы, и сильно снижается с ростом температуры. При давлении 12 МПа и увеличении температуры с 23 до 200 °С вязкость модели нефти снижается почти в 1000 раз с около 1000 мПа·с до 1 мПа·с. По мере увеличения давления системы с 8,5 до 15 МПа вязкость рекомбинированной модели нефти заметно увеличивается. Причем влияние давления на изменение вязкости тем больше, чем ниже температура системы (рисунок 3.3).

На рисунках 3.4 и 3.5 представлены зависимости динамической вязкости и плотности рекомбинированной модели нефти от температуры при давлении 9,2 МПа.

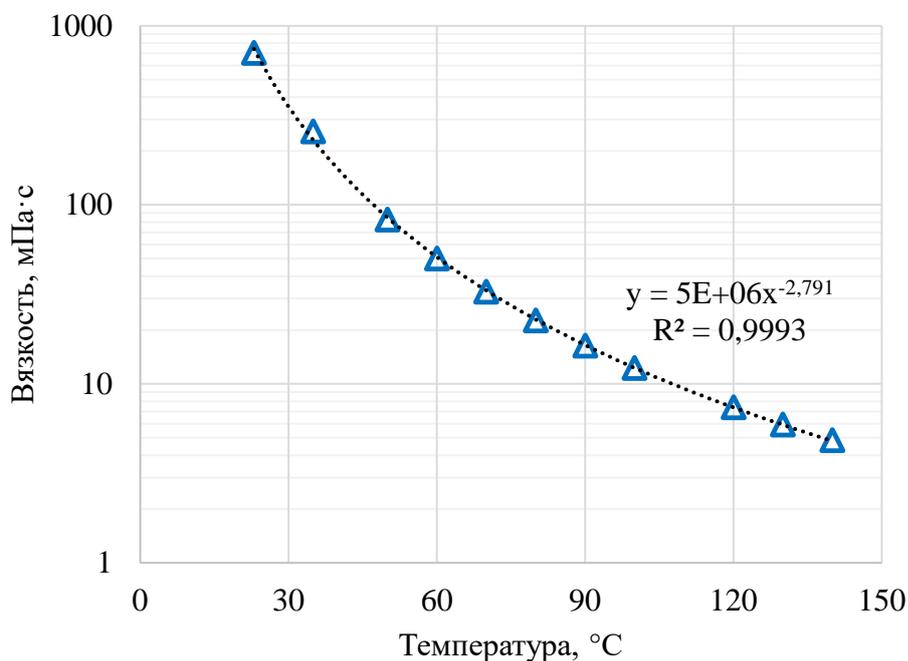


Рисунок 3.4 – Влияние температуры на динамическую вязкость рекомбинированной модели нефти при 9,2 МПа

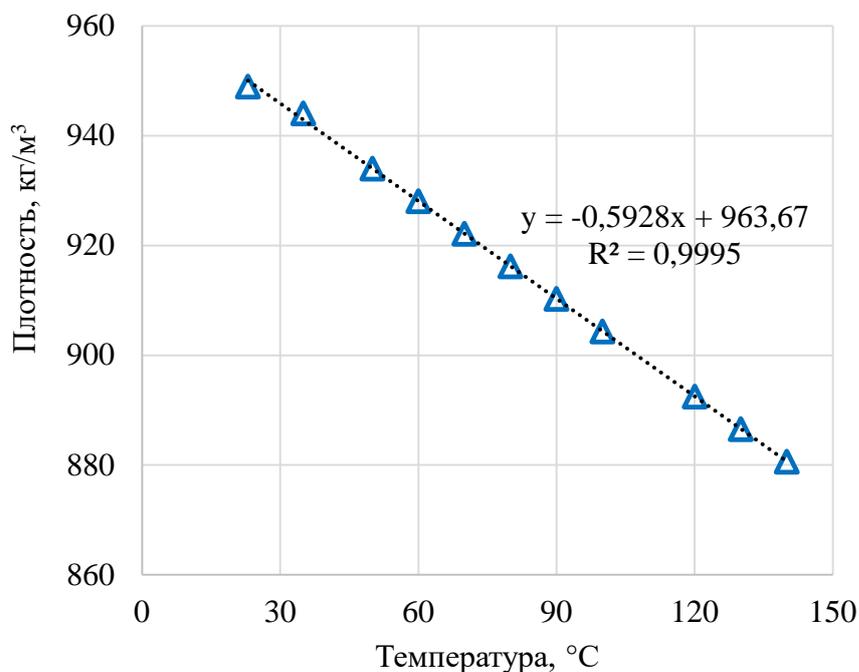


Рисунок 3.5 – Влияние температуры на плотность рекомбинированной пробы нефти при 9,2 МПа

Как видно на рисунке 3.4, вязкость рекомбинированной модели нефти при давлении 9,2 МПа изменяется от 705,1 мПа·с при 23 °С до 5,94 мПа·с при 130 °С и описывается степенной зависимостью. Зависимость плотности рекомбинированной модели нефти от температуры при давлении 9,2 МПа, изображенная на рисунке 3.5, показывает, что плотность нефти изменяется линейно: от 949 кг/м³ при 23 °С до 880 кг/м³ при 140 °С. Увеличение температуры выше 140 °С приводит к выделению растворенного газа, что не позволяет корректно измерить динамическую вязкость и плотность модели нефти в PVT установке при 9,2 МПа. Поэтому вязкость и плотность при более высоких температурах не определялись.

Результаты определения давления насыщения рекомбинированной модели нефти при различных температурах представлены на рисунке 3.6.

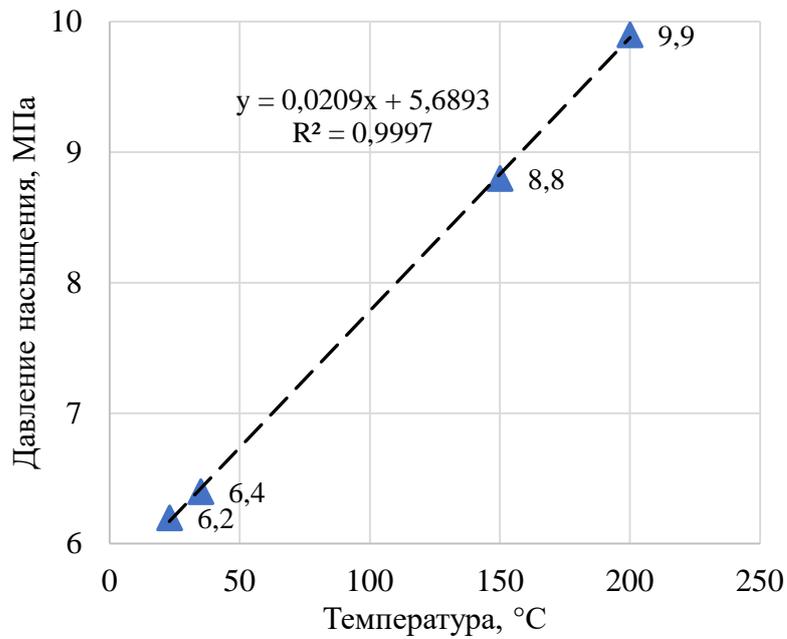


Рисунок 3.6 – Влияние температуры на давление насыщения рекомбинированной модели нефти

Давление насыщения нефти газом линейно возрастает с ростом температуры. При температуре 23 °C давление насыщения составило 6,2 МПа, при увеличении температуры до 200 °C давление насыщения возросло до 9,9 МПа, что выше текущего пластового давления на пермо-карбоновой залежи.

В таблице 3.1 приведено сопоставление основных параметров пластовой нефти, принятых для проектирования разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, и параметров ее рекомбинированной модели.

Таблица 3.1 – Параметры пластовой нефти и ее рекомбинированной модели при 9,2 МПа и 23 °C

Параметр	Единицы измерений	Пластовая нефть	Модель нефти
Плотность	кг/м ³	923-960	949
Вязкость	мПа·с	694	705
Давление насыщения	МПа	6,3-9,5	6,2
Газосодержание	м ³ /т	17,6-26	17,4

Как видно из таблицы 3.1, параметры рекомбинированной модели нефти попадают в диапазон изменения параметров реальной пластовой нефти пермокарбоновой залежи. Таким образом, рекомбинированная модель могла быть использована для PVT исследований с целью изучения влияния концентрации CO_2 на свойства пластовой нефти.

3.3. Влияние концентрации CO_2 на свойства сверхвязкой нефти

Влияние концентрации CO_2 на свойства пластовой нефти пермокарбоновой залежи изучалось путем определения физико-химических параметров рекомбинированной модели нефти для 4-х мольных концентраций CO_2 при температурах 23, 35, 150 и 200 °С. Для каждой концентрации выполнялся тот же комплекс PVT исследований, что и при изучении исходной рекомбинированной модели нефти. Для температуры 23 °С при концентрации CO_2 в нефти 20 % мол. дополнительно выполнено определение давления насыщения. Таким образом, для оценки влияния концентрации CO_2 и температуры на свойства пластовой нефти пермокарбоновой залежи выполнено 17 комплексов PVT исследований, результаты которых представлены на рисунках 3.7 – 3.9.

На рисунке 3.7 представлена зависимость плотности рекомбинированной модели нефти пермокарбоновой залежи от температуры при различной концентрации CO_2 . Чтобы отразить изменение плотности рекомбинированной модели нефти для всего исследованного диапазона температур и концентраций, результаты измерений представлены для давления 16 МПа.

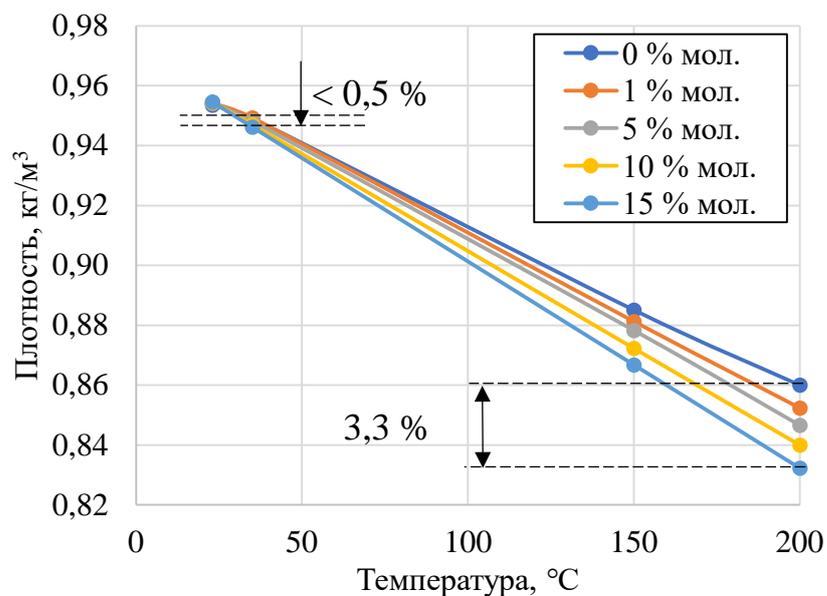


Рисунок 3.7 – Зависимость плотности рекомбинированной модели нефти от температуры при различной концентрации CO₂ при 16 МПа

Из рисунка 3.7 следует, что при низких температурах (23 и 35 °C) плотность нефти практически не изменяется при растворении CO₂ в смеси – изменение плотности при концентрации 15 % мол. CO₂ и давлении 16 МПа составляет менее 0,5 %. С увеличением температуры и концентрации углекислого газа плотность смеси заметно снижается. При этом изменение плотности тем заметнее, чем выше температура системы. При температуре 200 °C растворение 15 % мол. CO₂ приводит к снижению плотности рекомбинированной модели нефти на 3,3 %.

На рисунке 3.8 представлена зависимость вязкости рекомбинированной модели нефти от концентрации диоксида углерода при различных температурах и давлении 16 МПа. На рисунке 3.9 изменение динамической вязкости рекомбинированной модели нефти представлено в виде зависимости «вязкость-температура».

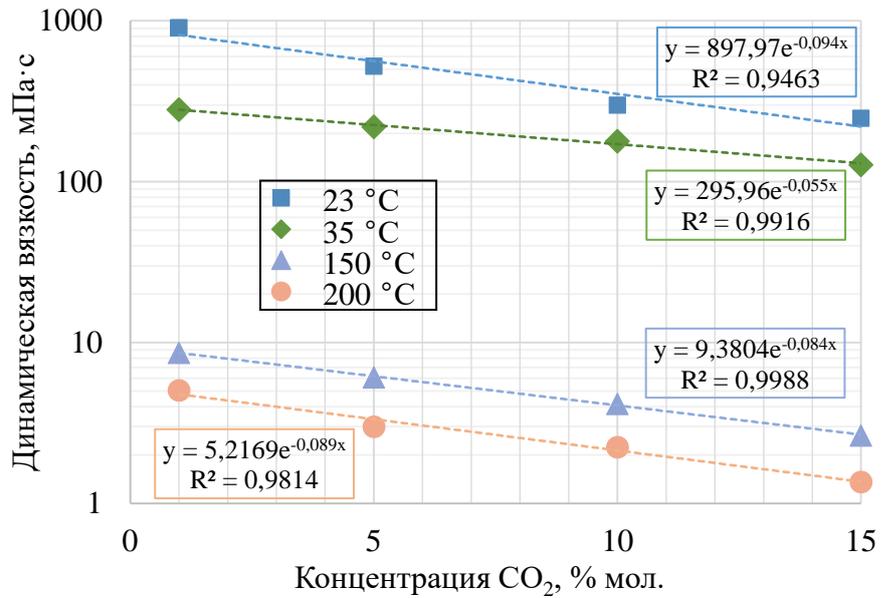


Рисунок 3.8 – Зависимость вязкости рекомбинированной модели нефти от концентрации CO₂ при различных температурах при 16 МПа

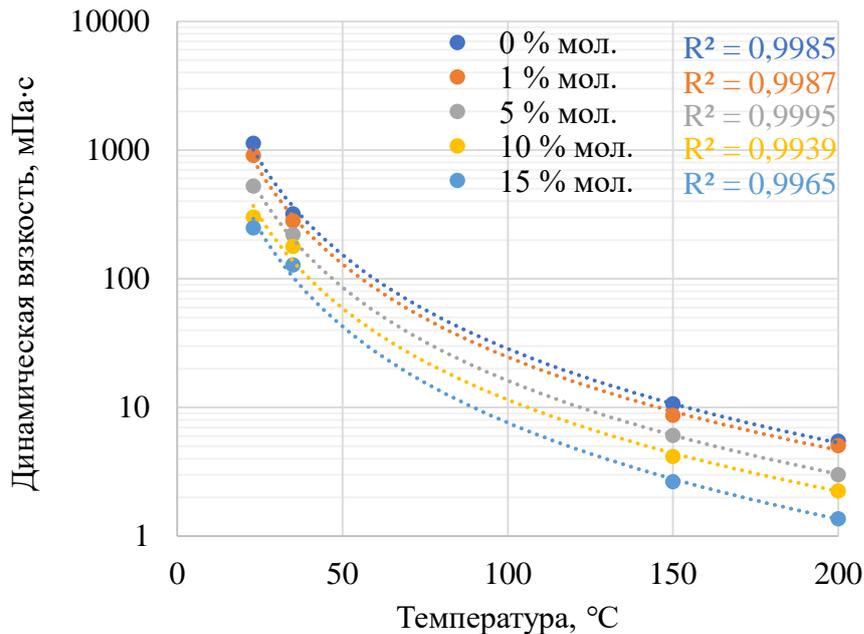


Рисунок 3.9 – Зависимость динамической вязкости рекомбинированной модели нефти от температуры при различной концентрации CO₂ при 16 МПа

Из рисунка 3.8 видно, что при растворении CO₂ в рекомбинированной модели нефти наблюдается снижение вязкости. С увеличением концентрации CO₂ от 0 до 5 % мол. вязкость снижается по экспоненциальному закону (зависимость вязкости от концентрации представлена в полулогарифмическом масштабе).

Из рисунка 3.9 видно, что независимо от температуры системы растворение CO_2 в модели нефти приводит к снижению вязкости на 60-78 %, что отдельно показано на рисунке 3.10. Из рисунка 3.9 также следует, что с точки зрения снижения вязкости нефти предпочтительна невысокая температура прогрева, при которой CO_2 будет иметь относительно высокую растворимость и дополнительно снижать вязкость. В данном случае положительным является еще и тот факт, что для снижения вязкости нефти понадобится значительно меньшее количество тепловой энергии. Например, прогрев до $50\text{ }^\circ\text{C}$ приведет к снижению вязкости нефти с, примерно, $1000\text{ мПа}\cdot\text{с}$ при $23\text{ }^\circ\text{C}$ до $160\text{ мПа}\cdot\text{с}$, а растворение 15% мол. CO_2 позволит дополнительно снизить вязкость со $160\text{ мПа}\cdot\text{с}$ до $40\text{ мПа}\cdot\text{с}$, что эквивалентно снижению вязкости нефти при нагреве до $90\text{ }^\circ\text{C}$ при тех же условиях.

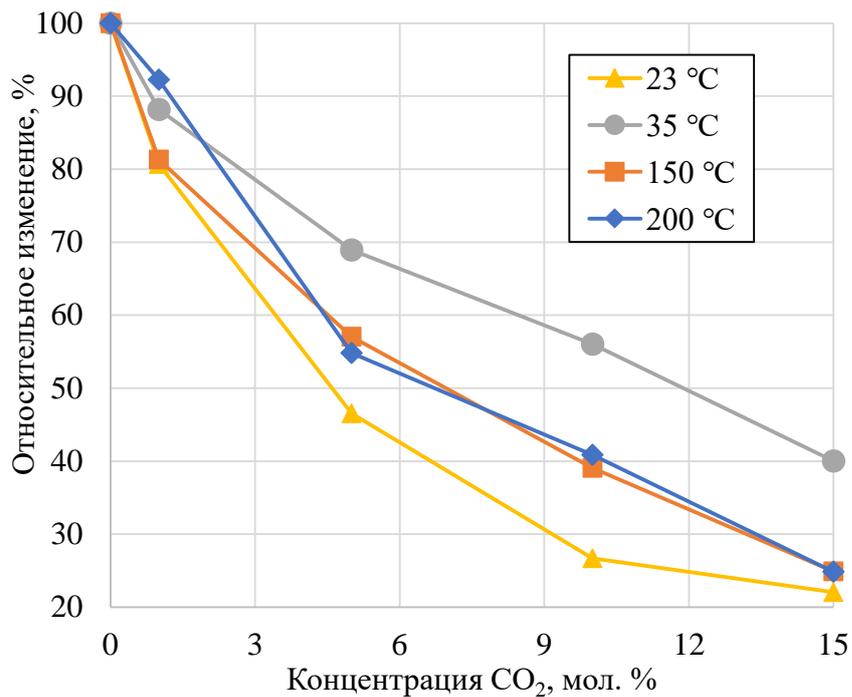


Рисунок 3.10 – Относительное изменение динамической вязкости модели нефти при различной концентрации CO_2 для различных температур

На рисунке 3.11 представлена зависимость давления насыщения рекомбинированной модели нефти от концентрации растворенного в ней диоксида углерода для различных температур.

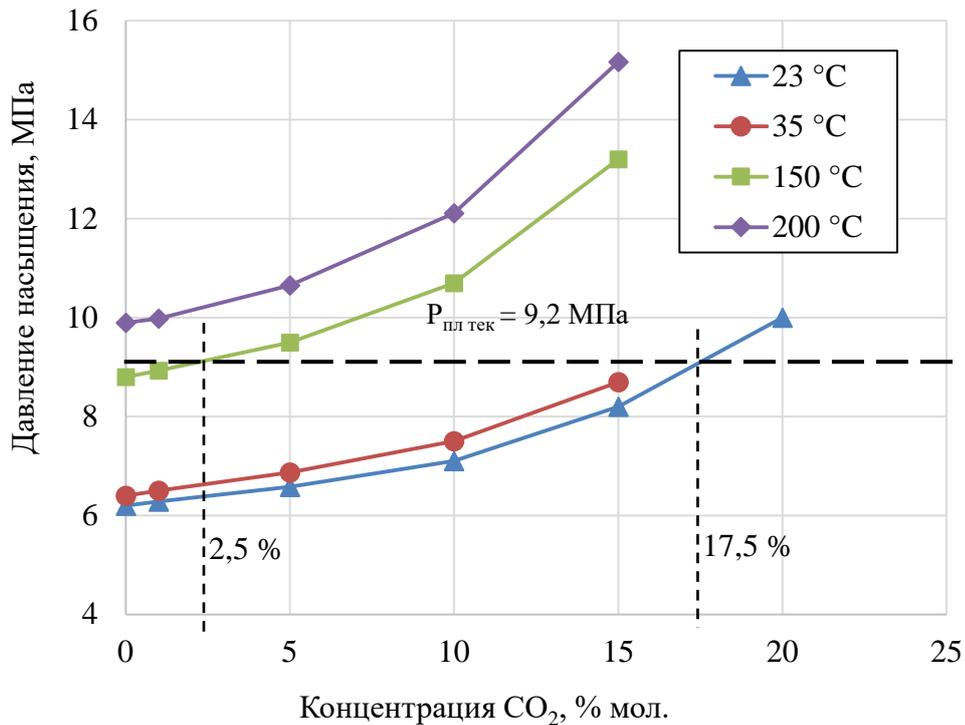


Рисунок 3.11 – Влияние концентрации углекислого газа на давление насыщения рекомбинированной модели нефти при различных температурах

Как видно на рисунке 3.11, при увеличении концентрации диоксида углерода нелинейно возрастает давление насыщения нефти газом. При увеличении температуры для всех значений концентрации CO₂ наблюдается рост давления насыщения, что связано со снижением растворимости CO₂. По представленным выше графикам можно определить максимальную концентрацию CO₂ в пластовой нефти при определенных термобарических условиях. Например, при температуре 23 °C и давлении 9,2 МПа в пластовой нефти может быть максимально растворено около 17,5 % мол. CO₂. При увеличении температуры до 150 °C максимальная концентрация растворенного в нефти CO₂ снижается до 2,5 % мол.

Таким образом, в условиях пермо-карбоновой залежи при комбинированном воздействии теплоносителем и диоксидом углерода следует ожидать, что закачиваемый CO₂ будет преимущественно находиться в свободной фазе. По мере прогрева залежи паром CO₂ будет растворяться в

нефти в меньшем количестве, оказывая меньшее влияние на вязкость и плотность пластовой нефти.

3.4. Изучение режима вытеснения сверхвязкой нефти CO_2

В рамках этапа изучения режима вытеснения СВН CO_2 при различных термобарических условиях, характерных для различных участков пермо-карбоновой залежи выполнено 16 фильтрационных экспериментов на слим-моделях. Оценка режима вытеснения выполнялась согласно общепринятым критериям, которыми выступают величины достигнутых коэффициентов вытеснения [55]. Результаты вытеснения сверхвязкой нефти диоксидом углерода на слим-моделях пласта, показаны на рисунке 3.12. На рисунке пунктирной линией обозначены диапазоны значений коэффициента вытеснения, соответствующие тому или иному режиму вытеснения нефти.

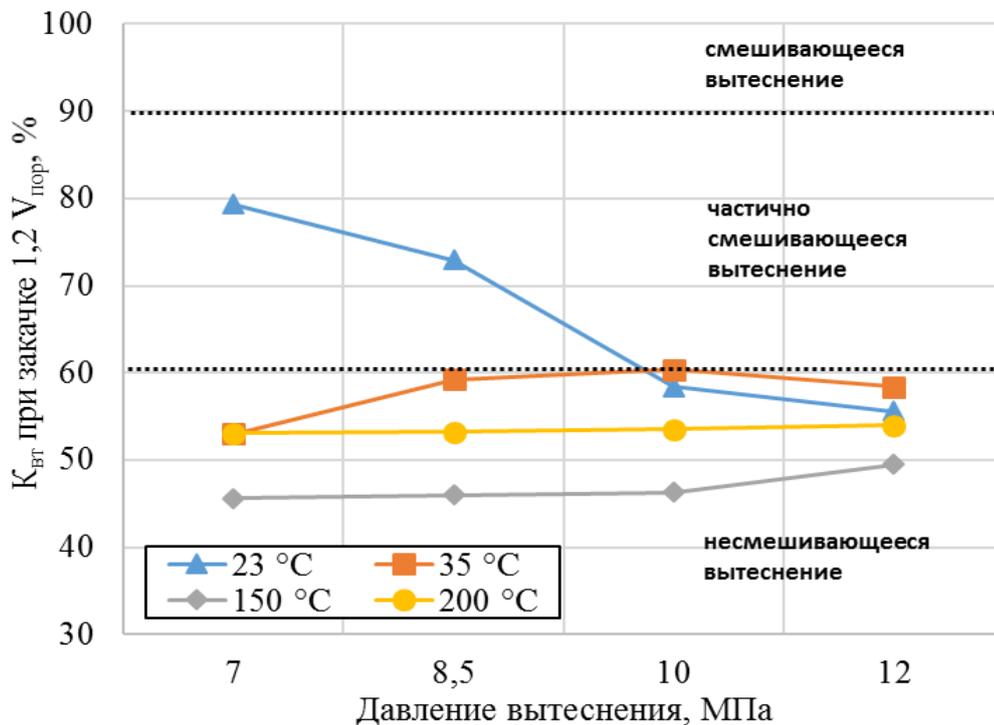


Рисунок 3.12 – Результаты экспериментов по вытеснению СВН на слим-моделях пласта

Как и ожидалось, в случае с нефтью пермо-карбоновой залежи в исследуемом диапазоне давлений и температур, смешивающееся вытеснение

диоксидом углерода не достигается. Наибольшие значения коэффициентов вытеснения нефти достигались при температуре 23 °С и соответствовали режиму частично смешивающегося вытеснения (79 % при 7 МПа и 73 % при 8,5 МПа). В дальнейшем, несмотря на увеличение давления, коэффициент вытеснения нефти постоянно снижается и при давлении 10 МПа и выше не превышает 60 %, что соответствует несмешивающемуся режиму вытеснения нефти.

При температуре 35 °С, с ростом давления с 7 до 10 МПа, коэффициент вытеснения нефти сначала возрастает с 53 до 60 %, затем при давлении 12 МПа снижается до 58 %. Режим вытеснения нефти при 35 °С во всем диапазоне давлений соответствует условиям «несмешивающегося вытеснения».

При температурах 150 и 200 °С с ростом давления $K_{\text{выт}}$ нефти незначительно возрастает с 45,6 до 49,5 % при 150 °С, и с 53,1 до 54,0 при 200 °С. Такие результаты могут быть объяснены низкой растворимостью CO_2 в нефти и стабильностью коллоидов асфальтенов. Увеличение $K_{\text{выт}}$ нефти при увеличении температуры вытеснения со 150 до 200 °С можно объяснить увеличением вклада газодинамического вытеснения нефти CO_2 : снижением соотношения вязкостей нефти и газа. При низких температурах вытеснение СВН происходит практически в поршневом режиме, о чем свидетельствуют высокие градиенты давления и отсутствие раннего прорыва газа при 23 °С, 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 выходному торцу модели пласта, что приводит к раннему прекращению вытеснения нефти.

Снижение $K_{\text{выт}}$ с ростом давления при 23 °С вероятно связано с достижением термобарических условий, при которых в пористой среде происходит дестабилизация асфальтенов при контакте исходной нефти с диоксидом углерода.

Для фильтрационных экспериментов при 23 и 35 °С рассчитаны средние объемные расходы CO_2 , как отношение объема закачанного CO_2 ко времени до прорыва, и построены зависимости объемного расхода CO_2 от давления вытеснения, представленные на рисунке 3.13.

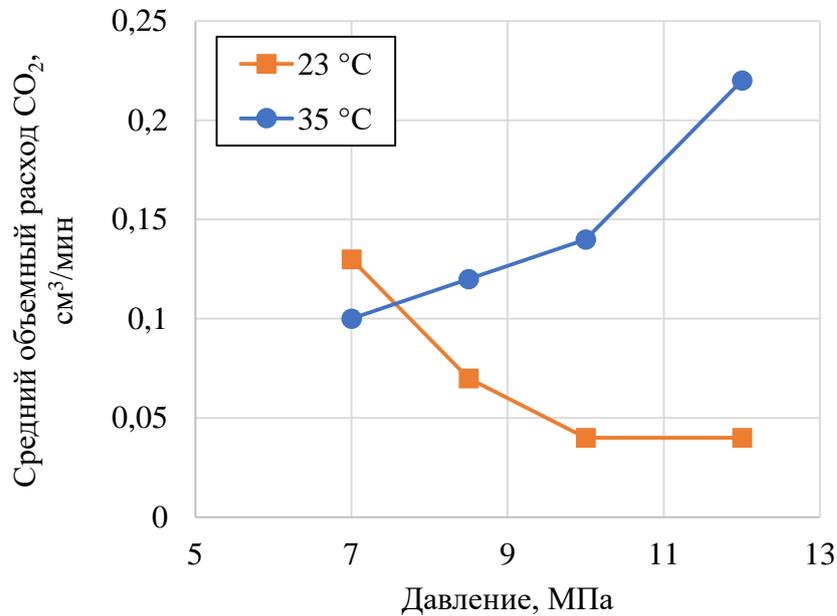


Рисунок 3.13 – Влияние давления вытеснения нефти из слим-моделей на величину среднего объемного расхода CO_2

При температуре 23 °С с ростом давления вытеснения наблюдается снижение среднего объемного расхода CO_2 0,13 до 0,04 $\text{см}^3/\text{мин}$ (рассчитывался по данным динамики объемного расхода газа до момента его прорыва), установившегося в процессе вытеснения нефти при постоянном перепаде давления около 1 МПа. Снижение объемного расхода, вероятно, вызвано увеличением фильтрационных сопротивлений из-за дестабилизации асфальтенов и коагуляции пласта.

С целью подтверждения предположения о дестабилизации асфальтенов в процессе вытеснения, на выходе из слим-модели производился отбор проб вытесненной нефти для оценки изменения ее свойств в процессе выполнения эксперимента. Для исходной пробы и пробы нефти после прокачки $1,2 V_{\text{пор}}$ CO_2 определяли вязкость и плотность при 20 °С, а также содержание асфальтенов, смол и парафинов гравиметрическим методом. В таблице 3.2

приведены результаты определения свойств проб нефтей, отобранных в эксперименте при 35 °С и 8,5 МПа на завершающей стадии эксперимента.

Таблица 3.2 – Физико-химические свойства проб дегазированной нефти пермо-карбоновой залежи

Проба	Ед. изм.	Параметры пробы нефти		Изменение, %
		исходной	после 1,2 V _{пор} CO ₂	
Вязкость при 20 °С	мПа·с	3799	125	97
Плотность при 20 °С	кг/м ³	950,3	935,0	1,6
Содержание в нефти:				
- асфальтенов	% масс	10,15	6,16	39
- смол	% масс	30,39	20,26	33
- парафинов	% масс	0,58	0,31	47

Как видно из результатов изучения проб нефти, отобранных на выходе из тонкой трубки, что после закачки 1,2 V_{пор} диоксида углерода в вытесненной нефти на 39 % снижается содержание асфальтенов, смол – на 33 %, парафинов – на 47 %, вязкость снижается более чем в 30 раз, плотность снижается незначительно. В процессе вытеснения нефти происходит экстракция легких углеводородов диоксидом углерода, а тяжелые высокомолекулярные соединения (ВМС) осаждаются в порах насыпной slim-модели, в результате чего вытесненная нефть отличается по химическому составу и свойствам от исходной. Данный факт обуславливает снижение коэффициента вытеснения нефти с ростом давления в slim-модели.

3.5. Оценка эффективности вытеснения сверхвязкой нефти диоксидом углерода

На данном этапе выполнено 15 фильтрационных экспериментов при термобарических условиях, соответствующих различным зонам на пермо-карбоновой залежи. В первой части раздела приводится анализ результатов 10-ти фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти водой и CO₂ на моделях пласта с низкой проницаемостью, соответствующей проницаемости

матричной части пласта, с целью оценки эффективности применения CO_2 в качестве вытесняющего агента и определения условий наиболее эффективного применения CO_2 для повышения нефтеотдачи пермокарбоновой залежи.

Во второй части раздела приводится сравнительный анализ фильтрационных экспериментов, выполненных на составных керновых моделях с различной проницаемостью в одинаковых термобарических условиях, с целью установления влияния абсолютной газопроницаемости на эффективность вытеснения нефти углекислотой.

Определение оптимальных условий применения CO_2 в качестве агента вытеснения выполнялось путем сопоставления $K_{\text{выт}}$ и ГНО, полученных при вытеснении нефти водой и CO_2 при всех равных условиях. Дополнительно сопоставлялись максимальные перепады давления, создаваемые в процессе вытеснения, в зависимости от моделируемых пластовых условий и применяемого агента вытеснения (воды и CO_2).

Сводные результаты экспериментов по определению $K_{\text{выт}}$ нефти водой и углекислым газом при различных термобарических условиях приведены в таблице 3.3. Результаты экспериментов на низкопроницаемых керновых моделях пласта представлены на рисунке 3.14.

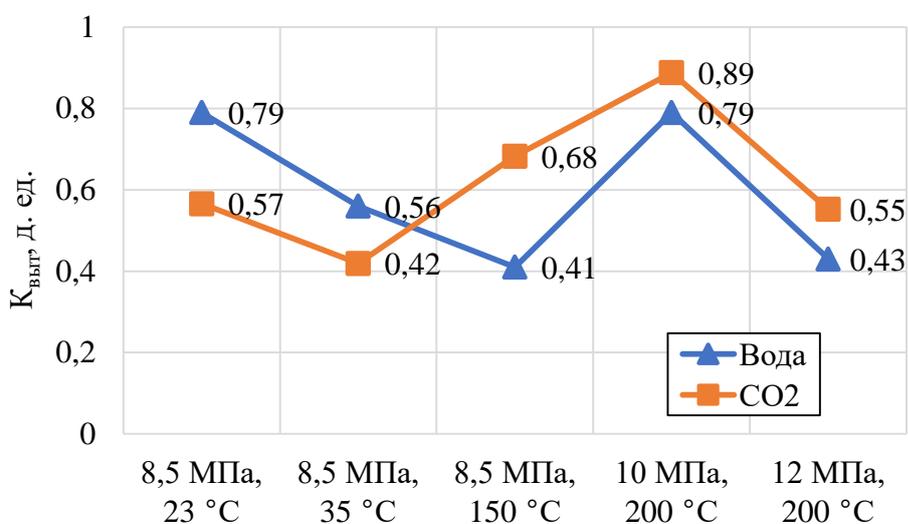


Рисунок 3.14 – Сопоставление значений коэффициентов вытеснения нефти водой и CO_2 , полученных для различных термобарических условий

Таблица 3.3 – Результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти водой и углекислым газом на составных керновых моделях пласта

№ п/п	Агент	Условия		Средневзвешенная проницаемость по газу, $K_{пр\text{г ср}}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Объемный расход агента, $\text{см}^3/\text{мин}$	Объем закачки в $V_{\text{пор}}$ модели, д. ед.	$K_{вт}$, д. ед.	ГНО, тыс. ст. $\text{см}^3/\text{см}^3$
		T, °C	P, МПа					
1	Вода	23	8,5	46,29	0,01 ¹	2	0,79	-
2	Вода	35	8,5	45,84	0,03	2	0,56	-
3	Вода	150	8,5	45,13	0,03	2	0,41	-
4	Вода	200	10	44,09	0,03	2	0,79	-
5	Вода	200	12	40,82	0,03	2	0,43	-
6	CO ₂	23	8,5	46,29	0,03	2	0,57	2,249
7	CO ₂	35	8,5	48,79	0,03	2	0,42	2,284
8	CO ₂	150	8,5	46,43	0,03	2	0,68	0,283
9	CO ₂	200	10	45,56	0,03	2	0,89	0,218
10	CO ₂	200	12	45,84	0,03	2	0,55	0,477
11	CO ₂	23	8,5	223,27	0,03	2	0,61	1,897
12	CO ₂	35	8,5	225,35	0,03	2	0,61	1,383
13	CO ₂	150	8,5	221,64	0,03	2	0,61	0,283
14	CO ₂	200	10	227,31	0,03	2	0,62	0,285
15	CO ₂	200	12	228,64	0,03	2	0,64	0,139

Примечание: ¹ – объемный расход снижен в 3 раза с целью снижения ожидаемого перепада давления.

Из рисунка 3.14 видно, что характер изменения коэффициента вытеснения нефти в зависимости от условий вытеснения для экспериментов по вытеснению нефти водой и CO_2 практически один и тот же, и согласуется с результатами вытеснения нефти, описанными в работах Рузина Л. М. [26].

При температурах 23 и 35 °С достигаются высокие значения коэффициента вытеснения, как в случае вытеснения нефти водой 0,79 и 0,56 д. ед., соответственно, так и в случае вытеснения нефти CO_2 , 0,57 и 0,42 д. ед., соответственно. При начальных пластовых условиях пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения нефть, находящаяся в низкопроницаемой матрице, неподвижна при реально создаваемых градиентах давления. Однако в лабораторных условиях создание таких градиентов давления возможно, чем и объясняются столь высокие значения $K_{\text{вт}}$ при низких температурах.

Низкое значение коэффициента вытеснения нефти водой при 150 °С и 8,5 МПа может быть обусловлено выделением из нефти растворенного газа (давление насыщения нефти газом по результатам PVT исследований составило 8,8 МПа при 150 °С), который выделяясь из нефти, образует непрерывную фазу, по которой вода быстро прорывается сквозь модель пласта, обходя нефть.

Вытеснение нефти углекислотой при 150 и 200 °С показало увеличение $K_{\text{выт}}$ нефти по отношению к $K_{\text{выт}}$, достигнутым при вытеснении нефти водой, на 10 – 27 %. Прирост $K_{\text{выт}}$ нефти, по всей видимости, вызван влиянием дополнительных факторов, проявляющихся при закачке углекислоты в сверхкритическом состоянии: дополнительное снижение вязкости, экстракция легких и средних компонентов нефти, снижение поверхностного натяжения на границе «нефть- CO_2 ». Наибольший $K_{\text{выт}}$ нефти диоксидом углерода при 200 °С и 10 МПа, также может быть обусловлен выделением свободного газа из нефти, поскольку при данной температуре давление насыщения нефти равно 9,9 МПа (рисунок 3.6). «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. Вода же в аналогичных условиях прорывалась по каналам сквозь модель, без взаимодействия с нефтью, что сказывалось на величине $K_{\text{выт}}$.

Более низкие значения $K_{\text{выт}}$ при вытеснении CO_2 по сравнению с вытеснением нефти водой при температурах 23 и 35 °С вероятно связаны со значительно более высоким значением отношения $\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{CO}_2}$ по отношению к $\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{в}}$, что является причиной неустойчивости фронта вытеснения и сокращения времени до прорыва вытесняющего агента (таблица 3.4 и рисунок 3.15).

Таблица 3.4 – Отношения вязкостей нефти и вытесняющих агентов при различных термобарических условиях

Условия	$\mu_{\text{н}},$ мПа·с ¹	$\mu_{\text{в}},$ мПа·с	$\mu_{\text{CO}_2},$ мПа·с	$\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{CO}_2}$	$\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{в}}$	$\frac{\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{CO}_2}}{\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{в}}}$
8,5 МПа, 23 °С	623,7	0,950	0,0700	8910	656,53	13,6
8,5 МПа, 35 °С	243,2	0,700	0,0484	5025	347,43	14,5
8,5 МПа, 150 °С	3,77	0,183	0,0224	169	20,60	8,2
10 МПа, 200 °С	0,50	0,135	0,0248	20	3,70	5,4
12 МПа, 200 °С	2,24	0,136	0,0254	88	16,47	5,4

Примечание: ¹ – по данным PVT исследований рекомбинированной модели нефти.

Из таблицы 3.4 видно, что при температуре 23 °С отношения вязкости нефти к вязкости CO_2 , составляет 8910 (без учета снижения вязкости нефти при растворении в ней CO_2 , поскольку CO_2 не мог раствориться во всем объеме нефти), что более чем на порядок (в 13,6 раз) выше, чем отношение вязкости нефти к вязкости воды (656,5). Увеличение температуры до 150-200 °С приводит к значительному снижению отношения вязкостей, и, как видно из графиков на рисунке 3.15, может являться одним из факторов повышения эффективности вытеснения нефти.

На рисунке 3.15 также следует отметить особенность, связанную со снижением $K_{\text{выт}}$ по мере снижения соотношения вязкостей с ростом температуры с 23 до 35 °С.

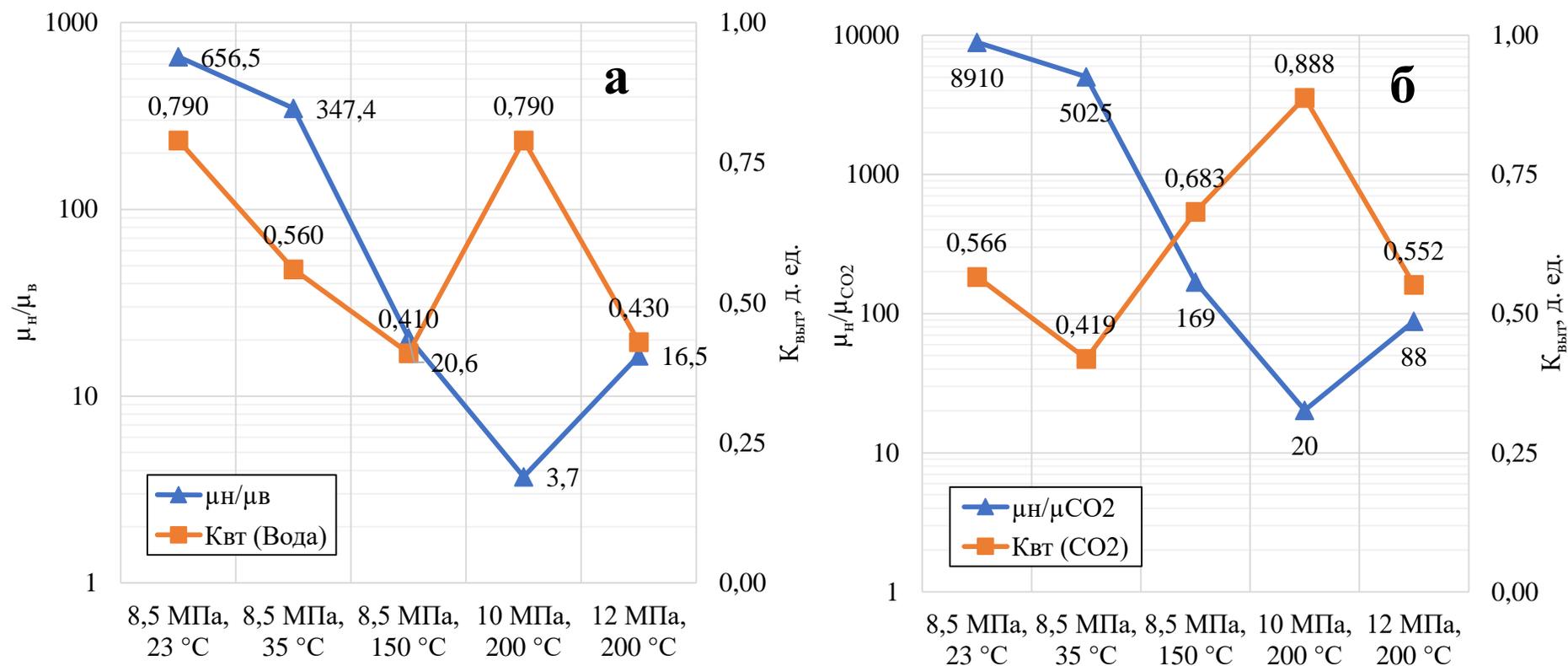


Рисунок 3.15 – Связь коэффициента вытеснения нефти и отношения вязкостей вытесняемой нефти и вытесняющего агента: а) вытеснение нефти водой, б) вытеснение нефти углекислотой

Данный факт объясняется тем, что вытеснение при данных температурах является практически поршневым из-за низкой подвижности нефти, на что указывает величина создаваемых перепадов давления, как для варианта вытеснения нефти водой, и для случая вытеснения нефти CO_2 .

На рисунке 3.16 приведено сопоставление максимальных перепадов давления, установившихся в процессе вытеснения нефти водой и CO_2 на составных керновых моделях пласта.

Чтобы избежать значительного роста давления на входном торце керновой модели и нарушения целостности образцов керновой модели, вытеснение нефти водой при температуре $23\text{ }^\circ\text{C}$ выполнялось при объемном расходе $0,01\text{ см}^3/\text{мин}$, вследствие чего достигнутое значение перепада давления приблизительно в 3 раза ниже (в соответствии с законом Дарси), чем при принятом для исследований объемном расходе $0,03\text{ см}^3/\text{мин}$. Следует отметить, что заниженный в 3 раза объемный расход не нарушает условия $N_{ca} < 10^{-5}$, соблюдение которого необходимо для моделирования процесса несмешивающегося вытеснения. При объемном расходе $0,01\text{ см}^3/\text{мин}$ величина числа N_{ca} составляет величину около 10^{-7} , что на два порядка ниже предельного значения.

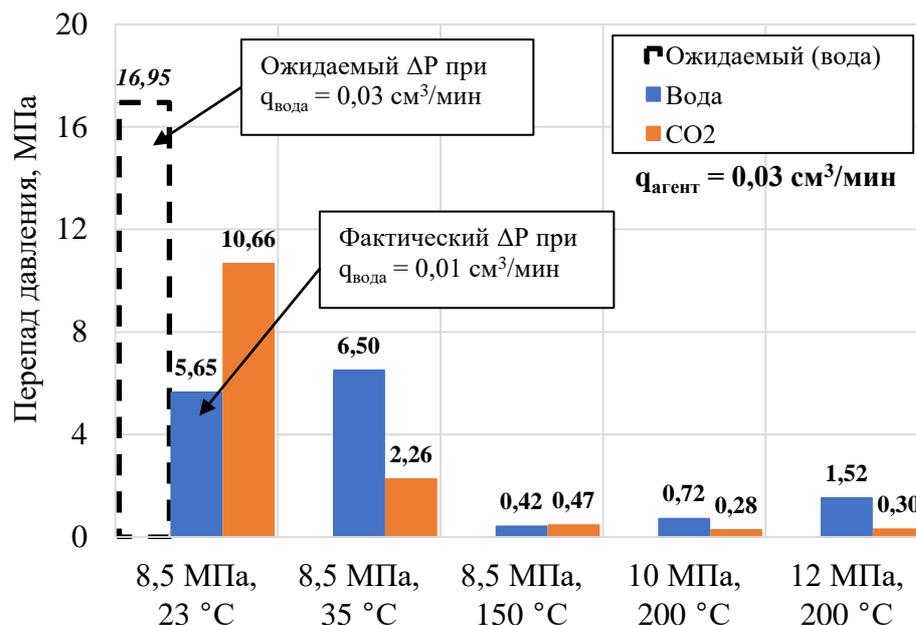


Рисунок 3.16 – Сопоставление максимальных перепадов давления, установившихся при вытеснении нефти водой и CO_2

Из рисунка 3.16 видно, что при вытеснении нефти водой при 23 °С максимальный перепад давления составил 5,6 МПа (при $q_v = 0,01 \text{ см}^3/\text{мин}$), при 35 °С – 6,5 МПа (при $q_v = 0,03 \text{ см}^3/\text{мин}$). Перепады давления, возникающие при вытеснении нефти CO_2 при тех же условиях, значительно ниже, чем при вытеснении нефти водой, однако также характеризуются высокими значениями: 10,7 и 2,3 МПа, соответственно при 23 и 35 °С.

Переходя от перепадов давления между торцами керновых моделей к градиентам давления (МПа/м) можно заключить, что создаваемые градиенты давления при вытеснении нефти водой и CO_2 при температурах 23 и 35 °С, невозможно создать в условиях пермо-карбоневой залежи. Поскольку, если принять расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной равным 500 м, а перепад давления между ними принять – 20 МПа, то градиент давления составит 0,04 МПа/м. Тогда как при вытеснении нефти CO_2 из керновой модели пласта при 35 °С с объемным расходом 0,03 $\text{см}^3/\text{мин}$ градиент давления достигает около 7,7 МПа/м, что многократно превышает теоретический. Таким образом, при низких температурах вытеснение сверхвязкой нефти из матричной части пласта пермо-карбоневой залежи невозможно при реально создаваемых градиентах давления.

Увеличение температуры вытеснения приводит к закономерному снижению создаваемых перепадов давления, вследствие увеличения подвижности нефти. При температурах 150 °С и выше максимальные перепады давления кратно снижаются, как для случая вытеснения нефти водой, так и CO_2 . Тем не менее, перепады давления являются достаточно высокими для вытеснения нефти из матричной части пласта.

По результатам фильтрационных экспериментов, с целью поиска наиболее оптимальных условий вытеснения, была построена гистограмма изменения накопленного ГНО в зависимости от рассматриваемых термобарических условий. Так как объем углекислого газа сильно зависит от термобарических условий, ГНО выражалось в виде отношения объема закачанного CO_2 , приведенного к стандартным условиям (101,325 кПа и

25 °С), к объему извлеченной нефти при тех же условиях. На рисунке 3.17 приведена гистограмма значений накопленного ГНО в зависимости от термобарических условий экспериментов.

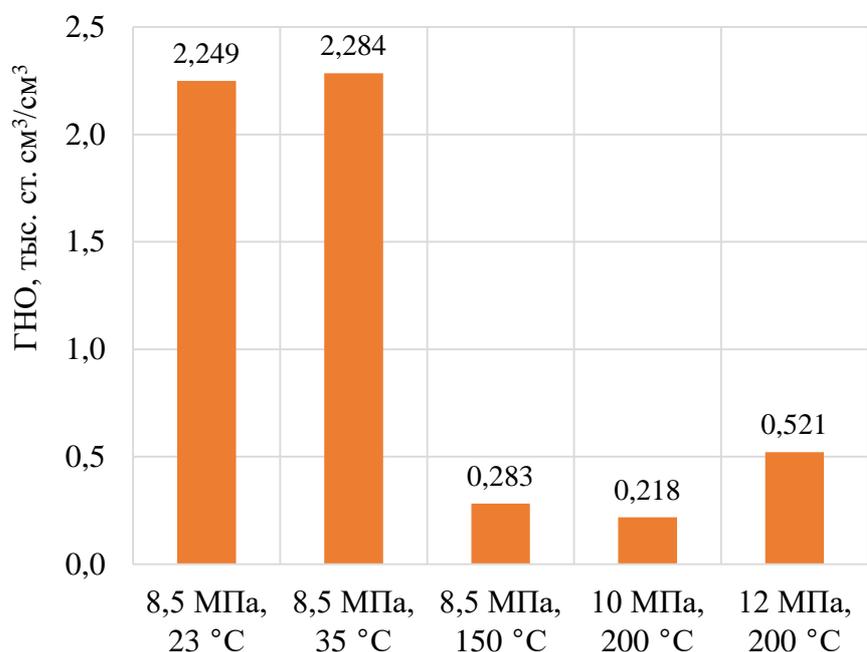


Рисунок 3.17 – Гистограмма изменения накопленного ГНО в зависимости от термобарических условий вытеснения нефти

Как можно видеть на рисунке 3.17, увеличение температуры вытеснения нефти углекислотой приводит к существенному снижению ГНО. С ростом температуры с 23 °С до 150 °С ГНО снижается почти 8 раз с 2,249 до 0,283 тыс. ст. см³/см³. Снижение накопленного ГНО при высоких температурах объясняется не только увеличением количества извлеченной нефти при незначительном изменении объема закачанного газа (приведенного к нормальным условиям), но и термодинамическими свойствами CO₂ (таблица 3.5). Плотность углекислого газа при высоких температурах значительно ниже, поэтому требуется меньшее его количество для замещения некоторого объема нефти в пластовых условиях.

В таблице 3.5 приведены табулированные значения плотности диоксида углерода [45] при термобарических условиях экспериментов.

Таблица 3.5 – Плотность CO₂ при термобарических условиях фильтрационных экспериментов на керне [45]

Условия	Плотность, г/см ³	$\frac{\rho_{\text{CO}_2 \text{ пл.у.}}}{\rho_{\text{CO}_2 \text{ ст.у.}}}$	Фазовое состояние
0,1 МПа и 25 °С (ст. у.)	0,00178	-	Г
8,5 МПа, 23 °С	0,809	453	Ж
8,5 МПа, 35 °С	0,612	343	СКФ
8,5 МПа, 150 °С	0,121	68	СКФ
10 МПа, 200 °С	0,122	68	СКФ
12 МПа, 200 °С	0,149	83	СКФ

Совместный анализ результатов экспериментов показывает, что несмотря на высокие значения $K_{\text{выт}}$ нефти, достигнутые в экспериментах, вытеснение высоковязкой нефти при низких температурах в реальных условиях практически невозможно, так как создаваемые градиенты давления многократно превышают реально создаваемые градиенты давления. При вытеснении нефти при низких температурах CO₂ будет обходить низкопроницаемые нефтенасыщенные участки по выработанным зонам, высокопроницаемым каналам и трещинам, лишь частично растворяясь в матричной нефти.

Увеличение эффективности вытеснения нефти углекислотой по отношению к базовому варианту (вытеснение нефти водой) достигается в диапазоне температур от 150 до 200 °С и давлений от 8,5 до 12 МПа, при которых наблюдается существенный прирост $K_{\text{вт}}$ на 10-27 %. При этом многократно снижается ГНО и увеличивается темп отбора нефти.

Положительный эффект при использовании углекислого газа выражается в снижении градиентов давления. Снижение фильтрационных сопротивлений пористой среды при применении углекислого газа в качестве вытесняющего агента свидетельствует о возможности повышения охвата залежи процессом вытеснения нефти и вовлечении дополнительных запасов ВВН, расположенной в низкопроницаемой матрице.

С целью определения влияния абсолютной проницаемости породы на эффективность вытеснения нефти CO_2 выполнены эксперименты по определению коэффициентов вытеснения нефти на моделях пласта с высокой проницаемостью ($225 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) при различных термобарических условиях. Результаты вытеснения нефти из высокопроницаемых моделей пласта в сравнении с результатами вытеснения из низкопроницаемых моделей представлено на рисунке 3.18.

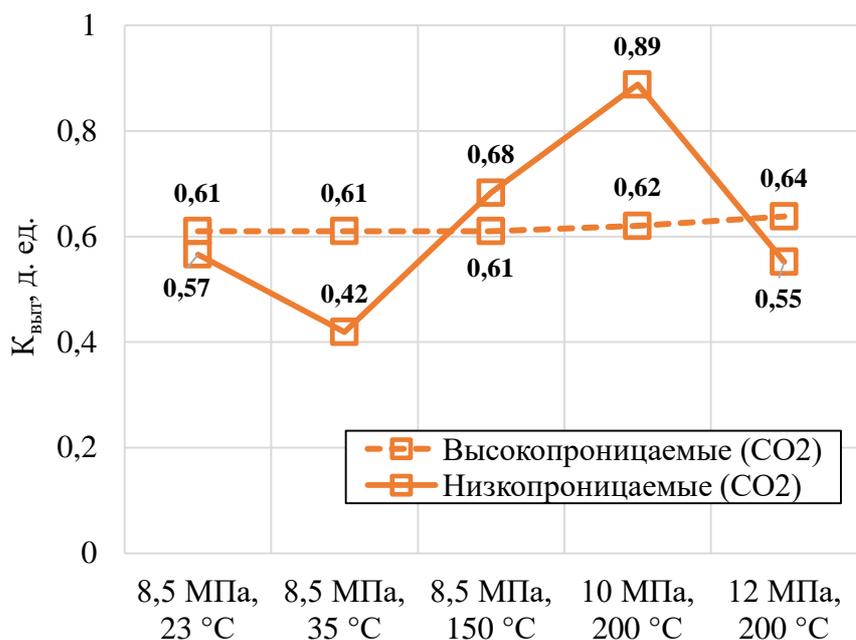


Рисунок 3.18 – Сопоставление значений $K_{\text{вытг}}$ нефти CO_2 , полученных на керновых моделях с различной проницаемостью

Как видно из рисунка 3.18, значения $K_{\text{вытг}}$, соответствующие керновым моделям с высокой проницаемостью, имеют практически одинаковые значения при различных термобарических условиях вытеснения.

Для случая вытеснения нефти при низких температурах, увеличение проницаемости приводит к некоторому повышению коэффициента вытеснения нефти, что связано с существенным увеличением подвижности нефти. Из-за чего CO_2 способен продвигаться вглубь пористой среды, увеличивая площадь контакта с нефтью, растворяясь в ней, что приводит к снижению вязкости нефти, «разбуханию» и отмыву от стенок породы. Для высоких температур, когда преимущественно проявляется

гидродинамическое вытеснение, увеличение абсолютной проницаемости керновых моделей приводит к снижению $K_{вт}$, что объясняется более ранним прорывом CO_2 сквозь высокопроницаемую пористую среду.

На рисунке 3.19 приведено сопоставление накопленного ГНО при различных термобарических условиях для керновых моделей пласта различной проницаемости.

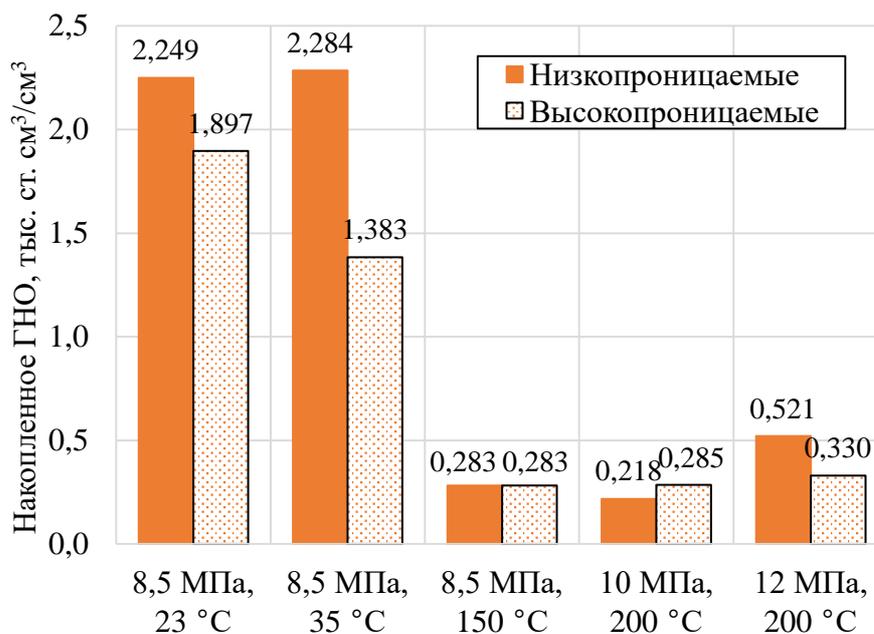


Рисунок 3.19 – Сопоставление значений накопленного ГНО, полученных при вытеснении нефти диоксидом углерода на керновых моделях пласта с различной проницаемостью

Из рисунка 3.19 видно, что увеличение абсолютной проницаемости пористой среды приводит к существенному снижению ГНО при температурах 23 и 35 °С вследствие увеличения подвижности нефти. При высоких температурах снижение ГНО не наблюдается, так как вытеснение носит гидродинамический характер и происходит при тех же термобарических условиях.

На рисунке 3.20 приведены, соответственно, сопоставление максимальных перепадов давления, наблюдавшихся при вытеснении нефти на моделях с различной проницаемостью, и сравнение динамики перепада

давления, построенных в результате вытеснения нефти на керновых моделях с высокой проницаемостью при различных термобарических условиях.

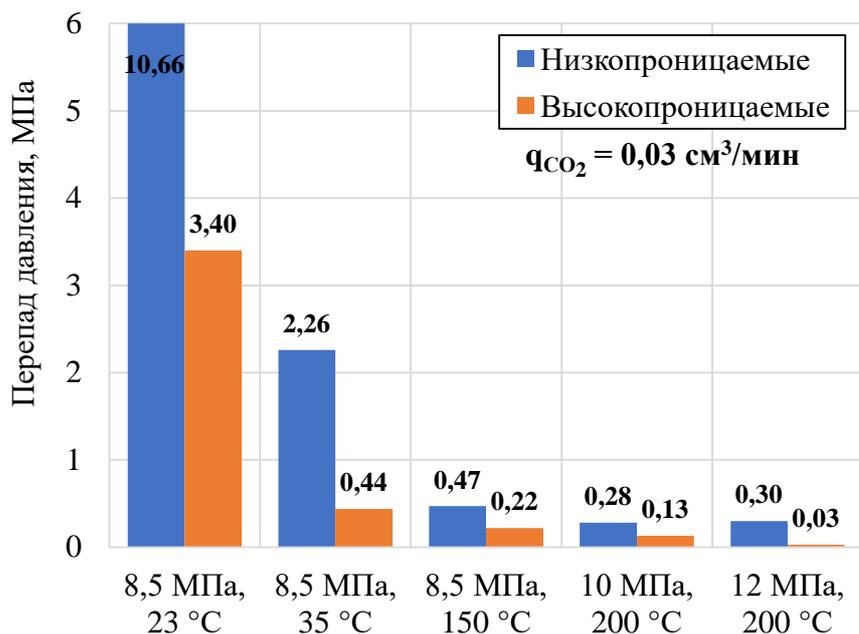


Рисунок 3.20 – Сопоставление максимальных перепадов давления, достигнутых в процессе вытеснения нефти на керновых моделях с различной проницаемостью

Как видно на рисунке 3.20, с увеличением абсолютной проницаемости максимальный перепад давления многократно (в 2 и более раз) снижается, что обусловлено увеличением подвижности нефти. Таким образом, зоны пласта с повышенной проницаемостью будут в большей мере охватываться процессом вытеснения нефти углекислотой, по сравнению с низкопроницаемыми зонами залежи, в связи со снижением фильтрационных сопротивлений.

Анализ результатов, изложенных в данном разделе, показал, что увеличение проницаемости пористой среды приводит к повышению эффективности вытеснения нефти углекислотой при низких температурах (23 и 35 °C), что выражается в существенном возрастании $K_{вт}$ нефти при низких температурах и снижении ГНО в том же температурном интервале. Что, вероятно, вызвано усилением эффекта растворения углекислоты в нефти.

При высоких температурах вытеснения нефти (150 и 200 °C) увеличение эффективности нефтеизвлечения при увеличении абсолютной проницаемости

практически не наблюдается, что обусловлено преобладанием гидродинамического режима вытеснения и снижением растворимости CO_2 . Рассматриваемые показатели эффективности процесса вытеснения нефти (значения $K_{\text{вт}}$ и ГНО) ниже, либо не претерпели значительных изменений.

3.6. Выводы по главе 3

Глава 3 диссертационной работы посвящена экспериментальному обоснованию возможности повышения эффективности извлечения СВН при реализации технологии комбинированного воздействия теплоносителем и диоксидом углерода для условий глубокозалегающей сложнопростроенной залежи сверхвязкой нефти с низкой пластовой температурой. На основе выполненных исследований сделаны следующие выводы.

1. При существующих термобарических условиях растворение CO_2 в нефти будет происходить в небольшом количестве. Учитывая то, что CO_2 будет растворяться в локальной зоне, не успевая распределяться по залежи, большая его часть будет продвигаться по залежи в свободном виде. При тепловом воздействии на залежь рост температуры пласта приведет к снижению растворимости CO_2 в нефти, однако повышение подвижности CO_2 из-за снижения вязкости нефти будет способствовать увеличению охвата залежи растворением CO_2 . При этом, даже небольшое количество растворенного CO_2 в нефти позволят дополнительнократно снизить ее вязкость независимо от текущей пластовой температуры.

2. Наиболее вероятным режимом вытеснения сверхвязкой нефти в условиях пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения является режим несмешивающегося вытеснения. При этом, при взаимодействии пластовой нефти с CO_2 , возможно формирование «фазы» нефти с пониженным содержанием ВМС и смешивания ее с исходной нефтью при движении по пористой среде, что объясняется эффектом экстракции наиболее легких компонентов нефти в жидкую углекислотную фазу. Часть остаточной нефти

будет обладать повышенным содержанием ВМС, из-за чего нефть будет характеризоваться повышенной вязкостью и плотностью по сравнению с исходной.

3. При всех равных условиях вытеснение нефти CO_2 при высоких температурах позволяет извлечь больше нефти по сравнению с вытеснением нефти водой, что достигается за счет более высокой подвижности CO_2 , дополнительного снижения вязкости нефти, экстракции легких и средних компонентов нефти и снижения поверхностного натяжения на границе «нефть- CO_2 ». При этом для вытеснения одной единицы нефти требуется в 5-10 раз меньший объем CO_2 .

4. Повышение подвижности CO_2 в пористой среде за счет увеличения температуры способствует повышению эффективности вытеснения нефти из матрицы. Однако, прогрев матрицы до высоких температур затруднителен из-за быстрого прорыва теплоносителя по высокопроницаемым каналам. Отсюда 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 не высокой с целью снижения энергетических и временных затрат.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ И CO₂

Опыт разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения показывает, что прогрев продуктивного пласта до температур, которые позволили бы вовлечь запасы нефти из матричной части пласта, является практически неосуществимой задачей. Таким образом, для комбинированного воздействия паром и CO₂, необходим поиск некоторой температуры прогрева, при которой с одной стороны, в достаточной степени увеличится подвижность CO₂ при фильтрации в пористой среде, насыщенной высоковязкой нефтью, и возможность взаимодействия с пластовой нефтью в большем масштабе, и, с другой стороны, достижение этой температуры будет экономически целесообразно в промысловых условиях.

Наиболее достоверное определение оптимальной температуры прогрева возможно с использованием многовариантного компьютерного моделирования на геолого-гидродинамической модели опытно-промышленного участка. Данный подход, однако, трудоёмок и требует значительного времени на создание гидродинамической модели участка, и на выполнение ресурсоемких оптимизационных вычислений.

В данной главе описывается методика определения оптимальной температуры прогрева пласта для закачки диоксида углерода, основанная на упрощенной экономической оценке стоимости закачки диоксида углерода с применением результатов физического моделирования на керне и гидродинамического моделирования фильтрационных экспериментов.

4.1. Создание композиционной модели пластовой нефти

При композиционном моделировании необходимым этапом является создание модели нефти, которая воспроизводит фазовое поведение реальной пластовой нефти. Для данной цели общепринятым является подход,

основанный на настройке уравнения состояния, описывающего фазовое поведение флюида, на результаты лабораторных экспериментов. В данной работе для построения композиционной модели высоковязкой нефти пермо-карбонической залежи Усинского месторождения использовался симулятор CMG-WinProp™.

Для создания флюидальной модели нефти применялось уравнение состояния Пенга – Робинсона (PR). В качестве исходных данных были приняты результаты исследований рекомбинированной модели нефти, описанные в главе 3. В частности, использовались результаты однократной сепарации нефти и определения давления насыщения нефти газом для исходной рекомбинированной модели нефти при температуре 23 °С и 8,5 МПа. Также в качестве исходной информации использовались данные о компонентном составе пробы дегазированной нефти, определенном методом газовой хроматографии.

Общий компонентный состав нефти пермо-карбонической залежи, определенный методом газовой хроматографии до C₄₄₊, представлен на рисунке 4.1.

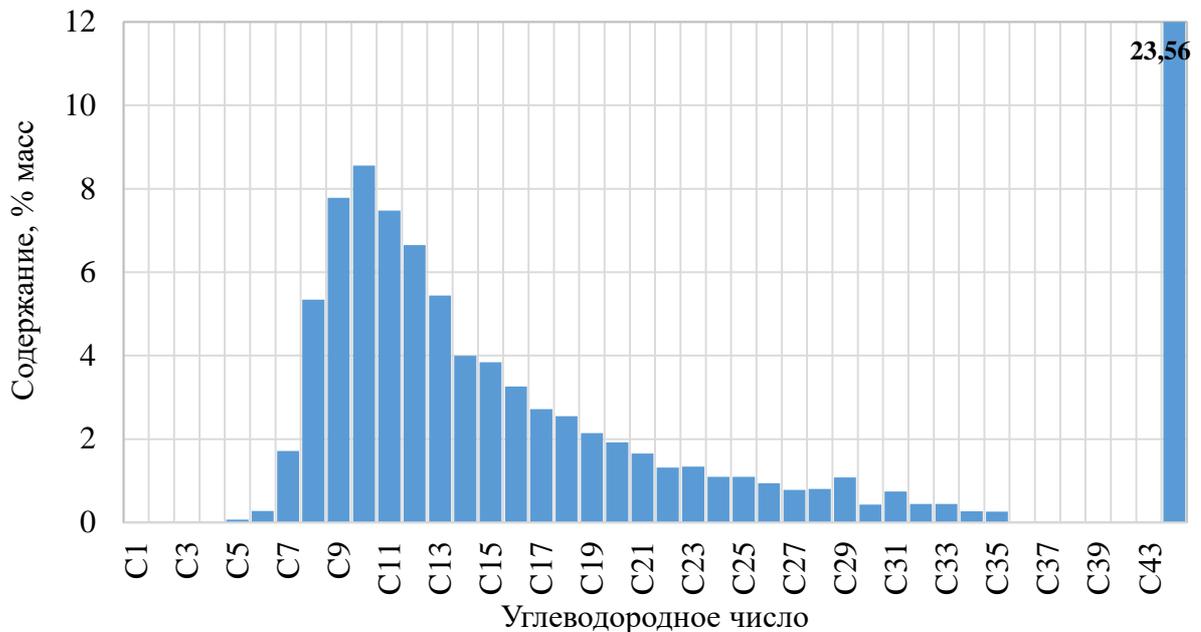


Рисунок 4.1 – Общий компонентный состав нефти пермо-карбонической залежи Усинского месторождения

Как видно на рисунке 4.1, основную долю в составе дегазированной пластовой нефти пермо-карбоновой залежи составляют тяжелые компоненты с углеводородными числами от 7 до 16. Нелетучий остаток занимает почти четвертую часть всего состава нефти и составляет 23,56 % масс. Классы углеводородов с углеводородными числами от 1 до 6 (в сумме около 0,07 % масс.) и от 36 до 43 (в сумме около 0,04 % масс.) практически отсутствуют в составе нефти.

Предварительно, при построении флюидальной модели выполнялся расчет параметров нелетучего остатка нефти, который выделялся в отдельный псевдокомпонент C_{44+} . С целью снижения времени расчета, производилось объединение компонентов в группы с расчетом параметров каждого компонента. Таким образом, был получен состав модели нефти с выделением следующих 6 псевдокомпонентов: C_2-C_4 , C_5-C_8 , C_9-C_{16} , $C_{17}-C_{29}$, $C_{30}-C_{44}$, и C_{44+} . Для заданного состава нефти, задавались результаты однократной сепарации и определения давления насыщения рекомбинированной модели нефти при 23 °С и 8,5 МПа.

Затем, расчетные величины давления насыщения, газосодержания, плотности дегазированной (сепарированной) и пластовой нефти, и динамической вязкости нефти корректировались путем подбора коэффициентов регрессионного уравнения. Корректировка параметров выполнялась таким образом, чтобы расчетные и экспериментальные значения совпадали с минимальным отклонением.

Для верификации флюидальной модели выполнялось сопоставление экспериментальных зависимостей динамической вязкости и плотности рекомбинированной модели нефти от давления с расчетными зависимостями. Сопоставление зависимостей динамической вязкости и плотности нефти от давления при температуре 23 °С, полученных экспериментально и расчетным путем, представлены на рисунках 4.2 и 4.3 соответственно.

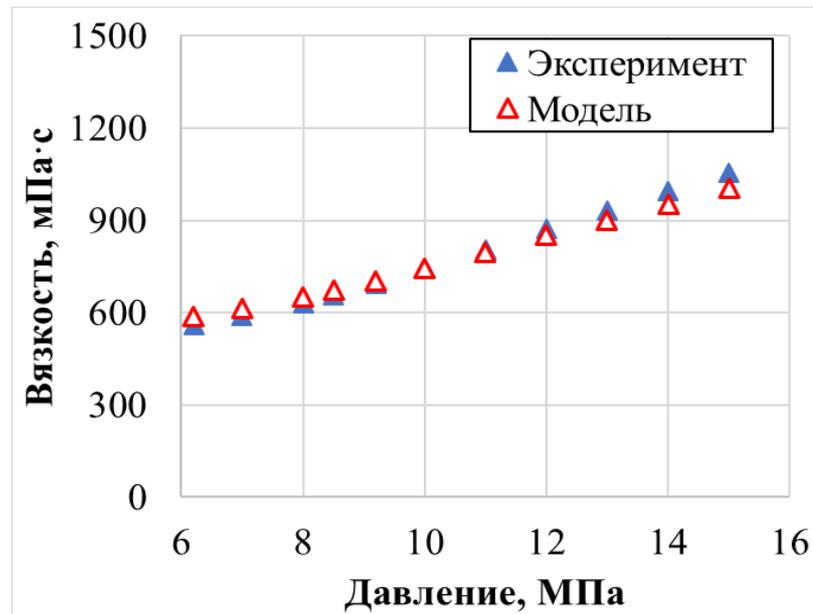


Рисунок 4.2 – Сопоставление экспериментальной и расчетной зависимостей динамической вязкости модели нефти от давления при 23 °С

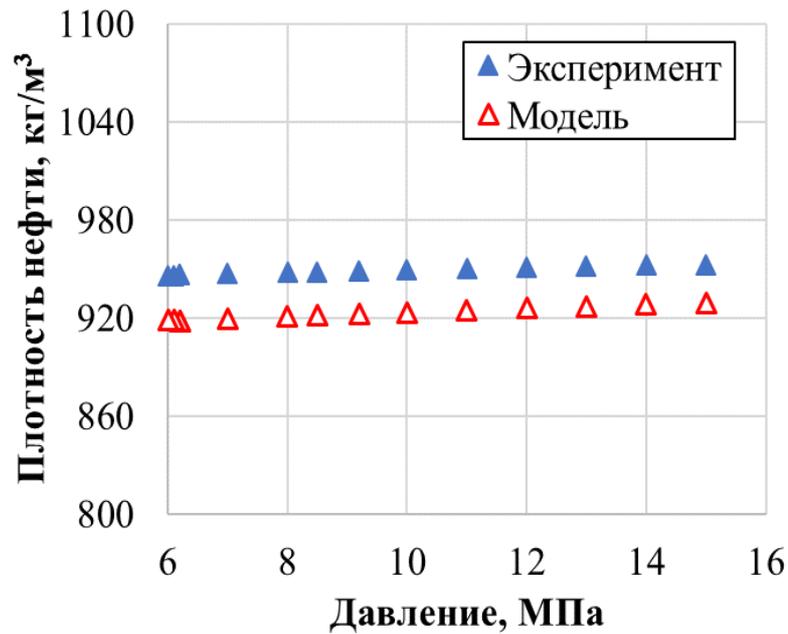


Рисунок 4.3 – Сопоставление экспериментальной и расчетной зависимостей плотности рекомбинированной модели нефти от давления при 23 °С

Для зависимостей, представленных на рисунках 4.2 и 4.3, рассчитаны относительные отклонения между расчетными и экспериментальными значениями динамической вязкости и плотности модели нефти (рисунки 4.4 и 4.5).

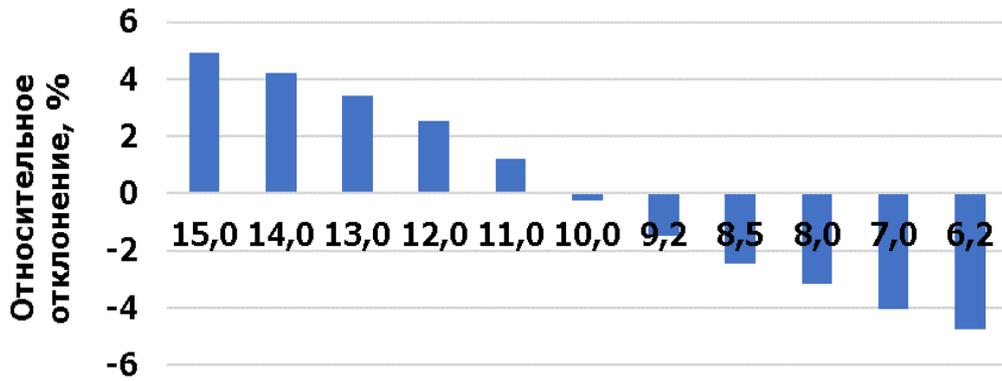


Рисунок 4.4 – Отклонение расчетных и экспериментальных значений динамической вязкости модели нефти при 23 °С

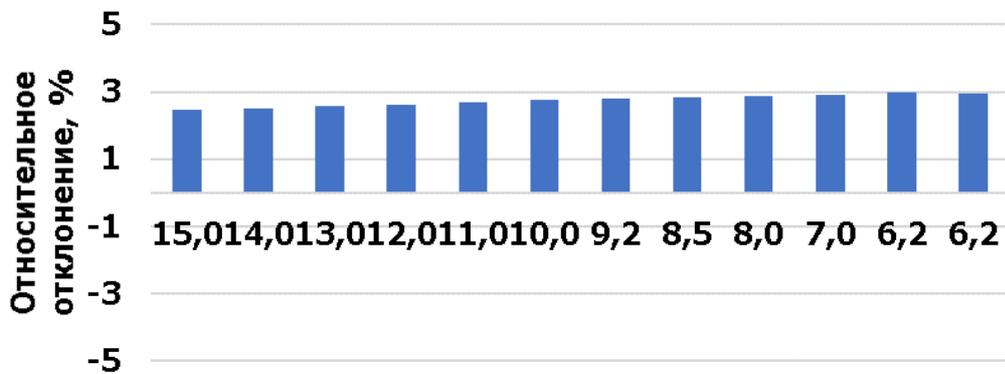


Рисунок 4.5 – Отклонение расчетных и экспериментальных значений плотности модели нефти при 23 °С

Как можно видеть на рисунках 4.4 и 4.5 отклонение расчетных значений динамической вязкости и плотности модели нефти для всего диапазона давлений не превышает 5 %. Причем, наилучшее соответствие расчетных значений вязкости и плотности модели нефти достигается при давлении 10 МПа. Для температуры 23 °С и давления 8,5 МПа, при которых в дальнейшем выполнялось композиционное моделирование фильтрационных экспериментов на керне по вытеснению нефти диоксидом углерода, отклонение по вязкости нефти составляет 2,7 %, по плотности – 2,9 %. Величины отклонений свидетельствуют об адекватности полученной флюидальной модели сверхвязкой нефти. Результаты настройки флюидальной модели представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты настройки флюидальной модели нефти на результаты экспериментов при 23 °С и 8,5 МПа.

Параметр	Рекомбинированная модель (эксперимент)	Флюидальная модель (WinProp™)	Отклонение, %
Плотность, кг/м ³	949	922	-2,8
Вязкость, мПа·с	705	703	-0,003
Давление насыщения, МПа	6,2	6,2	0,0
Газосодержание, м ³ /т	17,4	22,1	27,0

Таким образом, с использованием PVT симулятора CMG WinProp™ и с применением результатов PVT исследований рекомбинированной модели нефти создана флюидальная модель, с достаточной степенью точности описывающая фазовое поведение реальной пластовой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Полученная флюидальная модель, в дальнейшем, использовалась при создании композиционной модели с целью воспроизведения фильтрационных экспериментов на керновых моделях пласта пермо-карбоновой залежи.

4.2. Создание и адаптация композиционной модели фильтрационных экспериментов

Для воспроизведения фильтрационных экспериментов на составных керновых моделях пласта по вытеснению сверхвязкой нефти диоксидом углерода использовался композиционный симулятор GEM™ компании CMG™ (Канада).

4.2.1. Описание численной модели

Численная модель фильтрационного эксперимента на колонке из керновых образцов представляла собой сетку, состоящую из 30 ячеек по оси i , и по 1 ячейке по осям j и k , с размерами $0,0100 \times 0,0266 \times 0,0266$ м,

соответственно, по осям $i \times j \times k$. Высота и ширина ячеек ($j \times k$) для простоты принимались равными друг другу, а их произведение равнялось площади сечения реальной колонки керна. Общая длина численной керновой модели равнялась длине колонки керна в реальном эксперименте и составляла 0,3 м.

Поскольку при физическом моделировании вытеснения нефти использовался керн пород, обладающий каверно-поровым типом пустотного пространства, при создании численной модели задавалась среда с одинарной пористостью и одинарной проницаемостью. Коэффициент пористости в численной модели задавался в соответствии со средневзвешенным по длине коэффициентом пористости керновой модели пласта и равнялся 0,2 д. ед. Проницаемость по всем осям принималась одинаковой, и составляла $0,045 \text{ мкм}^2$, что также соответствовало значениям средневзвешенной по длине проницаемости реальных керновых моделей пласта. Таким образом, рассчитанный симулятором объем пустот численной модели составил $44,5 \text{ см}^3$, что соответствовало среднему объему пор использованных в реальных экспериментах составных керновых моделей пласта. Основные параметры сетки численной керновой модели пласта представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Основные характеристики композиционной гидродинамической модели

Параметр	Единица измерения	Значение
Тип пористости	-	Single
Количество ячеек ($i \times j \times k$)	ед.	$30 \times 1 \times 1$
Размер ячеек		
- по оси i	м	0,01
- по оси j	м	0,0266
- по оси k	м	0,0266
Длина модели	м	0,3
Площадь сечения	см^2	7,07
Пористость	д. ед.	0,2
Проницаемость ($i=j=k$)	мкм^2	0,045
Объем пор	см^3	44,5

Для реализации расчета процесса вытеснения сверхвязкой нефти диоксидом углерода в ячейке с координатами $1 \times 1 \times 1$ ($i \times j \times k$) задавалась перфорация и подключалась модель нагнетательной скважины. В ячейке с координатами $30 \times 1 \times 1$ так же задавалась перфорация с подключением добывающей скважины (рисунок 4.6). Для моделирования вытеснения нефти диоксидом углерода, на добывающей скважине устанавливалась опция закачки чистого CO_2 с объемным расходом, приведенным к моделируемым пластовым условиям, соответствующим объемному расходу CO_2 в экспериментах на керне.

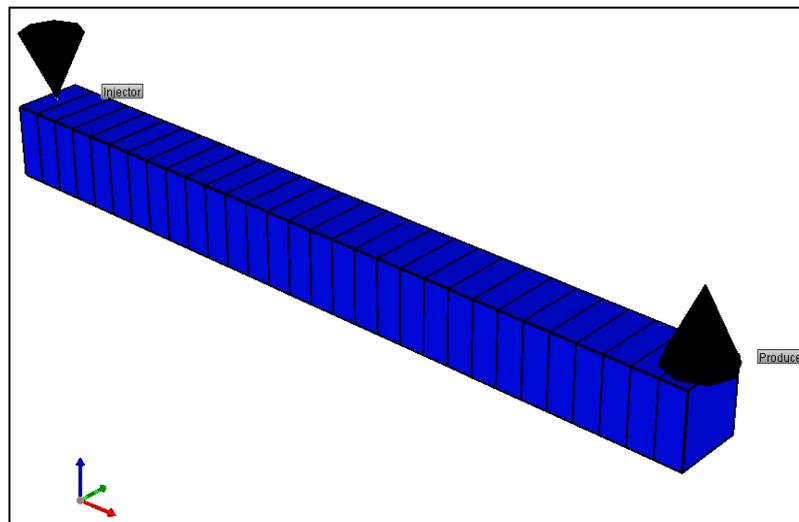


Рисунок 4.6 – Сетка композиционной модели колонки керновых образцов

Построенная ранее флюидальная модель подгружалась в композиционную модель. Таким образом, полученная численная модель эксперимента на керне обладала начальными свойствами близкими по свойствам реальной керновой модели насыщенной рекомбинированной моделью пластовой нефти.

Для дальнейшего воспроизведения на гидродинамической композиционной модели физических экспериментов на керне построены 3 численных модели с температурами 35, 150 и 200 °С. Начальное давление в модели устанавливалось на уровне 8,5 МПа и устанавливалось постоянным на «добывающей скважине».

В данном случае адаптация гидродинамических моделей выполнялась путем настройки кривых ОФП в системе «жидкость-газ», для чего для каждой модели подбирались соответствующие концевые точки. Расчет кривых ОФП по концевым точкам выполнялся согласно зависимостям, представленным ниже (уравнения 4.1 – 4.4):

$$K_{rw} = K_{rwiro} \cdot \left(\frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right)^{N_w}, \quad (4.1)$$

$$K_{row} = K_{rocw} \cdot \left(\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{N_{ow}}, \quad (4.2)$$

$$K_{rog} = \left(\frac{S_l - S_{org} - S_{wcon}}{1 - S_{gcon} - S_{org} - S_{wcon}} \right)^{N_{og}}, \quad (4.3)$$

$$K_{rg} = K_{rgcl} \cdot \left(\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{oirg} - S_{wcon}} \right)^{N_g}, \quad (4.4)$$

где S_{wcon} и S_{wcrit} – соответственно, связанная и критическая водонасыщенности; S_{oirw} и S_{orw} – соответственно, связанная и остаточная нефтенасыщенности; S_{oirg} и S_{org} – соответственно, связанная и остаточная нефтенасыщенности в системе «жидкость-газ»; S_{gcon} и S_{gcrit} – соответственно, связанная и критическая газонасыщенности; K_{rocw} – максимальное значение ОФП для нефти при связанной водонасыщенности, K_{rwiro} – максимальное значение ОФП для воды при связанной нефтенасыщенности, K_{rgcl} – значение ОФП для газа при связанной насыщенности по жидкости; N_w , N_{ow} , N_{og} , N_g – показатели степеней в уравнениях.

Настройка выполнялась путем подбора значений концевых точек таким образом, чтобы динамика объема вытесненной нефти и динамика давления на входном торце численной модели с достаточно высокой точностью совпадали с соответствующими результатами реального фильтрационного эксперимента.

Данная задача, является весьма трудоемкой, поскольку, прямого определения ОФП в системе «жидкость-газ» для условий пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения ранее не выполнялось. Поэтому при подборе концевых точек и формы кривых ОФП в качестве отправных данных использовались результаты определения ОФП из литературных источников.

Ускорить процесс подбора возможно путем применения оптимизационных алгоритмов, которые, например, используются в программном комплексе CMG CMOST™.

4.2.2. Результаты расчетов

Результаты настройки ОФП для каждой модели представлены на рисунке 4.7, из которого видно, что увеличение температуры приводит к смещению конечных точек. Значения остаточных насыщенных жидкостью смещаются вправо, что объясняется более полным вытеснением нефти из моделей пласта. Начальная газонасыщенность во всех случаях равнялась нулю, так как перед закачкой CO₂ свободный газ отсутствовал. С ростом температуры с 35 до 200 °С наблюдается также увеличение конечных значений относительной фазовой проницаемости по жидкости и газу, что связано с многократным снижением вязкости нефти.

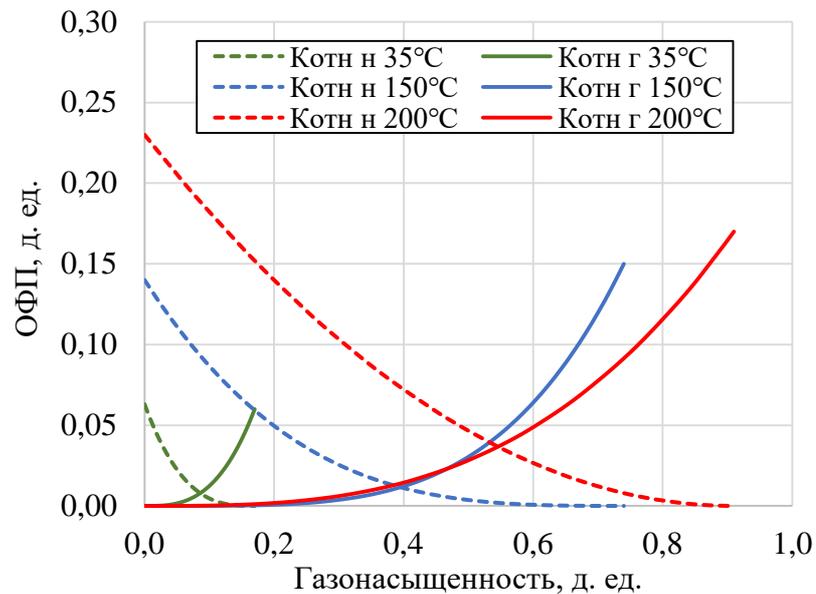


Рисунок 4.7 – Относительные фазовые проницаемости в системе «жидкость-газ» для численных моделей при температурах 35, 150 и 200 °С

Результаты расчетов на численных моделях с использованием настроенных кривых ОФП в сопоставлении с результатами фильтрационных экспериментов на керновых моделях представлены на рисунках 4.8 – 4.16.

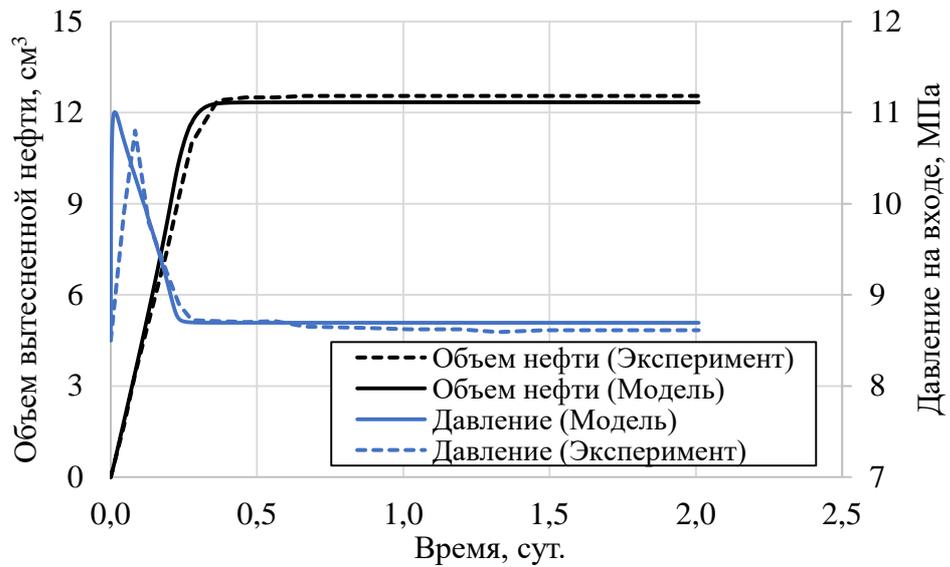


Рисунок 4.8 – Сопоставление результатов расчета численной модели с результатами физического эксперимента при $P = 8,5$ МПа, $T = 35$ °С

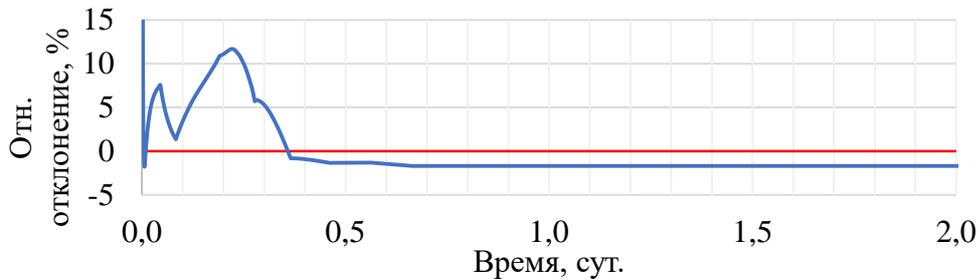


Рисунок 4.9 – Относительное отклонение расчетных значений объема вытесненной нефти от экспериментально полученных значений при $P = 8,5$ МПа, $T = 35$ °С

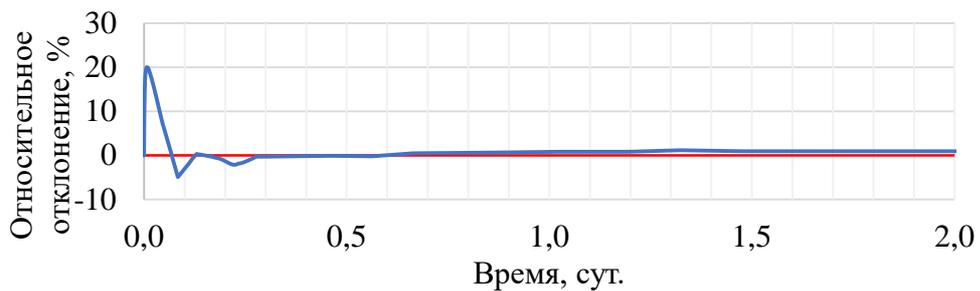


Рисунок 4.10 – Относительное отклонение расчетных значений давления на входе в модель пласта от экспериментально полученных значений при $P = 8,5$ МПа, $T = 35$ °С

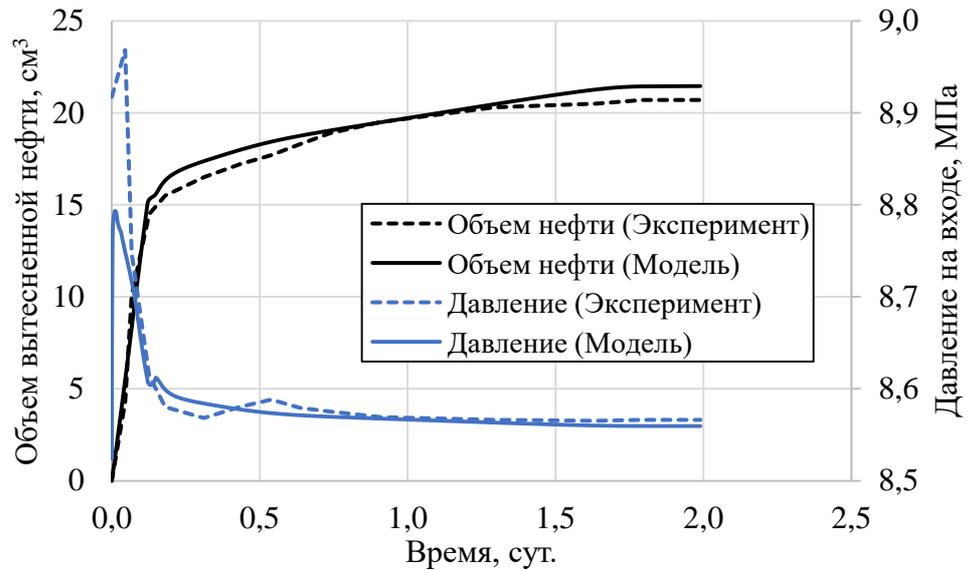


Рисунок 4.11 – Сопоставление результатов расчета численной модели с результатами физического эксперимента при $P = 8,5$ МПа, $T = 150$ °С

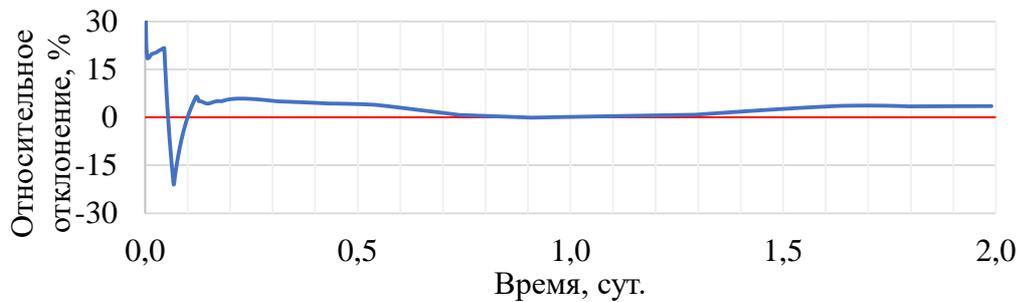


Рисунок 4.12 – Относительное отклонение расчетных значений объема вытесненной нефти от экспериментально полученных значений при $P = 8,5$ МПа, $T = 150$ °С

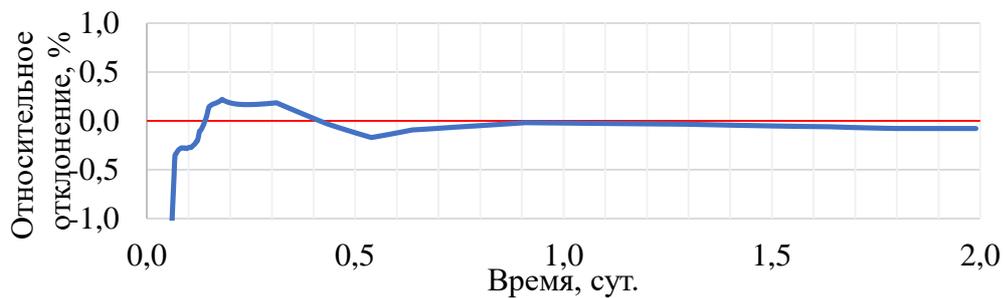


Рисунок 4.13 – Относительное отклонение расчетных значений давления на входе в модель пласта от экспериментально полученных значений при $P = 8,5$ МПа, $T = 150$ °С

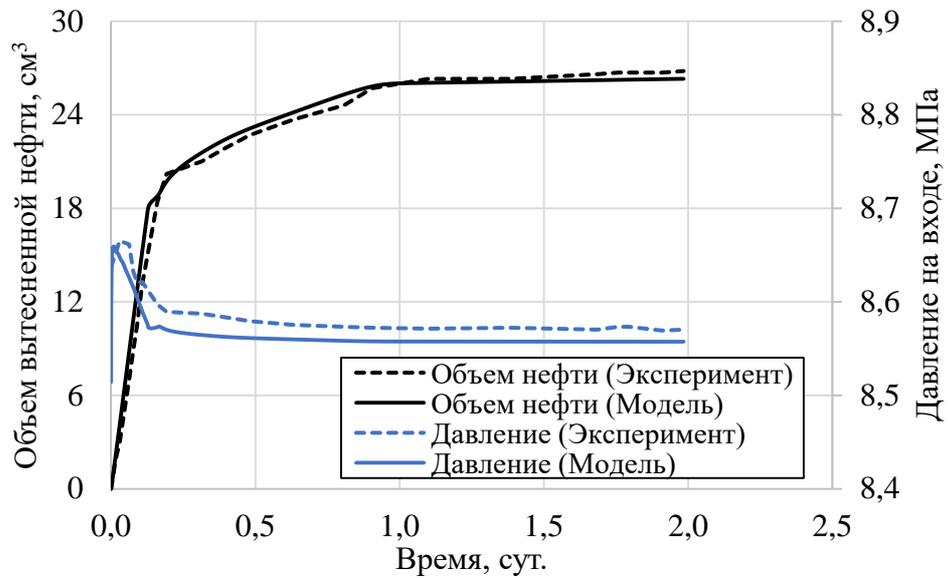


Рисунок 4.14 – Сопоставление результатов расчета численной модели с результатами физического эксперимента при $P = 8,5$ МПа, $T = 200$ °С

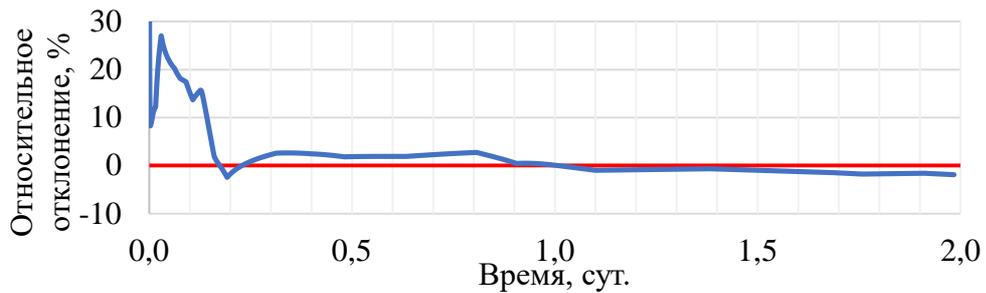


Рисунок 4.15 – Относительное отклонение расчетных значений объема вытесненной нефти от экспериментально полученных значений при $P = 8,5$ МПа, $T = 200$ °С

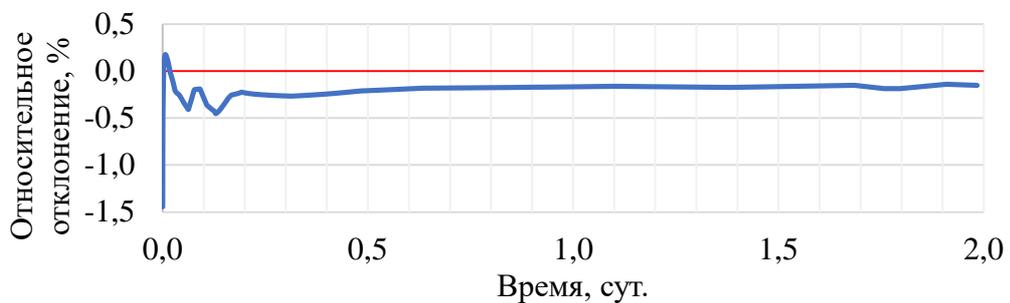


Рисунок 4.16 – Относительное отклонение расчетных значений давления на входе в модель пласта от экспериментально полученных значений при $P = 8,5$ МПа, $T = 200$ °С

Величины отклонений расчетных значений объемов вытесненной нефти и давления на входном торце модели пласта от соответствующих значений, полученных экспериментально, для каждого варианта представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Относительные отклонения результатов моделирования от результатов экспериментов на керне

Температура, °С	Давление на входе, МПа			Объем нефти, см ³		
	Эксп.	Модель	Отклонение, %	Эксп.	Модель	Отклонение, %
35	8,612	8,694	0,94	12,5	12,34	-1,7
150	8,566	8,559	-0,08	20,7	21,46	3,5
200	8,570	8,557	-0,15	26,8	26,30	-1,9

Результаты расчеты динамики объема вытесненной нефти и давления на входном торце модели пласта и соответствующие результаты физических экспериментов при тех же термобарических условиях совпадают с достаточно высокой точностью (таблица 4.3). Хорошее совпадение наблюдается, как для конечных значений объема вытесненной нефти, так и для динамики вытеснения. Отклонения результатов расчета от экспериментальных данных до 30 % наблюдаются в каждом эксперименте на начальной стадии, что может быть связано с особенностями пустотного пространства керновых образцов, используемых при выполнении экспериментов, которые не учитывались при численном моделировании.

Поиск оптимальной стадии прогресса базируется на определении для каждого варианта величины накопленного ГНО, которая, наравне с паронефтяным отношением (ПНО), является одним из определяющих параметров эффективности комбинированного воздействия теплоносителем и CO₂. ГНО для каждого варианта рассчитывалось как отношение объема вытесненной нефти к объему закачанного CO₂, приведенному к стандартным условиям (P = 0,1013 МПа и T = 25 °С), после прокачки 2 объемов пор модели пласта. Результаты расчета ГНО для описанных выше численных моделей в сравнении с величинами ГНО, полученными в экспериментах на керне,

представлены в таблице 4.4. На рисунке 4.17 показано сопоставление величин ГНО для численных моделей и результатов фильтрационных экспериментов при соответствующих условиях.

Таблица 4.4 – Значения накопленного ГНО, рассчитанные по экспериментальным данным и результатам численного моделирования

Температура модели, °С	Объем вытесненной нефти, см ³	Объем закачки CO ₂ в ст. у., ст. см ³	ГНО, ст. см ³ /см ³ (модель)	ГНО, ст. см ³ /см ³ (эксп.)
35	12,34	29779	2413	2284
150	21,46	5845	272	283
200	26,30	4971	189	218

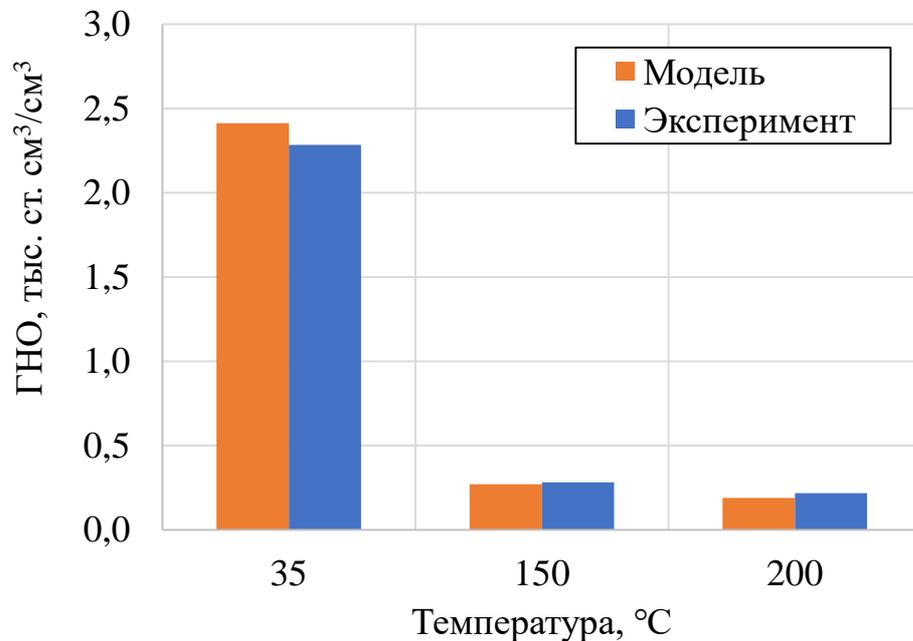


Рисунок 4.17 – Сопоставление величин ГНО для численных моделей и результатов фильтрационных экспериментов

Поскольку построенные численные модели хорошо воспроизводят результаты вытеснения нефти CO₂, полученные расчетные величины ГНО хорошо соотносятся с результатами фильтрационных экспериментов, что можно видеть на рисунке 4.17.

Исходя из сопоставления относительных отклонений значений объемов вытесненной нефти, давлений на входных торцах моделей и величин ГНО для численных моделей и фильтрационных экспериментов, можно судить об их

адекватности и возможности использования для прогноза результатов вытеснения при других температурах в диапазоне от 35 до 200 °С.

4.3. Определение оптимальных условий воздействия

4.3.1. Расчет объемов вытесненной нефти

Для определения оптимальной температуры пласта при вытеснении нефти диоксидом углерода произвольно выбирались значения в диапазоне от 35 до 200 °С. Затем для каждой температуры строилась композиционная гидродинамическая модель пласта. Поскольку с изменением температуры изменяются и относительные фазовые проницаемости, предварительно для каждой модели строились соответствующие ОФП в системе «жидкость-газ».

Процедура построения ОФП для температур модели пласта в диапазоне от 35 до 200 °С следующая. Сперва, для ОФП, настроенных на результаты фильтрационных экспериментов, строились зависимости соответствующих конечных точек от температуры. Затем, по полученным зависимостям, производилась интерполяция конечных точек для выбранных значений температур в диапазоне от 35 до 200 °С. Зависимости конечных точек от температуры и результаты интерполяции представлены на рисунках 4.18 – 4.20.

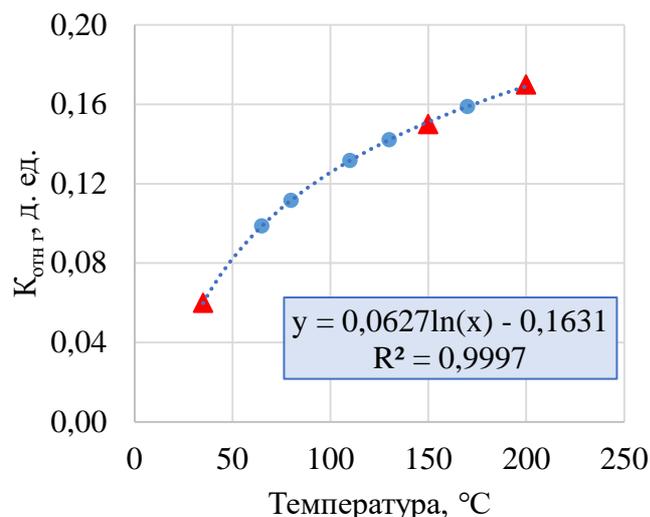


Рисунок 4.18 – Зависимость значений относительной фазовой проницаемости по газу при остаточной нефтенасыщенности от температуры

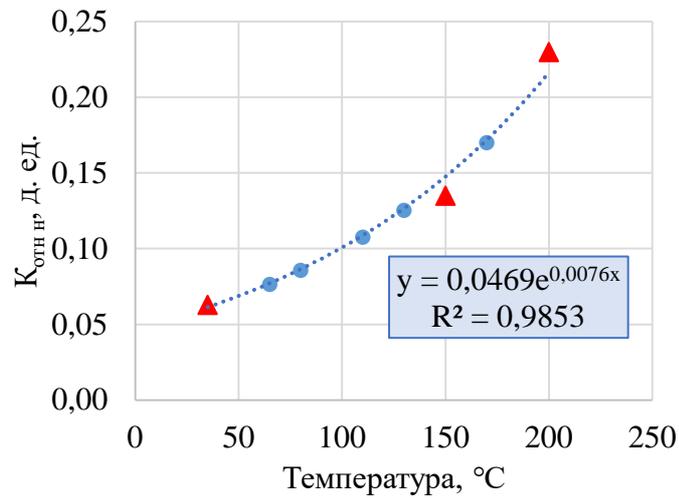


Рисунок 4.19 – Зависимость значений относительной фазовой проницаемости по нефти при начальной газонасыщенности от температуры

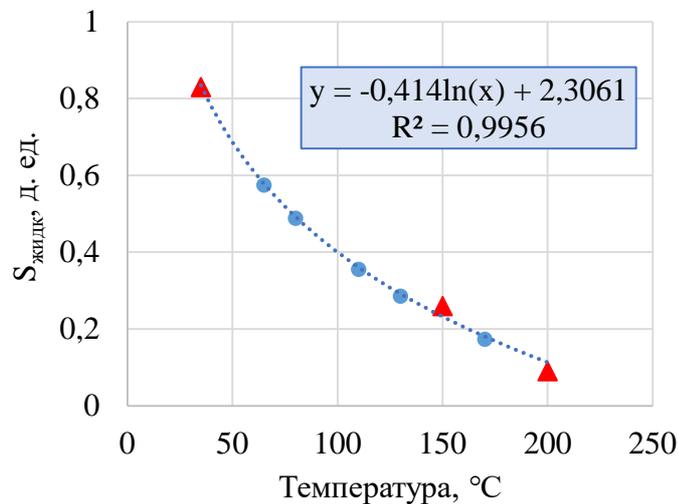


Рисунок 4.20 – Зависимость критических значений насыщенности жидкостью от температуры

Зависимости конечных точек от температуры, как можно видеть на рисунках 4.18 – 4.20, хорошо описываются логарифмическими и экспоненциальными зависимостями, по которым была выполнена интерполяция промежуточных значений конечных точек.

На следующем шаге значения конечных точек, соответствующие определенной температуре из диапазона от 35 до 200 °C, использовались для построения ОФП в программном комплексе CMG GEM™. В результате чего были получены необходимые кривые ОФП, представленные на рисунке 4.21.

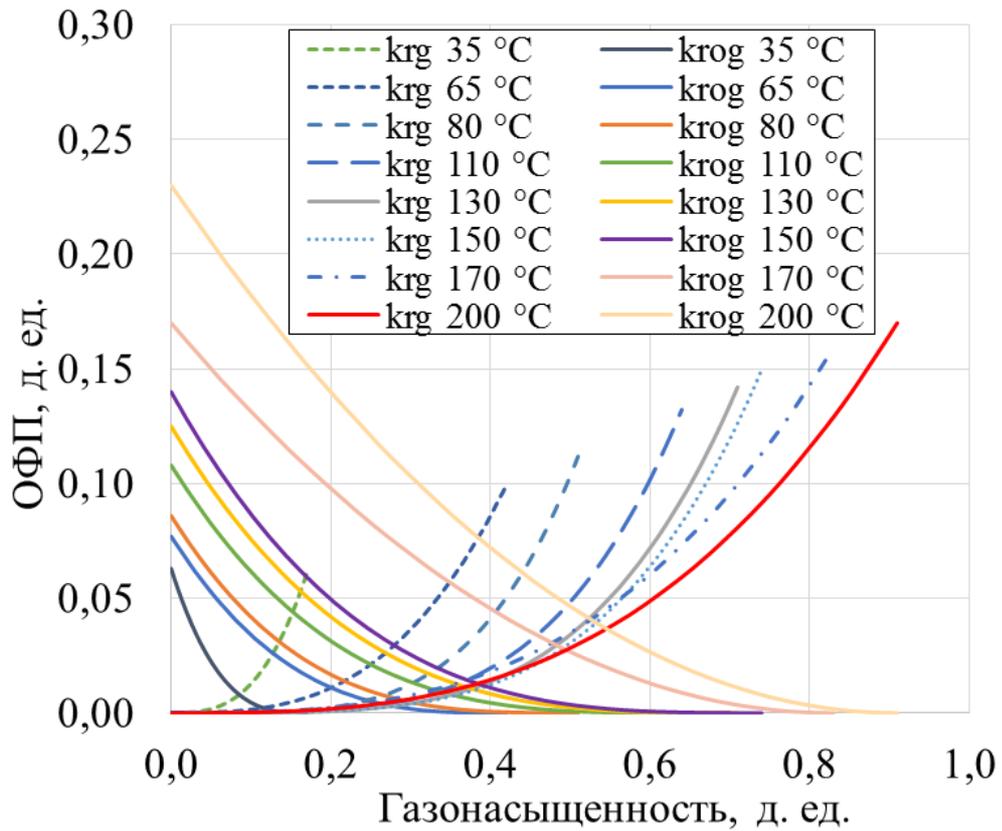


Рисунок 4.21 – Результаты расчета ОФП для температур в диапазоне от 35 до 200 °С по интерполированным значениям конечных точек

Как видно из результатов расчета ОФП на рисунке 4.21, по мере увеличения температуры двухфазная область фильтрации расширяется. Концевые точки для относительной проницаемости как для жидкой, так и для газовой фаз увеличиваются с ростом температуры.

Полученные кривые ОФП использовались далее для моделирования вытеснения нефти диоксидом углерода при соответствующих температурах. Результаты гидродинамического моделирования вытеснения сверхвязкой нефти диоксидом углерода из керновых моделей пласта при температурах от 35 до 200 °С в программном комплексе CMG GEM представлены на рисунках 4.22 и 4.23.

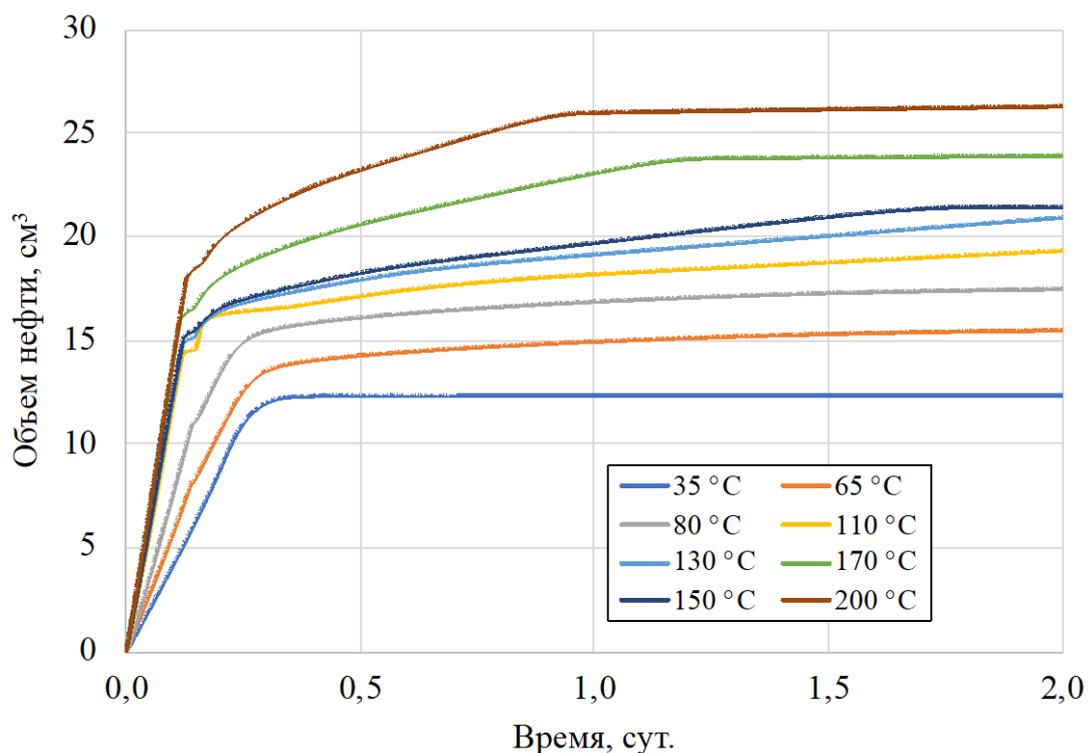


Рисунок 4.22 – Результаты расчета динамики накопленной добычи нефти для различных температур вытеснения нефти CO_2

Как можно видеть на рисунке 4.22, накопленная добыча нефти при вытеснении диоксидом углерода увеличивается с ростом температуры вытеснения. Помимо этого, температура оказывает влияния и на темп отбора нефти, что видно по углу наклона прямолинейной части динамики вытеснения на начальной стадии.

Следует также отметить некоторую особенность вытеснения нефти CO_2 , которая проявляется по мере увеличения температуры, и которая наблюдалась при выполнении фильтрационных экспериментов. При вытеснении нефти CO_2 при температуре 35 °C после прорыва газа практически сразу происходит прекращение вытеснения нефти, по мере же увеличения температуры прорыв газа происходит несколько раньше, однако после прорыва CO_2 вытеснение нефти продолжается с заметным снижением темпа. Как видно на рисунке 4.22, при температуре 65 °C эффект выражен слабо: после прорыва CO_2 дополнительно вытесняется около 10 % от объема всей вытесненной в эксперименте нефти. Далее, с ростом температуры эффект все более заметен.

При температурах 150 и 200 °С дополнительно вытесняется около 30 % от объема всей вытесненной нефти, при этом темп отбора значительно выше.

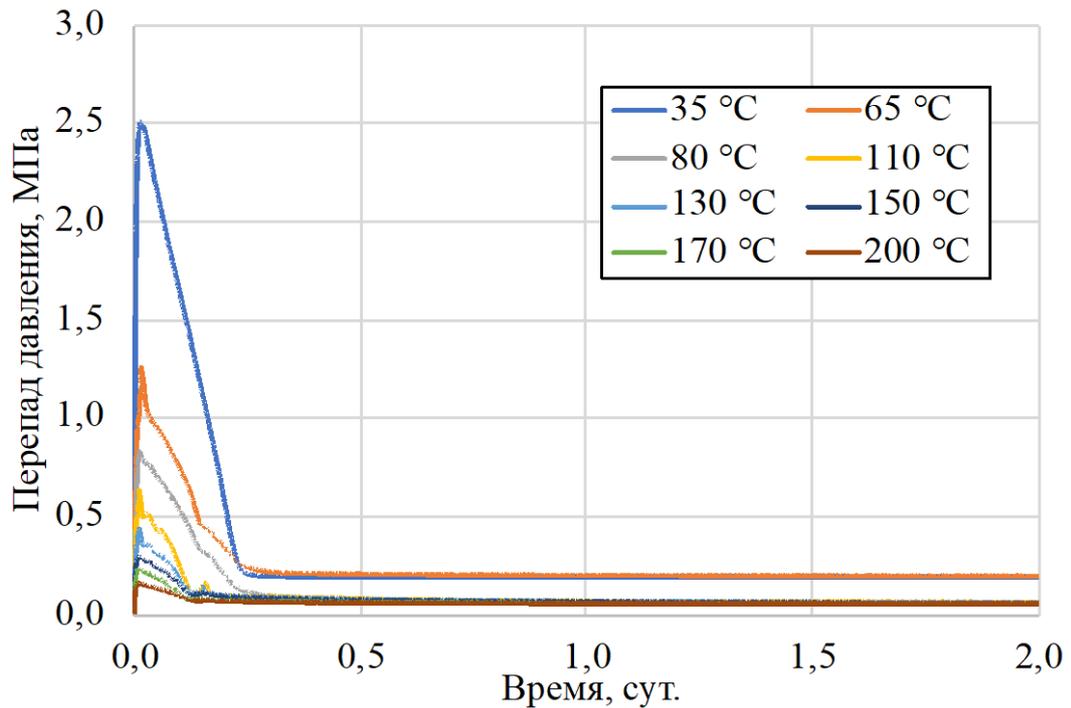


Рисунок 4.23 – Результаты расчета динамики давления на входном торце модели пласта при различных температурах вытеснения нефти CO₂

Перепад давления в модели пласта при вытеснении нефти CO₂ также значительно изменяется от температуры. На рисунке 4.24 представлена зависимость максимальных значений перепада давления от температуры.

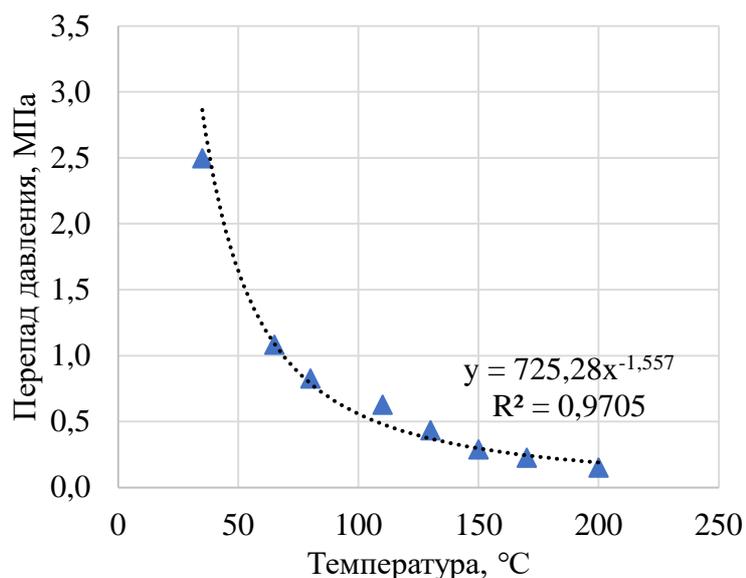


Рисунок 4.24 – Зависимость максимального значения перепада давления при вытеснении нефти CO₂ от температуры вытеснения

Представленные на рисунке 4.24 значения рассчитаны, как разница максимального давления на входном торце модели пласта и давления на выходном торце модели, которое поддерживалось постоянным и равным 8,5 МПа. Как можно видеть, по мере увеличения температуры максимальное значение перепада давления резко снижается. При увеличении температуры с 35 до 65 °С пиковое значение перепада давления снижается почти в 2,5 раза с 2,5 до 1,08 МПа. По мере дальнейшего увеличения температуры темп снижения перепада давления становится значительно ниже.

4.3.2. Расчет массы теплоносителя для прогрева модели пласта

Поскольку фильтрационные эксперименты выполнялись на керновых моделях пласта, установленных в манжету кернодержателя, вытеснение нефти паром в неизотермическом режиме не представлялось возможным, так как закачиваемый пар моментально конденсировался на стенках кернодержателя перед входом в модель. Учитывая теплоемкости корпуса кернодержателя и масла гидрообжима, величину теплоотдачи корпуса, при темпах ввода тепла в керновую модель (вытеснение нефти производилось при объемном расходе теплоносителя 0,03 см³/мин), вытеснение нефти в конечном итоге производилось бы, в лучшем случае, горячей водой. Поэтому определение объема пара, требуемого для разогрева модели до требуемой температуры, не представлялось возможным в данной постановке экспериментов.

Таким образом количество пара, требуемое для нагрева керновой модели пласта до заданной температуры, определялось исходя из допущения, что весь закачиваемый пар передает всю заключенную в нем тепловую энергию в керновую модель пласта с начальной температурой, равной начальной пластовой температуре ($T_{пл\ нач} = 23\text{ °С}$), нагревая ее до температуры $T_{нагр.}$. Таким образом, исходя из уравнения энергетического баланса,

$$Q_{тепл} = Q_{тела} ,$$

где $Q_{тепл}$ – количество теплоты, переданное паром; $Q_{тела}$ – количество теплоты, принятое телом (керновой моделью), прирост температуры ΔT , вызванный

закачкой в модель некоторого количества пара с фиксированными теплофизическими параметрами, рассчитывался по формуле 4.5:

$$\Delta T = T_{\text{наг}} - T_{\text{нач}} = \frac{M_{\text{п}} \cdot i_{\text{п}} \cdot x + i}{C_{\text{ск}} \cdot M_{\text{ск}} + C_{\text{н}} \cdot M_{\text{н}} + C_{\text{в}} \cdot M_{\text{в}}}, \text{ К} \quad (4.5)$$

Выразив массу пара из формулы 4.6 получим:

$$M_{\text{п}} = \frac{\Delta T (C_{\text{ск}} \cdot M_{\text{ск}} + C_{\text{н}} \cdot M_{\text{н}} + C_{\text{в}} \cdot M_{\text{в}}) - i}{i_{\text{п}} \cdot x}, \text{ кг} \quad (4.6)$$

где ΔT – прирост температуры модели, К; $M_{\text{п}}$, – искомая масса пара, кг; $M_{\text{ск}}$, $M_{\text{н}}$, $M_{\text{в}}$ – 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; $i_{\text{п}}$ – теплосодержание насыщенного пара при давлении и температуре закачки, Дж·кг⁻¹; i – теплосодержание жидкости при давлении и температуре закачки, Дж·кг⁻¹; x – сухость пара, д. ед.

Исходные данные для расчета массы пара, необходимой для нагрева модели пласта до заданной температуры, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Исходные данные для расчета массы пара

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
Теплофизические свойства теплоносителя			
Температура пара	$T_{\text{п}}$	К	625
Давление пара	$P_{\text{п}}$	МПа	17
Теплота парообразования (при $T_{\text{пл}}$ и $P_{\text{пл}}$)	$C_{\text{п}}$	кДж/кг	863
Сухость пара	x	д. ед.	0,5
Теплосодержание жидкости (при $T_{\text{пл}}$ и $P_{\text{пл}}$)	i	кДж/кг	1700
Теплофизические свойства жидкостей и модели			
Теплоемкость скелета породы (известняк)	$C_{\text{ск}}$	кДж/кг·К	1,1
Теплоемкость нефти	$C_{\text{н}}$	кДж/кг·К	1,9
Теплоемкость воды	$C_{\text{в}}$	кДж/кг·К	4,22
Свойства модели пласта и флюидов			
Масса образцов модели (скелета породы)	$M_{\text{ск}}$	кг	0,315
Пористость модели	m	д. ед.	0,2
Объем пор модели	$V_{\text{пор}}$	см ³	44,5
Начальная нефтенасыщенность	$S_{\text{н}}$	д. ед.	0,7

Продолжение таблицы 4.5

Объем нефти в модели	V_n	10^{-4} м^3	0,312
Объем воды в модели	V_v	10^{-4} м^3	0,134
Масса нефти	M_n	кг	0,030
Масса воды в модели	M_v	кг	0,013
Плотность нефти при 23 °С	ρ_n	кг/м ³	954
Плотность воды при 23 °С	ρ_v	кг/м ³	1059

Поскольку в реальных условиях, помимо теплопотерь, наблюдаются прорывы теплоносителя, что приводит к увеличению количества теплоносителя для прогрева единицы массы породы, масса пара рассчитывалась с учетом коэффициента охвата. Для пермо-карбоновой залежи коэффициент охвата определялся исходя из известного значения коэффициента вытеснения нефти при средней температуре прогрева залежи и текущего коэффициента извлечения нефти 0,11 д. ед. Коэффициент охвата, таким образом, составил 0,37 д. ед. Результаты расчета массы пара по вариантам моделей с различной температурой представлены на рисунке 4.25.

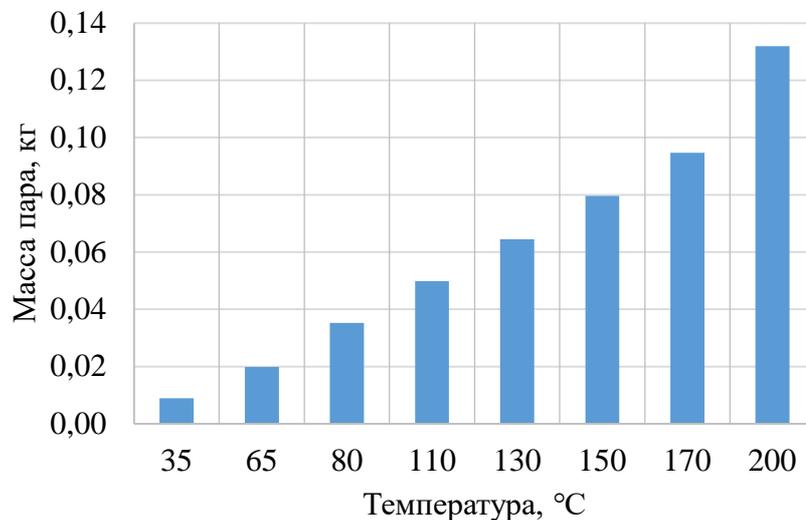


Рисунок 4.25 – Результаты расчета массы пара, требуемой для нагрева керновой модели пласта до заданной температуры

Как можно увидеть на рисунке 4.25, масса пара, требуемая для нагрева керновой модели пласта до заданной температуры, имеет линейный характер зависимости от температуры. Это обусловлено, тем что в расчете не

учитываются тепловые потери при нагнетании пара в модели, а также тепловые потери от стенок керновой модели в окружающую среду.

4.3.3. Оценка стоимости CO₂

Оценка стоимости CO₂ является достаточно трудоемкой задачей, требующей учета различных факторов, которые достаточно подробно рассмотрены, например, в работе [27], в которой стоимость CO₂ оценивалась приближенно на основе общих зависимостей, полученных на основе мирового опыта по улавливаю и утилизации CO₂.

Оценка стоимости CO₂ – многофакторная задача с множеством переменных, и для каждого конкретного объекта, на котором планируется улавливание CO₂ с целью повышения нефтеотдачи, является уникальной характеристикой, зависящей от состава топливного газа, типа энергетической установки, состава улавливаемого дымового газа и множества других характеристик объекта. Поэтому, с учетом поставленных в диссертационной работе задач, расчет стоимости CO₂ производился по упрощенной модели, однако с использованием реальных стоимостных характеристик оборудования и технологических процессов.

Для расчета стоимости CO₂ рассматривался опытно-промышленный участок (ОПУ), представляющий собой 9-ти точечный элемент разработки, расположенный на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в непосредственной близости от Усинского энергоцентра. На опытном участке предусмотрено бурение 8-ми добывающих и 1-ой нагнетательной скважины. Годовой объем улавливаемого CO₂ также влияет на его удельную стоимость. Величина годовой эмиссии диоксида углерода на Усинском энергоцентре рассчитывалась исходя из общего объема выбрасываемого дымового газа и средней концентрации CO₂ в его объеме, определенной на основе технологических расчетов работы газогенератора и прямых замеров состава дымового газа, и составляет около 400 тыс. тонн CO₂ в год.

Стоимость одной тонны CO_2 рассчитывалась как отношение суммарных затрат на реализацию улавливания, подготовки и закачки CO_2 к общему объему закачанного в пласт диоксида углерода за период в 20 лет (уравнение 4.7):

$$P_{\text{CO}_2} = \frac{Z_{\text{общ}}}{M_{\text{CO}_2}}, \text{руб./т} \quad (4.7)$$

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

Суммарные затраты рассчитывались как сумма капитальных и операционных затрат на обустройство и реализацию процесса улавливания, подготовки и закачки CO_2 в пласт (уравнение 4.8).

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{кап}} + Z_{\text{оп}}, \text{млн руб.}, \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{кап}}$ – капитальные затраты на оборудование и обустройство, млн руб., $Z_{\text{оп}}$ – операционные затраты на период утилизации, млн руб.

Капитальные затраты включали в себя оборудование для улавливания, подготовки и закачки CO_2 , бурение нагнетательных и добывающих скважин в антикоррозионном исполнении и строительство трубопровода от энергоцентра до ОПУ.

Оборудование для улавливания, подготовки и закачки CO_2 , включает в себя установку улавливания и очистки CO_2 и парогенерирующие котлы (основной и резервный), необходимые для подготовки CO_2 , компрессорную станцию для компримирования и закачки в пласт чистого CO_2 и оборудование для периодической продувки компрессоров азотом.

Капитальные затраты на бурение включают в себя затраты на бурение 8-ми добывающих и 1-й нагнетательной скважины, затраты на вывод скважин из бурения, антикоррозионное покрытие насосно-компрессорных труб и затраты на поддержание и ремонт фонда скважин. К капитальным затратам также отнесено строительство трубопровода для транспортировки CO_2 , выполненного из коррозионностойкой марки стали.

Исходные данные для расчета капитальных затрат на реализацию улавливания и закачки в пласт CO_2 представлены в таблице 4.6.

Операционные затраты на 20-ти летний период улавливания и закачки в пласт CO_2 включали затраты на электроэнергию, необходимую для непрерывной работы промышленного оборудования, антикоррозионное ингибирование скважин, затраты на подготовку пара, необходимого для выделения CO_2 из дымовых газов энергоцентра, а также на техническое обслуживание всего улавливающего оборудования и трубопровода от энергоцентра до нагнетательной скважины. При расчете операционных затрат не учитывались затраты на оплату труда задействованного обслуживающего персонала.

Таблица 4.6 – Исходные данные для расчета капитальных затрат

Исходные данные	Значение	Единицы измерения
Улавливание и очистка CO_2		
Установка по улавливанию CO_2	344,0	млн руб.
Компрессорная станция	300,0	млн руб.
Азотная станция	3,5	млн руб.
Паровой котел основной	100,0	млн руб.
Паровой котел резервный	100,0	млн руб.
Бурение		
Строительство 1 скважины	130,0	млн руб./скв.
Ввод из бурения добывающей скважины	7,8	млн руб./скв.
Ввод из бурения нагнетательной скважины	1,0	млн руб./скв.
Антикоррозионное покрытие колонн	3,3	млн руб./скв.
Количество скважин		
- добывающих	8	скв.
- нагнетательных	1	скв.
Поддержание фонда скважин		
- добывающих	1,7	млн руб./скв.
- нагнетательных	0,2	млн руб./скв.
Стоимость ремонта скважин		
- подземный ремонт скважин	0,4	млн руб./ скв.-оп.
- капитальный ремонт скважин	2,5	млн руб./ скв.-оп.
Количество скважино-операций		
- подземный ремонт скважин	30,0	скв.-оп./год
- капитальный ремонт скважин	20,0	скв.-оп./год
Транспортировка CO_2		
Строительство трубопровода	3,5	млн руб./км
Длина трубопровода	2,0	км

Исходные данные для расчета операционных затрат на 20-ти летний период утилизации CO₂ представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Исходные данные для расчета операционных затрат

Исходные данные	Значение	Ед. изм.
Техническое обслуживание улавливающего оборудования	1,5	%/год
Техническое обслуживание трубопровода	0,1	млн/год·км
Ингибирование коррозии	1,5	млн руб./год
Мощность установки улавливания	220,0	КВт/т
Мощность компрессорной станции	1400,0	КВт/т
Мощность азотной станции	6,0	КВт/т
Тариф на электроэнергию	6,0	руб./КВт·ч
Количество пара на 1 т улавливаемого CO ₂	4,0	т
Стоимость выработки пара	408,0	руб./т

Исходные данные заимствованы из отчета по выполнению технико-экономической оценки закачки CO₂ на пермо-карбоновой залежи, выполненного сотрудниками Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в 2019 году.

Результаты расчета стоимости CO₂ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчета стоимости CO₂

Статья затрат	Значение	Ед. изм.
Капитальные затраты		
Оборудование по улавливанию CO ₂	860,21	млн руб.
Бурение скважин	1337,89	млн руб.
Строительство трубопровода	9,00	млн руб.
Капитальные затраты (всего)	2207,11	млн руб.
Операционные затраты		
Общая потребляемая мощность оборудования	1626,0	кВт·ч
Суммарная стоимость электроэнергии	1709,25	млн руб.
Ингибирование скважин	30,0	млн руб.
Стоимость пара на 1 тонну улавливаемого CO ₂	1632,0	руб./т
Стоимость пара для подготовки CO ₂	3264,00	млн руб.
Операционные затраты (всего)	5003,25	млн руб.
Общие затраты на УУ CO ₂	7210,36	млн руб.
Всего утилизировано CO ₂ (за 20 лет)	2,0	млн тонн
Стоимость 1 т CO ₂	3605,18	руб./т

Суммарные капитальные затраты составили 2207,11 млн руб. Основная их доля, как видно из таблицы 4.8, приходится на бурение новых скважин на

ОПУ. Относительно небольшая доля капитальных вложений приходится на строительство трубопровода, поскольку ОПУ расположен в 2 км от энергоцентра. Операционные затраты, рассчитанные на 20-ти летний период улавливания и закачки CO_2 превышают капитальные затраты более чем в 2 раза и составляют 5003,25 млн руб., из которых большая часть приходится на подготовку пара 3264,0 млн руб. Стоимость электроэнергии за 20 лет улавливания CO_2 сопоставима с капитальными затратами и составила 1709,25 млн руб. Таким образом, общие затраты, необходимые для организации процесса улавливания и утилизации CO_2 на период 20 лет на ОПУ пермокарбоновой залежи, составили 7210,36 млн руб. Всего за 20 лет может быть утилизировано 2 млн тонн CO_2 , что обусловлено производительностью рассматриваемого в работе улавливающего оборудования. Отнеся общие затраты на организацию закачки в пласт CO_2 к общему объему закачанного CO_2 , стоимость 1 тонны составит 3605,18 руб.

Следует отметить, что стоимость CO_2 может быть выше, учитывая стоимость организации процесса отделения CO_2 из добываемой продукции и его дальнейшей подготовки и обратной закачки в пласт, которая не рассматривалась в данном расчете.

4.3.4. Определение оптимальной температуры

Как показали результаты фильтрационных экспериментов на керне, при высоких температурах, когда CO_2 приобретает подвижность и имеет больше путей фильтрации в пористой среде, насыщенной сверхвязкой нефтью, эффективность вытеснения нефти диоксидом углерода возрастает, что обусловлено расширением масштаба воздействия CO_2 на пластовую нефть. Использование только лишь CO_2 без предварительного прогрева будет малоэффективным, несмотря на высокую растворимость CO_2 в пластовой нефти, так как газ может контактировать только с частью нефти, расположенной по краям блоков породы и медленно проникать в глубину блока за счет молекулярной диффузии. С другой стороны, использование

только теплоносителя не позволяет прогреть породу матрицы до необходимой температуры, поскольку наличие трещин и высокопроницаемых зон приводит к быстрой потере тепловой энергии в локальной прогреваемой зоне пласта, в результате чего нефтенасыщенные блоки породы практически не будут прогреваться до необходимой температуры.

Оба рассмотренных «крайних» случая, ко всему прочему, ограничиваются экономической стороной вопроса. Так как закачка больших объемов теплоносителя становится экономически нецелесообразной, если прогрев матрицы малоэффективен. Закачка больших объемов CO_2 также будет экономически неоправданной в связи с высокой стоимостью улавливания и подготовки CO_2 , медленной диффузией CO_2 вглубь нефтенасыщенных блоков породы и высоким риском прорыва CO_2 к добывающим скважинам. Исходя из того, что полнота и темп вытеснения нефти диоксидом углерода возрастает с ростом температуры, может быть определена оптимальная температура прогрева породы, при которой извлечение нефти диоксидом углерода, при всех равных условиях, будет обладать наилучшими экономическими показателями.

Оценка оптимальной температуры прогрева породы по предлагаемой методике основана на определении удельной прибыли (УП), получаемой с единицы добытой нефти, которая определяется как отношение прибыли, полученной от реализации извлеченной нефти (Π_n), к общему количеству реализованной нефти ($M_{n \text{ общ}}$). В расчетах прибыль выражается в условных единицах, а единица добытой нефти для удобства выражена в килограммах.

$$\text{УП} = \frac{\Pi_n}{M_{n \text{ общ}}}, \text{ у.е./кг} \quad (4.9)$$

Прибыль от реализации нефти представляет собой разницу между выручкой от продажи нефти (V_n) и суммарными затратами на УУ CO_2 ($Z_{\text{УУ}}$) и пара ($Z_{\text{пар}}$):

$$\Pi_n = V_n - (Z_{\text{УУ}} + Z_{\text{пар}}), \text{ у.е.} \quad (4.10)$$

Выручка с продажи нефти рассчитывается как произведение общего количества (масса или объем) вытесненной нефти (M_H) и стоимости нефти за вычетом налогов (P_H):

$$V_H = M_H \cdot P_H, \text{ у. е.} \quad (4.11)$$

Аналогично рассчитывались затраты на УУ CO_2 и подготовку пара:

$$Z_{\text{УУ}} = M_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{CO}_2}, \text{ у. е.}, \quad (4.12)$$

$$Z_{\text{пар}} = M_{\text{пар}} \cdot P_{\text{п}}, \text{ у. е.}, \quad (4.13)$$

где M_{CO_2} – масса утилизированного CO_2 , кг; $M_{\text{пар}}$ – масса закачанного пара, кг; P_{CO_2} и $P_{\text{пар}}$ – стоимости, соответственно, одной единицы CO_2 и пара, у.е./кг.

Принимаемый для расчетов объем закачанного CO_2 для каждого варианта определялся на момент прокачки $0,5 V_{\text{пор}}$ модели пласта (таблица 4.10). Объем вытесненной нефти для расчетов принимался по результатам гидродинамического моделирования вариантов вытеснения, описание которого приведено выше.

Исходные данные для расчета оптимальной температуры прогрева представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Исходные данные для расчета удельной прибыли от продажи нефти

Исходные данные	Ед. изм.	Значение
Курс доллара	руб./\$	75
Стоимость нефти на внешнем рынке	\$/т	483,87
Стоимость подготовки пара	руб./т	408,00
Стоимость УУ CO_2	руб./т	3605,2
Налоговая ставка НДС	%	44,8

В таблице 4.10 и на рисунке 4.26 приведены результаты расчетов удельной прибыли с единицы добытой нефти для вариантов вытеснения нефти при различных температурах.

Таблица 4.10 – Результаты расчетов удельной прибыли с единицы добытой нефти для моделей пласта с различной температурой

Температура вытеснения, °С	Объем		Масса			Выручка с продажи нефти, у.е.	Затраты на УУ CO ₂ , у.е.	Затраты на подготовк у пара,	Прибыль, у. е.	Удельная прибыль, у. е./кг
	вытесненной нефти, V _н выт, см ³	закачанного CO ₂ , н. см ³ (0,5 V _{пор})	закачанного CO ₂ , кг (0,5 V _{пор})	закачанного пара, кг	вытесненной нефти, M _н выт, кг					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
35	12,3	7066	0,013	0,009	0,012	0,012	0,0023	0,0002	0,009	0,789
65	15,5	6022	0,011	0,020	0,015	0,015	0,0020	0,0004	0,012	0,840
80	17,5	6442	0,012	0,035	0,017	0,017	0,0021	0,0007	0,014	0,831
110	19,3	6928	0,013	0,050	0,018	0,018	0,0023	0,0010	0,015	0,823
130	20,9	6247	0,011	0,065	0,020	0,020	0,0020	0,0013	0,017	0,832
150	21,5	5966	0,011	0,080	0,020	0,020	0,0019	0,0016	0,017	0,826
170	23,9	5728	0,010	0,095	0,023	0,023	0,0019	0,0019	0,019	0,834
200	26,3	5409	0,010	0,132	0,025	0,025	0,0018	0,0027	0,021	0,823

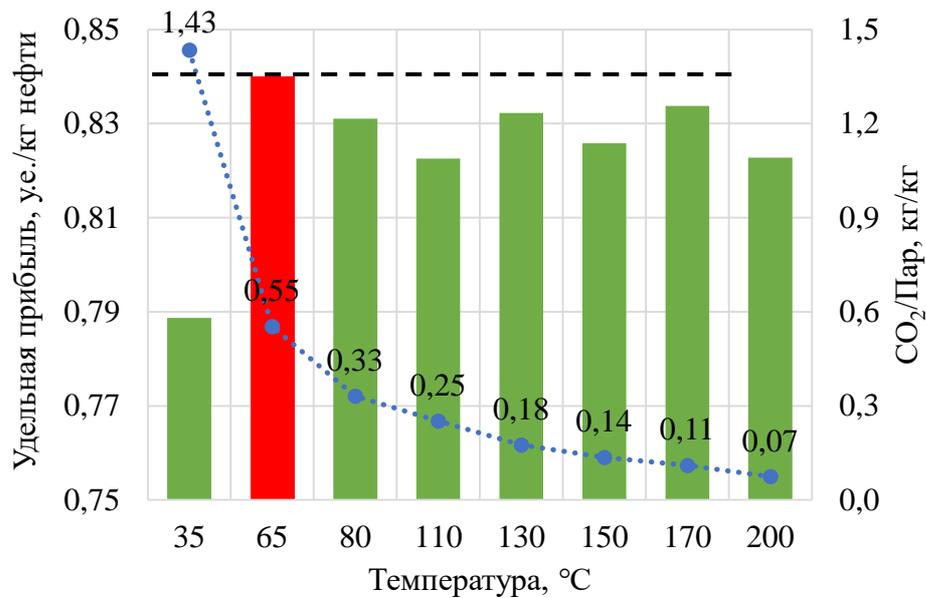


Рисунок 4.26 – Результаты расчетов удельной прибыли с единицы добытой нефти для моделей пласта с различной температурой

Как можно видеть на рисунке 4.26, наибольшая удельная прибыль с продажи одной единицы добытой нефти соответствует температуре прогрева пласта 65 °C при массовом соотношении закачки CO_2 и пара 0,55. Данная температура является наиболее предпочтительной с точки зрения получения прибыли при реализации комбинированного воздействия на пласт паром и техногенным диоксидом углерода.

4.4. Выводы по главе 4

1. На основе выполненных лабораторных исследований с применением программного комплекса CMG WinProp и CMG построена флюидальная модель сверхвязкой нефти, описывающая поведение реальной пластовой нефти пермо-карбоновой залежи, и гидродинамическая модель фильтрационного эксперимента, которая с удовлетворительной точностью воспроизводит фильтрационные эксперименты на керновых моделях пласта.

2. Разработанная экспресс-методика, позволяет, на основе результатов лабораторных исследований на линейных моделях пласта и численного гидродинамического моделирования, определить оптимальные условия

комбинированного воздействия на пласт СВН теплоносителем и диоксидом углерода.

3. Для пластовых условий пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения определена оптимальная температура комбинированного воздействия теплоносителем и диоксидом углерода, которая составила 65 °С при массовом соотношении закачки CO₂ и пара, равном 0,55.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 $65\text{ }^\circ\text{C}$ и массовом соотношении закачки CO_2 и пара, равном 0,55.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анищенко Л. А. и др. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2014. – №. 9 (237). – С. 11-14.
2. Антониади Д. Г., Джалалов К. Э., Орлов Г. И. Парогазовое воздействие на пласт // Альманах мировой науки. – 2017. – №. 5. – С. 33-42.
3. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1976. – 144 с.
4. Байков Н. Мировая нефтяная промышленность: прогнозы развития до 2035 г // Мировая экономика и международные отношения. – 2013. – №. 3. – С. 54-61.
5. Башкирцева Н. Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – №. 19. – С. 296-299.
6. Василевский А. С. Курс теоретической физики. Термодинамика и статистическая физика. 2-е изд. М.: Дрофа, 2006. – 240 с.
7. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1971. – 312 с.
8. ГОСТ 18995.1-74 Продукты химические жидкие. Методы определения плотности (с изменениями №1, 2). – М.: Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР. – 1973. – 4 с.
9. ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменениями N 1, 2, с Поправками) [Текст]. - Взамен ГОСТ 2477-65; введ. 2016 - 07 - 01. - М.: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; Москва: Стандартинформ, 2018. – 8 с. "
10. ГОСТ 33768-2015 Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей (с Поправкой). М.: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2019. – 17 с.

11. Евдокимов И.Н. Нанотехнологии управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 355 с.

12. Изменение климата, 2014 г. Обобщающий доклад. Резюме для политиков. МГЭИК. [Электронный ресурс] – URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full_ru.pdf

13. Искрицкая Н. И., Макаревич В. Н., Щепочкина А. А. Основные тенденции освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2015. – №. 4. – С. 62-66.

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

15. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы [Электронный ресурс] // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2011-02/8>.

16. Кудинов В. И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей // Георесурсы. – 2009. – №. 2 (30). – С. 16-20.

17. Мамуна, В. Н. Экспериментальное исследование пластовых нефтей / В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульянинский. – М.: ГОСИНТИ, 1960. – 143 с.

18. Мусин К. М., Гибадуллин А. А., Амерханов И. И. Методические подходы по определению параметров сверхвязких тяжелых нефтей // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2012. – С. 56-65.

19. Муслимов, Р. Х. Нетрадиционные залежи нефти – существенный потенциал дальнейшего развития старых нефтедобывающих районов // Георесурсы. – 2005. – №. 1 (16). – С. 2-8.

20. ОСТ 153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы

представления результатов [Текст]. – Взамен ОСТ 39-112-80; введ. 2003 – 07 – 01. – Москва: ОАО ВНИИнефть; Москва: Изд-во стандартов, 2003. – 89 с

21. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром. – 1986. – 19 с.

22. Пат. RU 2440495 С1 Российская федерация, МПК E21В 49/08. Приемная камера глубинного пробоотборника для отбора проб высоковязкой нефти и донного осадка [Текст] / Павлов А. А., Бурцев И. Е.; заявитель и патентообладатель Павлов Андрей Александрович. – № 2010131838/03; заявл. 29.07.10; опубл. 20.01.12 Бюл. № 2. – 6 с.

23. Петухов А.В., Петухов А.А., Никитин М.Н. Месторождения высоковязких нефтей и битумов тимано-печорской провинции и перспективы их освоения с использованием современных комплексных технологий // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. – 2010. – №. 8. – С. 192-194.

24. Полищук, А. М., Хлебников, В. Н., Губанов, В. Б. Использование slim-моделей пласта (slim-tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти несмешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 5. – С. 19-24.

25. Рузин Л. М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей // Известия Коми НЦ УрО РАН. [Электронный ресурс]. – 2010. – №2 (2). – С. 92-97. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-i-innovatsionnye-napravleniya-osvoeniya-resursov-vysokovyazkih-neftey>.

26. Рузин, Л. М. и др. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – изд. 2-е, пер. и доп. / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин. – М. – Ижевск.: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

27. Сидорова К.И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения

нефтеотдачи: дис. на соиск. учен. степ. канд. экон. наук: 08.00.05. – СПб., 2016. – 155 с.

28. Трудноизвлекаемые запасы нефти ТрИЗ // neftegaz.ru URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/> (дата обращения: 20.10.2020).

29. Трухина О. С., Синцов И. А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209.

30. Хазнаферов, А. И. Исследование пластовых нефтей. - М.: Недра, 1987. – 116 с.

31. Череповицын А. Е., Маринина О.А. Методические подходы к экономической оценке проектов повышения нефтеотдачи на основе закачки CO₂ // Записки Горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 344–348.

32. Якуцени В. П., Петрова Ю. Э., Суханов А. А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – С. 30-30.

33. Ященко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. 2008. №1 (24). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/trudnoizvlekaemye-nefti-volgo-uralskoj-neftegazonosnoy-provintsii> (дата обращения: 22.11.2020).

34. Alireza Emadi Enhanced heavy oil recovery by water and carbon dioxide flood : Submitted for the Degree of Doctoral of Philosophy In Petroleum Engineering. – Edinburgh. – 2012.

35. Anwar S., Carroll J. J. Carbon Dioxide Thermodynamic Properties Handbook: Covering Temperatures from -20° to 250° C and Pressures Up to 1000 Bar. – John Wiley & Sons, 2016.

36. ASTM D5002 –19 Стандартный метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API сырой нефти с помощью цифрового анализатора плотности.

37. Babadagli, T., Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D., Karabakal, U., Topguder, N. N. S. Development of heavy oil fractured carbonate Bati Raman field: evaluation of steam injection potential and improving ongoing CO₂ Injection // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September, Denver, Colorado, USA. 2008.

38. Bagci A. S., Gumrah F. Effects of CO₂ and CH₄ addition to steam on recovery of West Kozluca heavy oil //SPE international thermal operations and heavy oil symposium and western regional meeting. – OnePetro, 2004.

39. Behzadfar E., Hatzikiriakos S. G. Rheology of bitumen: Effects of temperature, pressure, CO₂ concentration and shear rate // Fuel. – 2014. Vol. 116, №1. P. 578–587.

40. Bender, S., Yilmaz, M. Full-Field Simulation and Optimization Study of Mature IWAG Injection in a heavy oil carbonate reservoir // SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12-16 April, Tulsa, Oklahoma, USA. 2014.

41. BP Statistical Review of World Energy 2019 // www.bp.com URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> (дата обращения: 20.10.2020).

42. Cao M., Gu, Y. Oil recovery mechanisms and asphaltene precipitation phenomenon in immiscible and miscible CO₂ flooding processes // Fuel. -2013. Vol. 109, №1. P. 157–166.

43. Carbon Cycle Gases Mauna Loa, Hawaii, United States [Электронный ресурс]. – URL: <https://gml.noaa.gov/dv/iadv/graph.php?code=MLO&program=ccgg&type=ts>.

44. Changfeng X. I. et al. CO₂ assisted steam flooding in late steam flooding in heavy oil reservoirs //Petroleum Exploration and Development. – 2019. – Т. 46. – №. 6. – С. 1242-1250.

45. Chemical, physical and thermal properties of carbon dioxide. Phase diagram included [Электронный ресурс]. – URL: https://www.engineeringtoolbox.com/SO2-carbon-dioxide-properties-d_2017.html.

46. Dindoruk B., Johns R., Orr F. M. Measurement and Modeling of Minimum Miscibility Pressure: A State-of-the-Art Review //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – T. 24. – №. 02. – C. 367-389.

47. Doleschall, S., Szittar, A., Udvardi, G. Review of the 30 Years' Experience of the CO₂ Imported Oil Recovery Projects in Hungary // SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing, 24-27 March, China. 1992.

48. Dong X. et al. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection //Applied energy. – 2019. – T. 239. – C. 1190-1211.

49. Erpeng G. et al. Super Critical CO₂ and Steam Co-Injection Process for Deep Extra-Heavy Oil Reservoir //SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – OnePetro, 2018.

50. Espie T. A new dawn for CO₂ EOR //International Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2005.

51. Etminan S. R., Maini B. B., Chen Z., Hassanzadeh H. Constant-Pressure Technique for Gas Diffusivity and Solubility Measurements in Heavy Oil and Bitumen // Energy & Fuels. – 2010. – № 1. – P. 533-549.

52. Fadaei H., Scarff B., Sinton D. Rapid Microfluidics-Based Measurement of CO₂ Diffusivity in Bitumen // Energy & Fuels. - 2011. – №10. – pp. 4829-4835.

53. Fang T., Wang M., Li J., Liu B., Shen Y., Yan Y., Zhang J. Study on the Asphaltene Precipitation in CO₂ Flooding: A Perspective from Molecular Dynamics Simulation // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2018. – Vol. 57, №3. – P. 1071-1077.

54. Farouq Ali S. M., Thomas S. Steam and CO₂ Combination Flooding of Fractured Cores: Experimental Studies //Annual Technical Meeting. – OnePetro, 1995.

55. Flock D. L., Nouar A. Parametric Analysis on the Determination of the Minimum Miscibility Pressure in Slim Tube Displacements. 1984. DOI 10.2118/84-05-12. PETSOC-84-05-12.

56. Gondiken, S. Camurlu Field Immiscible CO₂ Huff and Puff Pilot Project // Fifth SPE Middle East Oil Show held in Manama. March 7-10. Bahrain. 1987.
57. Green, Don W., and G. Paul Willhite. Enhanced oil recovery. Vol. 6. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998.
58. Grogan A. T., Pinczewski V. W., Ruskauff G. J., Orr F. M. Diffusion of CO₂ at Reservoir Conditions: Models and Measurements // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – Vol. 3. – № 1. – P. 93-102.
59. Gümrah F., Bağcı S. Steam—CO₂ drive experiments using horizontal and vertical wells //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1997. – T. 18. – №. 1-2. – P. 113-129.
60. Hamdi Z., Foo F. K. Cold CO₂ and Steam Injection for Heavy Oil Recovery //International Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020.
61. Harding T. G., Ali S. M., Flock D. L. Steamflood performance in the presence of carbon dioxide and nitrogen //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1983. – T. 22. – № 05 – P. 30-37.
62. Holm L. W. et al. Carbon dioxide solvent flooding for increased oil recovery //Transactions of the AIME. – 1959. – T. 216. – №. 01. – C. 225-231.
63. Hornbrook M. W. et al. Effects of CO₂ Addition to Steam on Recovery of West Sak Crude Oil // SPE California Regional Meeting. – Society of Petroleum Engineers, 1989.
64. Hu R., Crawshaw J. P., Trusler J.P.M., Boek E.S. Rheology of diluted heavy crude oil saturated with carbon dioxide // Energy Fuel. – 2014. – Vol. 29. – № 5. – P. 2785-2789.
65. Ishii, H., Sarma, H. K., Ono, K., Issever, K. A successful immiscible CO₂ field pilot in a carbonate heavy oil reservoir in the Ikiztepe Field, Turkey // 9th European Symposium on Improved Oil Recovery, The Hague – The Netherlands, 20-22 October. 1997.

66. Kavousi A. et al. Experimental measurement and parametric study of CO₂ solubility and molecular diffusivity in heavy crude oil systems // Fluid Phase Equilibria. – 2014. – Vol. 371. – P. 57-66.

67. Khatib, A.K., Earlougher, R.C., Kantar, K. CO₂ Injection As an immiscible application for enhanced recovery in heavy oil reservoirs // SPE California Regional Meeting, 25-27 March, Bakersfield, California, 1981.

68. Klins M. A., Ali S. M. Heavy oil production by carbon dioxide injection //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1982. – Vol. 21. – №. 05.

69. Lake L.W., Johns R., Rossen B., Pope G. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery // Society of Petroleum Engineers, 2014. – 496 pp.

70. Lawal K. A. Alternating injection of steam and CO₂ for thermal recovery of heavy oil : PhD Thesis. – Department of Earth Science and Engineering, Imperial College London, 2011.

71. Lawal K. A., Tendo F. Steam-alternating-CO₂ for heavy-oil recovery //SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – OnePetro, 2015.

72. Li Y. B. et al. A novel displacement mechanism of CO₂-assisted steam flooding for highly acidic heavy oil reservoir: an experimental study //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2017.

73. Liu N. et al. The Application of CO₂ Assisted Cyclic Steam Stimulation //SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018.

74. Miller J., Jones R. A Laboratory Study To Determine Physical Characteristics Of Heavy Oil After CO₂ Saturation // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1981. - P. 259-268.

75. Mohsenzadeh A. et al. Experimental investigation of heavy oil recovery from fractured reservoirs by secondary steam–gas assisted gravity drainage //SPE Heavy Oil Conference Canada. – OnePetro, 2012.

76. Olenick, S., Schroeder, F.A., Haines, H.K., Monger-McClure, T. G. Cyclic CO₂ Injection for Heavy-Oil Recovery in Halfmoon Field: Laboratory Evaluation and Pilot Performance // 67th Annual Technical Conference and

Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington. DC, October 4-7. USA. 1992.

77. Paracha, O. R. Experimental Investigation of the Effect of Carbon dioxide on Steam Drive Recovery : PhD Thesis. – Oklahoma University, Norman (USA), 1985.

78. Peyman Zanganeh, Hossein Dashti and Shahab Ayatollahi. Visual investigation and modeling of asphaltene precipitation and deposition during CO₂ miscible injection into oil reservoirs. // Fuel. – 2015. – vol. 160. – pp. 132-139.

79. Pirson S. J. Tertiary recovery of oil // Paper presented before the Central Appalachian Section, AIME. – 1941.

80. Pursley S. A. Experimental studies of thermal recovery processes // Zulia Univ. Heavy Oil Recovery Symposium. – Venezuela, 1974.

81. Qi Z. et al. A Field Pilot Test on CO₂ Assisted Steam-Flooding in a Steam-flooded Heavy Oil Reservoir in China //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020.

82. Redford D. A. et al. The Use of Solvents And Gases With Steam In The Recovery of Bitumen From Oil Sands // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1982. – T. 21. – №. 01.

83. S. B. Dyer and S. M. Farouq Ali, 1989 The potential of The Immiscible Carbon Dioxide Flooding Process for The Recovery of Heavy Oil, Petroleum Society paper SS-89-27, Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section, Sep 25 – 27 1989, Regina.

84. Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D. Bati Raman Field Immiscible CO₂ Application – Status Quo and Future Plans // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11. – №4. – P.778-791.

85. Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D. Unique CO₂-Injection Experience in the Bati Raman Field May Lead to a Proposal of EOR/Sequestration CO₂ Network in the Middle East // SPE Economics & Management. – 2012. – Vol. 4. – №1. – P. 42-50.

86. Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D., Duygu, E., Lahna, H. A quarter century of progress in the application of immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey // SPE Heavy Oil Conference Canada, 12-14 June, Calgary, Alberta, Canada. 2012.

87. Sahin, S., Kalfa, U., Uysal, S., Kilic, H., Lahna, H. Design, Implementation and Early Operation Results of Steam Injection Pilot in already CO₂ flooded Deep-Heavy Oil Fractured Carbonate Reservoir of Bati Raman Field, Turkey // SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12-16 April, Tulsa, Oklahoma, USA. 2014.

88. Sayegh S.G., Rao D.N., Kokal S., Najman J. Phase Behaviour And Physical Properties Of Lindbergh Heavy Oil/CO₂ Mixtures // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1990. – Vol. 29, №6. P. 31-3

89. Sharma A. K. et al. Miscible displacement of heavy west sak crude by solvents in slim tube // SPE California Regional Meeting. – OnePetro, 1989.

90. Song Z., Zhu W., Wang X., Guo, S. 2-D Pore-Scale Experimental Investigations of Asphaltene Deposition and Heavy Oil Recovery by CO₂ Flooding//Energy & Fuels. -2018. Vol. 32, №3. P. 3194–3201.

91. Speight J. G. Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands. – Elsevier, 2013.

92. Srivastava R. K., Huang S. S. Laboratory Investigation Of Weyburn CO₂ Miscible Flooding // Technical Meeting / Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section, October 19 - 22. Regina: Petroleum Society of Canada, 1997. - P. 1-20

93. Srivastava R. K., Huang S. S., Dong M. Comparative Effectiveness of CO₂, Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. - 1999. - Vol. 2, №3. P. 238-247.

94. Srivastava R.K., Huang S.S., Dong M. Asphaltene Deposition During CO₂ Flooding//SPE Production & Facilities. – 1999. Vol 14, №4. P. 235-245.

95. Srivastava R.K., Huang S.S., Mourits F. M. A Laboratory Evaluation of Suitable Operating Strategies for Enhanced Heavy Oil Recovery by Gas Injection // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1997. Vol 36, №2. P. 33-41.

96. Stone T., Malcolm J. D. Simulation of a Large Steam-CO Co-Injection Experiment // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1985. – T. 24. – № 06. – pp. 51-59.

97. Stone T., Nasr T. N. Simulation of a series of steam-additive experiments // Technical Meeting/Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section. – OnePetro, 1985.

98. Sun G., Li C., Wei G., Yang F. Characterization of the viscosity reducing efficiency of CO₂ on heavy oil by a newly developed pressurized stirring-viscometric apparatus // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. Vol. 156. №7. P. 299-306.

99. Svrcek W. Y., Mehrotra A. K. Gas Solubility, Viscosity And Density Measurements For Athabasca Bitumen // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1982. – Vol. 21, №4. P. 31-38.

100. Taber J. J., Martin F. D., Seright R. S. EOR screening criteria revisited- Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects // SPE reservoir engineering. – 1997. – T. 12. – №. 03. – C. 189-198.

101. Trends in Atmospheric Carbon Dioxide [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>

102. Wan T. et al. Gas injection assisted steam huff-n-puff process for oil recovery from deep heavy oil reservoirs with low-permeability // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – T. 185.

103. Wang C. et al. Experimental study on effects of CO₂ and improving oil recovery for CO₂ assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – T. 165. – C. 1073-1080.

104. Wei B. et al. Mechanisms of N₂ and CO₂ Assisted Steam Huff-n-Puff Process in Enhancing Heavy Oil Recovery: A Case Study Using Experimental and

Numerical Simulation // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2017.

105. Weinstein, G H. Mathematical models for thermal recovery processes. Zulia Univ. Heavy Oil Recovery Symp.; (Venezuela); Conference: Heavy oil recovery symposium, Maracaibo, Venezuela, 1 Jul 1974, Pages: 91-119

106. Wu R. S., Batycky J. P. Evaluation of miscibility from slim tube tests //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1990. – T. 29. – №. 06.

107. Xi C. et al. CO₂ Assisted Steam Flooding Technology after Steam Flooding-A Case Study in Block J6 of Xinjiang Oilfield //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2019.

108. Yang D., Gu Y. Determination of Diffusion Coefficients and Interface Mass-Transfer Coefficients of the Crude Oil–CO₂ System by Analysis of the Dynamic and Equilibrium Interfacial Tensions // Industrial & Engineering Chemistry Research. - 2008. – Vol 47, №15. P. 5447-5455

109. Yelling W.F., Metcalfe R.S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures // JPT. – 1980. – Vol. 32. – № 1. – P. 160–168.

110. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO₂ immiscible field applications // Fuel. – 2018. – Vol 220. – pp. 89-100

111. Zhang Y. P., Hyndman C. L., Maini B. B. Measurement of gas diffusivity in heavy oils // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2000. – Vol. 25, №1. P. 37-47