

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Экспериментальное обоснование новой технологии увеличения нефтеотдачи Харьягинского месторождения Тимано-Печорской нефтеносной провинции

УДК 622.276.6(470.13)

Студент

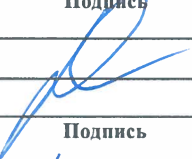
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Ульянюк Максим Павлович		11.06.21

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Манжай В.Н.	Д.Х.Н.		11.06.21

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В.С.	PhD		11.06.21

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г-М.Н.		11.06.21

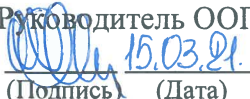
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Чернова О.С.	Д.Г-М.Н.		11.06.21

Томск – 2021 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
 15.03.21 О.С. Чернова
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Ульянюку Максиму Павловичу

Тема работы:

Экспериментальное обоснование новой технологии увеличения нефтеотдачи Харьягинского месторождения Тимано-Печорской нефтеносной провинции	
Утверждена приказом директора ИШНПТ	Приказ № 61-6/с от 02.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Образцы нефти с Харьягинского месторождения, терригенный керновый материал, набор необходимых химических реагентов
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Литературный обзор, сводная информация по объекту исследования, оценка проницаемости исследуемых образцов, определение их порового объема, определение коэффициента извлечения нефти, оценка экономической эффективности применения блокирующих композиций для увеличения нефтеотдачи на месторождении с разной проницаемостью пластов
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Иллюстрации решаемых проблем разработки, карта месторождения, схема лабораторной установки, графические зависимости накопленной добычи нефти и воды от времени, зависимость изменения давления
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	доцент, PhD Рукавишников В.С.
Социальная ответственность	профессор, д.г-м.н. Белозеров В.Б.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Химические методы увеличения нефтеотдачи / Chemical methods of Enhanced oil recovery	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Манжай В.Н.	д.х.н.		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Ульянюк Максим Павлович		15.03.21

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 2ТМ91		ФИО Ульянюк Максим Павлович	
Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость реагентов, прибыль от продажи нефти	Карбамид – 9 руб/кг; Уротропин – 56 руб/кг; Хлорид алюминия – 27 руб/кг; Закачка воды в пласт – 20 руб/м ³ ; Реализация нефти на внутреннем рынке – 33000 руб/т.;
2. Затраты на закачку воды	20 руб/м ³
3. Налоговая ставка	Литературные источники

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

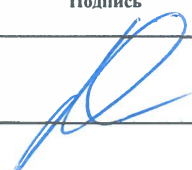
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет дополнительной прибыли от реализации нефти добытой после применения композиций
---	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

—

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Ульянюк Максим Павлович		15.03.21

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2ТМ91		ФИО Ульянюк Максим Павлович	
Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Литературные источники.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	Литературные источники
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	К категории вредных факторов причисляют: повышенный уровень шума и вибрации, отклонения температуры воздуха рабочей зоны от нормы, загазованность/запыленность рабочей зоны, в том числе пары токсичных химических соединений.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	К категории опасных факторов могут быть причислены: газовые баллоны и элементы установки работающие под давлением, электроприборы и приборы работающие при повышенной температуре.

3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	С точки зрения рассматриваемых технологий основные требования по охране недр и окружающей среды заключаются в: – разработке и применении новых технологий воздействия на пласт, обеспечивающих более высокие вытесняющие свойства; – контроле потенциальных перетоков пластового флюида в вышележащие горизонты через дефекты обсадной колонны и цементного кольца; – Соблюдении всех экологических норм.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Наиболее опасной ЧС при работе с газовыми баллонами и установками под давлением является разрыв корпуса или участка установки от избыточного давления. Для предотвращения подобных ситуаций необходимо тщательно соблюдать технику безопасности, правила работы с газовыми баллонами и установками под давлением.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	К проведению различных работ допускаются лишь лица прошедшие необходимый инструктаж, стажировку, производственное обучение, а также проверку знаний по технике безопасности — специальной — комиссией, назначенной соответствующим приказом. Ее председателем должен быть назначен руководитель, ответственный за технику безопасности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Ульянюк Максим Павлович		15.03.21

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.03.2021	Ознакомление с литературой и написание обзора	20
29.03.2021	Проведение лабораторных экспериментов	40
10.05.2021	Обсуждение результатов и оформление ВКР	40

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Манжай В.Н.	Д.Х.Н.		15.03.21

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		15.03.21

Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
		И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
Работа с информацией	ОПК(У)-3. Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты
		И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
		И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
	ОПК(У)-4. Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы

Исследование	ОПК(У)-5. Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: Научно-исследовательский				
19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235); ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	ПК -1. Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга	И.ПК-1.1. Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга
			ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656) ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ <i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i>	ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов	И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411). <i>ОТФ. Код С.</i> Организация процесса исследований физических свойств керна материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных	ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств керна материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных	И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств керна материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных
	3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении	<i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»</i> , утверждённый приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411) <i>ТФ. Код С/01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств керна материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных <i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами»</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от	ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств керна материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации	И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств керна материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств керна материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696) ОТФ. Код D. Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ ТФ. Код. D/01/7. Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации		
Тип задач профессиональной деятельности: Технологический				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства	Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья ОТФ. Код E. Руководство работами по добыче углеводородного сырья	ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге	И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге
			ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли		ПК-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.П-5.1. Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности
Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) ТФ. Код Е/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i>	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования	И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования
		<i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656) ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ ТФ. Код В/02.7. Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</i>	ПК-8. Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	И.ПК-8.1. Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код E/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i>	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования	И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования
		<i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. N 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</i> <i>ОТФ. Код D. Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных</i> <i>ТФ. Код D/01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i>	ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных	И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных
				И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

УВ – углеводороды;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

ППД – поддержание пластового давления;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПАА – полиакриламид;

ГЖ – горючая жидкость;

ЛВЖ – легко-воспламеняемая жидкость;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

КЕО – коэффициент естественной освещенности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	18
ВВЕДЕНИЕ	19
1 Аналитический обзор научно технической литературы	21
1.1 Общие сведения о методах увеличения нефтеотдачи	21
1.2 Условия применения методов увеличения нефтеотдачи	24
1.3 Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи	25
1.4 Химические методы повышения нефтеотдачи пластов	28
1.4.1 Использование химических реагентов при заводнении.....	28
1.4.2 Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ ПАВ	30
1.4.3 Вытеснение нефти мицеллярными растворами.....	31
1.4.4 Вытеснение нефти кислотными и щелочными растворами.....	32
2 Сведения о Харьягинском месторождении	37
2.1 Краткая геологическая характеристика месторождения.....	38
3 Экспериментальная часть	42
3.1 Проблемы разработки месторождений с разной проницаемостью пластов	42
3.2 Химия процесса.....	43
3.3 Порядок проведения эксперимента.....	46
3.4 Описание экспериментальной установки	47
3.5 Анализ результатов экспериментов	50
3.5.1 Композиция на основе карбамида	50
3.5.2 Композиция на основе уротропина	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность ...	57

4.1 Расчет стоимости затрат на закупку и доставку реагентов.....	57
4.1.1 Композиция 1 (с карбамидом)	58
4.1.2 Композиция 2 (с кротропином)	59
4.2 Расчет чистой прибыли в результате применения технологий	61
4.2.1 Композиция 1 (с карбамидом)	61
4.2.2 Композиция 2 (с уротропином)	62
4.3 Выводы об экономической эффективности.....	62
5 Социальная ответственность	64
5.1 Профессиональная социальная безопасность.....	64
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	65
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	70
5.2 Экологическая безопасность	75
5.3- Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
5.4 Законодательное регулирование проектных решений.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	83
Приложение А	89

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, 15 рисунков, 8 таблиц, 51 литературный источник и одно приложение.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефть, блокирующие агенты, карбамид, уротропин, вязкость.

Объектами исследования являются водные композиции для увеличения нефтеотдачи пластов на основе карбамида и уротропина.

Целью работы является оценка эффективности применения блокирующих композиций на основе карбамида (мочевины) и уротропина для увеличения нефтеотдачи по результатам экспериментального моделирования.

Научная новизна работы заключается в разработке научных основ формирования и исследовании свойств композиции с уротропином, так как на сегодняшний день данный состав ещё не применяется на промыслах и является новейшей разработкой Института химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН). По результатам серии лабораторных экспериментов было выявлено, что при применении описываемых композиций на поздних стадиях разработки месторождений с разной проницаемостью пластов коэффициент извлечения нефти (КИН) возрастает на 15-25% по сравнению с обычным заводнением.

Сферой применения технологий является разработка нефтяных месторождений.

Экономическая эффективность работы доказана тем, что доходы от продажи одной тонны дополнительно добытой нефти (33000 рублей на внутреннем рынке) превышают затраты на её добычу, равные 11394 и 24418,5 рублей соответственно.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождения нефти представляют собой сложную комплексную структуру. Во всем мире все чаще в разработку вводят месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Доля ТРИЗ по странам представлена на Рисунке 1.1 и их разработка является отнюдь не легкой задачей. Это подтверждает и тот факт, что даже после применения первичных методов повышения нефтеотдачи, например, при заводнении, КИН редко превышает отметку 0,5 и в основном находится в пределах 0,25–0,43.

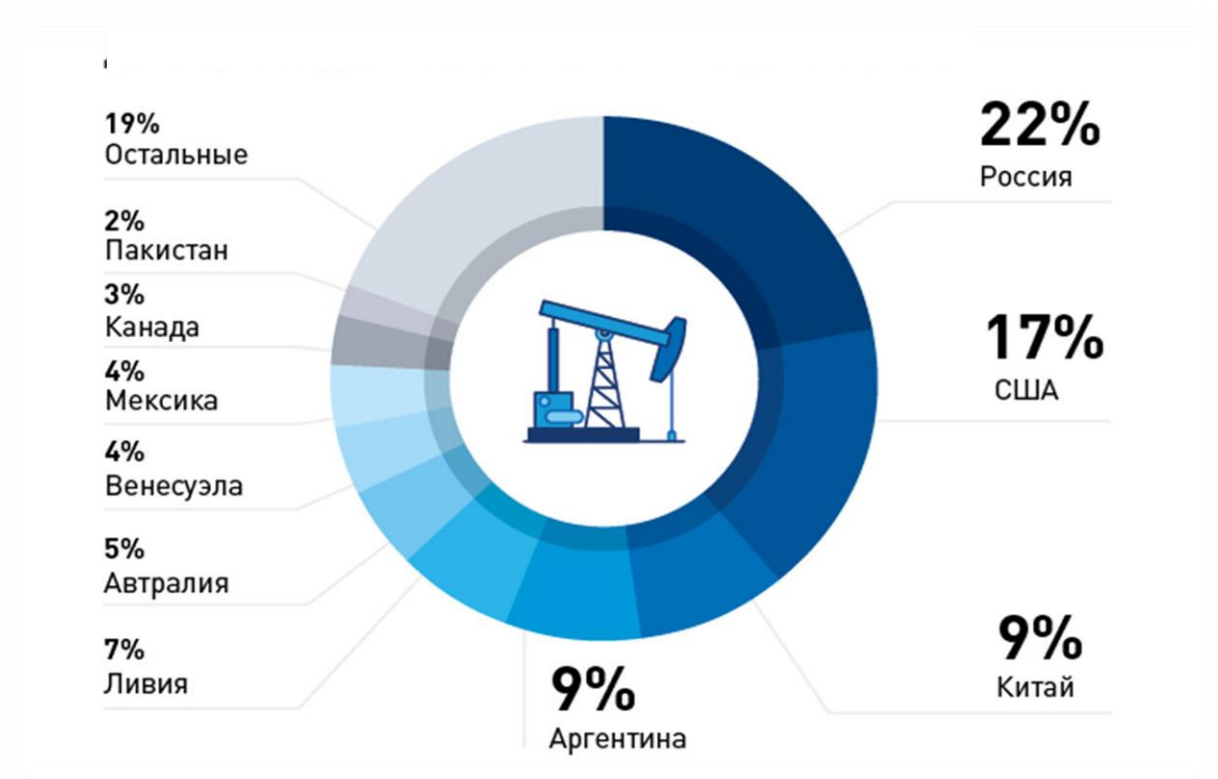


Рисунок 1.1 – Доля мировых ТРИЗ по странам [50]

Углеводородные ресурсы, которые остаются в недрах, в среднем составляют 57–75% от начальных геологических запасов. Такие показатели на сегодняшний день считаются неприемлемыми, поэтому на месторождениях практически повсеместно применяются различные физико-химические методы повышения нефтеотдачи [11, 14, 23, 35, 44].

Целью работы являлось экспериментальное моделирование нефтеотдачи на месторождении с разной проницаемостью пластов с применением блокирующих композиций на основе карбамида и уротропина, а также оценка применимости рассматриваемых технологий.

Для достижения поставленных целей было необходимо:

1. Провести экспериментальное моделирование нефтевытеснения на месторождении с разной проницаемостью пластов с применением композиций предлагаемого состава.
2. Оценить качество данных технологий с точки зрения влияния на КИН.
3. Оценить экономическую эффективность использования композиций на основе карбамида и уротропина, и составить комплексную оценку их применимости в промышленных масштабах.

1 Аналитический обзор научно технической литературы

1.1 Общие сведения о методах увеличения нефтеотдачи

При разработке месторождений доля запасов нефти, которая остается глубоко в недрах составляет от 57 до 75%, что безусловно очень много. Более того, остаточная нефтенасыщенность зачастую хаотично рассеяна по объему коллектора. Таким образом, перед методами увеличения нефтеотдачи (МУН) на сегодняшний день стоит широкий спектр задач, а именно:

- эффективно воздействовать на обособленные линзы и зоны пласта, не охваченные дренированием;
- способствовать вытеснению нефти, которая рассеяна по заводненным или загазованным зонам пластов;
- эффективно воздействовать на низкопроницаемые пропластки в монолитных заводненных пластах.

Ввиду разницы в проницаемости нефтенасыщенных пластов и отличий в свойствах пластовых флюидов, а также вследствие того, что остаточные запасы могут находиться в различных состояниях, то создание универсального МУН является невозможным [29].

Поэтому на сегодняшний день уже существует множество различных методов и технологий (Рисунок 1.2), применение которых благоприятно влияет на КИН. Одной из самых важных задач является разработка и применение технологий добычи нефти, которые позволят значительно повысить КИН из пластов, разработка которых традиционными методами потеряла свою эффективность.

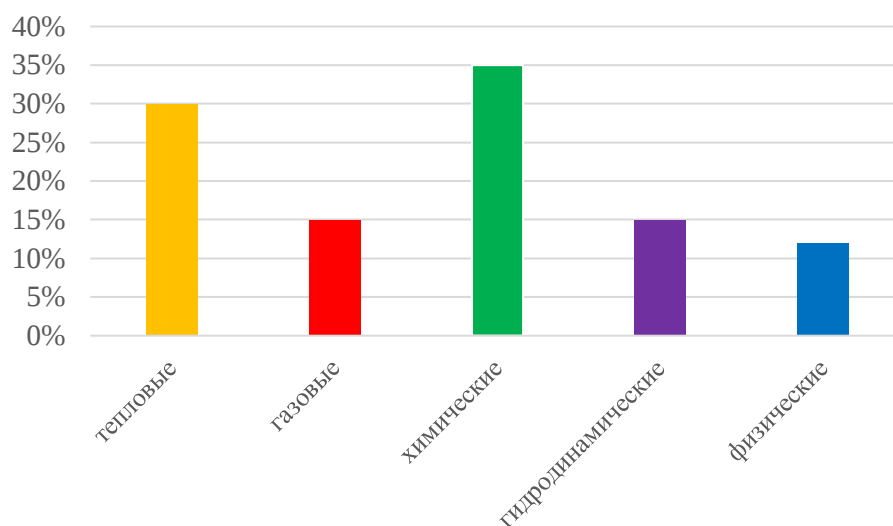


Рисунок 1.2 – Потенциальная возможность увеличения нефтеотдачи различными методами.

Весь процесс разработки месторождения можно поделить на три этапа (Рисунок 1.3). На первом этапе добыча нефти происходит преимущественно за счет естественной энергии пласта. Для второго этапа характерно применение методов поддержания пластового давления (ППД) путем закачки в продуктивный пласт газа или вода. Третий этап в свою очередь ознаменован значительным снижением эффективности методов ППД, именно в этот период применение МУН становится наиболее актуальным [22].

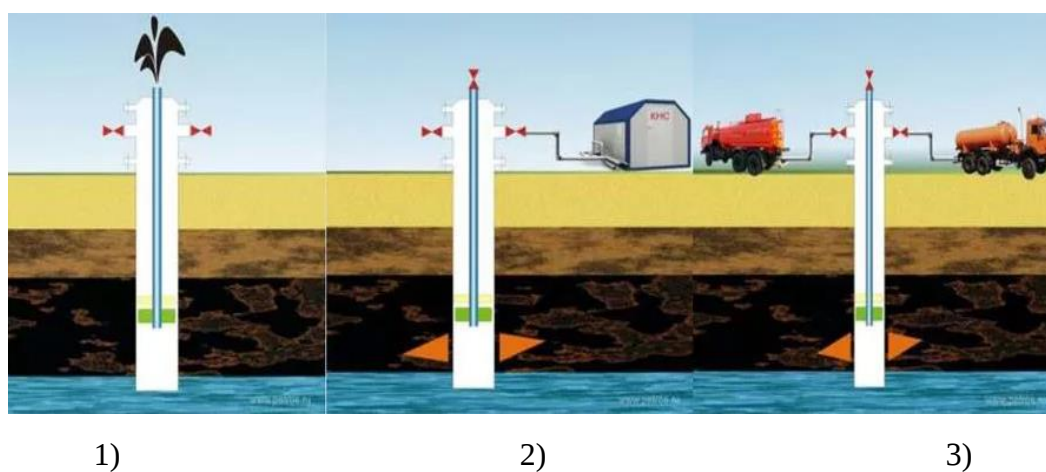


Рисунок 1.3 – Этапы разработки месторождения углеводородов.

- 1) Использование естественной энергии пласта; 2) Применение методов ППД; 3) Применение МУН.

Методы увеличения нефтеотдачи, применяемые на промыслах в настоящее время, по типу рабочего агента делятся на:

1. Гидродинамические методы. Эта группа методов включает циклическое заводнение, форсированный отбор флюидов, вытеснение нефти растворителями, процессы, ведущие к вовлечению в разработку ранее незадействованных зон, смену направления фильтрационных потоков;
2. Газовые методы. К ним относятся процессы закачки различных газов в пласт, как правило для нагнетания применяют азот (N_2), углекислый газ (CO_2), различные углеводородные газы (чаще метан CH_4) и дымовые газы;
3. Тепловые методы. Например, внутрипластовое горение, пароциклическая обработка скважин, вытеснение нефти горячей водой или паротепловое воздействие на пласт.
4. Волновые, а именно вибросейсмические, акустические и электромагнитные.
5. Микробиологические методы.
6. Физико-химические методы вытеснения нефти с применением:
 - водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ);
 - полимерных растворов;
 - растворов щелочей;
 - композиций химических реагентов, в т. ч. мицеллярные, мицеллярно-полимерные растворы, гель-технологии [31].

1.2 Условия применения методов увеличения нефтеотдачи

Современные методы повышения нефтеотдачи значительно более сложные и дорогостоящие, нежели традиционные, поэтому к их выбору следует подходить ещё более ответственно. Так для выбора оптимального МУН в первую очередь применяют скрининг, сопоставление усредненных характеристик пласта с установленными пределами применимости того или иного метода. При скрининге учитывается широкий спектр параметров, например: пластовое давление; вязкость флюидов; пластовые температура и давление и т.д. На Рисунке 1.4 представлена диаграмма показывающая область применения различных методов [31].

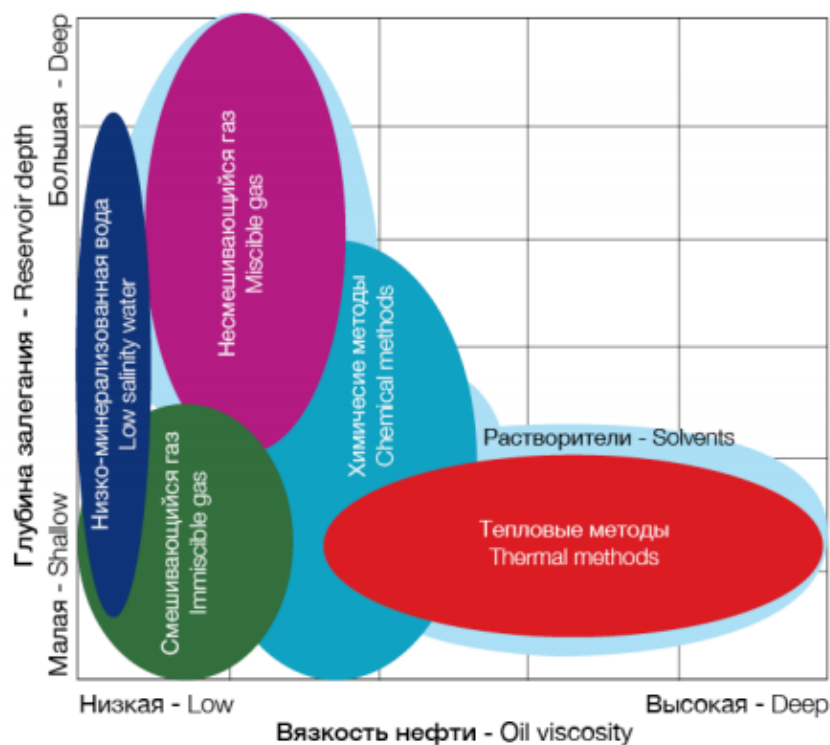


Рисунок 1.4 – Диапазон применимости методов увеличения нефтеотдачи [51]

Процесс внедрения новых технологий можно разделить на следующие стадии [30, 48]:

- изучение строения геологического разрез, оценка коллекторского потенциала породы и её фильтрационно-емкостных свойств,

определение физико-химических свойств пласта и пластовых флюидов;

- детальный анализ исторических данных по разработке месторождения (при её наличии);
- исследование процессов, протекающих в недрах путем моделирования различного воздействия на пласт в лабораторных условиях;
- моделирование различных вариантов разработки залежи с учетом неопределенностей;
- подбор наиболее подходящей схемы разработки и применяемых технологий, с учетом всех полученных ранее данных;
- тестирование эффективности предлагаемой системы разработки на представительных участках залежи минимального масштаба для подтверждения её эффективности;
- корректирование гидродинамических моделей месторождения/залежи путем адаптации к реальным данным разработки опытных участков;
- составление технологической схемы опытно-промышленных работ по испытанию и оценке технико-экономической эффективности подобранных технологий;
- проведение опытно-технологических работ и анализ их результатов;
- составление технологической схемы разработки залежи.

1.3 Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи

Для первичного подбора пригодных методов увеличения нефтеотдачи используются критерии применимости. Критерии применимости бывают общими для всех методов и индивидуальные для каждого метода.

Индивидуальные критерии связаны с особенностями реализации конкретного процесса разработки. Общими критериями являются:

- 1) трещиноватость коллектора;
- 2) повышенная (более 65%) водонасыщенность нефтяного пласта;
- 3) высокая вязкость нефти. Когда вязкость нефти более 50 МПа*с становится невозможным эффективное применение многих методов увеличения нефтеотдачи, применяемых при заводнении. В случаях, когда вязкость нефти составляет от 150 до 200 МПа*с, для достижения высоких показателей КИН рекомендуется прибегать к полимерному заводнению. Если же вязкость нефти превышает 200 МПа*с, применяют термические методы, по отдельности или в связке с другими методами;
- 4) высокая глинистость коллектора. Эффективность применения тепловых и физико-химических методов снижается если показатель глинистости коллектора превышает 10%;
- 5) высокая жесткость пластовых вод. Ввиду особенностей химического состава жесткая пластовая вода оказывает негативное влияние на многие физико-химические методы [31].

Случается, что залежь может соответствовать двум и более критериям применимости. Тогда для выбора наилучшего метода увеличения нефтеотдачи опираются на детальные технико-экономические расчеты учитывая, как материально-технические средства, так и капитальные вложения.

Применение отдельных методов также может ограничиваться. Так закачка двуокиси углерода проводится является целесообразной если вязкость нефти не превышает 15 МПа*с, в противном случае по мере роста давления растворимость углекислого газа в нефти снижается. Оптимальным для данного метода является давление в 8-9 МПа*с. Помимо вязкости на применимость метода влияет и мощность пласта, при мощности более 25 м

снижается охват пласта вытеснением, это происходит из-за гравитационного разделения нефтяной и газовой фазы [15].

Наибольшее влияние на щелочное заводнение оказывает состав нефти. При значении индекса кислотности менее 0,5 мг/г метод не применяется. Предел применимости метода по температуре составляет 200 °С. Щелочное заводнение применимо при разработке карбонатного коллектора.

Целый ряд ограничений имеет полимерное заводнение. При больших температурах полимеры подвержены термодеструкции, поэтому температура пласта не должна превышать 80-90°С. Проницаемость тоже оказывает влияние на данный метод, так при проницаемости пласта менее 0,2 мкм² размер молекул зачастую превышает размер пор, что значительно осложняет процесс. В лучшем случае это ведет к механическому разрушению молекул, в худшем к загрязнению призабойной зоны пласта.

На применимость тепловых методов влияют следующие параметры:

1) Геолого-физические:

- строение и свойства коллектора;
- свойства пластовых флюидов и др.;

2) Технологические:

- Сетка скважин;
- Система и параметры воздействия;
- Системы контроля и регулирования процесса;

3) Технические:

- Состояние фонда скважин;
- Наличие источников воды и энергии;
- Наличие необходимого оборудования.

1.4 Химические методы повышения нефтеотдачи пластов

1.4.1 Использование химических реагентов при заводнении.

Для данной группы методов характерно нагнетание в пласт водных растворов химических соединений в концентрациях 0,02–0,2 %. Для вытеснения нефти в пласт закачивается оторочка таких растворов, составляющая от 0,1 до 0,3 всего порового объема коллектора. Далее по средствам нагнетания оторочку перемещают в водяную зону, пластовая вода в таком случае является рабочим агентом. Применение химических методов позволяет значительно расширить диапазон вязкости нефти, при которой возможно применение заводнения (вплоть до 50-60 МПа*с). Плотность сеток скважин для этих методов аналогична плотности сеток при заводнении. КИН при применении химических реагентов на начальных стадиях разработки превышает КИН при применении обычного заводнения на 3-10 % [19, 20].

Наиболее часто на промыслах применяется раствор полиакриламида (ПАА) известкового способа нейтрализации. В результате добавления макромолекул ПАА к нагнетаемой воде её вязкость возрастает, что ведет к изменению отношения подвижностей нефти и воды и снижению относительной вязкости нефти: $m_0 = \frac{m_n}{m_b}$. За счет этих изменений повышается устойчивость границы раздела фаз, вытесняющая способность воды также изменяется в лучшую сторону. Следствием всего этого является увеличение коэффициента охвата залежи, что напрямую ведет к росту КИН. При взаимодействии полиакриламида с альдегидами в щелочной среде (рН 8 – 10) при 20 °С образуется полиметилакриламид. Данный процесс получил название метилолирование:



Метод рекомендуется использовать для залежей с высокой вязкостью пластовой нефти — 10—50 МПа*с. Проницаемость коллектора должна превышать 0,1 мкм², в противном случае применение метода не считается целесообразным ввиду низких темпов разработки. Темпы разработки в свою очередь падают так как повышенная вязкость раствора негативно сказывается на приемистости нагнетательных скважин. Раствор ПАА наиболее применим в условиях залежи гомогенного строения, с преимущественно поровым типом коллектора.

В процессе фильтрации полимер адсорбируется на стенках породы. Проще всего заметить данный эффект при высокой глинистости пород-коллекторов, высокой обводненности минерализованной водой вследствие предыдущей разработки или при движении первой порции раствора. Адсорбция может оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на эффективность вытеснения, поэтому в каждом отдельном объекте она должна быть предметом специальных исследований [15].

Считается, что наиболее эффективно заводнение с добавлением ПАА работает на новых залежах, порода коллектор которых характеризуется низкой водонасыщенностью и показателем глинистости не более 8-10%. При высоких температурах полимеры подвержены термодеструкции, что ведет к снижению вязкости раствора, поэтому оптимальная температура для применения метода не должна превышать 70-90°C.

Допустимая глубина залегания продуктивных пластов рассчитывается исходя из величины геотермического градиента, а также потерь давления на трение вязкой жидкости в стволе нагнетательной скважины.

Главным недостатком метода является стремительное снижение продуктивности нагнетательных скважин, вызванное резким ростом вязкости раствора, компенсировать который повышением давления нагнетания не всегда возможно так при росте давления молекулы полимера полимера

подвергаются деструкции. Результатом деструкции является разрушение макромолекул и как следствие снижение молекулярной массы полимера. Вследствие снижения молекулярной массы необратимо падает загущающая способность полимера, которая является основой эффективности его применения в качестве вытесняющего агента [19, 20].

1.4.2 Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ ПАВ

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) способствуют повышению нефтеотдачи за счет снижения межфазного натяжения в системе вода/нефть, вследствие чего нефть более полно вымывается из породы. Для вытеснения применяют водорастворимые ПАВ, полимеры и щелочи [38].

История применения ПАВ для увеличения показателей КИН берет свое начало в 50-х годах, тогда впервые было предложено добавлять малые концентрации поверхностно-активных веществ к нагнетаемой воде для повышения эффективности заводнения [36].

Наиболее часто на промыслах применяются растворы неионогенных ПАВ типа ОП-10. Принцип действия заключается в том при добавлении ПАВ к нагнетаемой воде снижается межфазное натяжение на границе воды с нефть, а также повышается отмывающая способность воды. Эти процессы ведут к увеличению подвижности нефти. Также применение поверхностно-активных веществ повышает смачиваемость породы водой благодаря чему она более равномерно двигается по пласту и лучше впитывается в поры, заполненные нефтью, более полно её вытесняя [36].

Для вытеснения нефти растворами ПАВ можно выделить следующие критерии применимости:

1. водонасыщенность пласта не должна превышать 15%;
2. вязкость пластовой нефти должна лежать в пределах 5-30 МПа*с;

3. проницаемость пласта должна быть не меньше 0,03-0,04 мкм²;
4. пластовая температура должна быть не больше 70 °С.

Более высокая эффективность вытеснения нефти раствором ПАВ по сравнению с обычным заводнением объясняется тем, что сниженное межфазное натяжение в системе раствор ПАВ/нефть благоприятно влияет на механизм вытеснения нефти из мелких пор. В то же время для вытеснения глобул нефти из крупных пор, заблокированных водой этого недостаточно [19].

1.4.3 Вытеснение нефти мицеллярными растворами

При применении данного метода в пласт закачивают мицеллярный раствор объемом около 10% относительно всего пустотного пространства коллектора.

Мицеллярный раствор представляет собой смесь легкой углеводородной жидкости, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и стабилизатора в пресной воде. Молекулы УВ в растворе образуют агрегаты (мицеллы) которые стабилизируются в водной среде формируя микроэмульсию. Одним из главных достоинств метода является возможность достижения близких значений вязкости буферной жидкости, мицеллярного раствора и пластовой нефти. Однако механизм процесса все ещё находится на стадии изучения.

Как правило данный метод применяется для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Для эффективного извлечения нефти мицеллярными растворами необходимо чтобы залежь состояла из однородного коллектора порового типа, без карбонатного цемента. Такие требования связаны с тем что контакт с карбонатными породами или движение по неоднородному коллектору может вызвать нарушение структуры раствора. Средняя проницаемость коллектора более 0,1 мкм² также благоприятно сказывается на эффективности метода.

Остаточная нефтенасыщенность не ограничивает применение мицеллярных растворов с технологической точки зрения, однако ввиду высокой стоимости проведения работ по созданию оторочки экономически нецелесообразно применение метода если остаточная нефтенасыщенность превышает 30%. Трудности может вызвать и высокая вязкость пластовой нефти, так как в этом случае вязкости раствора и буферной жидкости тоже должны быть высокими, что затрудняет процессы их приготовления и нагнетания. По этой причине рекомендуемая вязкость пластовой нефти лежит в пределах от 3 до 20 МПа*с. На эффективность метода негативно влияют и соли, поэтому метод целесообразно применять на объектах, разрабатываемых внутриконтурным нагнетанием пресной воды. Допустимая глубина залегания пластов определяется аналогично вытеснению нефти растворами ПАВ. Пластовая температура не должна превышать 70-90°C.

1.4.4 Вытеснение нефти кислотными и щелочными растворами

Заводнение при помощи щёлочи

Под щелочным заводнением понимают закачивание в пласт растворов реагентов, которые способствуют протеканию восстановительных процессов. Чаще всего в качестве основного агента применяется гидроксиды натрия – (NaOH) и аммония (NH₄OH), ортофосфат натрия (Na₃PO₄) или углекислый натрий (Na₂CO₃).

Данный метод повышения нефтеотдачи показал себя эффективно на протяжении многих промысловых испытаний. Как следствие большие усилия были направлены на ещё большее повышение эффективности щелочного заводнения. Для этих целей метод проводили в связке с другими, благодаря чему на сегодняшний день существуют такие методы как: щелочно-полимерное, ПАВ-щелочное и ПАВ-полимернощелочное заводнение.

Механизм процесса заключается в том, что взаимодействие щелочи с кислотными компонентами нефти приводит к образованию поверхностно-активных веществ, адсорбция которых на поверхности породы и на границе раздела фаз снижает межфазное натяжение, а также меняет смачиваемость коллектора по аналогии с заводнением растворами ПАВ. Щелочные растворы наиболее эффективно способствуют уменьшению угла смачивания породы водой, что ведет к увеличению показателя КИН [19].

Сернокислотное заводнение

Идея применять концентрированную серную кислоту в целях увеличения нефтеотдачи появилась благодаря тому, что данное соединение вступает во взаимодействие как с пластовыми флюидами, нефтью и водой, так и с минеральным скелетом породы.

По-разному применяя серную кислоту можно добиться различных типов воздействия на залежь, так или иначе способствующих повышению эффективности разработки. Так сульфокислоты, которые образуются при взаимодействии концентрированной серной кислоты с углеводородами ароматического ряда представляют собой анионные ПАВ. Благоприятное влияние ПАВ на коэффициент извлечения нефти описано в пункте 1. 4. 2.

Помимо образования ПАВ, сернокислотное заводнение также может привести к образованию блокирующих агентов закупоривающих промытые водой зоны и способствующих росту коэффициента охвата залежи. Блокирующим агентом в таких случаях являются малорастворимые кристаллы гипса, которые образуются при взаимодействии серной кислоты с солями кальция, нередко входящими в состав горной породы.

С применением концентрированной кислоты связан один из способов реализации теплового воздействия на пласт. Процесс реализуется путем разбавления предварительно закачанной в пласт кислоты водой и является экзотермическим. Термодинамический анализ взаимодействия

концентрированной серной кислоты с водой показывает, что при ее разбавлении до 0,5% концентрации выделяется 620 кДж/т тепла.

Взаимодействие серной кислоты с терригенными породами призабойной зоны пласта способствует снижению скин-фактора и ведет к повышению их проницаемости. Следствием этого является перераспределение градиентов давления в сторону увеличения на фронте вытеснения.

В случае с карбонатными породами в результате реакции с серной кислотой происходит образование угольной кислоты в количестве 400 кг/т:



Угольная кислота является нестабильным соединением, которое распадается на углекислый газ (CO_2) и воду. Ввиду химической природы соединений диоксид углерода растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому он довольно легко переходит в нефтяную фазу и снижает ее вязкость. Результатом изменения вязкости служит снижение отношения подвижностей воды и нефти, а также росту относительной фазовой проницаемости нефти. Как итог повышается коэффициент охвата залежи и коэффициент вытеснения.

В процессе этого перехода межфазное натяжение на границе вода-нефть становится столь низким, вытеснение приближается к смешивающемуся. Помимо снижения вязкость нефти, углекислый газ способствует тому чтобы пленочная нефть легче отмывалась от стенок породы и затрудняет разрыв водной пленки. Как результат, диспергированные капли нефти при малых значениях межфазного натяжения начинают свободно перемещаться в поровых каналах, относительная фазовая проницаемость нефти возрастает, вследствие чего растет и КИН.

Многообразие типов воздействия, которое может оказывать на пласт сернокислородное заводнение объясняет и тот факт, что по данным экспериментального моделирования КИН с применением данной технологии в среднем на 13-15% превышает КИН по результатам обычного заводнения [19].

Микробиологическое воздействие

Микробиологическое воздействие – это одна из наиболее молодых групп методов увеличения нефтеотдачи пластов, основой данных методов являются биологические процессы.

Главным достоинством микробиологического воздействия является его безопасность для окружающей среды, что на сегодняшний день очень актуально. Более того, микроорганизмы способны размножаться самопроизвольным образом в зависимости от условий среды в которой они находятся, следовательно, при разбавлении они не теряют своей эффективности в отличие от химических методов. Именно с этой способностью, прежде всего связана повышенная эффективность микробиологического воздействия [47]. Существует два основных направления развития этих технологий:

- 1) создание в поверхностных условиях таких продуктов микробиологического синтеза, при закачке которых в пласт подвижность нефтяной фазы будет сильно повышаться;
- 2) развитие в пластовых условиях процессов, ведущих к формированию метаболитов, способствующих более полному вытеснению нефти из пласта;

Конечной целью микробиологических методов является повышение нефтевытесняющей способности закачиваемой воды благодаря таким метаболитам как:

- Полисахариды;
- Растворители;

- БиоПАВ и другие соединения.

Механизмы работы данных методов во многом схожи с описанными ранее видами воздействия. Так увеличение КИН после применения микробиологических методов происходит из-за изменения свойств породы коллектора, удаления асфальто-смолопарафиновых отложений или ввиду изменения реологических свойств нефти [19].

Помимо перечисленных существует ещё огромное множество других вариаций исполнения химических МУН, безусловно связано это с многообразием химических веществ и большим количеством реакций, которые, так или иначе, могут быть применены во благо нефтедобывающей промышленности. Однако в полной мере осветить в работе все существующие МУНы – задача непосильная, поэтому далее в работе акцент будет сделан на методах способствующих повышению КИНа на месторождениях с разной проницаемостью пластов.

2 Сведения о Харьегинском месторождении

Харьегинское нефтяное месторождение располагается на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области, недалеко от г. Усинска, опорного пункта для нефтедобывающей промышленности Республики Коми, местоположение Харьегинского месторождения показано на Рисунке 2.1.

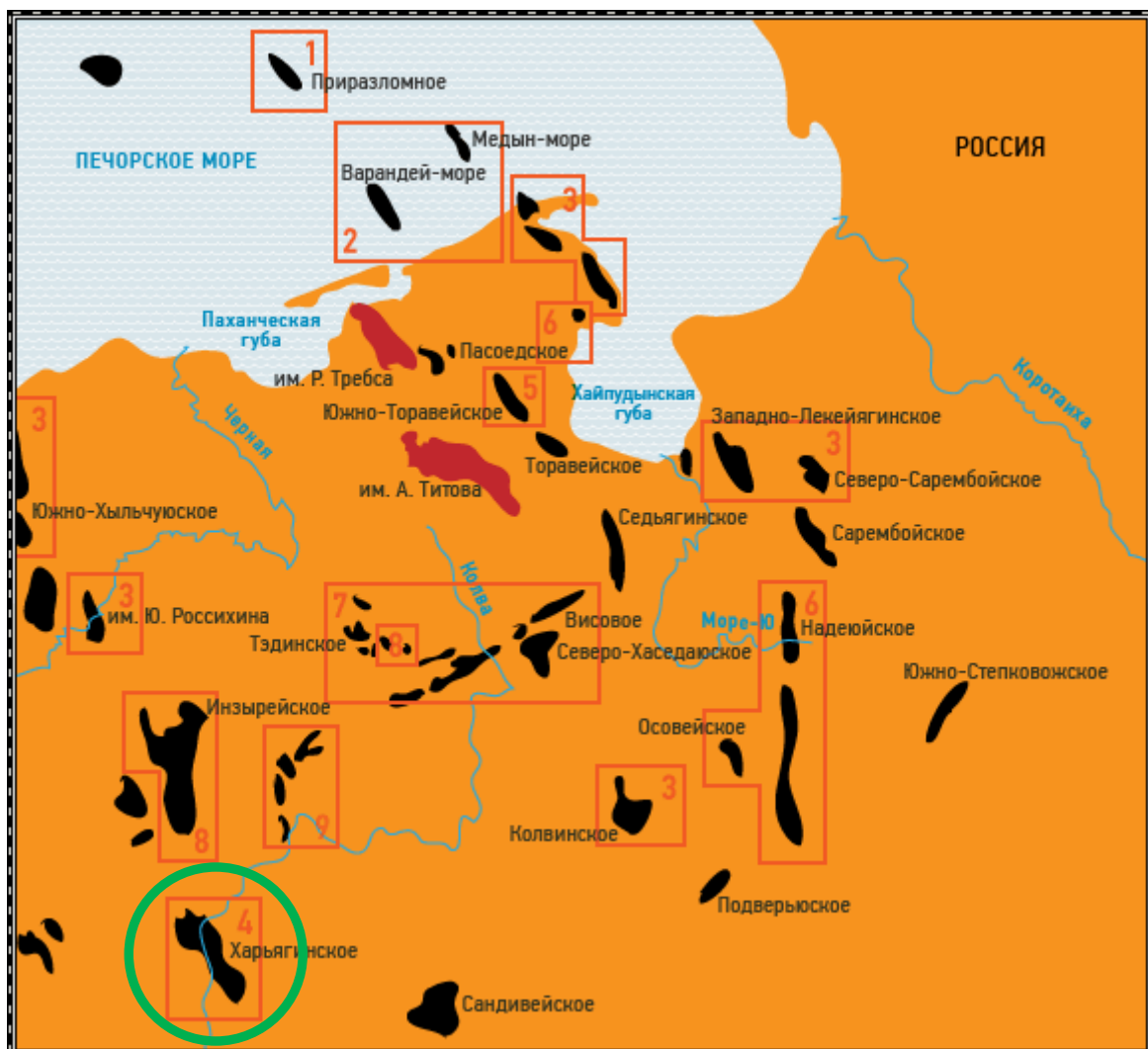


Рисунок 2.1 – Месторождения Ненецкого АО



Территория Харьегинского месторождения

В 1970 году по результатам бурения опорной скважины I-Харьга было открыто данное месторождение. Поисково-разведочное бурение на этом

участке началось только в 1977 году и продолжалось вплоть до 1984 года. Три года спустя в 1987 году Харьегинское месторождение официально было введено в разработку.

2.1 Краткая геологическая характеристика месторождения

Продуктивность верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции была впервые установлена на Западно-Тэбукском месторождении, характеристика которого приведена в многочисленных работах [16, 17, 25, 33].

На Харьегинском месторождении в верхнедевонском комплексе установлены три залежи нефти, связанные с промысловыми пачками D3-I, D3-II, D3-III [12, 13].

Залежи в пачках D3-I и D3-II имеют небольшие размеры и незначительные геологические запасы. Приурочены они к структурно-рифовым ловушкам позднесирачойского и ливенского возраста. Коллекторы трещинно-порового и трещинно-каверно-порового типов, связаны с узорчатыми сферово-сгустковыми известняками и вторичными доломитами. Нефти в нижних залежах (D3-I, D3-II) отличаются значительными колебаниями фракционного и компонентного состава, что, по мнению Л. А. Анищенко [12, 13], связано с неоднозначным качеством устьевых проб.

Дебит нефти в пачке D3-I составляет 3,0 м³ /сут. (скв. 47- Харьег), а в пачке D3-II, где залежь нефти вскрыта скважинами 47 и 50- Харьег, при опробовании получены притоки нефти с дебитами соответственно 2,5 и 5,2 т/сут. Плотность нефти в пачках D3-I и D3-II – 845- 862 кг/м³; содержание серы – 0,35-1,01%, парафина – 9,3-27,5%.

Залежь нефти в промысловой пачке D3-III наиболее крупная на Харьегинском месторождении. Связана она с надрифовыми отложениями (агглютигерм и отмельная карбонатная постройка) задонского и

раннеелецкого возраста и приурочена к структурно-литологической ловушке. Коллекторами являются узорчатые сферово-сгустковые известняки, вторичные доломиты и известняковые песчаники. Для первых двух разновидностей пород характерны коллекторы трещинно-порового и трещинно-каверно-порового типа, для известняковых песчаников коллектор по типу близок к гранулярному. Лучшими емкостными и фильтрационными свойствами обладают известняковые песчаники, по лабораторным данным пористость в этих коллекторах колеблется от 6 до 21%, газопроницаемость от 1 до 31000 ф/м. В скважинах 44 и 50-Харьяга на различных уровнях пачки D3-III прослеживаются карстовые полости высотой иногда больше 1 м. Максимальный приток нефти получен в скважине 57-Харьяга при опробовании всего разреза пачки D3-III, где он составил 1952 т/сут. Нефть легкая (плотность – 836 кг/м³), малосернистая (0,38%), высокопарафинистая (18,3%).

Залежь в промысловой пачке D3-III – пластовая сводовая, литологически и тектонически экранированная. На юге месторождения она экранируется глинистыми известняками задонского и раннеелецкого возраста, перекрыта карбонатно-глинистыми породами елецкого возраста. Тектонически залежь ограничена с востока [21].

Харьягинское месторождение — это крупнейшее нефтяное месторождение на территории Архангельской области. Для данного месторождения характерен ряд геологических особенностей, связанных с наличием залежей различного типа, а также коллекторов, которые имеющих широкое географическое простирание. К сложностям, возникающим при разработке Харьягинского месторождения, относятся:

- 1) Наличие пластов различной проницаемости, что ведет к образованию промытых зон и циркуляции закачиваемой воды;
- 2) присутствие сероводорода (вещество второго класса опасности) в растворенном газе;

- 3) высокое содержание парафина в нефти, который оседает на стенках труб и значительно осложняет транспортировку;
- 4) суровые погодные условия.

На Рисунке 2.2 представлена структурная карта Харьягинского месторождения.

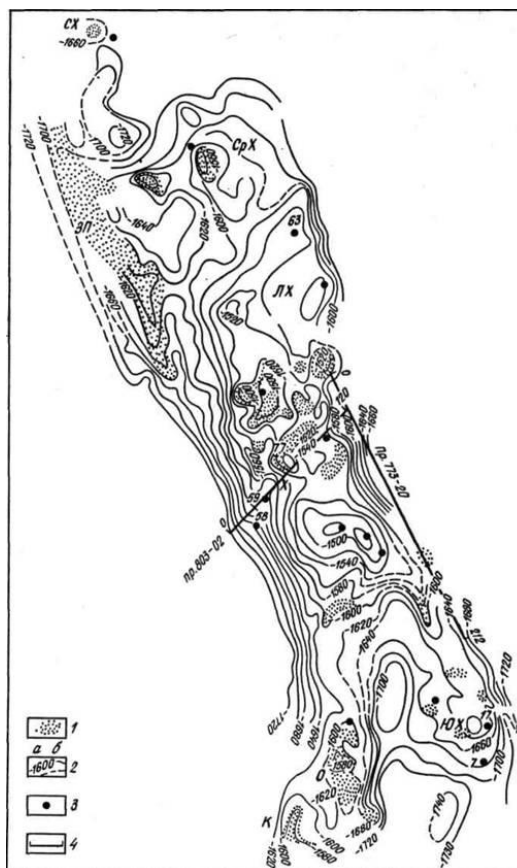


Рисунок 2.2 – Структурная карта Харьягинского месторождения

Пласт D2ef. Приурочен к отложениям эйфельского яруса среднего девона. Непосредственно продуктивная пачка отложений выделяется в составе пород афонинского горизонта, сложенного преимущественно терригенными песчано-глинистыми осадками. Пласт состоит из 1...4 проницаемых прослоев толщиной 0,9...3,6 м, разделенных между собой уплотненными глинистыми пропластками толщиной 0,5...7,0 м.

Пласт D2st. Приурочен к терригенным отложениям старооскольского горизонта живетского яруса среднего девона. Сложен неравномерным

чередованием песчаников кварцевых тонко-мелко-зернистых, алевролитов и аргиллитов.

Пласт D3dzr. Приурочен к терригенным отложениям джьерского (ранее пашийского) горизонта, представленного неравномерным чередованием песчано-глинистых осадков, алевролитов и аргиллитов. Песчаники имеют форму вытянутого линзовидного песчаного тела неправильных очертаний.

3 Экспериментальная часть

3.1 Проблемы разработки месторождений с разной проницаемостью пластов

подавляющее большинство месторождений на территории Российской Федерации в настоящее время находятся на поздних стадиях разработки, и извлекаемая нефть характеризуется значительной обводненностью, причинами которой являются как выработка запасов, так зачастую и высокая неоднородность геологического разреза по проницаемости [34, 42, 46]. Следствием этой неоднородности, а также процесса образования техногенной трещиноватости является возникновение высокопроницаемых каналов, по которым происходит циркуляция жидкости (Рисунок 3.1), что является основной причиной преждевременного обводнения добывающих скважин, а также способствует образованию не вовлеченных в разработку зон [48].

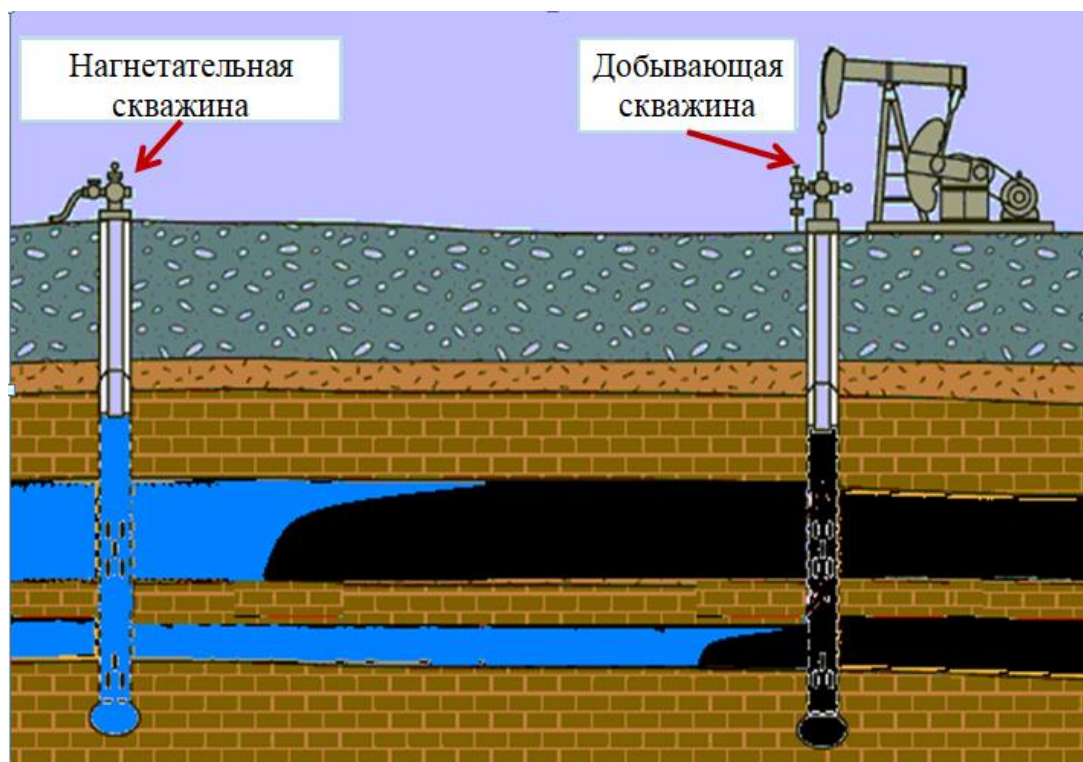


Рисунок 3.1 – Разработка залежи с пропластками различной проницаемости.

Одним из наиболее действенных методов повышения нефтеотдачи месторождений с разной проницаемостью пластов является закачка многокомпонентных водных композиций различных реагентов в виде маловязких водных растворов, которые под действием давления внешнего нагнетания легко входят в уже обводненные каналы. С течением времени под действием повышенной температуры в пласте протекают химические реакции с образованием новых соединений высокой вязкости и с практически не текучей консистенцией. В результате промытые высокопроницаемые пропластки блокируются образовавшейся в пласте пастообразной системой и дальнейшая закачка вытесняющего флюида (воды) приводит к вытеснению нефти из ранее незадействованных зон пласта [26-28].

3.2 Химия процесса

Состав первой композиции для получения геля представляет собой маловязкий водный раствор ($\eta \sim 1,4$ мПа•с), содержащий 8% карбамида (Рисунок 3.2) и 4% хлорида алюминия. Итоговый раствор обладает ярко выраженными кислотными свойствами ($\text{pH} \sim 2,5 - 3$), что свойственно продуктам гидролиза солей сильной кислоты и слабого основания (AlCl_3).

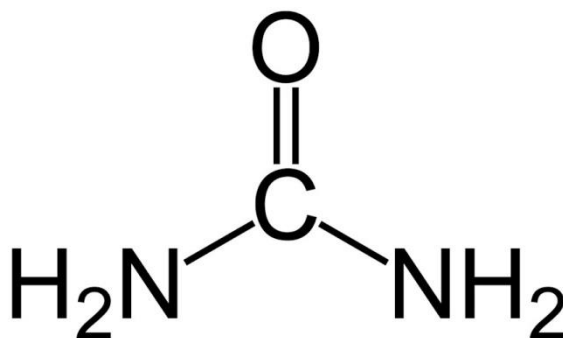
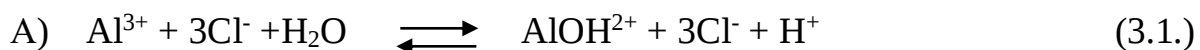


Рисунок 3.2 – Структурная формула карбамида

Суть процесса заключается в том, что при движении по стволу скважины трехкомпонентного раствора при невысокой температуре химическая реакция в нем не протекает, но достигая целевого пласта, температура которого выше 363 К, ситуация меняется кардинально.

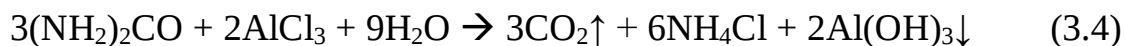
Известно, что после растворения хлорида алюминия (AlCl_3) в воде данная соль диссоциирует на ионы Al^{3+} и 3Cl^- . В зависимости от концентрации растворенной соли возможны три степени гидролиза, каждая из которых сопровождается возникновением в растворе кислой среды ($\text{pH} < 7$).

Механизм гидролиза хлорида алюминия:



Карбамид при нагревании также подвергается гидролизу [16] с выделением аммиака (NH_3) и диоксида углерода (CO_2). Аммиак растворяется в воде и способствует постепенному повышению pH от 3 до 9, т.е. происходит подщелачивание среды с улучшением её моющих свойств. Диоксид углерода растворяется в нефти и снижает вязкость добываемого углеводородного флюида. Когда pH системы достигает значений примерно равных 4-5, происходит быстрое и объёмное выпадение гелеобразного осадка гидроксида алюминия Al(OH)_3 , который блокирует промытый высокопроницаемый пропласток.

Эффективность данной композиции в качестве блокирующего экрана подтверждается и реологическими исследованиями на ротационном вискозиметре [28], по результатам которых было выявлено, что через 24 часа после начала эксперимента вязкость трехкомпонентной композиции увеличивается приблизительно на три порядка. Основная реакция процесса выглядит следующим образом:



Состав второй маловязкой композиции ($\eta \sim 1,4$ мПа•с) представляет собой водный раствор, также содержащий 4% хлорида алюминия, но вместо карбамида введено 8% уротропина (Рисунок 3.3).

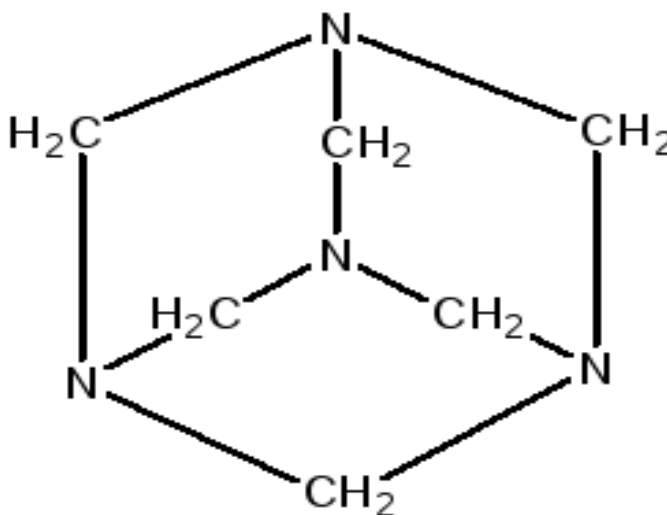


Рисунок 3.3 – Структурная формула уротропина.

Процесс изменения pH раствора протекает аналогично. Уротропин разлагается с образованием формальдегида и воды, а также с выделением аммиака, растворение которого в воде ведет к её подщелачиванию:



Хлорид алюминия в щелочной среде подвергается гидролизу с образованием гелеобразного осадка $\text{Al}(\text{OH})_3$. Основное отличие данного процесса от описанного ранее заключается в более низкой температуре реакции (~ 313 K), а также в отсутствии углекислого газа в числе образующихся продуктов реакции.

3.3 Порядок проведения эксперимента

Изначально было подготовлено 4 металлические колонки, по две на каждый эксперимент для моделирования пластов с различной проницаемостью. Массы колонок были предварительно измерены.

Мелкодисперсный керновый материал был засыпан в колонки и уплотнен так чтобы две из них получились низкопроницаемыми, а две высокопроницаемыми. По завершению заполнения керновым материалом массы колонок также были измерены.

Далее были определены проницаемости подготовленных моделей пластов по газу и по воде. Сравнив полученные результаты, мы убедились, что проницаемости низко- и высокопроницаемых колонок для двух экспериментов сопоставимы (см. Таблица 3.1).

Низко- и высокопроницаемые колонки для эксперимента с композицией на основе карбамида были подключены к экспериментальной установке (Рисунок 3.4) для их заполнения. Местоположением колонок является термошкаф, позволяющий имитировать пластовую температуру.

Заполнив колонки водой и измерив их массу, провели последующее вытеснение воды из них нефтью. Затем снова измерили массу колонок с нефтью. Исходя из полученных данных по массам колонок, заполненных сначала керновым материалом, затем водой и нефтью, а также данных по плотности нефти рассчитали поровый объем коллектора и его нефтенасыщенность.

Далее были приготовлены композиции химических реагентов, состав и концентрации компонентов которых описаны в подглаве 3.2. Низко- и высокопроницаемые колонки для первого эксперимента вновь были подключены к экспериментальной установке. Затем установка была проверена на герметичность и задано в ней пластовое давление.

Далее проводилась фильтрация воды через колонки в прямом направлении для моделирования добычи нефти при помощи заводнения. В процессе фильтрации через каждый промежуток времени Δt фиксировались значения давлений на входе ($P_{ВХ}$) и выходе из системы ($P_{ВЫХ}$), объем закачиваемой воды ($V_{ВОДА}$), а также объем вытесненных флюидов ($V_{НЕФТЬ}$). Фильтрация проводилась до тех пор, пока через одну из колонок (высокопроницаемую) не началось выделение воды, что свидетельствует об образовании промытой зоны.

Следующим шагом стала закачка в высокопроницаемую колонку, промытую водой, оторочки композиции на основе карбамида. Объём оторочки составлял четверть от суммарного порового объёма двух колонок. Затем фильтрация была приостановлена на 24 часа для полного протекания реакции и образования блокирующего экрана из гидроксида алюминия.

По истечении суток вновь была возобновлена фильтрация воды в прямом направлении. Теперь вытеснение нефти осуществлялась уже преимущественно из низкопроницаемой колонки. Значения давлений на входе и выходе из системы, объем закачиваемой воды, а также объем вытесненных флюидов фиксировались. Эксперимент был окончен после прорыва воды через низкопроницаемую колонку.

3.4 Описание экспериментальной установки

Как сказано ранее, до начала эксперимента колонки 5 (Рисунок 3.5) были наполнены диспергированным керновым материалом известной проницаемости (проницаемость низко- и высокопроницаемой колонок отличалась примерно в 3 раза для экспериментов с обеими композициями). Колонки были помещены в термошкаф 4 и заполнены сначала водой, а затем нефтью. Таким образом, имитировали процесс миграции флюидов в пласте. Затем через систему трубопроводов начали прокачку воды в колонки

поршневым насосом 1. Фиксировали расход по показаниям мерников 6 и 7, в которых отслеживали объем выделившейся нефти. Фильтрацию продолжали до прорыва воды через высокопроницаемую колонку.

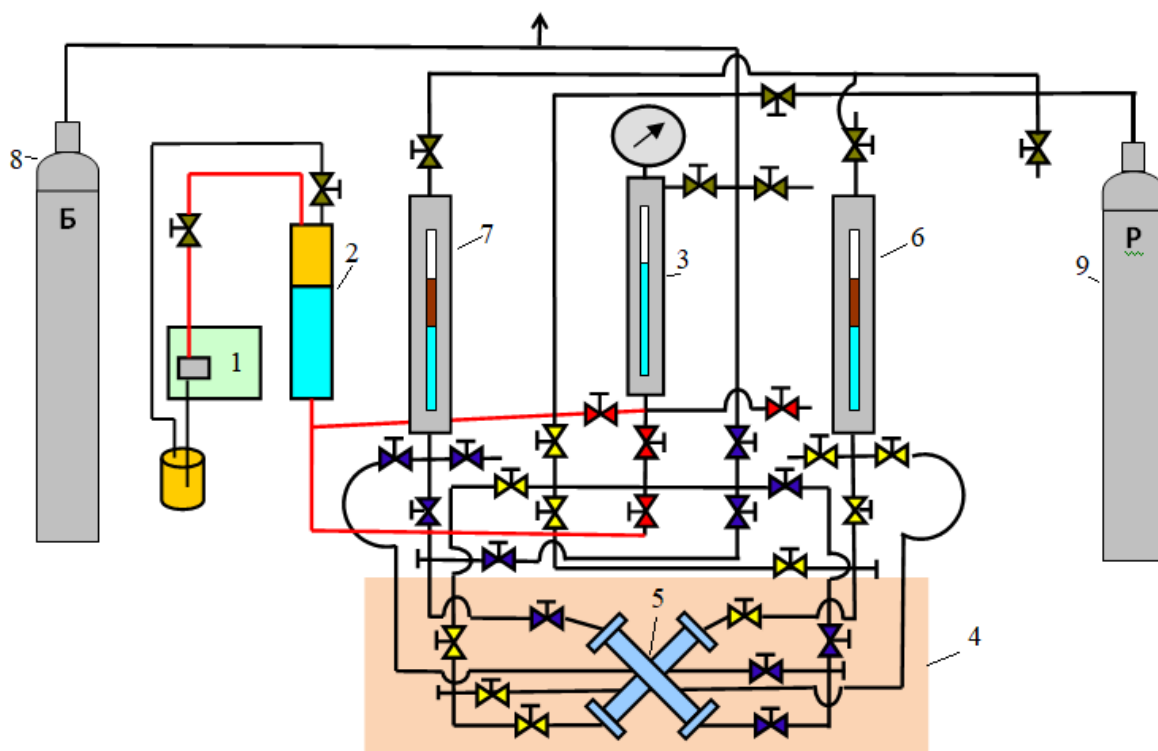


Рисунок 3.5 – Схема установки для определения коэффициента вытеснения нефти и изучения фильтрации жидкостей при моделировании пластовых условий: 1 – поршневой насос; 2 – контейнер с композицией; 3 – демпфер-мерник; 4 – термошкаф; 5 – колонки с кернавым материалом; 6,7 – мерники для нефти и воды; 8, 9 – баллоны с азотом для моделирования пластового давления в колонках.

Следующим шагом являлась закачка композиции из емкости 2 также насосом 1. После закачки композиции в термошкафу 4 установили температуру 90°C , а установку оставили в покое на 24 часа. Через сутки возобновили фильтрацию воды через колонки до максимального вытеснения нефти. Пластовое давления в системе поддерживали сжатым азотом из баллонов 8 и 9.

3.5 Анализ результатов экспериментов

Исходные данные для обоих экспериментов представлены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для проведения экспериментов

Композиция 1 (8% карбамида, 4% хлорида алюминия, 88% воды)								
Номер колонки	Масса, г					Объем пор, см ³	Объем нефти, см ³	Проницаемость, D
	пустая	с керном	керн	заполненная водой	заполненная нефтью			
1	1190,5	1307,0	116,5	1330,6	1332,8	27,8	18,2	0,172
2	1188,2	1298,8	110,6	1326,2	1328,7	32,5	23,1	0,617
Композиция 2 (8% уротропина, 4% хлорида алюминия, 88% воды)								
Номер колонки	Масса, г					Объем пор, см ³	Объем нефти, см ³	Проницаемость, D
	пустая	с керном	керн	заполненная водой	заполненная нефтью			
1	1159,0	1275,3	116,3	1300,6	1301,2	27,5	18,9	0,17
2	1144,2	1252,6	108,4	1280	1281,5	27,4	22,7	0,594

Плотность закачиваемой нефти при стандартных условиях составляет 0,854 г/см³, увеличение массы колонок после закачки воды вызвано тем, что при первичном заводнении не все поры оказались заполнены, соответственно в них оставался воздух, который искажал массу в меньшую сторону. Предполагается, что во время промывки нефтью вода была продавлена в ранее незанятые пустоты.

3.5.1 Композиция на основе карбамида

По результатам эксперимента были построены графики зависимости накопленной добычи нефти (Рисунок 3.6) и воды (Рисунок 3.7) из высоко- и низкопроницаемого образца соответственно. Проницаемости образцов относились как $0,172/0,617=1/3,6$. Накопленная добыча нефти из высокопроницаемого образца (образец 1) составила 11,04 см³ нефти при 145 мл прокаченной воды, КИН для образца составил 48%. Из низкопроницаемой колонки (образец 2) было вытеснено 5,36 см³ нефти при 41 см³ прокаченной воды, в данном случае КИН составил 29,5%.

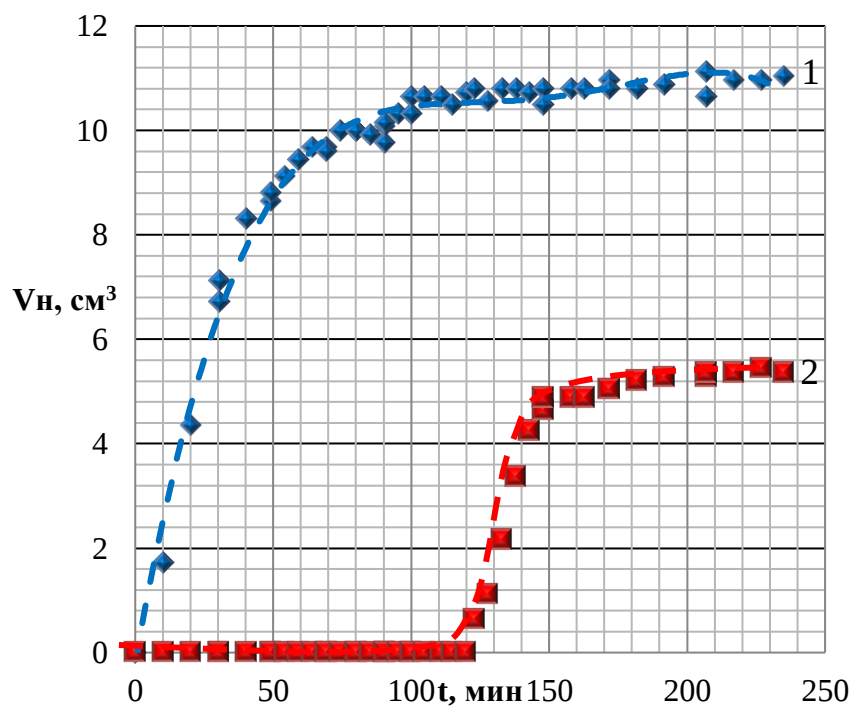


Рисунок 3.6 – График накопленной добычи нефти при применении композиции на основе карбамида.

1 – высокопроницаемый образец; 2 – низкопроницаемый образец.

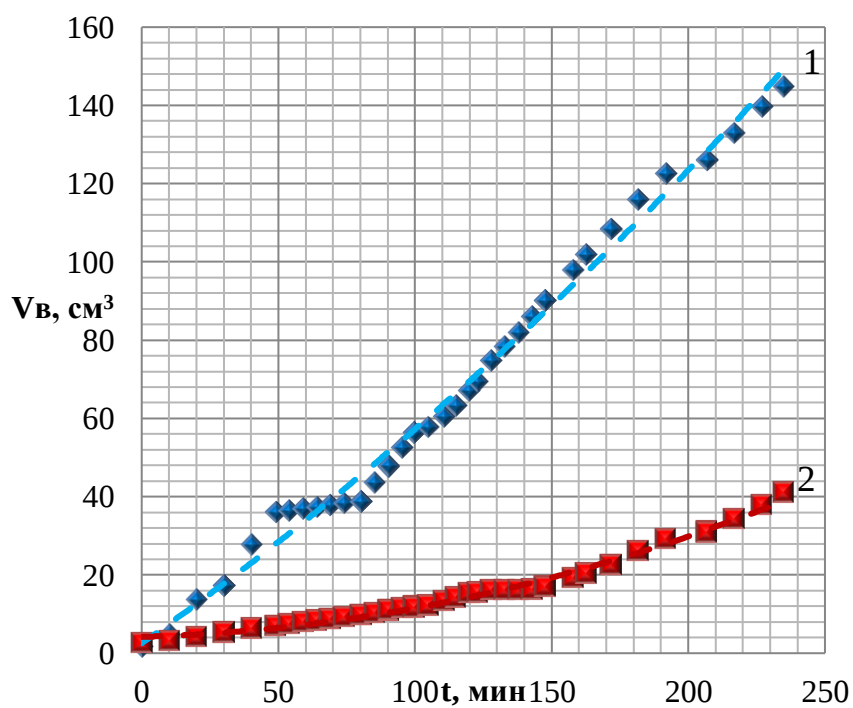


Рисунок 3.7 – График накопленной добычи воды при применении композиции на основе карбамида.

1 – высокопроницаемый образец; 2 – низкопроницаемый образец.

Как видно из графика изменения накопленной добычи нефти (Рисунок 3.6) от времени, изначально вытеснение нефти происходило исключительно из образца 1. Вероятно некоторое количество нефти было также вытеснено и из образца 2, но вплоть до прорыва воды из образца 1 эта нефть так и не дошла до поверхности. После закачки блокирующего агента наблюдается изменение характера кривой накопленной добычи нефти в образце 2, соответствующее резкому росту дебита из данного образца. В последствие оба графика выполаживались и далее вытеснение продолжалось пока объем добытой нефти не стал представлять из себя константу на нескольких последовательных контрольных точках.

3.5.2 Композиция на основе уротропина

По результатам данного эксперимента также были построены графики зависимости накопленной добычи нефти (Рисунок 3.8) и воды (Рисунок 3.9) для низко- и высокопроницаемого образца. Проницаемости образцов относятся как $0,17/0,594=1/3,5$ что сопоставимо с предыдущим экспериментом, следовательно, их результаты можно подвергать сравнительному анализу.

Из образца 3 было получено 9,44 см³ нефти при 189 см³ прокачанной воды, что составляет 41,4% от начальных запасов. В свою очередь при прокачке 15 см³ воды через образец 4 было получено 6,56 см³ нефти, то есть 34,7% от начальных запасов.

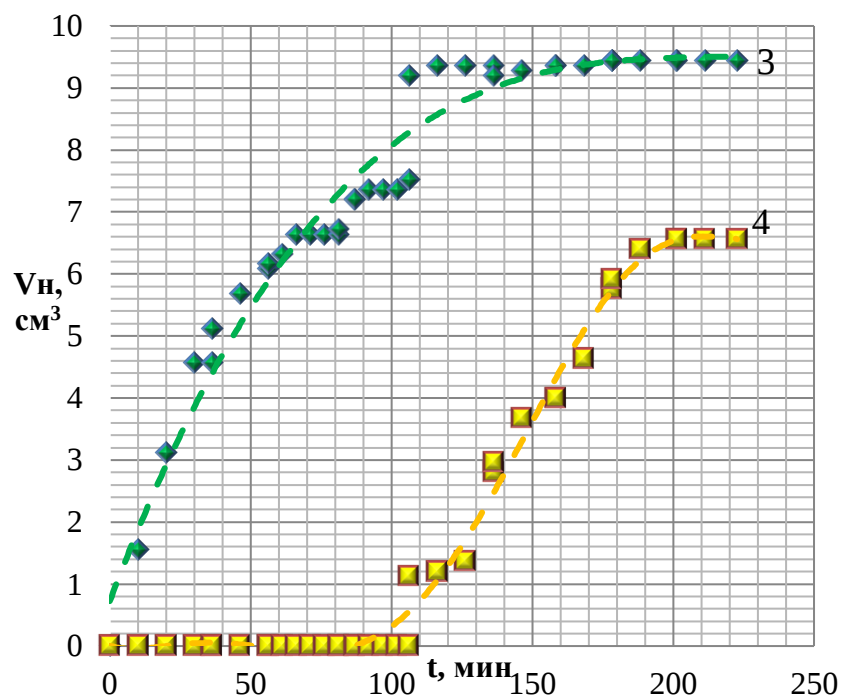


Рисунок 3.8 – График накопленной добычи нефти при применении композиции на основе уротропина.

3 – высокопроницаемый образец; 4 – низкопроницаемый образец.

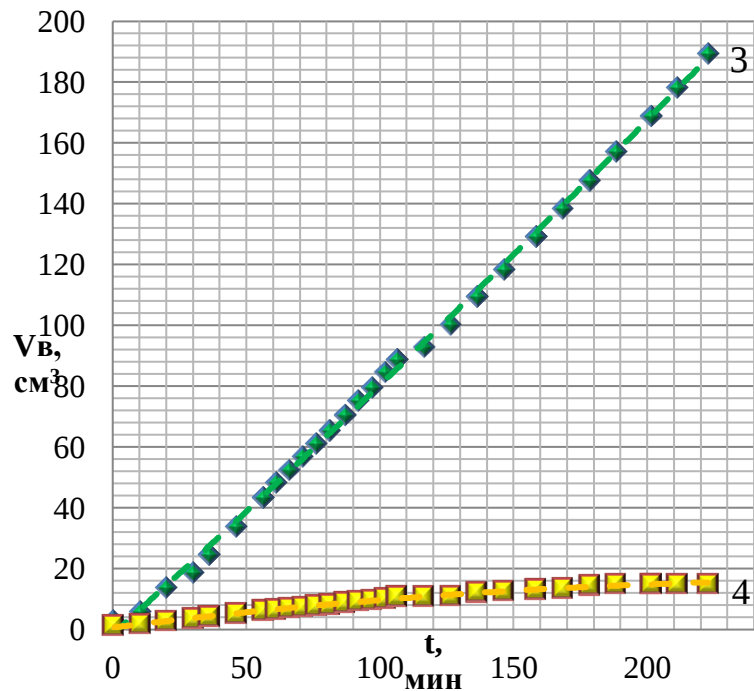


Рисунок 3.9 – График накопленной добычи воды при применении композиции на основе уротропина.

3 – высокопроницаемый образец; 4 – низкопроницаемый образец.

Характер кривых композиций с уротропином аналогичен кривым полученным в результате эксперимента с карбамидом, вытеснение до введения композиции протекает лишь из высокопроницаемого образца, композиция вводится после прорыва воды из этой колонки, эксперимент заканчивается при отсутствии изменений в объеме накопленной добычи нефти на протяжении нескольких контрольных измерений.

Помимо графиков накопленной добычи нефти и воды был построен график изменения давления (Рисунок 3.10) на входе в систему по времени для систем с каждой из композиций. Анализ данных зависимостей позволяет определить какие процессы протекали в колонках в ходе работы. Так в обоих случаях первый пик на графике соответствует моменту времени, когда фронт воды дошел до входов в колонки и начал вытеснение нефти из высокопроницаемого образца.

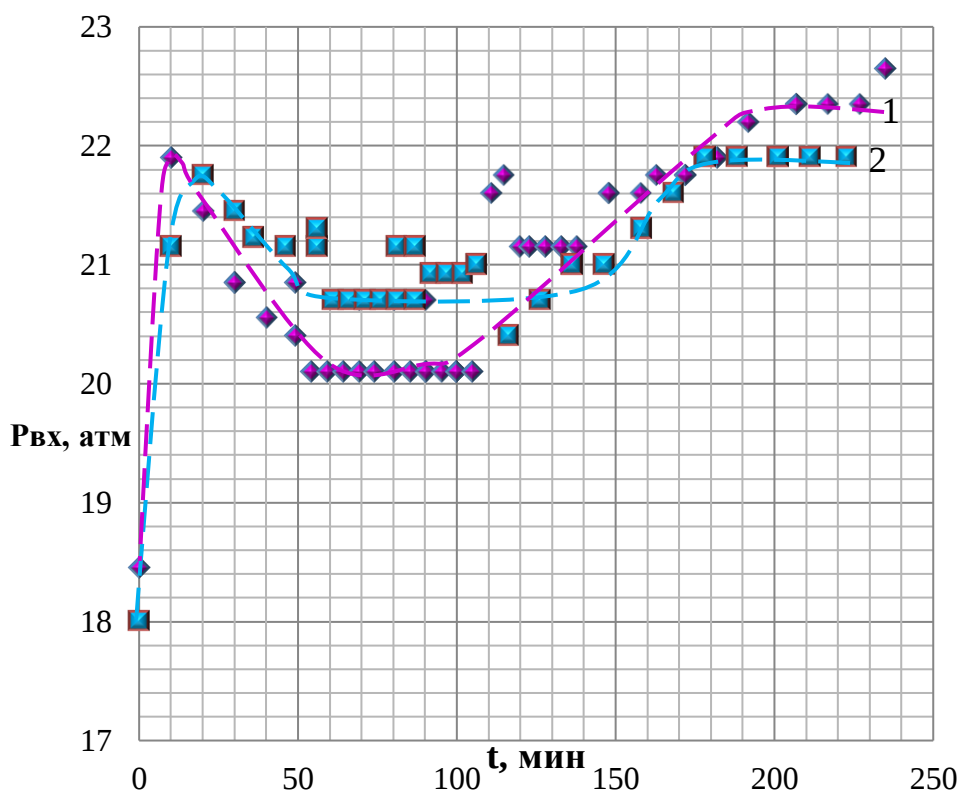


Рисунок 3.10 – График изменения входного давления от времени для обоих экспериментов.

1 – композиция на основе карбамида; 2 – композиция на основе уротропина.

Снижение значений давления и выход графиков на первое плато обусловлен образованием промытой зоны в высокопроницаемом образце. Это связано с тем, что при течении через промытую зону воде приходится преодолевать значительно меньшее сопротивление. Второй пик наиболее высокий. В обоих случаях он соответствует началу фильтрации через низкопроницаемый образец, а рост давления связан с повышенным сопротивлением течению в данном образце ввиду меньших значений проницаемости. Плато на концах графиков соответствует процессу образования промытой зоны в низкопроницаемых колонках. Итоговые результаты по всем экспериментам приведены в Таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Суммарные данные по КИН для каждого эксперимента

Композиция 1 (8% карбамида, 4% хлорида алюминия)		Композиция 2 (8% уротропина, 4% хлорида алюминия)	
КИН	%	КИН	%
Без композиции	24,5	Без композиции	14,0
С композицией	40,0	С композицией	38,0
Добавочный	15,5	Добавочный	24,0

Как видно из результатов эксперимента, суммарный КИН для каждого случая составил 0,4 и 0,38 соответственно, 0,155 и 0,24 из которых являются добавочными, полученными благодаря применению композиций. Обе композиции показали свою эффективность в лабораторных условиях, что же касается их эффективности в условиях реального месторождения то состав на основе карбамида (композиция 1) на сегодняшний день довольно широко и успешно применяется на целом ряде месторождений в то время как состав с уротропином (композиция 2) является новой разработкой на кафедре высокомолекулярных соединений и нефтехимии Института химии нефти СО

РАН г. Томска. Несмотря на новизну разработки и отсутствие опыта применения ее в реальных условиях идентичный с композицией 1 механизм основной реакции, схожесть компонентного состава и успешность применения каждого из составов в лабораторных условиях позволяют предположить применение композиции на основе уротропина является достаточно перспективным с технологической точки зрения.

4 Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность

Подавляющее большинство новых месторождений имеют сложную неоднородную структуру, с каждым годом все сильнее растет доля ТРИЗ, что усложняет их эффективную разработку. Для повышения эффективности и увеличения доли добытой нефти наиболее часто применяются технологии, направленные на селективное перераспределение фильтрационных потоков, в частности за счет закачки в блокирующие композиции. Компоненты таких композиций, взаимодействуя между собой в пластовых условиях, закупоривают поры промытых высокопроницаемых зон коллектора и вынуждают поток двигаться по ранее не задействованным низкопроницаемым пропласткам [24].

Примером таких композиций служит, как широко применяемая на промыслах композиция на основе карбамида (8% карбамида, 4% хлорида алюминия, 88% воды), так и новейшая разработка Института химии нефти СО РАН на основе уротропина (8% уротропина, 4% хлорида алюминия, 88% воды). Механизм процесса для данных составов во многом похож, за тем исключением что композиция с карбамидом реагирует при 90°C, а с уротропином 50°C, что позволяет применять ее в более низкотемпературных залежах.

В данном разделе были определены стоимости работ по транспортировке необходимых реагентов до Харьягинского месторождения, стоимости затрат на приготовление композиций и их закачку в пласт, а также оценена экономическая эффективность применения данных технологий.

4.1 Расчет стоимости затрат на закупку и доставку реагентов

Исходные данные для расчета экономической эффективности представлены в таблице 3.

4.1.1 Композиция 1 (с карбамидом)

1) Исходя из массовой доли компонентов в растворе рассчитаем массы индивидуальных соединений:

Известно, что в пласт был закачан такой объем композиции, который эквивалентен половине общего порового объема двух колонок, исходные данные по экспериментам и состав композиции приведены в Таблице 3.1 раздела 3.5.

$$V_{\text{комп1}} = \frac{V_{\text{пор1}} + V_{\text{пор2}}}{2} = \frac{27,8 + 32,5}{2} = 30,15 \text{ см}^3. \quad (4.1)$$

$$V_{(H_2O)_1} = V_{\text{комп1}} * 0,88 = 26,532 \text{ см}^3. \quad (4.2)$$

Плотность воды равна 0,998 г/см³ тогда:

$$m_{(H_2O)_1} = V_{(H_2O)_1} * 0,998 = 26,48 \text{ г}. \quad (4.3)$$

$$m_{AlCl_3} = m_{(H_2O)_1} * \frac{C_{m_{AlCl_3}}}{C_{m_{(H_2O)_1}}} = 26,48 * \frac{0,04}{0,88} = 1,204 \text{ г}. \quad (4.4)$$

$$m_{\text{карбамид.}} = m_{(H_2O)_1} * \frac{C_{m_{\text{карбамид.}}}}{C_{m_{(H_2O)_1}}} = 26,48 * \frac{0,08}{0,88} = 2,408 \text{ г}. \quad (4.5)$$

Дополнительный объем нефти, добытый благодаря применению композиции составил 6,4 см³, что при плотности нефти в 0,854 г/см³ составляет 5,47 г. Все последующие расчеты будем производить на относительно тонны добытой нефти.

2) Рассчитаем массу каждого компонента, необходимую для добычи одной тонны нефти:

$$X = \frac{1 \text{ т.}}{5,47 \text{ г.}} = \frac{10^6 \text{ г.}}{5,47 \text{ г.}} = 182815,356 \quad (4.6)$$

$$m'_{AlCl_3} = m_{AlCl_3} * \frac{X}{10^6} = 1,204 * \frac{182815,356}{10^6} = 0,220 \text{ т.} \quad (4.7)$$

$$m'_{\text{карбамид.}} = m_{\text{карбамид.}} * \frac{X}{10^6} = 2,408 * \frac{182815,356}{10^6} = 0,440 \text{ т.} \quad (4.8)$$

3) По данным о закупочной цене компонентов рассчитаем капитальные затраты на реализацию метода:

$$\text{Закупка}_{\text{карбамид}} = m'_{\text{карбамид}} * 9000 = 3960 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \quad (4.9)$$

$$\text{Закупка}_{\text{AlCl}_3} = m'_{\text{AlCl}_3} * 27000 = 5940 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \quad (4.10)$$

4) Операционные затраты на нагнетание воды в пласт составляют:

$$\text{Оп. Затр}_{\text{закачка воды}} = 20 * V_{\text{зак. воды}} \quad (4.11)$$

$$V_{\text{зак. воды}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{доп. нефть}}} * \frac{m'_{\text{нефть}}}{\rho_{\text{нефть}}} = \frac{137,52 \text{ см}^3}{6,4 \text{ см}^3} * \frac{1000 \text{ кг}}{854 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}} = 25,2 \frac{\text{м}^3}{\text{т. нефти}}. \quad (4.12)$$

$$\text{Оп. Затр}_{\text{закачка воды}} = 20 * 25,2 = 504 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \quad (4.13)$$

5) Рассчитаем капитальные затраты на транспортировку реагентов, допуская что эти затраты не превышают 10% от суммарных затрат на закупку:

$$\text{Доставка} = 0,1 * \sum \text{Закупка}_i = 0,1 * (3960 + 5940) = 990 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефт.}}. \quad (4.14)$$

6) Суммарные затраты для добычи дополнительной тонны нефти составляют:

$$\begin{aligned} \sum_{\text{затрат}} &= \text{Доставка} + \text{Оп. Затр}_{\text{закачка воды}} + \text{Закупка}_{\text{карбамид}} + \text{Закупка}_{\text{AlCl}_3} \\ &= 990 + 504 + 3960 + 5940 = 11394 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \end{aligned} \quad (4.15)$$

4.1.2 Композиция 2 (с кротропином)

1) Исходя из массовой доли компонентов в растворе рассчитаем массы индивидуальных соединений:

Известно, что в пласт был закачан такой объем композиции, который эквивалентен половине общего порового объема двух колонок, исходные

данные по экспериментам и состав композиции приведены в Таблице 3.1. подглавы 3.5.

$$V_{\text{комп2}} = \frac{V_{\text{пор1}} + V_{\text{пор2}}}{2} = \frac{27,5 + 31,6}{2} = 29,55 \text{ см}^3. \quad (4.16)$$

$$V_{(H_2O)_2} = V_{\text{комп2}} * 0,88 = 26,0 \text{ см}^3. \quad (4.17)$$

Плотность воды равна 0,998 г/см³ тогда:

$$m_{(H_2O)_2} = V_{(H_2O)_2} * 0,998 = 25,95 \text{ г.} \quad (4.18)$$

$$m_{AlCl_3} = m_{(H_2O)_2} * \frac{C_{m_{AlCl_3}}}{C_{m_{(H_2O)_2}}} = 25,95 * \frac{0,04}{0,88} = 1,18 \text{ г.} \quad (4.19)$$

$$m_{\text{уротропин.}} = m_{(H_2O)_2} * \frac{C_{m_{\text{уротропин.}}}}{C_{m_{(H_2O)_2}}} = 25,95 * \frac{0,08}{0,88} = 2,36 \text{ г.} \quad (4.20)$$

Дополнительный объем нефти, добытый благодаря применению композиции составил 8,8 см³, что при плотности нефти в 0,854 г/см³ составляет 7,515 г. Все последующие расчеты будем производить на относительно тонны добытой нефти.

2) Рассчитаем массу каждого компонента, необходимую для добычи одной тонны нефти:

$$X = \frac{1 \text{ т.}}{7,515 \text{ г.}} = \frac{10^6 \text{ г.}}{7,515 \text{ г.}} = 133067,2 \quad (4.20)$$

$$m'_{AlCl_3} = m_{AlCl_3} * \frac{X}{10^6} = 1,18 * \frac{133067,2}{10^6} = 0.157 \text{ т.} \quad (4.21)$$

$$m'_{\text{уротропин.}} = m_{\text{уротропин.}} * \frac{X}{10^6} = 2,36 * \frac{133067,2}{10^6} = 0.314 \text{ т.} \quad (4.22)$$

3) По данным о закупочной цене компонентов рассчитаем капитальные затраты на реализацию метода:

$$\text{Закупка}_{\text{уротропин.}} = m'_{\text{карбамид.}} * 56000 = 17584 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \quad (4.23)$$

$$\text{Закупка}_{AlCl_3} = m'_{AlCl_3} * 27000 = 4239 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \quad (4.24)$$

4) Операционные затраты на нагнетание воды в пласт составляют:

$$\text{Оп. Затр}_{\text{закачка воды}} = 20 * V_{\text{зак.воды}} \quad (4.25)$$

$$V_{\text{зак.воды}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{доп.нефть}}} * \frac{m'_{\text{нефть}}}{\rho_{\text{нефть}}} = \frac{155,36 \text{ см}^3}{8,8 \text{ см}^3} * \frac{1000 \text{ кг}}{854 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}} = 20,67 \frac{\text{м}^3}{\text{т. нефт.}} \quad (4.26)$$

$$\text{Оп. Затр}_{\text{закачка воды}} = 20 * 20,67 = 413,5 \frac{\text{руб}}{\text{т. нефти}} \quad (4.27)$$

5) Рассчитаем капитальные затраты на транспортировку реагентов, допуская что эти затраты не превышают 10% от суммарных затрат на закупку:

$$\text{Доставка} = 0,1$$

$$* \sum \text{Закупка}_i = 0,1 * (4239 + 17584) = 2182 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}} \quad (4.28)$$

6) Суммарные затраты для добычи дополнительной тонны нефти составляют:

$$\begin{aligned} \sum_{\text{затрат}} &= \text{Доставка} + \text{Оп. Затр}_{\text{закачка воды}} + \text{Закупка}_{\text{карбамид}} + \text{Закупка}_{\text{AlCl}_3} \\ &= 2182 + 413,5 + 4239 + 17584 = 24418,5 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}} \quad (4.29) \end{aligned}$$

4.2 Расчет чистой прибыли в результате применения технологий

4.2.1 Композиция 1 (с карбамидом)

1) Рассчитаем итоговые доход и прибыль от добычи дополнительной нефти:

$$\text{Доход} = \text{Стоимость реализации нефти на внутреннем рынке} - \sum_{\text{затрат}} .$$

Предполагая, что вся нефть будет реализована внутри Российской федерации:

$$\text{Доход} = 33000 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}} - 11394 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}} = 21606 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \quad (4.30)$$

При средних значениях доли налоговых отчислений прибыль составит:

$$\begin{aligned} \text{Прибыль} &= \text{Доход} * (1 - \text{Налоги}) = 21606 * (1 - 0,7) \\ &= 6481,8 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \end{aligned} \quad (4.31)$$

4.2.2 Композиция 2 (с уротропином)

1) Рассчитаем итоговые доход и прибыль от добычи дополнительной нефти:

$$\text{Доход} = \text{Стоимость реализации нефти на внутреннем рынке} - \sum_{\text{затрат}}.$$

Предполагая, что вся нефть будет реализована внутри Российской Федерации:

$$\begin{aligned} \text{Доход} &= 33000 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}} - 24418,5 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}} = 33000 - 24418,5 \\ &= 8581,5 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \end{aligned} \quad (4.32)$$

При средних значениях доли налоговых отчислений прибыль составит:

$$\begin{aligned} \text{Прибыль} &= \text{Доход} * (1 - \text{Налоги}) = 8581,5 * (1 - 0,7) \\ &= 2574,45 \frac{\text{руб.}}{\text{т. нефти}}. \end{aligned} \quad (4.33)$$

4.3 Выводы об экономической эффективности

Анализируя результаты расчетов чистой прибыли от реализации добытой нефти можно заметить, что для обеих композиций значение прибыли является положительным (6481,8 рублей на тонну нефти для композиции с карбамидом и 2574,45 рублей для композиции с уротропином),

следовательно, применение данных технологий экономически обоснованно. Однако, ввиду отсутствия данных по разработке месторождения, таких как дебит и накопленная добыча нефти по годам, действительный расчет суммарных денежных потоков провести невозможно. Для более качественного экономического анализа, в условиях моделирования реального месторождения с конкретными геологическими запасами, историей разработки и показателями КИН сходными с результатами эксперимента необходимо будет подсчитать сумму денежных потоков с учетом дисконтирования и определить, как долго разработка месторождения будет приносить прибыль после применения композиций.

5 Социальная ответственность

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми за свои обещания и поступки, внимание к потребностям и желаниям коллектива со стороны руководителей компаний. Также термин можно понимать, как осознанное разделение ответственности за итоговый результат между всеми участниками процесса, от акционеров до рабочих [18]. Работа в нефтехимической промышленности прямо или косвенно связана с целым рядом факторов, негативно влияющих на здоровье человека, или способных привести к чрезвычайным ситуациям (ЧС), поэтому современные компании обязаны уделять большое внимание охране труда.

Исследовательская работа заключается в изучении эффективности применения блокирующих композиций на месторождениях с разной проницаемостью пластов при заводнении нефтяного пласта. По итогам проделанной работы сделан вывод что применение композиций на основе карбамида и уротропина в терригенных коллекторах является целесообразным.

Работа проводилась в Институте химии нефти СО РАН на кафедре высокомолекулярных соединений и нефтехимии г. Томска.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

В Таблице 5.1 представлены опасные и вредные факторы при исследовании полимерного заводнения в лаборатории. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74» [1]. Название вредных и опасных производственных факторов соответствуют приведенной классификации

Таблица 5.1- Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при изучении эффекта снижения гидравлического сопротивления [1].

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Моделирование нефтенасыщенного коллектора, изучение его фильтрационно-емкостных свойств; 2) Подготовка блокирующих композиций на основе карбамида и уротропина; 3) Анализ влияния подготовленных химических составов на процесс вытеснения нефти	1. Отклонение показателей микроклимата в лаборатории; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Фактор давления: разрушение аппаратов, работающих под давлением 2. Электробезопасность; 3.Пожаровзрывоопасность; 4. Температурные факторы: работа с термошкафом	СанПиН 2.2.4.548-96 [8]; СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 [7]; ГОСТ 12.1.005-88 [2]; ГОСТ 12.1.019-79 [3]; Технический регламент о требованиях пожарной безопасности Ф3 N 123 от 2002г [10]; ПУЭ (6-е изд.) в разд. 1.1.13 [6]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Показатели микроклимата

Состояние воздушной среды характеризуется отклонением показателей микроклимата на рабочем месте. Согласно нормативно-техническим документам при нормировании параметров микроклимата год подразделяют на два периода, холодный, который характеризуется среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период

года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C. Эксперименты были проведены зимой, следовательно, период года определен как холодный. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). Описываемый случай соответствует категории 1б, а именно: работы с интенсивностью энергозатрат 121 - 150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [8], для работы в лаборатории были определены следующие оптимальные параметры (Таблица 5.2):

Таблица 5.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [8]

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	1б	21-23	20-24	60-40	0,1

Для обеспечения оптимальных температурных условий и величины относительной влажности воздуха в лаборатории в теплое время года применяется система приточно-вытяжной общеобменной вентиляции, в холодное время года для поддержания оптимальной температуры в помещении включается центральное отопление.

Освещенность рабочей зоны

Одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость рабочих. Так как в

химической лаборатории производятся точные работы, то помещение относится к пятому разряду, согласно которому коэффициент естественного освещения (КЕО) должно быть выше 1.5 % согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий [7]

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО, %		КЕО, %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении			
						при комбинированном освещении		всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения								
5. Лаборатория органической и неорганической химии, препаратные	Г-0,8 Лампа люминесцентная (ЛЛ)	3,5	1,2	2,1	0,7	500	300	400

При отсутствии достаточного освещения в светлое время суток используют и искусственный свет. Такое освещение называют совмещенным. Оно предусмотрено существующими нормами. Источником искусственного освещения служат люминесцентные лампы, которые

установлены непосредственно над рабочим местом. Для нормальной работы в лаборатории необходимо, чтобы эти лампы обеспечивали освещенность порядка 400 люкс [7].

Для поддержания и обеспечения естественной освещенности в лаборатории в пределах нормативных значений в помещении был сделан при стройке здания трехстворчатое окно 1500мм высоты и 2100мм ширины, с двойном листом и качественным стеклом высшей шлифовки, толщиной 3 миллиметра.

Наличие токсичных веществ в воздухе рабочей зоны

При проведении экспериментов используются различные химические соединения, неправильное обращение с которыми нередко может привести к ожогам, отравлениям и другим негативным последствиям для здоровья человека. Поэтому любую работу в лаборатории необходимо проводить в соответствии с требованиями техники безопасности.

Наиболее частые случаи вредоносного воздействия химических происходят при попадании газов или паров в органы дыхательной системы, при попадании реагентов в глаза, или при непосредственном контакте агрессивных химических соединений с кожными покровами. Отравления, вызванные попаданием химикатов в пищеварительную систему, случаются реже. На степень и характер воздействия концентрация вещества, его токсичность и длительность воздействия. Правила техники безопасности и меры первой медицинской помощи при контакте с ядовитыми химическими соединениями описаны в журналах по технике безопасности, во избежание подобных ситуаций, а также для минимизации ущерба работники лаборатории проходят инструктаж не реже чем раз в шесть месяцев. Особую опасность представляют пары и газы невидимые для глаз и часто не имеющие специфического запаха, для обеспечения безопасности сотрудников проводится регулярный контроль концентраций газообразных веществ в воздухе рабочей зоны. Для воздуха рабочей зоны

производственных помещений в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 [2] установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ. Характеристика и ПДК вредных веществ, используемых в работе, приведена в Таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [2]

Название	Физические свойства	ПДК, мг/м ³ , (класс опасности)	Общий характер воздействия	Первая помощь / Требования безопасности
1	2	3	4	5
Нефть	Плотность $\rho \approx 854$ кг/м ³ при температуре 20 °С и кинематическая вязкость ν (20 °С) $\approx 8 \cdot 10^{-6}$ м ² /с	10(III)	Головокружение и тошноту, потерь сознания, острое отравление и даже смерть, нарушение нормального поведения и привычек, а также нейропсихические отклонения: быстрое утомление или чувство постоянной усталости, сонливость или бессонница, апатия, ослабление внимания, рассеянность, сильные колебания настроения	При воспалении слизистой оболочки глаз следует наложить на глаза повязку (вату) смоченную в холодной воде и находиться в темном помещении; При попадании сжиженного газа на кожные покровы необходимо стряхнуть газ, промыть пораженный участок струей воды, после чего накрыть сухой чистой тканью
Хлорид алюминия	Бесцветные кристаллы, хорошо растворимые во многих органических соединениях (в этаноле, в ацетоне, дихлорэтане,	—	В безводном виде бесцветные кристаллы, дымящие вследствие гидролиза во влажном воздухе, выделяя HCl. Хлористый алюминий вызывает раздражение слизистых оболочек органов дыхания, желудочно-кишечного тракта,	Помещения, в которых проводятся работы с продуктом, должны быть оборудованы общей приточно-вытяжной вентиляцией;

	диэтиленгликоле, нитробензоле, тетрахлоруглероде и др.); практически не растворяется в бензоле и толуоле.		кровоточивость десен. Раздражает кожу и глаза. При работе с препаратом следует применять индивидуальные средства защиты, а также соблюдать правила личной гигиены.	эксперименты в лабораториях необходимо проводить в вытяжном шкафу.
--	---	--	--	--

Вредное воздействие химических веществ вызывается их парами и газами, проникающими в организм через органы дыхания, при непосредственном контакте кожных покровов с агрессивными веществами или при попадании внутрь. Утечка вредных веществ в атмосферу может произойти из-за неплотно закрытых сосудов с летучими веществами, при повреждении упаковок или при попадании легколетучих веществ на поверхность приборов и элементов рабочей зоны. В целях безопасной работы и во избежание превышения ПДК при утечках вредных веществ (в таблице выше) в лаборатории запроектирована система приточно-вытяжной общеобменной вентиляции, благодаря которой происходит постоянная циркуляция воздуха и, следовательно, снижение концентраций газовых выделений до уровня ПДК.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

А) Фактор давления

В ходе работы на установке для оценки коэффициента извлечения нефти был смоделирован процесс вытеснения нефти на месторождениях с разной проницаемостью пластов, для создания требуемого давления в системе применялись баллоны с азотом. Аналогичные газовые баллоны использовались и при определении проницаемости кернового материала. Ниже представлена техника безопасности при работе с вакуумом, газовыми баллонами и другими сосудами под давлением [5]:

- во время работы сосудами под давлением необходимо безукоризненно следовать инструкции по безопасной эксплуатации баллонов и сосудов, работающих под давлением и вакуумом. Инструкция должна быть вывешена на рабочем месте;
- баллоны, которые содержат сжатые газы, такие как метан, водород, кислород, азот, аргон и др. надлежит устанавливать в месте, исключающем скопление людей, не менее чем в 1 м от отопительных приборов и не менее чем в 5 м от источников открытого пламени в строго вертикальном положении. В лаборатории допускается использование инертных газов (азот, гелий, аргон);
- редуктор, через который расходуется газ должен соответствовать для данного газа и подвергаться регулярной проверке;
- редуктор допускается присоединять только при отсутствии следов грязи или жира на деталях и наличии исправной прокладки под накидной гайкой;
- ремонт редуктора и/или вентиля установленных на баллоне запрещается. Перед подтягиванием любых деталей необходима сбросить давление газа в редукторе;
- при достижении в баллоне остаточного давления 0,1 - 0,15 мПа необходимо прекратить работу, закрыть вентиль, снять редуктор, навернуть заглушку на штуцер вентиля. Выпускать газ из баллона запрещается;
- при наличии повреждений вентиля или корпуса, не герметичности соединений, разрыва прокладок, запотевании в сварных швах или по окончании срока освидетельствования дальнейшее использование баллона запрещается;
- транспортировка баллонов должна осуществляться только на тележках и носилках. При транспортировке и установке следует оберегать баллоны от падений, толчков, ударов и нагревания.

- запрещается применять открытый огонь или пар для отогревания замерзшего вентиля или редуктора, в случае их замерзания следует обернуть детали тканью и поливать чистой горячей водой;
- при повышении давления в баллоне выше допустимого; обнаружении повреждений корпуса или соединений, неисправности манометра и невозможности определить давление иными способами, а также в случае возникновения пожара эксплуатацию баллона следует немедленно прекратить;
- работая с приборами и сосудами под давлением следует использовать предохранительные маски, защитные очки и другие приспособления;

Б) Электробезопасность

В процессе проведения экспериментов цепь электрооборудования находится под высоким напряжением, которое является основным источников опасности в лаборатории. Во избежание несчастных случаев все лабораторные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79 [3].

Химическая лаборатория относится к категории особо опасных помещений с точки зрения возможности поражения человека электрическим током по ПУЭ [6]. Что связано с наличием химически активной среды, разрушающей изоляционные покрытия на токоведущих частях оборудования. Поражение человека электрическим током возможно только при замыкании цепи через тело, наиболее часто это происходит в случае пробоя фазы на корпус.

Спектр электроприборов, применяемых в лаборатории включает в себя печи, сушильные шкафы, электронагревательные приборы, реакторы и электронасосы, последние как правило подключаются к сети через лабораторные автотрансформаторы.

Каждая лаборатория обычно обеспечивается трехфазным переменным током напряжением 220/380 В и постоянным током, параметры которого могут быть различными в соответствии с его назначением.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Используются такие коллективные способы и средства электрозащиты как:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль;
- установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение малых напряжений;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение.

Помимо этого, используются индивидуальные изолирующие защитные средства, способные долгое время выдерживать рабочее напряжение электроустановок. При работе с установками, работающими под напряжением до 1000 В используются диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, указатели напряжения, а также дополнительные защитные средства: диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки, которые усиливают защитное действие основных изолирующих средств

По окончании рабочего дня нужно снять напряжение с отдельных приборов, а также отключить все щитки на лабораторных столах и общий рубильник за пределами лаборатории.

В) Пожаровзрывоопасность

Лаборатория высокомолекулярных соединений и нефтехимии относится к категории помещения В1-В4-пожароопасность (N 123-ФЗ, от 22 июля 2008) [10], т.к. при выполнении работы использовали нефть - горючая жидкость (ГЖ). При работе с подобными веществами, существует опасность возникновения пожаров и взрывов на рабочем месте, следовательно, необходимо соблюдать правила обращения с легковоспламеняющимися и взрывоопасными веществами. Кроме того, потенциальным источником пожара является электрический ток при работе с электроустановками.

Меры по обеспечению пожаровзрывобезопасности и устранению возможных источников пожаров и взрывов следующие [4]:

- запрещается держать легковоспламеняющиеся жидкости(ЛВЖ) и горючие вещества вблизи открытого огня, в теплом месте или вблизи нагревательных приборов;
- запрещается нагревать ЛВЖ и горючие вещества на открытом огне, на сетке, вблизи огня или открытых сосудах, а только на водяной бане с обратным холодильником;
- запрещается хранить ЛВЖ в тонкостенной посуде с плотно закрытой пробкой;
- при проливе значительного количества легковоспламеняющихся жидкостей в лаборатории необходимо погасить все источники открытого пламени, отключить все электронагревательные приборы, открыть окна и собирать пролитую жидкость тряпкой или полотенцем;
- при возникновении пожара необходимо отключить электрическое оборудование во всей лаборатории. В первую очередь необходимо отключить вытяжную вентиляцию;
- обязательным является наличие противопожарных средств в лаборатории: огнетушитель, песок, асбестовое одеяло или плотная стеклоткань;
- обязательным является наличие автоматических средств сигнализации;

- средства пожаротушения необходимо размещать на видном и доступном месте;
- запрещается загромождать в лаборатории выходы из помещения и проходы к средствам пожаротушения;
- работники, принимающие участие в ликвидации аварий должны использовать индивидуальные средства защиты: перчатки, резиновую обувь, противогазы.
- при возгорании одежды на человеке, тушить асбестовым одеялом. Горящую поверхность тушить песком, огнетушителем (пенным, углекислотным).
- в случае пожара эвакуация людей проводится согласно плану эвакуации.

5.2 Экологическая безопасность

Уровень использования природных ресурсов и степень деградации окружающей среды являются главной проблемой современного общества.

Задачей современных химических производств и лабораторий является максимальное уменьшение уровня нагрузки антропогенных воздействий, разработки способов эффективной очистки отходов для предотвращения негативных последствий воздействия загрязняющих веществ на отдельные компоненты природной среды.

Для систематизации вредных факторов, влияющих на окружающую среду и мероприятий по их устранению, выполненных в данной работе, составим Таблицу 5.6.

Таблица 5.6 –Вредные факторы, влияющие на окружающую среду и мероприятий по их устранению

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
-------------------	---------------------	-----------------------------

1	2	3
Воздушная среда	Выбросы вредных веществ при выполнении смещения нефти и водонефтяной эмульсий с полиакриамидом или с полигексеном	Работа в вытяжном шкафу при включенной вентиляции, обеспечение герметичности тары и установки
Вода и водные ресурсы	Химическое загрязнение водотоков в результате удаления неорганических и органических отходов	Отработанные нефтепродукты собираются в общеинститутскую емкость, затем транспортируются на городской полигон где утилизируются путем сжигания; а вода загрязненная нефтепродуктами отвозится на Томский нефтехимический комбинат на очистные сооружения.

5.3- Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При выполнении работ в химической лаборатории возможны аварии, приводящие к возникновению чрезвычайных ситуаций как связанные с деятельностью работников лаборатории (аварии, связанные с выбросом (угрозой выброса) аварийно-химически опасных веществ, пожары, взрывы). ЧС техногенного характера (аварии на электроэнергетических и тепловых сетях), с возникновением которых, невозможно осуществление работы, так и ЧС природного, биолого-социального и социального характера.

А так при пожаре в лаборатории, следует провести меры для ликвидации последствий чрезвычайной ситуации. Следует здесь знать, что в институте химии нефти предусмотрены две системы пожаротушения: водная и пенная [9].

Спасательные и другие неотложные работы в очагах поражения включают:

- разведку очага поражения, в результате которой получают истинные данные о сложившейся обстановке, определяют объемы работ, уточняют способы ведения спасательных и аварийных работ, разрабатывают план ликвидации последствий ЧС;
- поиск и освобождение из-под завалов пострадавших;
- эвакуацию людей из опасных зон и оказание им первой медицинской помощи;
- локализацию и тушение пожаров;
- санитарную обработку людей, обеззараживание транспорта, технических систем, зданий, сооружений и промышленных объектов;
- неотложные аварийно-восстановительные работы на промышленных объектах.

Для проведения спасательных работ планируется ряд неотложных мероприятий:

- устройство проездов в завалах и загрязненных участках; оборудование временных путей движения транспорта;
- локализация аварий на сети коммунально-энергетических систем;
- восстановление отдельных участков энергетических и водопроводных сетей и сооружений;
- укрепление или обрушение зданий и сооружений, препятствующих безопасному проведению спасательных работ.

5.4 Законодательное регулирование проектных решений

Каждому человеку, работающему в лаборатории, предоставляется место, которое он должен содержать в порядке и чистоте. При выполнении работы не загромождайте рабочее место лишними предметами. При выполнении лабораторных работ необходимо строго соблюдать следующие правила [32].

- Перед занятиями студенту необходимо заранее ознакомиться с ходом проведения опытов по учебному пособию, отчетливо уяснить цели и задачи работы, обдумывая каждое действие. Приступать к выполнению опытов можно только после того, как студент сдаст предварительный отчет (название, краткое описание хода опыта, реакции) и пройдет собеседование. Допуск к работе в виде росписи ведущего преподавателя отмечается в рабочем журнале студента.
- Работающий должен знать основные свойства используемых и получаемых веществ, их действие на организм, правила работы с ними и на основе этого принять все меры для безопасности проведения работ.
- Запрещено проводить опыты в грязной посуде, а также пользоваться для проведения опытов веществами из склянок без этикеток или с неразборчивой надписью.
- Нельзя выливать избыток реактива из пробирки обратно в реактивную склянку. Сухие соли набирают чистым шпателем или ложечкой.

- Не следует путать пробки от разных склянок. Чтобы внутренняя сторона пробки оставалась чистой, пробку кладут на стол внешней поверхностью.
- Нельзя уносить реактивы общего пользования на свое рабочее место.
- После опытов остатки металлов в раковину не выбрасывают, а собирают в банку. Дорогостоящие реактивы (например, остатки солей серебра) собирают в специально отведенную посуду. Нельзя выливать в раковину остатки растворителей, горючих веществ, реакционные смеси, растворы кислот, щелочей и других вредных веществ. Они должны собираться в специальную посуду («слив органики»).
- Запрещено засорять раковины и сливы в шкафах песком, бумагой, битой посудой и другими твердыми отходами, что приводит к выходу канализации из строя. Все твердые отходы следует выбрасывать в урну.
- При выполнении работ бережно расходуйте реактивы, электричество и воду. Нельзя оставлять без надобности включенные электроприборы и горящие спиртовки. По окончании работ нужно немедленно отключить электроприборы и погасить спиртовки.
- Выполнение лабораторной работы и каждого отдельного опыта требует строгого соблюдения всех указаний, содержащихся в описании работы. Опыт должен выполняться тщательно, аккуратно и без спешки.
- Студентам категорически запрещается без разрешения преподавателя проводить какие-либо опыты, не относящиеся к данной работе, или изменять порядок проведения опыта. Следует помнить, что каждый, даже кажущийся внешне простым опыт может оказаться при необдуманном выполнении опасным.
- Если работа не может быть закончена в течение одного занятия, то необходимо заранее обсудить с преподавателем, на каком этапе работа должна быть прервана и когда можно будет ее закончить.
- Перед уходом из лаборатории рекомендуется тщательно мыть руки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам работы было проведено экспериментальное моделирование вытеснения нефти Харьягинского месторождения из пластов различной проницаемости с применением двух композиций в качестве блокирующих агентов.

Научная новизна работы состоит в разработке блокирующих гелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи пластов различной проницаемости и исследование их физико-химических и реологических свойств.

Первая глава диссертации посвящена обзору научно технической и патентной литературы, в ходе которого в общих чертах были описаны принципы действия основных химических методов увеличения нефтеотдачи и условия их применимости.

Во второй главе приводятся общие исторические сведения о Харьягинском нефтяном месторождении, а также его краткая геологическая характеристика. Эта информация необходима для лучшего понимания объекта разработки, а также, какие проблемы при этом требуется решить.

Третья глава полностью уделена анализу результатов экспериментального моделирования, по результатам которого было доказана эффективность каждого из исследуемых составов. По данным лабораторных исследований использование композиции на основе карбамида позволило достичь значения коэффициента извлечения нефти 40%, при этом 15,5% из которых были получены после закачки разработанного состава. Вытеснение нефти с применением композиции, содержащей уротропин, позволило достичь 38% КИН, при 24% добавочных. При реализации данных технологий на промысле показатели КИН могут отличаться. В процессе лабораторного моделирования было показано, что эти методы действенны и при создании проекта разработки о них не стоит забывать.

В четвертой главе были проведены прикидочные расчеты затрат на реализацию данных методов и прибыли, которую можно получить по итогу. Исходными данными в этом случае являлись общедоступные цены реагентов, средние данные по налогам и стоимость реализации нефти на внутреннем рынке. По итогам расчетов чистая прибыль от реализации одной тонны дополнительно добытой нефти с применением композиций на основе карбамида и уротропина составила 6481,8 и 2574,45 рублей соответственно. Следовательно, применение композиций обосновано экономически и не является изначально убыточным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы.
2. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, дата изменения: 01.01.2008.
3. ГОСТ 12.1.019-79 - Система стандартов безопасности труда – электробезопасность.
4. ГОСТ 12.1.041-83 - Система стандартов безопасности труда пожаровзрывобезопасность горючих пылей.
5. «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, для объектов использования атомной энергии» - НП-044-03 Москва, Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004.
6. Правила Устройства Электроустановок - ПУЭ (6-е изд.) в разд. 1.1.13.
7. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 2003.
8. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Москва: Минздрав России, 1997.
9. СП 5.13130.2009. СВОД ПРАВИЛ. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации пожаротушения автоматические – нормы и правила проектирования введ. 01.05.2009.
10. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».\
11. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Наука, 1995. – 198 с.

12. Данилевский С. А., Складорова З. П. Распределение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции с позиции реализации генерационного потенциала органического вещества в очагах нефтегазообразования // Проблемы освоения природных ресурсов Европейского севера: сб. науч. тр. / УИИ. – Ухта, 1996. – С. 36-43.
13. Данилевский С. А., Складорова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Атлас карт. – Ухта, 2001. – С. 45.
14. Жданов С. А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 58–61.
15. Иванов Е. Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации // Увеличение нефтеотдачи - приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сб. тр. Междунар. науч.-практ. конф. (г. Казань, 7-8 сентября 2011 года). – Казань, 2011. – С. 229-232.
16. Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д. Условия формирования и условия размещения залежей нефти и газа. – Москва, 1974. – 336 с.
17. Кремс А. Я., Николаев Ю. Д., Солнцев О. А. Условия формирования и размещения залежей нефти и газа на территории Тимано-Печорской провинции в свете последних данных поисково-разведочных работ // Геология месторождений нефти и газа и нефтегазовая промышленность Коми АССР. – Сыктывкар: Коми филиал АН СССР, 1976. – С. 11-15.
18. Крепша Н. В. – “Безопасность жизнедеятельности”, методические указания.
19. Кувшинов В. А., Алтунина Л. К., Стасьева Л. А. Кинетика гелеобразования в системе соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-

химические свойства растворов и дисперсий. – Новосибирск: Наука, 1992. – С.18 – 24.

20. Кувшинов В. А., Манжай В. Н., Алтунина Л. К. Реологическое исследование системы соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-химические свойства растворов и дисперсий. – Новосибирск: Наука, 1992. – С. 24 – 30.

21. Кушнарева Т. И. Фаменский ярус Тимано-Печорской провинции. – Москва, 1977. – 135 с.

22. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 2005. – 607 с.

23. Миловидов К.Н., Колчанова Т.И. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». – 2002. – № 8. – С. 46 – 48.

24. Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. – Казань: КГУ, 1999.

25. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученности ТиманоПечорской провинции. – Сыктывкар: Коми республиканская типография, 1998. – 1061 с.

26. Патент РФ 2061856 (1996). Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Манжай В. Н, Назаров В. И., Бернштейн А .М., Полковников В. В., Тарасов А. Г. Способ регулирования разработки нефтяного месторождения с разнопроницаемыми пластами. Опубликовано 10.06.1996.

27. Патент РФ 2066743 (1996). Алтунина Л. К., Кувшинов В.А., Стасьева Л. А. Состав для повышения нефтеотдачи пластов. Опубликовано 20.09.1996.

28. Патент РФ 2066743 (1996). Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А. Способ регулирования разработки нефтяного месторождения. Опубликовано 20.04.2010.

29. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст]: учебное пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
30. Степанова Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – Москва: Газойлпресс, 2006. – 47 с.
31. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – Москва: Недра, 1985. – 308 с.
32. Техника безопасности при работе в лаборатории органической химии РАН. – Москва: Наука, 2010.
33. Удот Г. Д. О распространении газовых и газоконденсатных залежей в Тимано-Печорской провинции// Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. – Сыктывкар: Коми книжное изд-во, 1978. – С. 24-32.
34. Федорова А. Ф., Шиц Е. Ю., Портнягин А. С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2008. – № 1. – С. 12–22.
35. Шубин А., Шустер М. Химия и нефть. Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи // Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2014. – № 2/109. – С. 17 – 25.
36. Электронный УМКД «Физическая и коллоидная химия: учебно-методический комплекс дисциплины для специальностей технологического направления» // Боровская Л.В. – ФГУП НТЦ «ИНФОРМРЕГИСТР». – Москва, 2010.
37. EOR: Current status and opportunities / E.J. Manrique, C. Thomas, R. Ravikiran, M. Izadi, M. Lantz, J. Romero, V. Alvarado // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, USA, 2010. – P. 1584-1604.

38. Hirasaki, G.; Miller, C. A.; Puerto, M. Последние достижения в области поверхностно-активного вещества EOR. // SPE J. 2011, 16 (04), 889-907.
39. Ibragimov G.Z., Fazlutdinov K.S., Khisamutdinov N.I. Application of chemical reagents to intensify oil recovery. Reference book M, Nedra, 1991, 384 p.
40. Lake, L.W. "Enhanced Oil Recovery"// Prentice-Hall, 1989.
41. Latil M., Bardon C., Burger J., Sourieau P. Enhanced oil recovery // TECHNIP, 1980. – P. 3.
42. Levitt D.B., Pope G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, USA, 2008. – P. 1125-1143.
43. Mischenko I.T. Enhanced oil recovery methods / Textbook. Moscow, 2001.
44. Shandrygin A., Lutfullin A. Current status of enhanced recovery techniques in the fields of Russia // SPE 115712, 2008.
45. Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., Gai, Z.: Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress. *Energies* 10, 345 (2017).
46. Tabary R., Bazin B. Advances in Chemical Flooding // Improved Oil recovery (IOR) Techniques and Their Role in Boosting the Recovery Factor: IFP-OAPEC Joint Seminar. – France, 2007.
47. Taber, J. J., "Enhanced Recovery Methods for Heavy and Light Oils," Proc., International Conference Heavy Versus Light Oils: Technical Issues and Economic Considerations. Colorado Springs, 1982.
48. Thomas A. Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview / Ed. by Dr. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64623.
49. Trujillo M. Selection methodology for screening evaluation of enhanced-oil-recovery methods // SPE 139222, 2010.

50. [Электронный источник]. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610>. Дата обращения: 12.04.2021.

51. [Электронный источник]. URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/09/03_SPD-Enhanced-Oil-Recovery-Methods-and-ASP-Technology.pdf. Дата обращения 13.04.2021.

Приложение А

(обязательное)

Chemical methods of Enhanced oil recovery

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Ульянюк М.П.		28.05.21

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Манжай В.Н.	д.х.н.		28.05.21

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Уткина А.Н.	к.филол.н.		28.05.21

INTRODUCTION

Russia is known to increase the contribution in the domestic oil reserves and for this purpose improves oil fields by using technical recovery methods, known as Enhanced Oil Recovery (further EOR). It is necessary to access reserves that were previously unavailable due to the complexity of the structure or the cost of mining. EOR mainly effects on the oil mobility during production and life span of the well and these methods are used for injecting fluids in the drilling process. After using of EOR processes recovery factor (further RF) increases in 30-60 per cent or more of the original one, compared to just 20-40 per cent using primary or secondary recovery methods [37].

ENHANCED OIL RECOVERY METHODS

EOR method as an oil recovery process that involves the injection into the formation of a considerable amount of fluid (in proportion to the porous volume of a reservoir) was not present in the reservoir originally [40]. The efficiency of an EOR method is a measure of its ability to provide greater hydrocarbon recovery than by natural depletion, at an economically attractive production rate [41]. The EOR methods are often referred to as tertiary recovery methods, although, by definition, they may actually be used at any point in the life of a field development. EOR methods are much more likely to be applied at later stages of field development, when traditional recovery methods no longer perform and most geological risks have been removed, which explains association of EOR with tertiary recovery [40].

Most EOR technologies can be divided into three categories: thermal, chemical, or gaseous. Some of the methods, such as the thermo-gas method or foam injection, can be assigned to several categories at once. Thermal methods involve the introduction of energy into the reservoir in the form of heat (mainly in the form of steam) to reduce the viscosity of the oil, which facilitates its movement in the direction of the producing well. In the case of gas methods, gas (natural, nitrogen or CO₂) is injected into the reservoir to increase the efficiency of displacement oil. Depending on the conditions of interaction of the injected gas with oil, such a process can lead to both mixing of gas with oil, and to the coexistence of two immiscible phases (oil and gas) in the reservoir. The efficiency of the displacement process in the case of a mixing gas is higher. Mixing gas with oil is identical to mixing liquid solvents with oil. Liquid solvent injection can be classified into a new class with a wide range of applications [49]. Applicable ranges for several EOR technologies are shown on Figure 1.

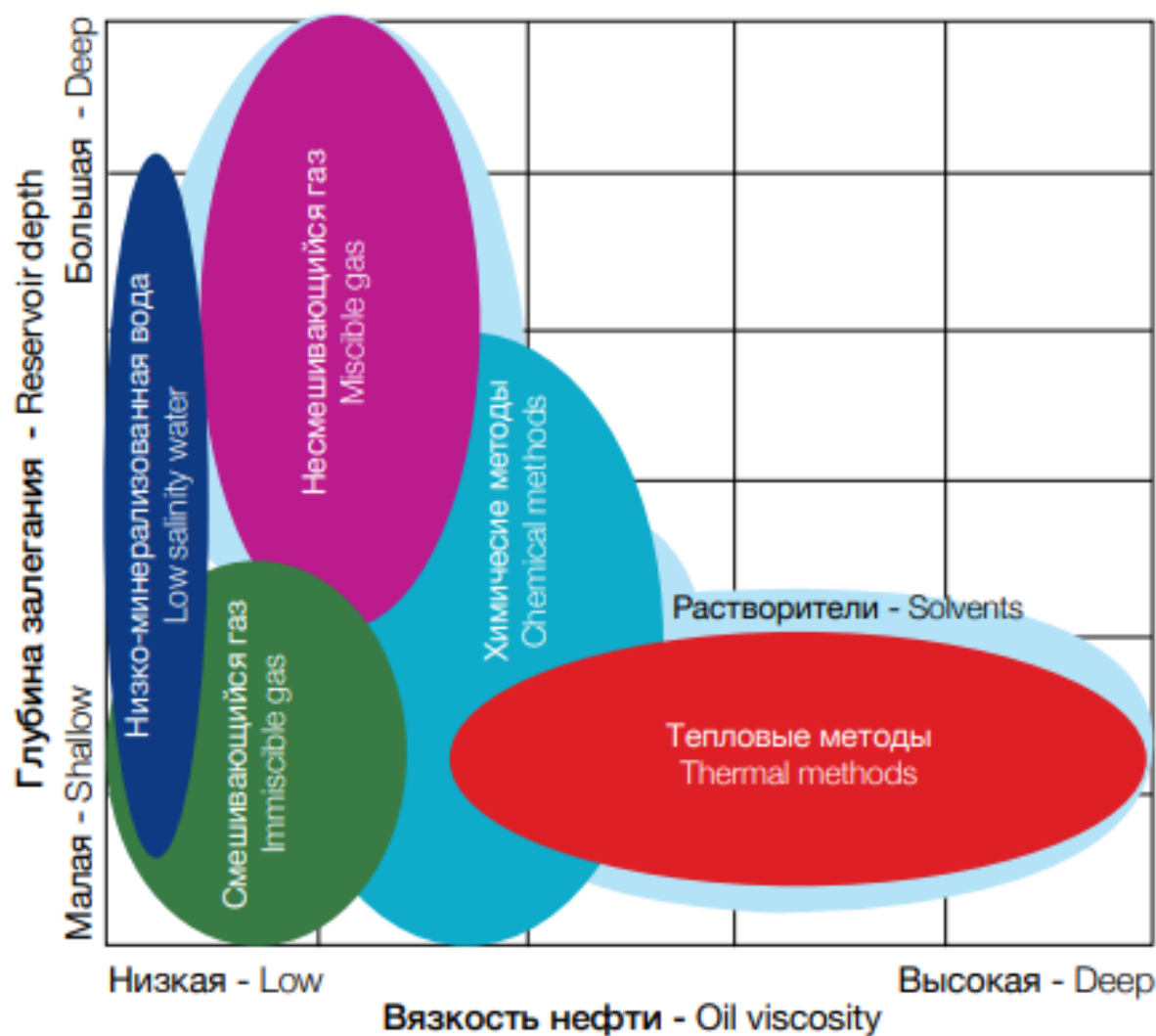


Figure A.1. Applicable ranges for various EOR technologies.

Among all the variety of EOR methods, the chemical EOR method is considered the most promising and there are a number of reasons for this.

1. This method is more effective than thermal and gaseous methods;
2. The application of the method usually does not require complex additional equipment;
3. The capital cost of the method is quite reasonable [42].

Using of chemical EOR method gained popularity at the end of the 20th century, largely due to the fact that oil prices rose significantly and it became advisa-

ble to invest large amounts of money in the development of technologies for its production.

The mechanism of action of the chemical EOR method is to increase the efficiency of water injection into the reservoir to extract more oil. Depending on the type of chemical EOR process, chemicals injected with water change different rock or fluid properties. So chemicals can cause lowering of the IFT between the oil and imbibing mixture or an increment in the viscosity of the injectant for conformance control and oil mobility improving. The injected chemicals may also result in wettability alteration of the rock to increase relative permeability of oil [45].

Chemical EOR method classified is divided into:

1. Polymer flooding;
2. Alkali water solution injection;
3. Surfactant water solution injection;
4. Acid water solution injection;
5. Injection of compositions that block washed channels.

POLYMER FLOODING

The method of polymer water solution is an injection of subconcentration solution of polymer, a high-molecular chemical reagent. Polymers are substances of high-molecular mass of the order 10^4 - 10^6 . They are giants of a chain composition. This substance can considerably increase water viscosity (see Figure 2), thus reducing its mobility resulting in increased bed stimulation sweep (as compared with a conventional waterflooding).

The polymer flooding is used in oil-bearing formations with a considerably high oil viscosity and the mobility ratio of oil and water coefficients, as well as a moderate heterogeneity. The method of polymer flooding is not used for development of oil deposits with gas caps, fractured reservoirs, high permeability and active bottom-water drive [43].

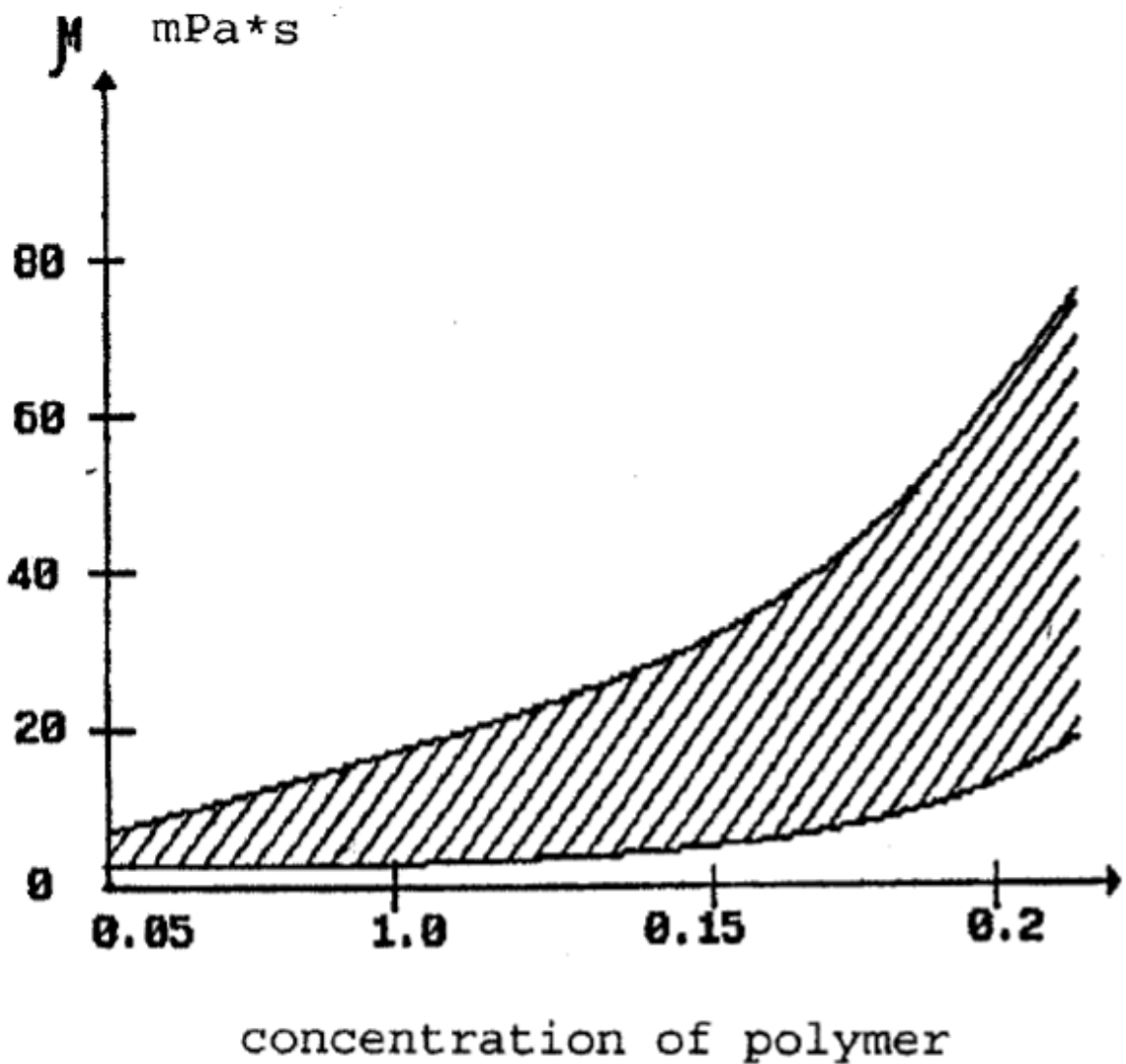


Figure A.2. Viscosity thickened water depending on polymer concentration (for various types).

An oil recovery increase averages 3-10 %. The sizes of polymer fringe vary from 0.1 to 0.4 pores (of pore volume). When polymer is applied, the mobility ratio decreases and, respectively, the lateral and horizontal bed stimulation sweep factor increases. The mobility ratio of water and oil coefficients is presented as:

$$M = \lambda_w / \lambda_o,$$

where $\lambda_i = K_i / \mu_i$, $i = w, o$ - mobility coefficients of water and oil respectively, K_i , i - phase permeability of water and oil, respectively; μ , $i = w, o$ - viscosity of water and oil, respectively.

The dependence of bed stimulation sweep factor for a five-spot well system (WS) on the cumulative volume of pumped thickened water is shown in Figure 3. Oil viscosity was regulated by adding polymers thus increasing viscosity of injected water and decreasing ratio of water and oil mobilities:

$$\lim m \rightarrow 1$$

$$\mu_w \rightarrow \mu_{\max}$$

and increasing sweep efficiency coefficient (K_{sweep}).

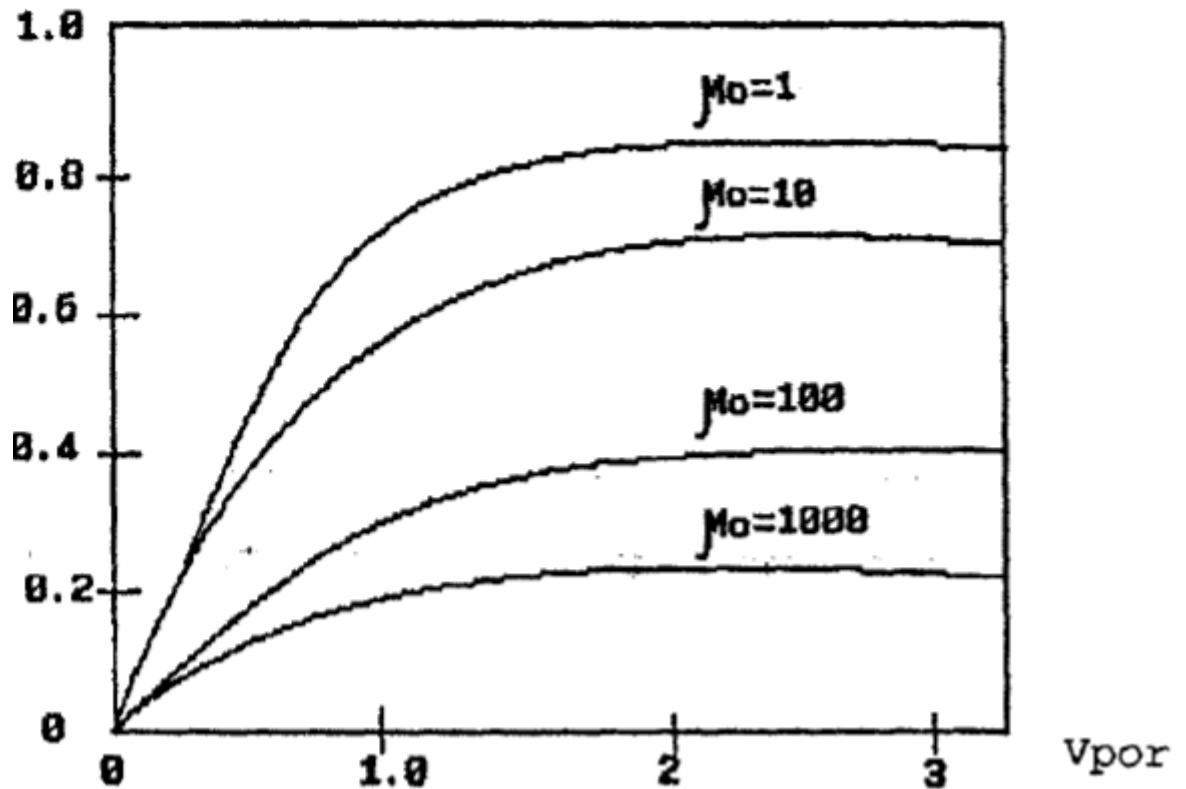


Figure A.3. Dependence of bed simulation sweep for a five-spot well system (WS) on the cumulative volume of pumped thickened water for different oil ratios and water viscosity.

The method of polymer water solution injection was tested since late of the 50s. This method is one of the most efficient recovery methods. The main mechanisms of enhanced oil recovery in polymer water solution injection are;

- water thickening resulting in lower ratio of oil and water mobilities and decreased ability of water breakthrough into the producing wells;
- clogging of high-permeable channel because of polymer adsorption on the rock surface. Sweep efficiency of low-permeable reservoirs increases in this case.

ALKALI WATER SOLUTION INJECTION

The method of alkali water solution injection is the injection into bed of water reagents which cause an alkali reaction. The studies and tests of this method are related to the 20s. However, its wide pilot introduction started in the 70s. The main displacing mechanisms are the following;

- it reduction of inter facial tension;
- oil emulsification (fine-dispersion formation);
- change of rock wettability.

These mechanisms are based on neutralization reaction of oil acid components resulting in alkali soap formation which migrate through the interface because of the tendency of the system to thermodynamic equilibrium. Alkali soaps are formed directly in place of oil and alkali contact (Mischenko, 2001). The minimum of interfacial tension (γ) is observed in the range of mass alkali concentrations from 0.005 to 0.5 %. It should be noted that all intensive transfer through the interfaces is not very long, somewhat of 20-40 min. It takes place when interfacial tension (γ) reduces lower than 0,001 mN/m. The application of alkali water solutions reduces the contact angle (Θ) of rock wettability by water to 10-20 °.

Oil polar components adsorb on the rock surface and hydrophobe it. Alkali solutions are able to return the surface its original properties that are to hydrophobe it. In this case the wettability (contact) angle drops and in some cases it decreases to zero, within this range of concentrations the phase dispersion takes place resulting in formation of the emulsions like «oil in water» (or «water in oil»). The emul-

sion formed in bed reduces the mobility of water phase (or oil phase). Thus oil is extracted from the porous medium due to oil emulsification and its reverse capillary replacement for the alkali solution. The following components are mainly used as alkali reagents:

- ✓ sodium hydroxide - NaOH (caustic soda);
- ✓ siliceous sodium - Na_2SiO_3 (sodium silicon);
- ✓ ammonium hydroxide – NH_4COH (ammonia solution);
- ✓ phosphorous sodium – Na_3PO_4 (trinatrium phosphate solution).

SURFACTANT WATER SOLUTION INJECTION

Surfactants are substances with assymetric structures and consisting of hydrocarbon radical and polar groups. Moreover, the polar groups are mainly hydrophilic and at the oil-water interface they sink into aqueous phase while radicals are hydrophobic and are oriented to the side of an oil phase which is less polar. Such a structure of the substance is the reason for a surface activity (that is, when the substances diffund through all the water fringe, they are concentrated at the oil-water interface, thus reducing surface tension between oil and water from 50 to 7 mN/m. In some cases, to recover additionally the residual oil it's necessary to use surfactants which reduce interfacial tension to 0.01 mN/m [38, 43].

As a result of surfactant using, the following processes occur in the formation:

- Wettability of pore channel surface by displacing water;
- Decreasing of surface tension at oil-water interface;
- Oil displacement from the surface of pore channels;
- Oil dispersion by water flow.

ACID WATER SOLUTION INJECTION (H_2SO_4 , HCL)

The main idea of acid water solution injection method is to create in the formation the fringe of concentrated sulphuric acid pushed by water. The method was developed in the 70s and was mainly used in the Tataria fields (the method was developed in the TatNIPIneft).

The basic oil displacement mechanisms are:

- ❖ decrease of interfacial tension;
- ❖ adsorption of anionactive surfactants which are formed as a result of interaction of sulphuric acid and oil;
- ❖ clogging of high-permeable channels washed by water (due to formation of low-soluble salt crystals: sulphate and calcium sulfonate);
- ❖ decrease of oil viscosity (due to heat release when acid reacts with formation water. The formation temperature may increase to 100 °C);
- ❖ dissolution of carbonate components by sulfuric acid results in formation of carbon dioxide: 1 t of H_2SO_4 , forms up to 0.4 t of CO_2 thus promoting oil displacement mechanism by carbon dioxide and increasing pore channel permeability.

The basic technologies of sulfuric acid water solution injection:

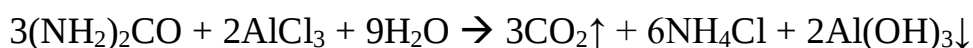
- injection of technical sulfuric acid (93 % concentration);
- injection of alkaline sulfuric acid (wastes of chemical production).

When sulfuric acid water solution is injected, the oil recovery factor increases to 11.2 %. A considerable disadvantage of this method is gypsum formation causing gypsum precipitation in the wells, equipment corrosion and cement breaking in the formation [39].

INJECTION OF COMPOSITIONS THAT BLOCK WASHED CHANNELS

One of the most effective EOR methods for cases with different reservoir permeability is the injection of chemical reagent compositions, the viscosity of which increases significantly under reservoir conditions, as a result of which the washed highly permeable layers become blocked, and further injection of the displacing agent leads to the displacement of oil from previously unused zones.

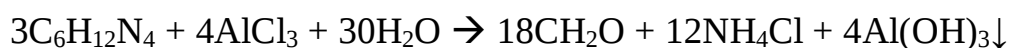
The first example of composition for gel preparation is a low-viscosity aqueous solution ($\eta \sim 1.4 \text{ MPa}\cdot\text{s}$) containing 8% urea and 4% aluminum chloride. The resulting solution has pronounced acidic properties ($\text{pH} \sim 2.5\text{-}3$), which is characteristic of the products of hydrolysis of salts of strong acid and weak base.



The essence of the process is that the solution moving along the wellbore is not reactive, but reaching the target reservoir whose temperature is 363 K, the situation changes dramatically. Urea undergoes hydrolysis when heated, resulting in the release of ammonia, which contributes to a gradual increase in pH to 9, and carbon dioxide, which reduces the viscosity of the extracted fluid by absorption in the hydrocarbon phase. When the pH of the system reaches values approximately equal to 4-5, there is an immediate precipitation of a gel-like precipitate of aluminum hydroxide, which blocks the washed highly permeable interlayer. The effectiveness of this composition as a blocking agent is also confirmed by rheological studies on a rotary viscometer, the results of which revealed that 24 hours after the start of the experiment, the viscosity of the system increases by approximately three orders of magnitude.

The second example of composition is also an aqueous solution ($\eta \sim 1.4 \text{ MPa}\cdot\text{s}$) containing 4% aluminum chloride, but instead of urea, 8% urotropin is

added. The process of changing the pH of the solution changes similarly, urotropin decomposes with the formation of formaldehyde and water, as well as the release of ammonia, the dissolution of which in the rein leads to its alkalization. Aluminum chloride undergoes hydrolysis in an alkaline medium to form a gel-like Al(OH)_3 precipitate.



The main difference between this process and the one described earlier is the lower reaction temperature (313 K), as well as the absence of carbon dioxide in the number of products formed.

This EOR method was considered in the thesis, the efficiency of compositions was confirmed experimentally (results shown in table 1).

Table A.1. Results of experiment.

Composition 1 (8% urea, 4% aluminum chloride)		Composition 2 (8% urotropin, 4% aluminum chloride)	
RF	%	RF	%
Without composition	24.5	Without composition	14.0
Using composition	40.0	Using composition	38.0
Additional	15.5	Additional	24.0

CONCLUSION

Thus, chemical EOR methods are the most advanced and allow us to significantly increase the oil recovery factor, and their variety of types adds to the variability in solving this problem. In addition, due to the increasing number of hard-to-recover reserves being put into development, it can be argued that further development of this direction is necessary.