

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: 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


Тема работы
Оптимизация разработки терригенного коллектора с применением методов увеличения нефтеотдачи на примере нефтяного блока месторождения К

УДК 622.276.6-048.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Шакиров Егор Михайлович		15.06.2022

Руководитель ВКР


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	К. Г-М. Н.		15.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

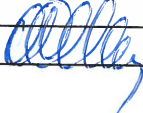
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		15.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д. Г-М. Н.		15.06.2022

Томск – 2022 г.

Результаты освоения основной образовательной программы

Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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	<p>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</p> <p>И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)</p> <p>И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные</p> <p>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</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<p>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</p> <p>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</p> <p>И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач</p>
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)-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

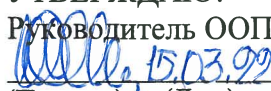
Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

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: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 15.03.22 Чернов О.О.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Шакирову Егору Михайловичу

Тема работы:

Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании разработки газового месторождения X Восточной Сибири	
Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ №70-34/с от 11.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе


(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Комплекс проведенных геофизических исследований скважины, гидродинамические исследования скважин, карта отражающего горизонта. Фондовая литература, научные статьи, учебники и монографии.


<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор и описание существующих методов увеличения нефтеотдачи 2. Геологическая характеристика месторождения К 3. Построение геолого-гидродинамической модели 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность <p>Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графический материал данной работы представлен схемами воздействия методами увеличения нефтеотдачи на пласт, географическими картами, объемным распределением фильтрационно-емкостных свойств пласта, основных параметров добычи с течением времени.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.А., доцент, канд. техн. наук</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рукавишников В.С., доцент, PhD</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Оптимизация разработки терригенного коллектора с применением методов увеличения нефтеотдачи на примере нефтяного блока месторождения К/ Optimization of the development of a terrigenous reservoir using enhanced oil recovery methods on the example of K oil field</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.03.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	К. Г-М. Н.		15.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Шакиров Егор Михайлович		15.03.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Шакирову Егору Михайловичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Затраты ресурсов на построение геологической секторной модели и последующее создание фильтрационной модели
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Операционные затраты на обеспечение работы скважин, а также на проведение геолого-технических мероприятий
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоги на добычу полезных ископаемых и налоги на прибыль с реализации полученной продукции

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Расчет экономической эффективности проектных решение по разработке
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Методические рекомендации по выбору оптимальной системе разработки
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Анализ экономической эффективности предложенных методов
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Сравнительные расчеты прибыли для каждого из вариантов разработки

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Графики движения денежных потоков

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников Валерий Сергеевич	PhD		15.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Шакиров Егор Михайлович	<i>E. Шакиров</i>	15.03.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:


Группа		ФИО	
2ТМ01		Шакирову Егору Михайловичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Оптимизация разработки терригенного коллектора с применением методов увеличения нефтеотдачи на примере нефтяного блока месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: Крапивинское месторождение</p> <p>Область применения: природные ресурсы</p> <p>Рабочая зона: офис</p> <p>Размеры помещения: 15x8 м.</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: офисная мебель (стол, стулья – 1 шт.), персональный компьютер – 1 шт.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: закачка химических реагентов, нагретой воды и пара, волновое воздействие на пласт, закачка поверхностно-активных веществ и т.д.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации, указы Президента РФ, постановления Правительства РФ, постановления Министерства здравоохранения и социального развития, постановления и приказы других министерств межотраслевой компетенций</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - зрительное напряжение; -недостаточный уровень освещенности помещения; - электромагнитное излучение; - непрерывная статическая работа; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перенапряжения в электрической цепи; - обстоятельства техногенного характера. <p>Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора : расчет системы искусственного освещения</p>

<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: обесточивание микрорайона при возникновении аварийной ситуации Воздействие на литосферу: твердые отходы электронного оборудования; твердые отходы за счет утилизации бумаги и оборудования Воздействие на гидросферу: загрязнение при работе канализационных систем Воздействие на атмосферу: выбросы из вентиляционных систем</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:</p>	<p>Возможные ЧС: природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); геологические происшествия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); аварии техногенного характера (отказ систем безопасности; пожар) Наиболее типичная ЧС: пожар в следствие нарушения работы системы электроснабжения</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 15.03.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		15.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Шакиров Егор Михайлович		15.03.2022

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»
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

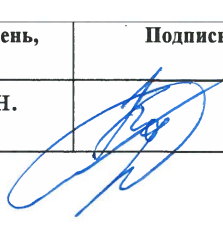
**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	<i>Литературный обзор методов увеличения нефтеотдачи</i>	15
29.03.2022	<i>Геологическое описание исследуемой территории</i>	10
03.03.2022	<i>Раздел на английском языке</i>	5
18.04.2022	<i>Построение секторной геолого-фильтрационной модели</i>	20
01.05.2022	<i>Анализ эффективности применения различных методов увеличения нефтеотдачи</i>	30
09.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
16.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10

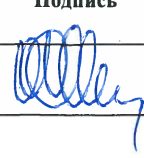
СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	К. Г-М. Н.		15.03.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д. Г-М. Н.		15.03.2022

Реферат

Магистерская диссертация 134 стр., 28 табл., 75 источников.

Ключевые слова: геологическая модель, методы увеличения отдачи, проницаемость, коэффициент охвата, подвижность нефти, коэффициент вытеснения, коэффициент извлечения нефти.

Объект исследования: продуктивный пласт Ю₁³ васюганской свиты месторождения К.

Цель работы: анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождении К, расположенного в Томской области

Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:

- выполнить детальный анализ геологического строения и распределения петрофизических характеристик в резервуаре, а также физико-химических свойств пластовых флюидов, используя данные керновых проб, геологическое описание месторождения;
- привести литературный обзор методов увеличения нефтеотдачи, применяющихся на текущий момент в нефтегазовой отрасли;
- построить секторную геологическую модель месторождения в специализированном программном обеспечении;
- провести симуляцию фильтрационной модели при воздействии различных методов повышения нефтеотдачи на продуктивный пласт;
- предоставить рекомендации по последующей разработке, исходя из результатов расчетов.

Актуальность темы исследования. В связи с высокими темпами роста производства и промышленности мировые запасы нефти и газа постепенно уменьшаются. Залежи с «лёгкой» нефтью, постепенно истощаются, и их количество стабильно уменьшается со временем. Одновременно с этим растет доля залежей с трудноизвлекаемыми запасами, при этом большинство работающих месторождений находится на завершающей стадии. Таким образом, изучение современных способов повышения нефтеотдачи пласта является

крайне важной стороной нефтяного инжиниринга. Для освоения данных методик необходимо первоначально проанализировать текущую ситуацию на производстве и выяснить причины низкой величины извлечения запасов на нефтяных месторождениях.

Область определения: применение методов увеличения с целью оптимизации разработки нефтяного месторождения К.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в определении наиболее эффективного метода увеличения нефтеотдачи с точки зрения экономической рентабельности проекта разработки.

В будущем планируется применение наиболее эффективного способа воздействия на пласт на всей территории месторождения К для определения потенциальной прибыльности полной разработки месторождения К.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: М.О. Коровину и О.С. Черновой, за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

Оглавление

Реферат	11
Введение.....	16
1. Литературный обзор	18
1.1 Актуальные проблемы разработки.....	18
1.2 Методы увеличения нефтеотдачи	22
1.2.1 Гидродинамические методы	23
1.2.2 Тепловые методы	26
1.2.3 Физико-химические методы	29
1.2.4 Газовые методы.....	32
1.3 Другие методы.....	34
2. Общие сведения и геологическое описание месторождения К	36
2.1 Общие сведения	36
2.2 Особенности тектоники месторождения.....	37
2.3 Стратиграфический уровень нефтегазоносности.....	38
2.4 Описание лито-фациальный состава верхневасюганской свиты...	39
2.5 Седиментационная модель.....	40
2.6 Исследования нефтеносности.....	42
2.7 Петрофизические параметры пласта	42
2.8 Пластовые условия месторождения.....	43
2.9 Свойства пластового флюида	44
3. Построение геолого-гидродинамической модели месторождения	45
3.1 Исходные данные.....	45
3.2 Интерпретация данных ГИС.....	47
3.2.1 Расчет петрофизических параметров.....	47

3.2.2	Расчет критериев отсечения.....	54
3.3	Построение геологической модели.....	57
3.3.1	Построение структурной модели	57
3.3.2	Построение кубов пористости и проницаемости	57
3.3.3	Построение куба водонасыщенности	60
3.3.4.	Построение PVT-модели.....	62
3.3.5	Анализ данных ГДИС.....	63
3.3.6	Построение гидродинамической модели	64
4.	Анализ эффективности различных методов увеличения нефтеотдачи	67
4.1	Подбор метода увеличения нефтеотдачи	67
4.2	Расчет базового кейса	69
4.3	Применение гидродинамических методов	70
4.4	Применение газовых методов.....	72
4.5	Применение физико-химических методов	74
4.6	Применение других методов	76
4.7	Результаты расчетов	78
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	79
5.1	Входные данные.....	79
5.2	Расчет чистой приведенной стоимости	80
6.	Социальная ответственность	92
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
6.1.1	Правовые нормы трудового законодательства	93

6.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	94
6.2 Производственная безопасность	95
6.3 Экологическая безопасность	99
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
5 Расчет освещенности рабочего помещения.....	102
Заключение	107
Список использованных источников	108
Приложение А.....	116
1.1 Current development issues	117
1.2 Methods to enhance oil recovery	121
1.2.1 Hydrodynamic methods	121
1.2.2 Thermal methods	124
1.2.3 Physico-chemical methods	127
1.2.4 Gas methods	129
REFERENCE	133
Приложение Б	134

Введение

На данный момент существует проблема падения производства на месторождениях с «легкой нефтью» за счет постепенного истощения запасов и обводнения продукции. Одновременно с этим происходит рост затрат на эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов с высоковязкой нефтью.

Разработка месторождений с низкопродуктивными коллекторами происходит с применением методов увеличения нефтеотдачи, что позволяет повысить коэффициент охвата и вытеснения пласта, проницаемость объекта разработки, и в конечном счете увеличить конечный коэффициент извлечения нефти.

Объектом исследования являлся продуктивный пласт Ю₁³ васюганской свиты месторождения К.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождении К, расположенном в Томской области.

Для достижения данной цели необходимо решить ряд следующих задач:

1. Выполнить детальный анализ геологического строения и петрофизических характеристик, а также физико-химических свойств пластовых флюидов месторождения К;
2. Привести литературный обзор методов увеличения нефтеотдачи, применяющихся на текущий момент в нефтегазовой отрасли;
3. Построить секторную геологическую модель месторождения в специализированном программном обеспечении;
4. Реализовать гидродинамическую симуляцию продуктивного пласта при использовании различных методов повышения нефтеотдачи.
5. Исходя из результатов расчетов, предоставить рекомендации по последующей разработке.

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что в связи с высокими темпами роста производства и промышленности мировые запасы нефти и газа постепенно уменьшаются. На данный момент средняя величина нефтеотдачи стандартного месторождения на территории Российской Федерации не превышает 35-40%. Одновременно с истощением месторождений с «легкой» нефтью растет доля залежей с трудноизвлекаемыми запасами, при этом большинство работающих месторождений находится на завершающей стадии.

Таким образом, изучение современных способов повышения нефтеотдачи пласта является крайне важной стороной нефтяного инжиниринга. Методы увеличения нефтеотдачи позволяют оптимизировать процесс разработки, увеличить объемы добычи и поддерживать их высокий уровень на длительном промежутке времени. Применение усовершенствованной технологии добычи месторождений приведет к увеличению экономической эффективности извлечения нефти и создаст благоприятные условия для реинвестирования капитала.

1. Литературный обзор

1.1 Актуальные проблемы разработки

Оптимальное извлечение углеводородов при разработке является комплексной инженерной задачей, которую решают специалисты на всех месторождениях. Нефтяные месторождения требуют индивидуального подхода и оптимизации разработки с целью достижения наиболее приемлемого уровня добычи. Под разработкой месторождений главным образом понимают комплекс установленных мероприятий по обеспечению добычи полезных ископаемых из недр и сопутствующих компонентов с учетом экономической рентабельности. В то же самое время необходимо учитывать, что каждое месторождение проходит определенный жизненные циклы, стадии разработки.

Первая стадия представляет собой начальные годы освоения месторождения, бурения фонда добывающих скважин и характеризуется наращиванием годовой добычи и реализацией запланированной системой разработки. На этом этапе залежь обладает высокой естественной энергией пласта (водонапорный, гравитационный режим, режим газовой шапки, растворенного газа, режим уплотнения и смешанный), которая обуславливает фонтанный способ добычи. Рост добычи обусловлен непрерывным бурением и вводом в эксплуатацию новых добывающих скважин. Продолжительность данного этапа определяется мощностью объекта разработки, величиной пластового давления, величиной запасов и размерами залежи и обычно составляет в среднем 5 лет.

По завершении первой стадии начинается фаза «плато», при которой годовые дебиты скважин достигают максимального уровня и сохраняются в течении длительного времени. В этот период все оставшаяся часть запланированных скважин вводится в эксплуатацию, добывающие скважины с высокой обводненностью переводят в нагнетательные, также механизированные способы добычи постепенно заменяют фонтанирующие. Второй этап характеризуется широким применением системы поддержания пластового

давления с помощью бурения нагнетательных скважин, через которые производится закачка воды или газа. Конец периода плато может иметь обводненность порядка 50% [16]. Время продолжительности данного периода обуславливается темпами отбора пластовой нефти, величины обводненности продукции, а также потенциалом нахождения новых продуктивных горизонтов. Временные интервалы данной фазы варьируются в пределах 5-7 лет.

Во время третьей стадии месторождение истощается, обводненность продукции растет вместе со значительным падением добычи и может достигать 80-90%. На этом этапе все скважины переводят на механизированный способ добычи с последующим выводом из работы, поскольку при критической обводненности, обслуживание скважины становится нерентабельным. Для повышения эффективности разработки месторождений на таких стадиях используют методы повышения нефтеотдачи, которые позволяют поднять уровень дебита отдельно взятой скважины, увеличить длительность третьей стадии разработки и конечный коэффициент извлечения нефти по пласту в целом. Время продолжения данного периода находится в пределах 3-6 лет. С окончанием третьей стадии заканчивается основной период разработки.

Четвертая стадия является завершающей, которая описывается дальнейшим снижением уровня добычи, ещё большей обводненности (до 95% и более). Четвертый этап является самым продолжительным и может достигать 15-18 лет [12]. На этом этапе проводятся подготовительные мероприятия, которые предшествуют полному закрытию месторождения. Наглядная иллюстрация жизненного цикла месторождения представлена на Рисунке 1.1.

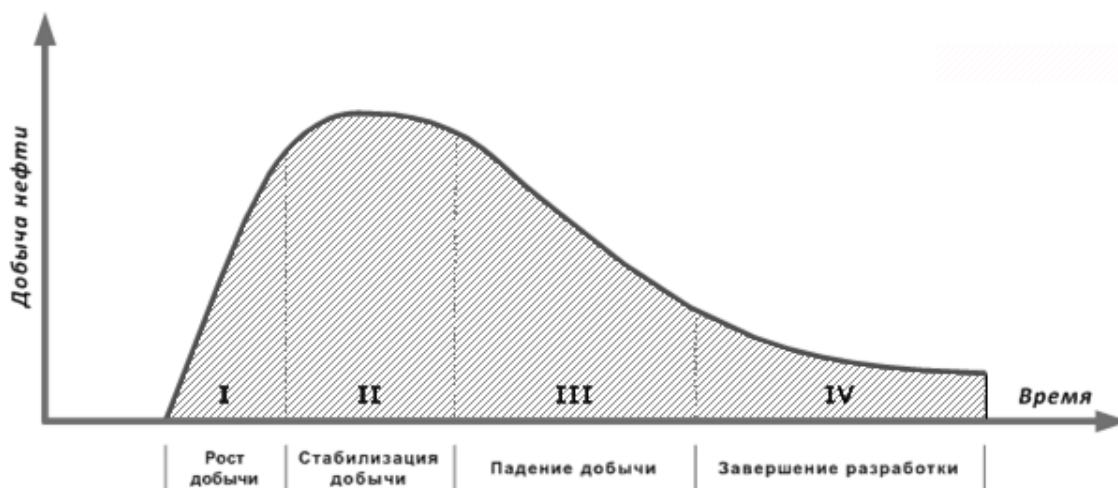


Рисунок 1.1 – Величина годовой добычи нефтяного месторождения на каждой стадии разработки [13]

В связи с высокими темпами роста производства и промышленности мировые запасы нефти и газа постепенно уменьшаются. Залежи с «лёгкой» нефтью, постепенно истощаются и их количество стабильно уменьшается со временем. Одновременно с этим растет доля залежей с трудноизвлекаемыми запасами, при этом большинство работающих месторождений находится на завершающей стадии. Таким образом, изучение современных способов повышения нефтеотдачи пласта является крайне важной стороной нефтяного инжиниринга. Для освоения данных методик необходимо первостепенно проанализировать текущую ситуацию на производстве и выяснить причины низкой величины извлечения запасов на нефтяных месторождениях.

На данный момент, главным способом освоения нефтяного месторождения является заводнение залежи. Однако данный метод не способствует высокой степени извлечения нефти, поскольку не обеспечивает полный охват пласта заводнением. Причиной низкого коэффициента охвата может стать высокая степень литолого-фациальной неоднородности, а также высокая анизотропия проницаемостей продуктивного пласта, что приводит к неравномерному вытеснению пластовой нефти. Образованию остаточной нефти также способствует низкая плотность используемой сетки скважин. По мере

разработки появляется большое количество остаточной нефти, которые образуют так называемые «целики», неохваченные вытесняющим агентом.

Помимо этого, остаточная нефть остается в частично промытых зонах в виде пленки на каналах капилляров породы. В соответствии с характерными изменениями фазовых проницаемостей, при максимальной величине водонасыщенности фазовая проницаемость по нефти равняется нулю, и нефть становится неподвижной. Величина остаточной нефти определяется характеристикой смачиваемости породы, которая зависит от химического состава пластовой нефти, а также закачиваемого реагента. В гидрофобной среде вода концентрируется в крупных порах и формирует протяженные каналы перетока. При закачке воды в гидрофобный коллектор добыча производится с длительным водным периодом после непродолжительной безводной добычи. При этом, остаточная нефть представляет собой тонкую пленку на поверхности зерен породы коллектора и накапливается в мелких и средних поровых каналах. В гидрофильной породе наоборот: вода формирует тонкую пленку на поверхности каналов коллектора и больше всего концентрируется в узких и средних капиллярах, а нефть находится преимущественно в крупных капиллярах. При этом наиболее полно реализуется поршневой процесс вытеснения пластовой нефти. Наиболее высокий коэффициент вытеснения нефти (порядка 70%) характерен для пластов с промежуточной смачиваемостью.

На формирование пленки остаточной нефти в промытых зонах также влияют свойства самой пластовой нефти, которая обладает большим количеством органических соединений. Химический состав и наличие высокомолекулярных компонентов определяет структурно-механические свойства нефти, которые влияют на величину поверхностного натяжения, а также на силу энергетического взаимодействия со стенками пор [15]. В частности, наличие смол и асфальтенов имеет сильное воздействие на поведение нефти под действием вытеснения закачиваемого агента, так как в этих компонентах находится большое число поверхностно-активных веществ,

способствующих адсорбции нефти на капиллярах коллектора и повышающих устойчивость нефтяных дисперсных систем [18].

Таким образом, применение традиционных методов заводнения приводит к неизбежному формированию остаточных запасов залежи и низкому конечному коэффициенту извлечения нефти. По статистике средний объем неизвлеченных запасов приблизительно равен 55-80% в зависимости от месторождения. Поскольку количество новых месторождений углеводородов стремительно уменьшается, главной задачей всей нефтедобывающей отрасли является усовершенствование технологии добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений. Решение данной проблемы заключается в развитии существующих на данный момент физико-химических технологий извлечения нефти, а также последующей разработкой методов увеличения нефтеотдачи.

1.2 Методы увеличения нефтеотдачи

Стандартная классификация методов увеличения нефтеотдачи (МУН) основана на природе воздействующего реагента и разделяется на следующие методы:

1. гидродинамические (форсированный отбор жидкости, циклическое заводнение, изменение фильтрационных потоков и т.д.);
2. физико-химические (закачка поверхностно-активных веществ, мицеллярных растворов, полимеров и т.д.);
3. тепловые (вытеснение нефти теплоносителями, внутрипластовое горение и т.д.);
4. газовые (закачка углеводорода, углекислого газа, азота, водогазовых смесей и т.д.);
5. другие методы (гидравлический разрыв пласта, уплотнение сетки скважин, размещение горизонтальных стволов) [15].

Специфика месторождения, а также свойства пластового флюида определяют набор необходимых методов, эффективнее всего способствующих увеличению нефтеотдачи пласта. Перечисленные выше методы характеризуются различным потенциалом повешения нефтеотдачи (от 1% до 30%) в зависимости от пластовых условий и свойств самого флюида.

1.2.1 Гидродинамические методы

Основным принципом работы гидродинамического метода является управление горизонтальными и вертикальными перетоками в межскважинном пространстве с целью увеличения нефтеотдачи пласта. При этом используют циклическое заводнение, перемену направления фильтрационных потоков и метод форсированного отбора жидкости. Также к гидродинамическим методам относят барьерное заводнение, суть которого заключается в закачке воды в область газонефтяного контакта для создания непроницаемого барьера. Это необходимо для предотвращения прорыва газа в скважину или перетеканию нефти в газовую шапку. При этом увеличиваются темпы добычи газа и нефти за счет возможности одновременной добычи двух флюидов [43].

Циклическое заводнение. Метод циклического заводнения состоит в периодической остановке и возобновлении закачки воды в пласт, что приводит к постоянному повышению и понижению давления в пласте. Физический смысл данного процесса заключается в том, что при закачке вытесняющей воды в пласт нефть сжимается и освобождает капилляры, в которые заходит вода (первый цикл). Часть закачиваемой воды перетекает из высокопроницаемого пласта в низкопроницаемый и вытесняет нефть в направлении добывающей скважины. После прекращения закачки нефть остается огражденной со стороны нагнетающей скважины и начинает перетекать в область добывающей (второй цикл). При этом вода удерживается в низкопроницаемых прослоях за счет

действия капиллярных сил [43]. Оптимальное время цикла рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l^2}{2\chi'} \quad (1.1)$$

где L – расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной, χ – величина пьезопроводности.

На начальных этапах период закачки обычно составляет около 5-10 суток. По мере продвижения фронта вытеснения перерыв между циклами может достигать 60-80 суток [28].

Наиболее высокая эффективность достигается в пластах, которые соответствуют следующим требованиям:

1. коллектор является гидрофильным, неоднородно слоистым или трещиновато поровым;
2. большое количество остаточной нефти;
3. технологическая возможность создания разности давления порядка 0,5 от среднего перепада между линии нагнетания и отбора с помощью специальных насосов;
4. возможность компенсирования закачиваемого объема с помощью двукратного отбора (в период нагнетания приток жидкости в два раза выше).

При циклическом заводнении нагнетающее и добывающее оборудование воспринимает увеличенные нагрузки. В таком случае область продуктивного пласта разделяют на отдельные блоки со смещением периодов закачки и отбора для равномерного распределения нагрузки. Современные насосы способны выдерживать повышенные нагрузки и не требуют перестройки поверхностного оборудования и системы заводнения.

Метод изменения направления фильтрационных потоков. Данная технология заключается в перераспределении направления перетоков флюида в

пласте и их поворота на 90° . Это достигается за счет переменной закачки воды в одни нагнетательные скважины и приостановка закачки в другие [42].

Традиционный процесс заводнения характеризуется образованием целиков за счет низкой подвижности нефти в застойных зонах, которые образуются вследствие вязкостной неустойчивости. При продвижении фронта вытеснения появляются зоны с измененными величиной и направлением градиента давления пластового флюида. Закачиваемая вода проникает в малопроницаемые пропластки, где вытесняет неподвижную нефть в более подвижные зоны. При этом одним из главных требований является достижения пропорциональности объема закачиваемой жидкости и оставшейся нефти.

Данный метод реализуется за счет разделения залежи на области, которых происходит перераспределения районов отбора и закачки воды, а также циклического заводнения или полной остановки отдельных групп добывающих или нагнетательных скважин. Для осуществления данного метода требуются насосные станции необходимой мощности в совокупности с активной системой заводнения [25]. Метод перемены фильтрационных потоков повышает уровень добычи нефти и увеличивает охват пласта заводнением. Наиболее эффективно данный метод работает в пластах с высокой неоднородностью и высокой вязкостью нефти.

Метод форсированного отбора. Следующей разновидностью гидродинамических методов является технология форсированного отбора жидкости, который состоит в периодическом увеличении дебитов на добывающей скважине. Физический принцип данного метода заключается в создании высоких градиентов давления, которые достигаются путем понижения забойного давления. При этом закономерно образуются целики нефти в пластах с низкой проницаемостью. Эффективность данного способа ограничивается следующими требованиями:

1. коэффициенты продуктивности добывающих скважин имеют высокие значения;

2. на завершающей стадии разработки месторождения обводненность не должна быть выше 80-85%;

3. технологическая и техническая возможность увеличения дебитов скважин (конструкция скважины, устойчивость обсадной колонны, качество заканчивания скважины и т.д.) [27].

Переход на форсированный способ добычи должен быть плавный, с постепенным увеличением дебитов добывающих скважин на 30-40%.

1.2.2 Тепловые методы

Использование тепловых методов увеличения нефтеотдачи предполагает вытеснение нефти теплоносителями, к которым относятся закачка горячей воды и пара, а также технологии внутрипластового горения и пароциклической обработки [40]. В общем случае, увеличение нефтеотдачи происходит за счет понижения вязкости и повышением подвижности пластового флюида.

Закачка горячей воды и пара. Разновидностью данного метода является закачка пара или горячей воды в пласт. Благодаря тепловому расширению нефти и горной породы, а также улучшению капиллярной пропитки (в случае гидрофильных резервуаров) нефть легче вытесняется из низкопроницаемых областей залежи. При закачке в пласт различных теплоносителей увеличивается фазовая проницаемость нефти с последующим вытеснением пластового флюида из низкопроницаемых коллекторов. Благодаря этому достигается частичное испарение нефти и ее перенос в газообразном состоянии вглубь пласта. Классическая схема закачки пара в пласт продемонстрирована на Рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Схема закачки горячей воды и пара [25]

Одним из главных факторов при планировании закачки горячей воды или пара является глубина залегания залежи, поскольку с увеличением расстояния до пласта растут потери тепла, возникающие в стволе скважины. Помимо этого, удельная поверхность соприкосновения закачиваемого агента увеличивается с уменьшением эффективной мощности пласта [34]. Таким образом, необходим детальный анализ тепловых потерь, которые могут привести к нецелесообразности энергозатрат на нагрев нагнетаемой жидкости. К поверхностным объектам, необходимым для реализации закачки пара или горячей воды, относят паропровод, устьевой котел, а также другое устьевое и внутрискважинное оборудование.

Метод внутрислоевого горения. Следующей разновидностью тепловых методов является внутрислоевое горение, суть которого заключается в образовании и последующему передвижению в пласте зоны с повышенной температурой. Тепло внутри пласта генерируется за счет окислительных реакции с выделением тепла между пластовой нефтью и закачиваемым в пласт кислородом. Таким образом, часть нефти, которая остается в пласте в результате вытеснения ее водой, водяным паром и испарением нефти впереди фронта горения, используется как горючее топливо для протекания химической реакции.

В реакцию обычно вступают коксоподобные остатки тяжелых фракций нефти, что на выходе дает порядка 5-20% от всех запасов.

Процесс внутрипластового горения по направлению продвижения окисляющего реагента разделяется на два типа:

1. прямоточный процесс (окисляющий реагент движется по направлению движения зоны горения);
2. противоточный процесс (окисляющий реагент движется против направления движения зоны горения).

Суть метода заключается в закачки воздуха через нагнетательные скважины в пласт и последующим мониторингом экзотермической реакции в добывающих скважинах с помощью специальных анализаторов температуры [19]. При отсутствии самопроизвольной химической реакции в первые месяцы закачки, прибегают к самостоятельному инициированию горения с помощью следующих технологий:

1. обдувка воздухом забойного электронагревателя;
2. использование забойной газовой горелкой;
3. закачка катализаторов окислительной реакции.

Время воспламенения зависит от свойств коллектора, физико-химических свойств вытесняемой нефти, способа поджигания и т.д. После инициирования реакции фронт горения перемещается от нагнетательной скважины и расширяется вглубь пласта, что вызывает постепенное увеличение расхода воздуха на компрессорах. Устьевое давление закачки в 1,5-2 раза выше пластового давления.

Наиболее эффективно метод внутрипластового горения реализуется в пластах с мощностью 5-20 м, водонасыщенностью не более 40% и пористостью более 20%, при этом вязкость изменяется в широких пределах [15]. Одной из главных сложностей использования данного метода является низкая возможность управления ходом химических реакций внутри пласта. Неравномерное выгорание нефти приводит к сильному изменению свойств коллектора и усложняет дальнейшую разработку.

1.2.3 Физико-химические методы

Закачка поверхностно-активных веществ. Одним из самых часто используемых способов является закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) в пласт, с помощью которого происходит изменение реологических свойств пластовой нефти. С физической точки зрения ПАВ способствует разделению крупных глобул нефти на более мелкие, снижая поверхностное натяжение на границе вода-нефть-капилляр [10]. Воздействие ПАВ увеличивает капиллярную пропитку водой и отмывает прилипшие к породе капли нефти, благодаря чему нефть становится более подвижной.

По химическим свойствам ПАВ разделяются на ионогенные и неионогенные. Ионогенными называют те вещества, которые при взаимодействии с пластовой водой диссоциируют на ионы и имеют высокую поверхностную активность. К неионогенным относят вещества, обладающие избирательной поверхностной активностью и не распадающиеся при контакте с водной средой. Широкое применение в нефтегазовой промышленности имеют неионогенные ПАВ, поскольку они хуже адсорбируются на поверхности капиллярных каналов, а также приводят к меньшему количеству осадков. Наиболее часто употребляемыми на производстве ПАВ являются различные соли; синтетические жирные, карбоновые или нафтенные кислоты. Существенным плюсом данной методики является минимальные затраты на дополнительное оборудование, так как для эффективного вытеснения требуется использование малоконцентрированного раствора (0,05-0,1 %) [49]. При этом закачка ПАВ в пласт уменьшает натяжение смачивания в 7-9 раз.

Полимерное заводнение. Следующей разновидностью является метод полимерного заводнения. Сущность данного метода заключается в выравнивании подвижности нефти и закачиваемого реагента, в который добавляется высокомолекулярный полимер (полиакриламид), значительно повышающий вязкость воды при сравнительно малых концентрациях. Закачка водного раствора полимеров изменяет гидродинамические параметры

продуктивного пласта [41]. При этом достигается более высокая степень охвата пласта вытеснением, инициируя работу низкопроницаемых пропластков, которые остаются неохваченными процессами вытеснения при стандартном заводнении. Полимерные растворы с концентрацией 0,01-0,1% позволяют увеличить вязкость до 5 мПа•с и выровнять соотношение вязкостей пластовой нефти и воды [21]. Полимерные растворы, закачиваемые в пласт, также способствуют вытеснению связанной воды, вследствие чего растворы вступают в химическую реакцию с горной породой и выпадают на их поверхности. В результате каналы перекрываются, блокируя фильтрацию в них воды. Одновременно с этим растворы полиакриламида преимущественно проникает в высокопроницаемые пласты [57]. Таким образом, действие этих двух эффектов повышает вязкость закачиваемого реагента и снижает проницаемость проводящей среды, что в совокупности приводит к равномерному вытеснению. Схематично изображение закачки полимерного раствора в пласт иллюстрирована на Рисунке 1.3.

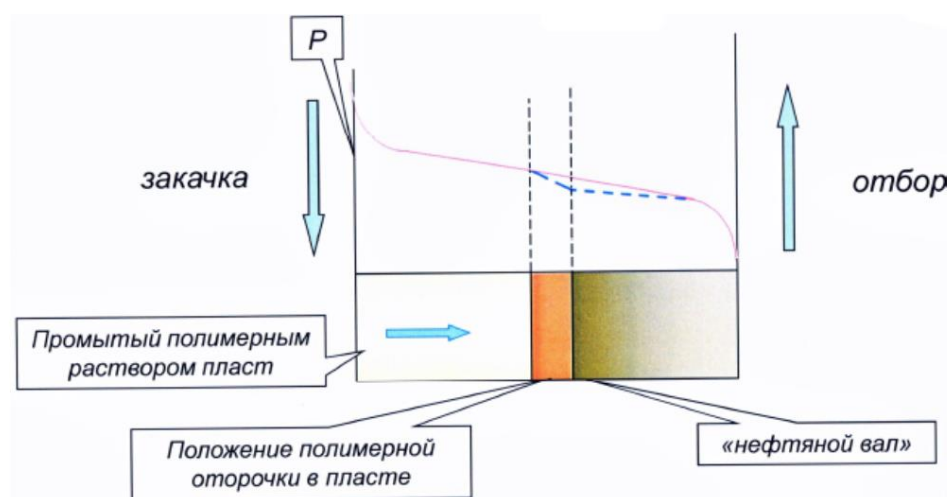


Рисунок 1.3 – Закачка полимерных растворов на водной основе [24]

Рекомендованными требованиями для полимерного вытеснения являются проницаемость 0,1 мД и пластовая температура менее 90°C. Главным недостатком данного способа состоит в резком снижении продуктивности нагнетательных скважин, требующих более высоких давлений для закачки. В

однородных пластах с малой вязкостью нефти, а также на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, закачка полимеров является не столь эффективной. Кроме того, требуется использование установок подготовки полимеров и воды, что также является не полностью решенной задачей.

Закачка щелочных агентов. Принцип данного метода состоит в закачке щелочи в пласт и последующей химической реакции. Пластовая нефть содержит в своем составе органические кислоты различного состава и количества. Попадая в кислотную среду нефти щелочь вступает в химическую реакцию, которая сопровождается образованием поверхностно-активных веществ и последующим снижением межфазного натяжения. В результате образуются мелкодисперсные эмульсии типа «нефть в воде», обладающие повышенными фильтрационными свойствами. Помимо этого, увеличивается смачиваемость горной породы водой вследствие адсорбции органической кислоты на поверхности поровых каналов, таким образом, повышая коэффициент вытеснения нефти. Аналогично полимерам, при вытеснении нефти щелочным раствором образуются продукты химической реакции в виде осадков, которые закупоривают поровые каналы. В качестве закачиваемого реагента рекомендуется использование 0,2-0,5% раствора каустической соды (NaOH) [49,70]. При этом повышение концентрации не дает прироста относительной фазовой проницаемости по нефти. Однако, в случае гидрофобных коллекторов необходимо увеличение концентрации для изменения смачиваемости горной породы.

Главным недостатком данного метода является строгие критерии применения. В условиях низкой активности нефти, высокого содержания солей в пластовой воде и глини в горной породе требуются более высокие расходы щелочи или сниженная эффективность вытеснения нефти по сравнению с чистой водой.

АСП заводнение. АСП технология (ASP – Alkaline-Surfactant-Polymer) является модифицированной версией классического полимерного заводнения. При данном методе перед закачкой полимера происходит нагнетание щелочи и

поверхностно-активных веществ, которые способствуют снижению поверхностного натяжения нефти и увеличению ее мобильности [71].

Уменьшение капиллярного давления и адсорбции на стенках горной породы позволяет вытеснять нефть из более мелких поровых каналов. Увеличение подвижности предоставляет возможность использования гораздо более меньшего количества полимера для последующего вытеснения.

1.2.4 Газовые методы

Суть использования газовых методов заключается в нагнетании газа в пласт для повышения коэффициента нефтеотдачи. Поскольку в гидрофильной породе газ не является смачивающей фазой, то наполнение газом преобладает в более крупных поровых каналах, в отличие от закачки воды, которая преимущественно заполняет мелкие поры за счет действия капиллярных сил. Также под действием гравитационных сил газ накапливается в верхней части пласта.

Водогазовое воздействие. Использование водогазовых смесей в качестве закачиваемого реагента уменьшает недостатки закачки компонентов по отдельности. Оптимальным решением является периодическое нагнетание воды и газа в пласт, при этом объемы расходов пропорциональны объемам мелких и крупных пор коллектора [22]. Фазовая проницаемость по воде зависит от водонасыщенности, а свободный газ повышает коэффициент охвата нефти вытеснением на величину предельной газонасыщенности. Переменная закачка воды и газа выравнивает фронт вытеснения, понижая подвижность высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью.

Данный метод позволяет увеличить КИН на 10-15%, однако имеет ряд недостатков. Главной сложностью является обеспечение равномерного распределения закачиваемого газа по заводняемому объему залежи. Также после

первого цикла происходит резкое изменение продуктивности нагнетательной скважины, вследствие снижения фазовой проницаемости по воде в призабойной зоне. Гравитационное разделение двух фаз уменьшает степень охвата пласта вытеснением, что влияет на эффективность данного метода [34]. Для реализации поочередной закачки требуется усложнение поверхностного оборудования, а также дополнительного числа нагнетательных скважин, необходимых для достижения закачиваемых объемов.

Закачка углеводородных и сжиженных газов. Использование углеводородных газов обуславливается особенностями отдельной залежи, которые не позволяют проводить закачку воды [73]. Это происходит в условиях повышенного содержания глин, которые при взаимодействии с водой набухают, или в пластах с низкой проницаемостью, что вызывает низкую приемистость нагнетательных скважин. Пример метода закачки газа отображена на Рисунке 1.4.

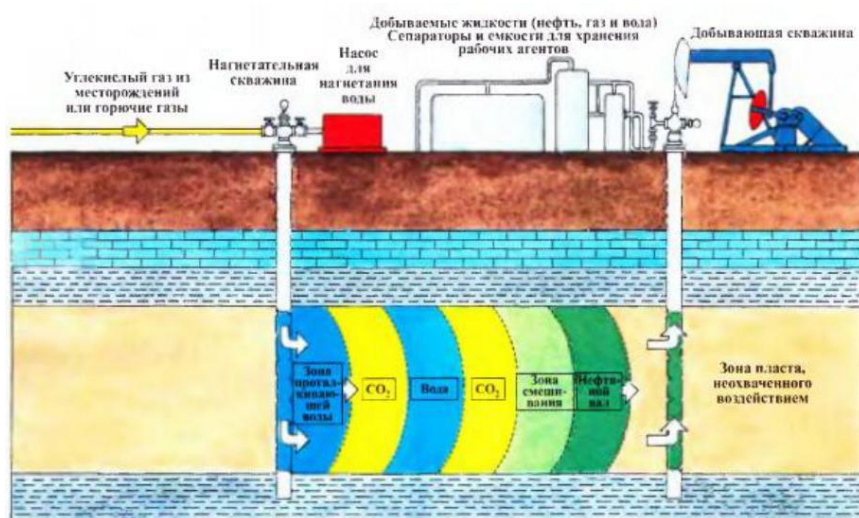


Рисунок 1.4 – Схема закачки газа в пласт [19]

Для достижения наибольшей эффективности необходимо учитывать:

1. однородность пласта: неравномерное вытеснение;
2. гидродинамическая связь залежи: риск утечки при отсутствии гидродинамической замкнутости пласта;
3. вязкость нефти влияет на устойчивость вытеснения.

Помимо этого, структура залежи влияет на схему разработки. Если углы падения пластов больше 15° , то необходима закачка в купол, однако при угле меньше 15° схема разработки представляет собой площадное заводнение [37].

К числу возможных проблем можно отнести прорыв газа, который контролируется проведением анализа химического состава газа, а также величиной газового фактора. Для предотвращения конусообразования отбор добывающих скважин снижают вплоть до их полной остановки. Добавление сжиженного газа в сухой позволяет достичь более полной смешения газа и вытесняемой нефти. Применение обогащенного газа ограничивается высокой стоимостью сжиженного.

1.3 Другие методы

Гидравлический разрыв пласта. При гидроразрыве пласта в скважину под высоким давлением закачивается определенное количество специальной жидкости, смешанной с гранулированным материалом проппантом (Рисунок 1.5). В результате порода разрушается и образуется новая система трещин, которые создают новые каналы для выхода нефти из пласта. После гидроразрыва пласта жидкость откачивается, и скважина начинает добывать нефть. Проппант остается в скважине, чтобы обеспечить сохранение трещину открытой. Таким образом, этот метод может не только увеличить добычу из запасов в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях значительно расширить эту зону за счет присоединения к ней плохо дренируемых участков.

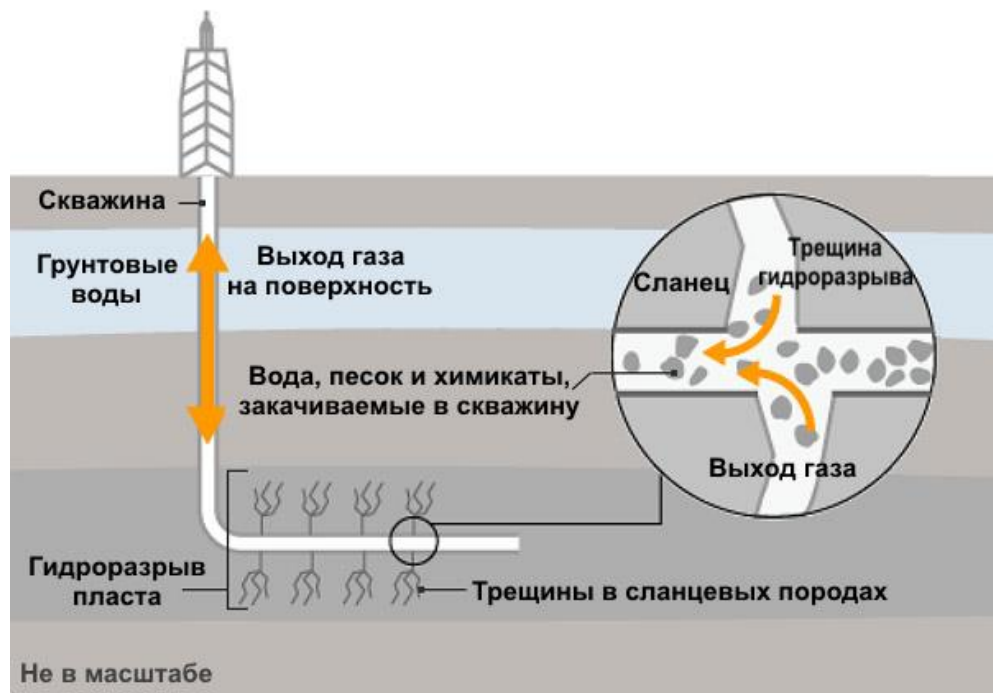


Рисунок 1.5 – Процесс образования трещин при гидравлическом разрыве пласта [11]

Гидро разрыв пласта часто проводится в низкопроницаемых коллекторах, где отдельные зоны и полосы не вовлечены в активную добычу, что снижает нефтеотдачу всего пласта. Проводимость трещин, образовавшихся в результате гидроразрыва пласта, имеет большое значение для качества повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) [58-60]. Повышение проводимости трещин путем правильного выбора высококачественного проппанта и очистки трещин является отдельной областью для исследований.

2. Общие сведения и геологическое описание месторождения К

2.1 Общие сведения

С точки зрения административного районирования нефтяное месторождение К частично располагается в Каргасокском районе Томской области и Тарском районе Омской области (Рисунок 2.1). Согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [33].

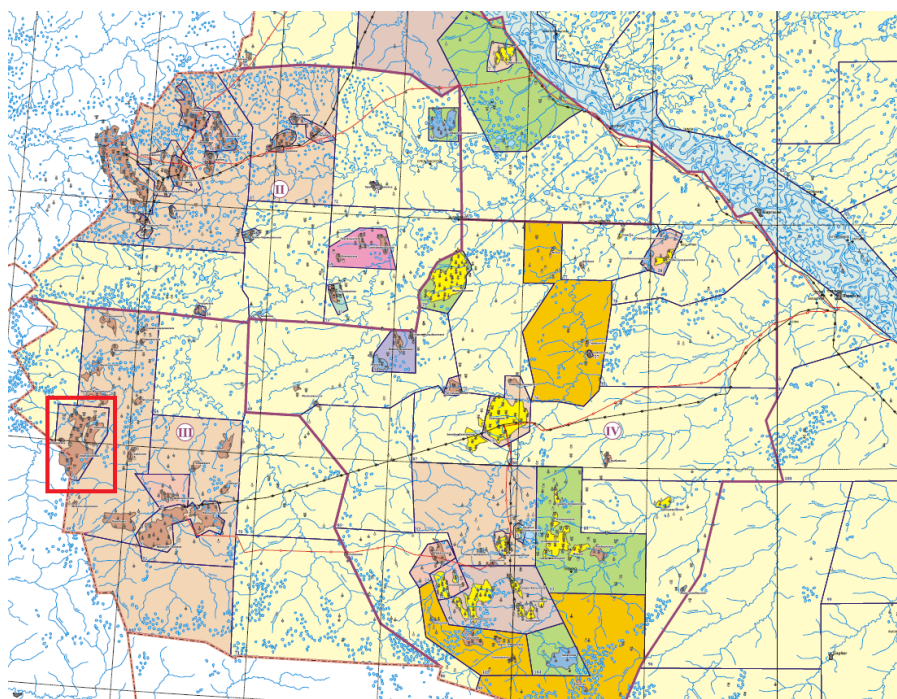


Рисунок 2.1 – Месторасположение нефтяного месторождения К [33]

Бурение поисковых скважин было начато в 1969 году и вскрыло крупную одноименную положительную структуру в южной части Каймысовского свода. Первые добывающие скважины не дали производственных дебитов, вследствие чего работы по дальнейшей разработке были приостановлены. После комплекса сейсморазведочных работ, проведенных в 1980-х годах, нефтеносность горизонта Ю₁³ подтвердилась, и были возобновлены мероприятия по разработке месторождения.

2.2 Особенности тектоники месторождения

С точки зрения тектонического строения месторождение К находится в южной части Каймысовского свода, образуя одноименное локальное поднятие в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия. Структура месторождения представляет собой ряд локальных поднятий, отделенные друг от друга линейными прогибами. Согласно детальному изучению двумерной и трехмерной сейсморазведке, на территории данного месторождения выделяют две крупные положительные структуры, образующих Крапивинскую и Западно-Крапивинскую площадь. Нижний структурный ярус представлен складчато-блоковым палеозойским фундаментом, образованный метаморфизированными горными породами. Осадочный чехол, перекрывающий структуру фундамента, представлен юрскими и меловыми отложениями, сложенными преимущественно терригенными породами. Основным отражающим горизонтом является баженовская свита, индексируемая как Π^a [33].

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской платформы район работ относится к области позднегерцинской складчатости, а в структурном отношении – к Верхневасюганскому антиклинорию, к его юговосточной части. Характерной особенностью Каймысовского свода является субмеридиональная составляющая структурного плана его центральной части и наличие двух основных систем тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания, в региональном плане генетически связанных с Колтогорско-Уренгойским мегапрогибом [33].

По своему строению Крапивинская группа поднятий характеризуется ассиметричностью своего строения с увеличением угла залегания к восточной части. Структура представляется как многокупольная со сложнопостроенной морфологией.

2.3 Стратиграфический уровень нефтегазоносности

Геологическая структура месторождения К характеризуется как сложнопостроенная, с существенной вертикальной и латеральной неоднородностью геологического разреза. Со стратиграфической точки зрения нефтеносные пласты приурочены к верхнеюрским отложениям, которые включают в себя баженовскую, георгиевскую и васюганскую свиты. Верхняя часть геологического разреза отличается наличием в баженовской свите битуминозных аргиллитов, являющимися характерным реперным горизонтом [33].

Васюганская свита. Васюганская свита имеет возраст келловей-оксфорд и подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижневасюганская подсвита представлена темно-серыми аргиллитами и прослоями песчано-алевролитового материала. Также характерными являются включения растительного детрита, пирита и сидерита. В разрезе часто встречаются обломки раковин моллюсков (аммониты и пелециподы) [33].

Верхневасюганская подсвита представляет собой преимущественно песчано-алевритовую толщу, разделяющуюся по вещественному составу на три пачки: подугольная ($Ю_1^4$, $Ю_1^3$), межугольная и надугольная ($Ю_1^2$, $Ю_1^1$). В составе межугольной толщи встречаются прослой углей и мергелей, в кровле и подошве толщи, на большей части Территории Томской области, залегают угольные маломощные пласты.

Основным объектом разработки на месторождении К является продуктивный пласт $Ю_1^3$ (подугольной толщи), общей мощностью 20-30 м. Пласт характеризуется сложностью строения геологического разреза и существенной анизотропией свойств пластов. Кровля пласта $Ю_1^3$ представлена песчано-алевролитовыми прослоями, подошва – темными аргиллитами и глинами с алевролитовыми прослоями.

Георгиевская свита. Свита является монолитной по своему составу толщей глин с характерным серо-зеленоватым оттенком, обусловленным

наличием остатков моллюсков (белемниты и пелециподы), а также ихтиодетрита. Главным образом в георгиевской свите выделяют барабинскую пачку ($Ю_1^0$), представляющую собой киммериджские песчаные отложения, залегающие под баженовской свитой.

Баженовская свита. Баженовская свита представляет собой черно-бурые битуминозные аргиллиты с прослоями карбонатов, алевролитового песчаника и глин. Общая мощность отложений свиты составляет 25-28 м. Подобная литологическая особенность отлично отображается на каротажных диаграммах, таким образом, баженовская свита является великолепным реперным горизонтом [11].

2.4 Литолого-фациальная характеристика верхневасюганской подсвиты

Отложения васюганской подсвиты представлены в районе Крапивинской площади не в полном объеме. Подугольная толща условно делится на два песчаных пласта $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$. Но в большинстве разрезов пласт $Ю_1^4$ полностью замещен глинистыми породами нижневасюганской подсвиты. Алевроглинистые породы нижней переходной части пласта $Ю_1^3$ содержат спорово-пыльцевые комплексы и комплексы микрофауны, свидетельствующие о принадлежности данных отложений к среднему-верхнему келловее – возрасту, характеризующему пласт $Ю_1^4$ [44].

В надугольной толще в разрезах всех скважин присутствует только один пласт, который условно носит название $Ю_1^{1+2}$. По данным биостратиграфической корреляции отложения, выделяемые как комплекс $Ю_1^{1+2}$, а зачастую просто как пласт $Ю_1^2$ содержат фаунистические остатки аммонитов, фораминифер, позволяющие датировать его возраст поздним оксфордом. Пласт $Ю_1^2$ на территории месторождения К отсутствует, что хорошо объясняется данными региональной геологии. Следовательно, на территории Крапивинской структуры

васюганская свита представлена следующими хроностратиграфическими подразделениями: нижневасюганская подсвита среднекелловейского возраста; пласт Ю₁⁴ – верхний келловей; пласт Ю₁³ – ранний оксфорд; межугольная толща – средний оксфорд; пласт Ю₁² – отсутствует, выклинивается на этой части Каймысовского свода; пласт Ю₁¹, имеющий позднеоксфордский возраст. Наиболее выдержанными подразделениями являются пласты Ю₁³, Ю₁¹ и глинисто-аргиллитовая пачка их разделяющая [44].

2.5 Седиментационная модель

Седиментологическая модель представлена по результатам исследования [44]. В келловей – оксфордском веке на исследуемой территории наблюдались признаки прибрежной части мелководного эпиконтинентального морского бассейна. Накопление осадков происходило за счет привноса обломочного материала из континента, который разносился вдольбереговыми течениями и подвергался интенсивному волновому воздействию. При этом выявлены признаки образования песчаных тел: прибрежные отмели, бары, барьеры, вдольбереговые валы, песчаные пляжи, отложения, связанные с подводными и разрывными течениями [44].

Значительный приток обломочного материала сопровождался отступанием береговой линии. Поэтому наблюдается регрессивная последовательность увеличения зернистости вверх по разрезу. Кратковременные и быстрые трансгрессии моря, вызванные подъемом его уровня, приводили к формированию морских глин, залегающих в кровле циклитов Ю₁⁴ и Ю₁³ [44].

Средняя угленосная пачка, представленная чередованием аргиллитов, алевролитов, углей, песчано-алевритовых и песчаных разностей имеет прибрежно-континентальный генезис и завершает регрессивный цикл. Электрометрические типы фаций пачки представлены на Рисунке. 2.2.

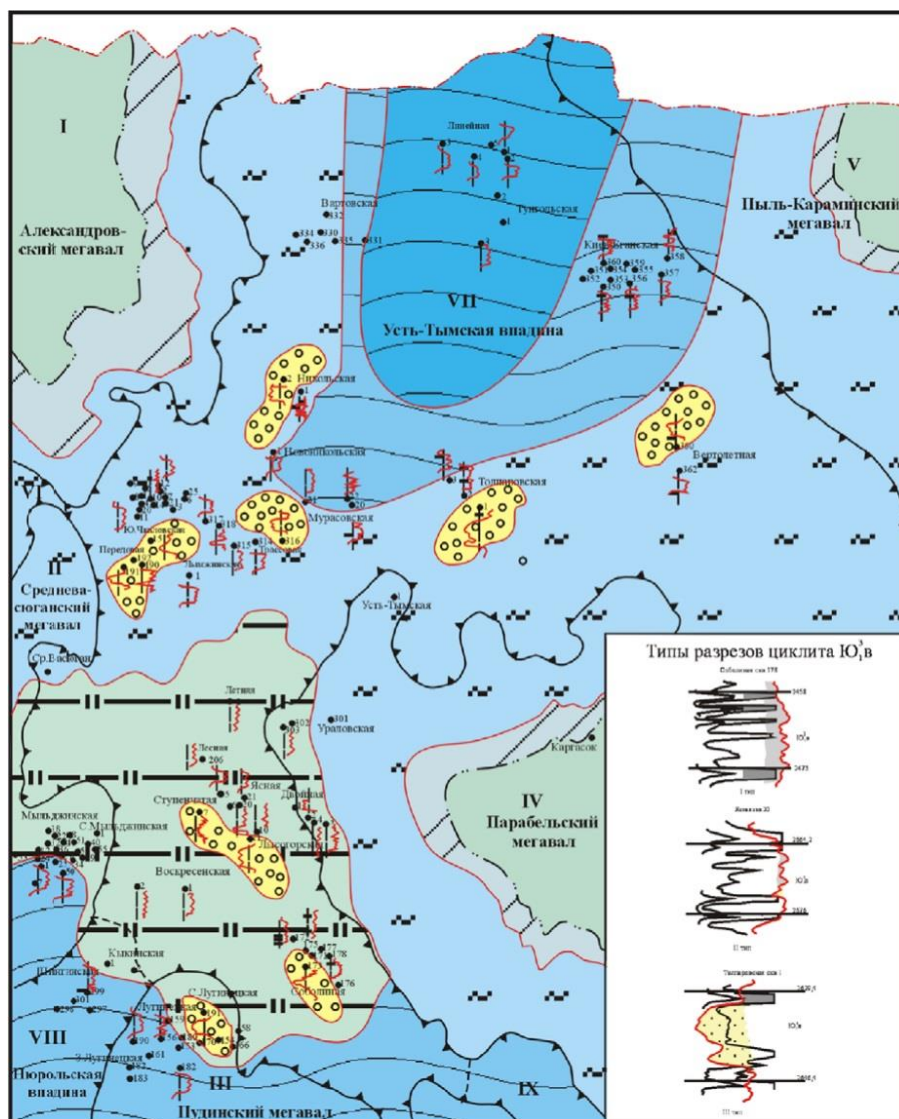


Рисунок 2.2 – Карта литолого-фациального распространения циклита подугольной толщи на территории Томской области [44]

Верхняя пачка отражает трансгрессивный прибрежно-морской цикл, с последующим накоплением глин георгиевской (барабинская пачка) и завершающийся отложением битуминозных аргиллитов баженовской свиты.

2.6 Исследования нефтеносности

По итогам пробной эксплуатации в первых 32 разведочных скважинах были проведены гидропрослушивание и опробирование, которые позволили оценить потенциальную продуктивность залежи по всему разрезу и площади месторождения. Комплекс гидродинамических исследований скважин (ГДИС) для пластов было проведено на 16 эксплуатационных скважинах, из которых на 8 скважинах были проведены исследования на установившемся режиме и на 8 – на неустановившемся. Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) по контролю за разработкой с целью определения профилей притока с попутным определением герметичности эксплуатационных колонн проведены в 15 добывающих скважинах. На поисковом и разведочном этапе в пределах Каймысовского свода проводились региональные геолого-геофизические работы. По результатам работ было отмечено, что пласт Ю₁³ наиболее продуктивен, в котором наиболее продуктивной является верхняя часть пласта. Относительная большая мощность, литологическая и фациальная изменчивость, а также сложное литологическое строение пласта привело к разделению на три основных пачки, индексируемые как Ю₁^{3А}, Ю₁^{3Б} и Ю₁^{3В} [33]. Данные пачки отличаются по своим фильтрационно-емкостным свойствам и формируют 12 залежей нефти. Определение коллекторских свойств пласта приводилось по данным геофизических исследований, а также анализа керновых проб.

2.7 Петрофизические параметры пласта

Пачка Ю₁^{3В} характеризуется большим диапазоном изменения песчаности (0,2 – 0,7). Интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС) и керна определила среднюю пористость в интервале 14,2-15,6%. Средняя проницаемость равняется 6-10 мД, водонасыщенность – 0,52. Пачка Ю₁^{3Б} имеет песчаность в пределах 0,5-0,8. В соответствие с данными ГИС и

анализа керна, пористость пачки изменяется от 14,4 до 16,8%. Проницаемость равняется приблизительно 12-20 мД, водонасыщенности – 0,35. Пачка Ю₁^{3А} является наиболее продуктивной благодаря однородному массивному строению и латеральной выдержанности, что выражается в высокой доли песчаности (0,85-0,88). В соответствие с кривыми ГИС и керновых проб, пористость данной пачки изменяется в пределах 15,9-17,8%. Проницаемость в отдельных пропластках достигает 40-50 мД, водонасыщенность — 0,32 [18].

2.8 Пластовые условия месторождения

На территории Западно-Крапивинского структурного мыса пласт Ю₁³ залегает на глубинах между изогипсами 2580-2640 м по абсолютным отметкам. Исследование свойств пластового флюида происходило с помощью глубинных проб нефти. Для этого использовались пробоотборники ВПП-300 в количестве 3 штук. Испытание проводилось в скважине А-1 на глубине интервала перфорации 2597-2811 (пачка Ю₁^{3Б}) [33]. Начальные данные о пластовых условиях представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Пластовые условия

Пластовое давление, МПа	27
Пластовая температура, °С	92
Давление насыщения при пластовой температуре, МПа	6,5
Температурный коэффициент давления насыщения, МПа/°С	0,0264
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,53
Температурный коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С·10 ⁻⁴	7,42

2.9 Свойства пластового флюида

Основными свойствами пластовой нефти на месторождении К является низкое газосодержание ($32,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$), а также относительно высокую плотность ($0,770 \text{ г}/\text{см}^3$) в пластовых условиях, что обуславливает непродолжительный период фонтанного способа добычи [33]. С другой стороны, рекомендуется механизированный способ, что также предопределяется низким газосодержанием. Наиболее подробная информация приведена в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – PVT-свойства флюида (ступенчатая сепарация)

Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовом давлении и пластовой температуре	1,091
Объемный коэффициент пластовой нефти при давлении насыщения и пластовой температуре	1,109
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	32,2
Плотность пластовой нефти при пластовой температуре, $\text{кг}/\text{м}^3$ (при пластовом давлении)	806
Плотность пластовой нефти при пластовой температуре, $\text{кг}/\text{м}^3$ (при давлении насыщения)	793
Динамическая вязкость нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$ (при пластовом давлении и пластовой температуре)	1,26
Динамическая вязкость нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$ при давлении насыщения и пластовой температуре	1,02
Плотность сепарированной нефти при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	852
Плотность растворенного газа при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	0,853
Коэффициент растворимости газа, $(\text{м}^3/\text{м}^3)/\text{МПа}$	5,97

3. Построение геолого-гидродинамической модели месторождения

Основным средством для анализа эффективности различных методов нефтеотдачи являются численное геолого-гидродинамическое моделирование, сравнительный анализ и вычислительный эксперимент с использованием реальной модели нефтяной залежи [23]. Моделирование повсеместно используется при изучении различных объектов и последующем прогнозировании их характеристик. Геологические и гидродинамические модели находят широкое применение в нефтегазовой отрасли при разработке месторождений углеводородов.

3.1 Исходные данные

Исходными данными для построения геолого-гидродинамической модели являлись: описание геологических особенностей участка месторождения, структурная карта кровли баженовской свиты, описание керна, данные ГИС, результаты лабораторных исследования керна, данные испытания скважин, история добычи по скважинам и данные PVT-свойств нефтяного пласта Ю₁³. Для проведения исследования эффективности различных методов увеличения отдачи была выбрана северо-западная часть нефтяного месторождения К, на которых были выбраны 10 скважин из общего фонда в рамках исследования. При корреляции пласта использовалась кровля баженовской свиты, которая является региональным реперным горизонтом. Обеспеченность кривыми ГИС приведена Таблице 3.1 ниже.

Таблица 3.1 – Каротажные диаграммы для скважин

Скв. ГИС	190P	192P	199P	201P	202P	203P	205P	206P	207P	211P
Литология										
SP	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
GK	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
DS	+	+	-	+	-	+	+	+	+	-
MPZ	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
MGZ	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Пористость										
NKT	-	-	+	+	+	-	+	-	-	+
DT	+	+	+	+	+	-	+	+	-	+
Насыщенность										
ILD	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+
BK	-	-	-	+	+	+	-	+	+	+
GZ1-5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Анализ керновых проб также предоставлен в достаточно большом количестве, который используется для оценки качества последующих расчетов петрофизических характеристик пласта. Сводная Таблица 3.2 предоставлена ниже.

Таблица 3.2 – Анализ керна

Скв. Параметр	190P	192P	199P	201P	202P	203P	205P	206P	207P	211P
Описание керна	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-
Фотография керна из кернохранилища	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-
Линейный вынос керна, %	-	-	60,7	-	54,2	56,0	-	-	-	-
Количество взятых проб										
Пористость	50	57	51	70	50	96	63	107	14	70
Проницаемость (параллельная)	25	42	45	60	42	70	52	95	12	46
Водонасыщенность	21	31	15	50	42	70	32	75	33	53

3.2 Интерпретация данных геофизических исследований скважин

На данном этапе интерпретация данных ГИС осуществлялась в специализированном программном обеспечении (ПО) «Techlog» компании Schlumberger в целях определения петрофизических параметра пласта в интервале продуктивного пласта. После этого было произведено ремасштабирование данных свойств для построения геологической модели.

3.2.1 Расчет петрофизических параметров

Оценка глинистости проводилась с использованием гамма-каротажа (ГК) и рассчитывалась по формуле Ларионова:

$$V_{sh} = 0.083 \cdot (2^{3.71 \cdot I_{GR}} - 1), \quad (3.1)$$

где I_{GR} – индекс глинистости.

Расчет эффективной пористости проводился с помощью акустического каротажа с учетом глинистости:

$$\varphi_{eff} = \frac{\Delta t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} - V_{sh} \cdot \frac{\Delta t_{sh} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}}, \quad (3.2)$$

где: Δt – время пробега акустической волны, t_{ma} время пробега акустической волны в матрице, t_f - время пробега акустической волны в буровом растворе, Δt_{sh} - время пробега акустической волны в глинах.

На Рисунке 3.1 отображена корреляция рассчитанной пористости и пористости, полученной по керну, на примере скважины АЗ.

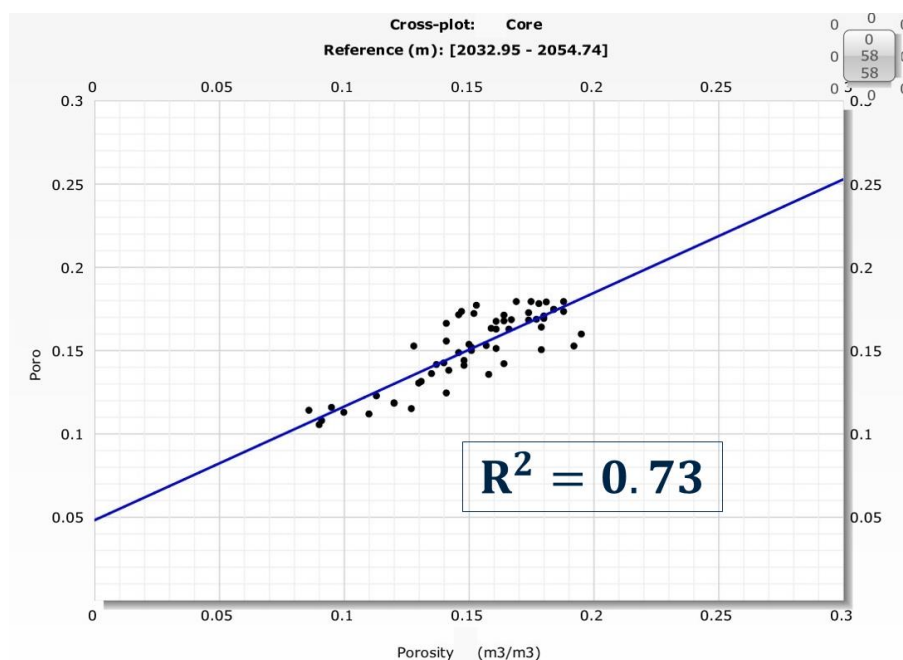


Рисунок 3.1 – Корреляция рассчитанной пористости и пористости по керну для скважины А3

Расчет проницаемости осуществлялся с использованием корреляций между значениями пористости и проницаемости по керну, полученных для каждого литотипа [45]. Согласно Рисунку 3.2 на территории месторождения К выделяют 4 зоны с отличающимися фильтрационно-емкостными свойствами:

Зона 1: фации баровых песчаников, отличающиеся высоким значением проницаемости; литотип 1а соответствует стабильной береговой линии; литотипы 1б и 1в характеризуют наличие устьевых баров второстепенных дельтовых каналов;

Зона 2: фации русла дельты с выдержанным латеральным распространением свойств;

Зона 3: переходная зона между морской и континентальной обстановкой осадконакопления с частым переслаиванием;

Зона 4: фации береговых песчаников, характеризующиеся ухудшением коллекторских свойств [45].

Северная часть месторождения характеризуется чередованием высокопроницаемых и низкопроницаемых зон (литотипы 1б, 1в и 4), что наглядно отображено на Рисунке 3.2 ниже.

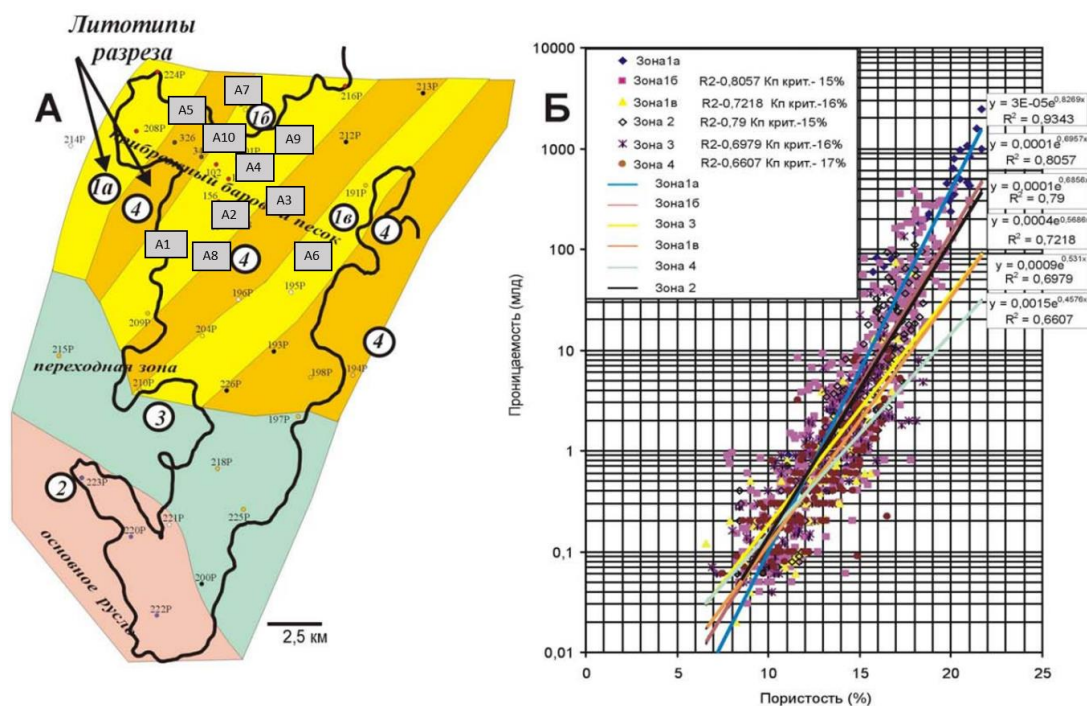


Рисунок 3.2 – Зависимость пористости и проницаемости по керну

Согласно расстановке исследуемых скважин, были выбраны корреляции, приведенные в Таблице 3.3.

Таблица 3.3. – Подбор корреляции для расчета проницаемости

Скважина	Зона	Вид корреляции	Корреляция
A1	1б	$k = 0,0001 \times e^{0,6957 \times \varphi}$	0,8057
A2	1б	$k = 0,0001 \times e^{0,6957 \times \varphi}$	0,8057
A3	4	$k = 0,0015 \times e^{0,4576 \varphi}$	0,6661
A4	1б	$k = 0,0001 \times e^{0,6957 \times \varphi}$	0,8057
A5	4	$k = 0,0015 \times e^{0,4576 \varphi}$	0,6661
A6	1в	$k = 0,0009 \times e^{0,531 \times \varphi}$	0,6979
A7	4	$k = 0,0015 \times e^{0,4576 \varphi}$	0,6661
A8	4	$k = 0,0015 \times e^{0,4576 \varphi}$	0,6661
A9	1б	$k = 0,0001 \times e^{0,6957 \times \varphi}$	0,8057
A10	1б	$k = 0,0001 \times e^{0,6957 \times \varphi}$	0,8057

На Рисунке 3.3 отображена корреляция рассчитанной проницаемости и проницаемости, полученной по керну, на примере скважины А3.

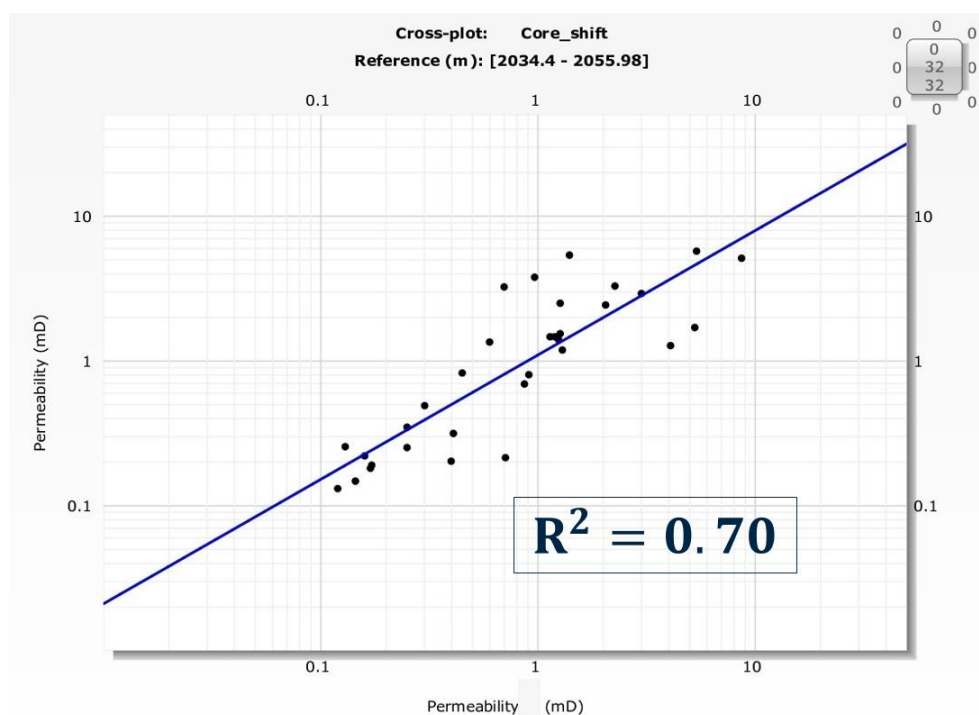


Рисунок 3.3 - Корреляция рассчитанной проницаемости и проницаемости по керну для скважины А3

Величина корреляции по проницаемости равна 0.7, что также позволяет использовать данное выражение для определения проницаемости по всему пласту.

Для расчета водонасыщенности были найдены коэффициенты a , b , m , n , использующиеся в уравнении Арчи-Дахнова, определение которых производилось с помощью построения соответствующих графиков, приведенных на Рисунках 3.4 и 3.5 [61].

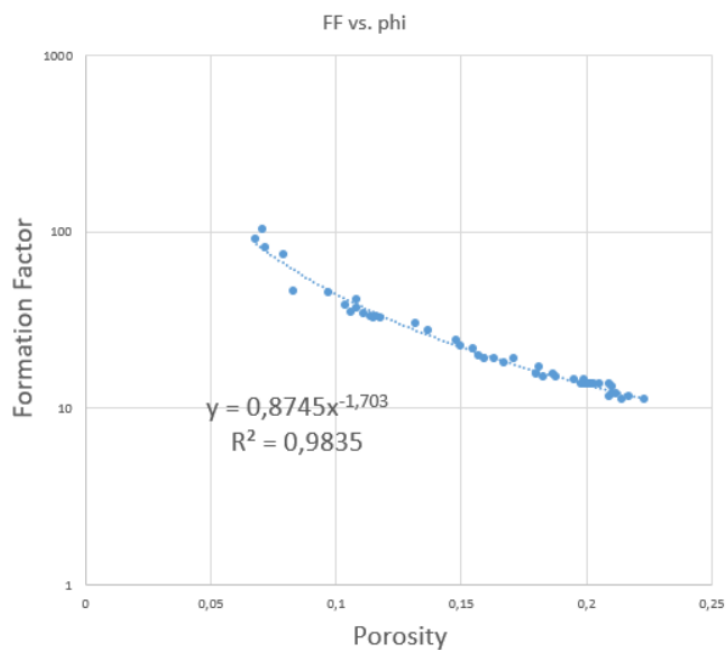


Рисунок 3.4 – График зависимости FF от пористости

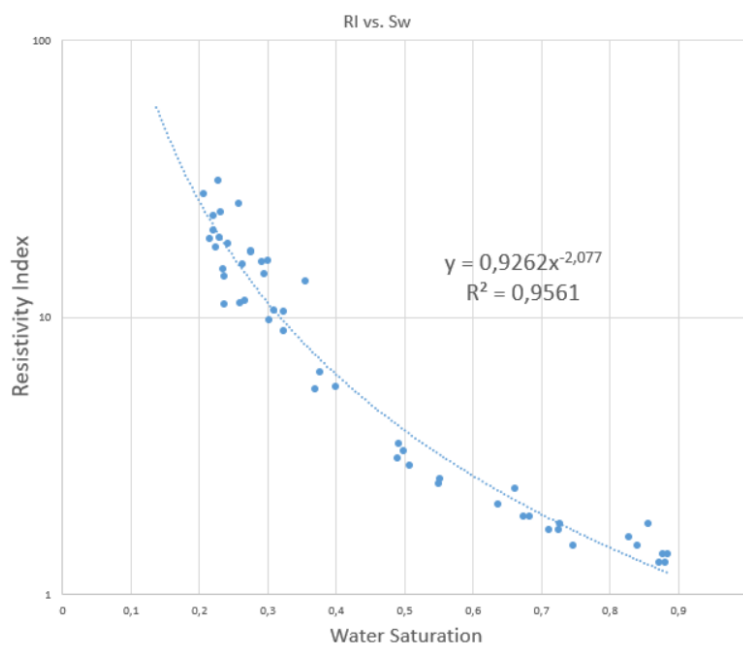


Рисунок 3.5 – График зависимости параметра насыщенности от пористости

Согласно приведенным выше графикам, была создана таблица (Таблица 3.4) коэффициентов Арчи, которые использовались для дальнейшего расчета водонасыщенности.

Таблица 3.4 – Коэффициенты уравнения Арчи

a	b	b	n
0,8745	0,9262	1,703	2,077

Для определения величины удельного сопротивления пластовой воды использовался график, приведенный на Рисунке 3.6 ниже. В Приложении Б представлена таблица, в которой была определена суммарная соленость пластовой воды по компонентам Cl^- , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} и Na^+ , поскольку данные элементы имеют наибольшую концентрацию.

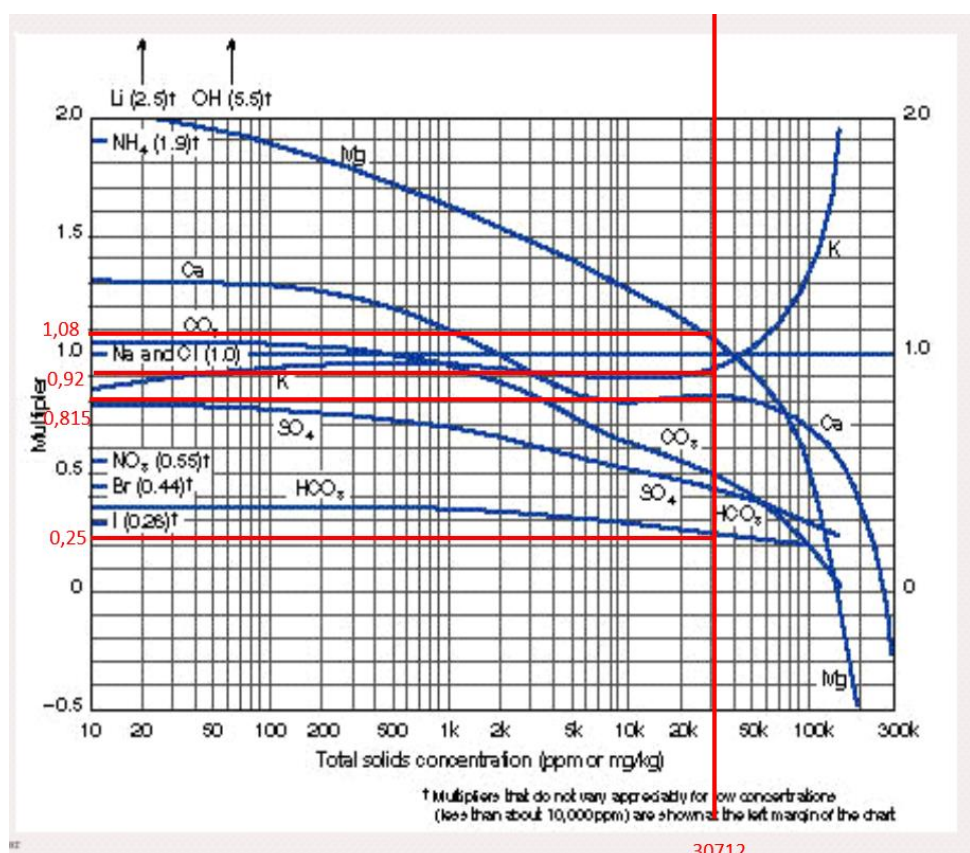


Рисунок 3.6 – График определения солености пластовой воды [61]

Значение солености позволяет определить сопротивление пластовой воды с использованием специальной палетки (Рисунок 3.7).

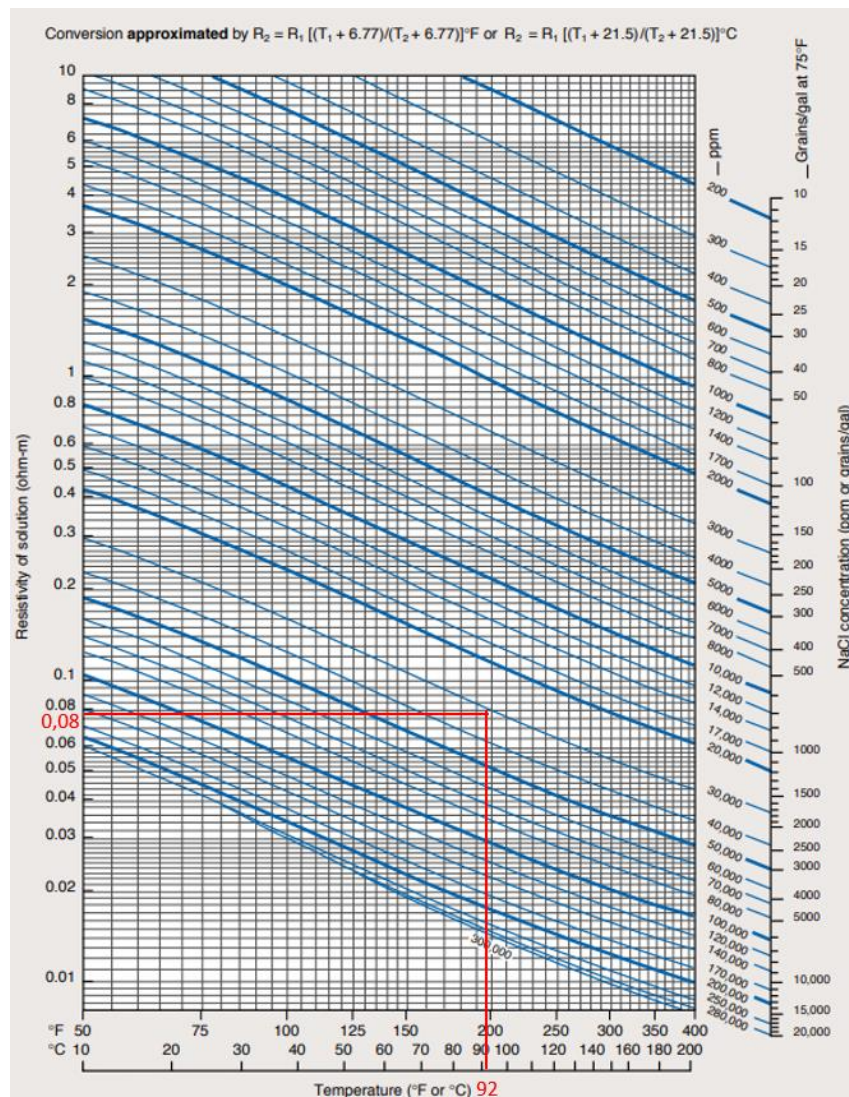


Рисунок 3.7 – Палетка для определения удельного сопротивления пластовой воды при пластовой температуре [61]

Расчет водонасыщенности в интервале коллектора рассчитывалось по формуле Арчи-Дахнова:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot b \cdot R_w}{\varphi^m \cdot R_t}}, \quad (3.4)$$

где: R_w – сопротивление пластовой воды, R_t – кажущееся сопротивление горной породы, φ – пористость пласта, n и b – показатели насыщения, m – коэффициент цементированности, a – коэффициент извилистости поровых каналов.

Расчет пористости, проницаемости и водонасыщенности сопровождается последующим сопоставлением с предоставленными данными керновых проб. Рассчитанные параметры имеют величину корреляции более 70%, что позволяет использовать произведенные расчеты для моделирования.

3.2.2 Расчет критериев отсеечения

После вычисления всех петрофизических свойств пласта были найдены критерии отсеечения соответствующих параметров. Прежде всего, были взяты значения глинистости и построены две кривые для коллектора и не коллектора. Для удобства построения кривых значения были округлены до ближайших десятых. Пересечение гистограмм дало значение глинистости 0,49 (Рисунок 3.8).

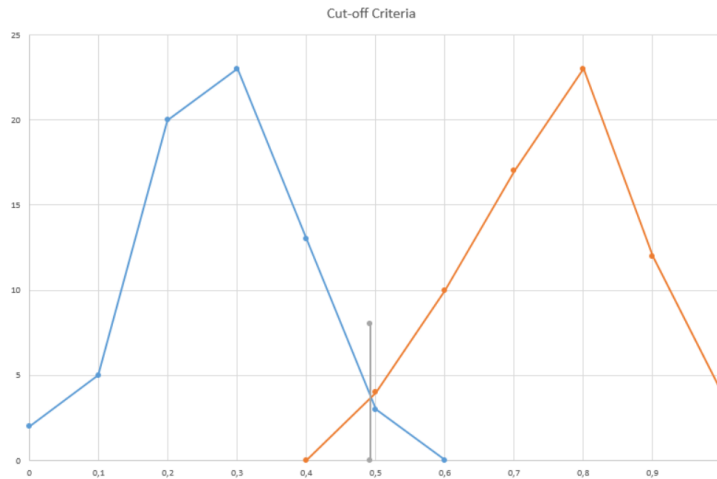


Рисунок 3.8 - Критерий отсечения глинистости

Для нахождения критериев отсечения водонасыщенности необходимо построить кривую фракционного потока и найти критическую водонасыщенность при значении $f_w = 0,98$ (Рисунок 3.9). Для этого была построена PVT-модель, с помощью которой была найдена вязкость воды. Вязкость воды, выбрана равной 0,3354 сП, а критическое водонасыщение, $S_{wcr} = 0,756$ - при $f_w = 0,98$.

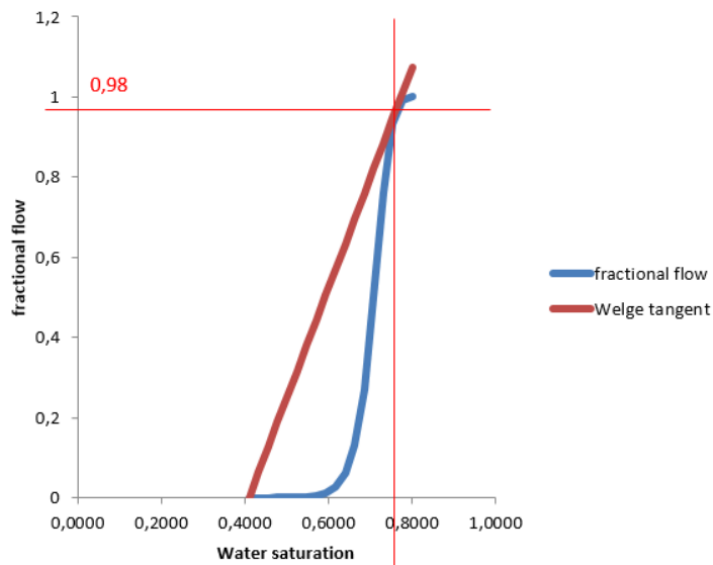


Рисунок 3.9 – Кривая фракционного потока

Для определения критической пористости необходимо взять значения проницаемости и пористости ($\phi_d = \phi \cdot (1 - S_{or} - S_{wc})$) из интервала коллектора (Рисунок 3.10).

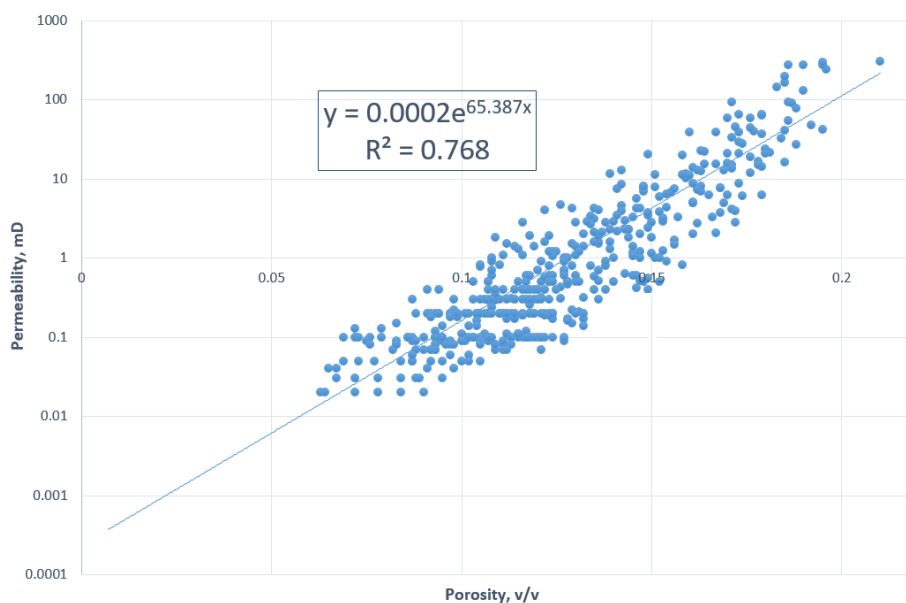


Рисунок 3.10 – Зависимость проницаемости от динамической пористости

Значение проницаемости 1мД подставляем в зависимость ($k = 0,0005 \cdot \exp(58,685 \cdot \phi)$) проницаемости, k от пористости, ϕ и находим критерий отсечения пористости, который равен 0,115 д.е.. Результат вычисления всех критериев отсечения представлена в Таблице 3.5 ниже.

Таблица 3.5 – Критерии отсечения

Критерий отсечения	$V_{sh}, \text{M}^3/\text{M}^3$	$\phi_{cf}, \text{M}^3/\text{M}^3$	k, mD	$S_w, \text{M}^3/\text{M}^3$
Значение	0,492	0,125	1	0,756

В соответствие с критериями отсечения интервал пласта был разделен на зоны коллектор – не коллектор, которое в последствие используется при моделировании.

3.3 Построение геологической модели

Построение геологической модели происходило в специализированном ПО «Petrel» компании Schlumberger в соответствии с регламентом по созданию геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.

3.3.1 Построение структурной модели

Структурная модель была построена с помощью сейсмической карты подошвы баженовской свиты. Кровля и подошва пласта были заданы подобно отражающему горизонту. С учетом геологических особенностей месторождения и пласта Ю₁³, был принят размер ячеек 100 x 100 м. По вертикали модель разбита на 40 слоев по 0,5 м, что обеспечивает оптимальный вид кривых результатов интерпретации РИГИС и геологической модели для тонких слоев. Способ нарезки слоев модели имеет пропорциональный вид. Для распространения свойств в геологической модели использовался апскейлинг каротажей скважин.

3.3.2 Построение кубов пористости и проницаемости

Распространение свойств резервуара проводилось с использованием метода SIS (Sequence Indicator Simulation), при этом коллектором является ячейка со значением «1», а не коллектором – «0». Куб пористости был задан методом SRFS (Gaussian Random Function Simulation) с учетом данных РИГИС. (Рисунок 3.11 и 3.12). Куб проницаемости был рассчитан по выведенной зависимости пористости от проницаемости с помощью встроенного калькулятора петрофизических свойств.

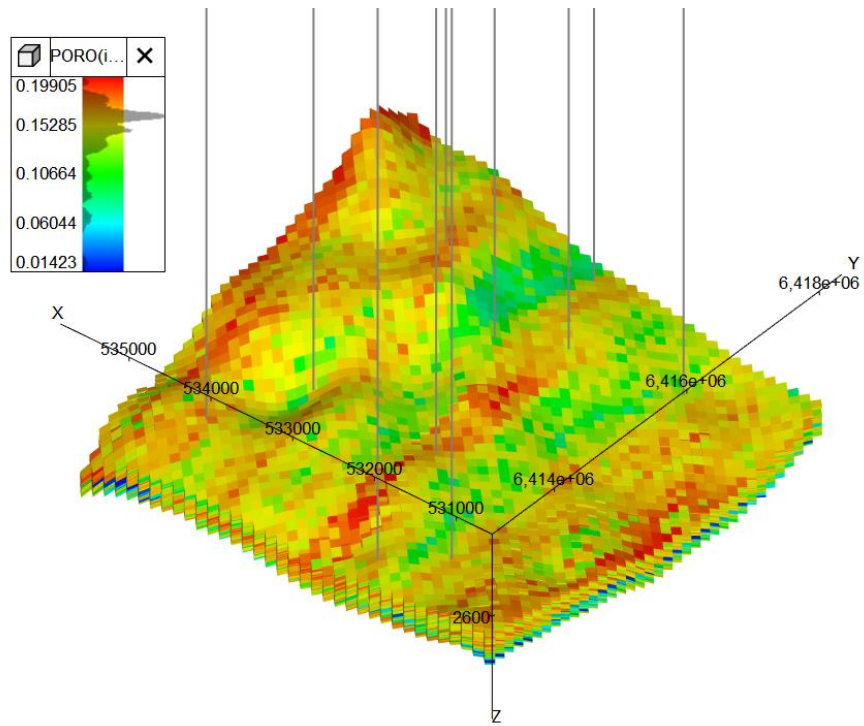


Рисунок 3.11 – Куб пористости северо-западной части месторождения К

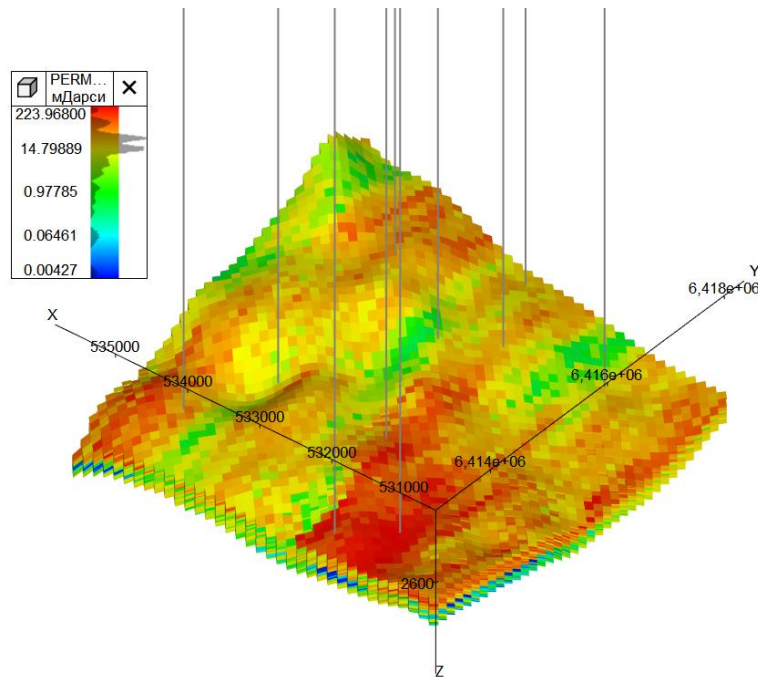


Рисунок 3.12 – Куб проницаемости северо-западной части месторождения К

После данного этапа были построены карты средних значений пористости и проницаемости (Рисунки 3.13-3.14).

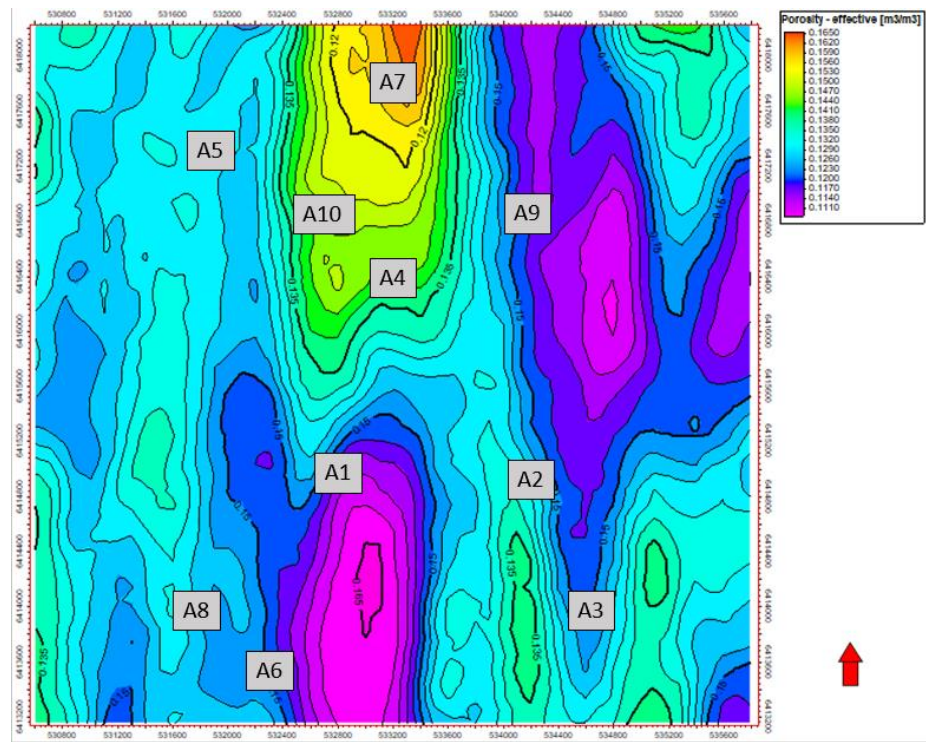


Рисунок 3.13 – Карта средней пористости северо-западной части месторождения К

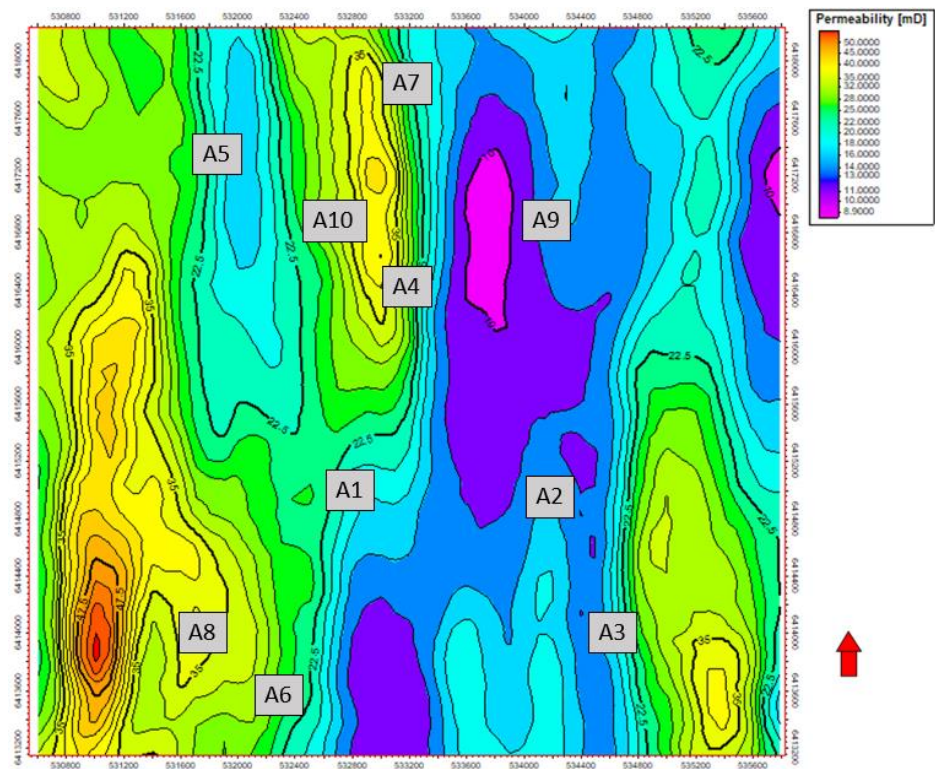


Рисунок 3.14 – Карта средней проницаемости северо-западной части месторождения К

3.3.3 Построение куба водонасыщенности

Расчет насыщенности производится на основе предоставленной зависимости J-функции Леверетта от насыщения и выбранным уровнем зеркала свободной воды. Получение наименьшего расхождения между значениями водонасыщенности, рассчитанной по J-функции и по данным ГИС, обеспечивалось изменением проницаемости, поскольку этот параметр имеет наивысшую неопределенность.

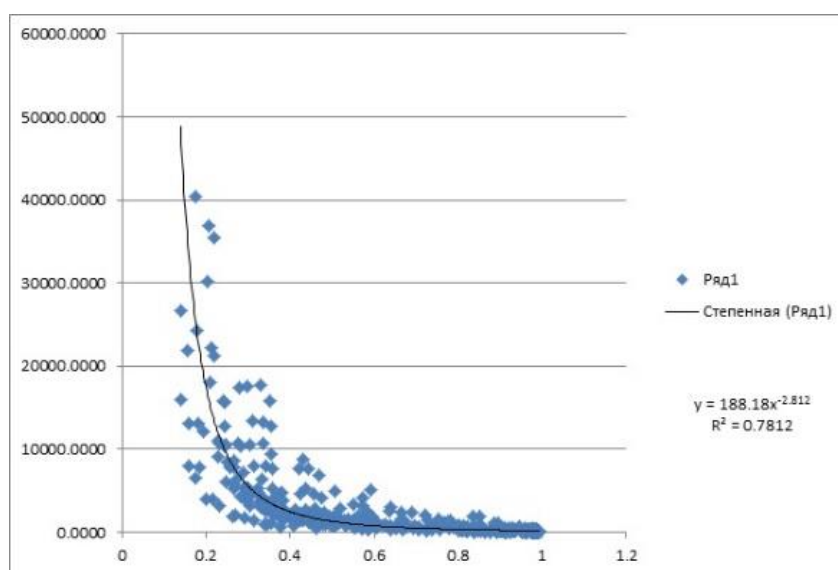


Рисунок 3.15 - J-функции Леверетта для месторождения К

Уровень зеркала свободной воды выбирается таким образом, чтобы обеспечить максимальную сходимость со значениями, рассчитанными по данным ГИС. Значения межфазного натяжения на границе раздела нефть/вода в среднем равняется 0,035 Н/м.

Результаты проведенных расчетов представлены на Рисунках 3.16 и 3.17.

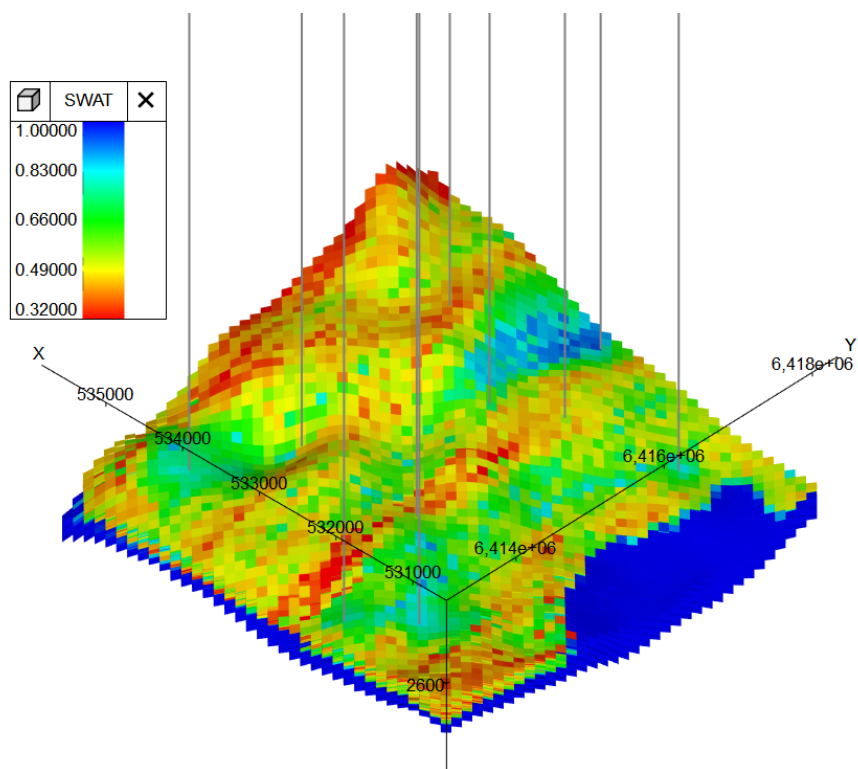


Рисунок 3.16 – Куб водонасыщенности северо-западной части месторождения К

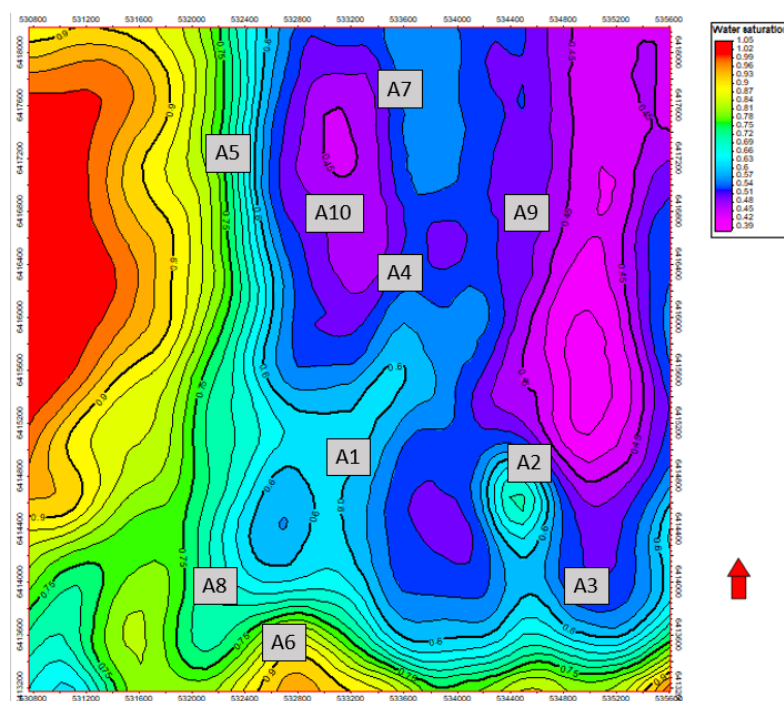


Рисунок 3.17 – Карта средней водонасыщенности северо-западной части месторождения К

3.3.4. Построение PVT-модели

Залежь на месторождении К является недонасыщенной, в которой отсутствует газовая шапка. В следствие чего модель черной нефти была в качестве PVT-модели. Модель черной нефти была построена в программе ПО «Petrel» с использованием входных данных давления, вязкости и температуры в соответствие с данными глубинных проб. Для лучшей сходимости были выбраны следующие корреляции (Таблица 3.6):

Таблица 3.6 – Типы корреляции для модели черной нефти

Параметр	Тип корреляции
Давление насыщения	Стандарт
Газовый фактор	Lasater (1958)
Объемный коэффициент по нефти	Casey & Cronquist (1992)
Плотность	Стандарт
Вязкость в стандартных условиях	Стандарт
Вязкость в пластовых условиях (насыщенный коллектор)	Стандарт
Вязкость в пластовых условиях (недонасыщенный коллектор)	Vasquez & Beggs (1980)

Сводная таблица (Таблица 3.7) основных PVT-свойства пластового флюида в поверхностных и пластовых условиях приведена ниже.

Таблица 3.7 – Основные PVT-свойства флюида

Параметры	Условия	
	Стандартные	Пластовые
Давление, бар	10,1325	270
Температура, °С	20	92
Плотность нефти, кг/м ³	-	806
Плотность газа, кг/м ³	-	0,853
Плотность воды, кг/м ³	1020	1020
Растворимость газа, м ³ /м ³	32,2	-
Объемный коэффициент нефти	1	1,091
Вязкость нефти, сП·сек	8,22	1,26
Объемный коэффициент пласта воды	1	1
Вязкость воды, сП·сек	-	0,3354

3.3.5 Анализ данных ГДИС

В соответствии с предоставленными данными, испытания на скважинах проводились в интервале пласта в течение 45 минут. Поскольку длительность испытаний короткая, данные не позволяют определить параметры пласта в полном объеме. Однако, исходные данные были проанализированы для определения скин-фактора с помощью графика Хорнера (Рисунок 3.18).

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ
Скважина № 202 Крапивинская площадь, III объект, ин-л 2713-2727 м D₁³⁻⁴

№п/п	Интервал времени между точками, сек	Текущее время на КВД, сек	Ордината, мм	Давление атм	T + t _i	$\frac{T + t_i}{t_i}$	$lg \frac{T + t_i}{t_i}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	-	-	35,95	259,32	900	-	-
2.	300	300	36,40	262,68	1200	4	0,602
3.	300	600	36,60	264,18	1500	2,5	0,398
4.	300	900	36,85	266,04	1800	2	0,301
5.	300	1200	37,00	267,16	2100	1,75	0,243
6.	300	1500	37,10	267,91	2400	1,6	0,204
7.	300	1800	37,15	268,28	2700	1,5	0,176

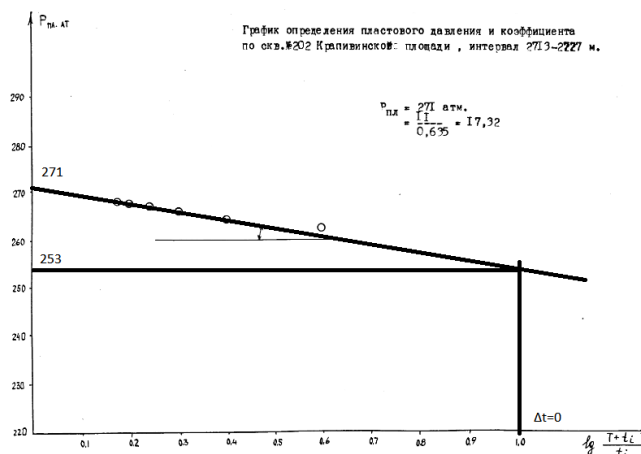


Рисунок 3.18 – ГДИС а) Данные КВД б) График Хорнера (пример скв. 202Р)

Для определения скин-фактора при КВД используется следующая формула:

$$s = 1.151 \times \left[\frac{P^* - P_{wf}(\Delta t = 0)}{|m| \lg} - \log \left(\frac{kt_p}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right], \quad (3.4)$$

где: s – скин-фактор; $P^* = 271$ бар – давление в точке $\lg\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right) = 0$; $P_{wf}(\Delta t = 0) = 253$ бар – забойное давление в момент времени $\Delta t = 0$; $|m|lg = 17,32$ – угол наклона линии; $k = 2,08$ мД – проницаемость пласта; $t_p = 900$ часов – время остановки скважины; $\phi = 0,127$ – пористость пласта; $\mu = 1,62$ сП – вязкость; $c_t = 4.72 \times 10^{-5}$ Па⁻¹ – общая сжимаемость; $r_w = 215,9$ мм – радиус скважины.

При анализе керна была выявлена средняя проницаемость в скважине 202Р равной 2,54 мД, что соответствует расчетным значениям проницаемости (2,78 мД). Поэтому это значение проницаемости может быть принято для последующих измерений. Подобным образом был посчитан скин-фактор для скважин, в которых есть данные ГДИС (Таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Значения скин-фактора скважин

Номер скважины	Скин-фактор
A1	1,37
A2	-
A3	-
A4	1,11
A5	2,54
A6	2,97
A7	1,87
A8	1,45
A9	-
A10	-

3.3.6 Построение гидродинамической модели

Для построения фильтрационной модели, были добавлены предоставленные кривые относительных фазовых проницаемостей для системы вода-нефть (Рисунок 3.19).

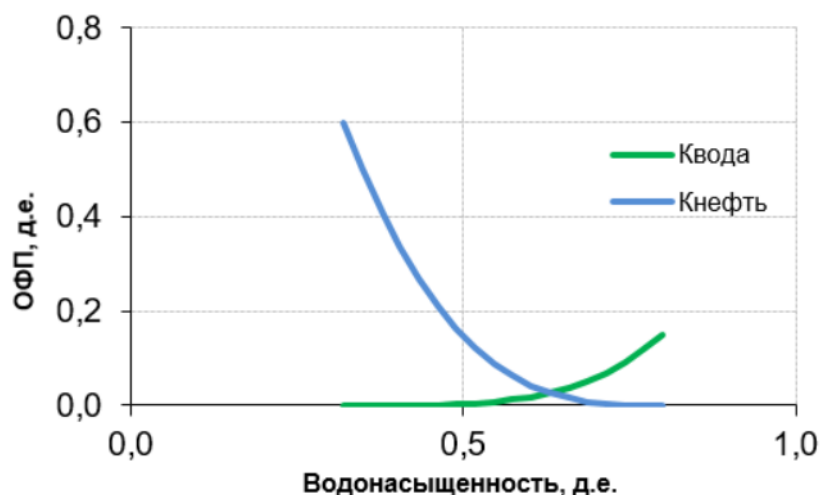


Рисунок 3.19 – Кривые относительных фазовых проницаемостей

Также были использованы параметры Кори и вертикальная анизотропия (k_v/k_h). Функция сжимаемости породы была выбрана для цементированных песчаников с использованием корреляции Ньюмана. Также для более корректной работы гидродинамической модели были построены дополнительные кубы водонасыщенности. Корректировка построенной геологической модели производилась на данные коэффициента продуктивности скважин до тех пор, пока фактическая продуктивность и продуктивность модели не сойдутся. Поскольку проницаемость имеет наибольшую степень неопределенности, этот параметр был изменен в первую очередь.

После процесса корректировки модель была выгружена в ПО «T-Navigator», поскольку в данном продукте будут производиться расчеты различных вариантов разработки. Сравнение запасов нефти в геологической и гидродинамической модели приведена ниже в Таблице 3.9. Также на Рисунке 3.20 приведена карта запасов нефти для данной секторной модели.

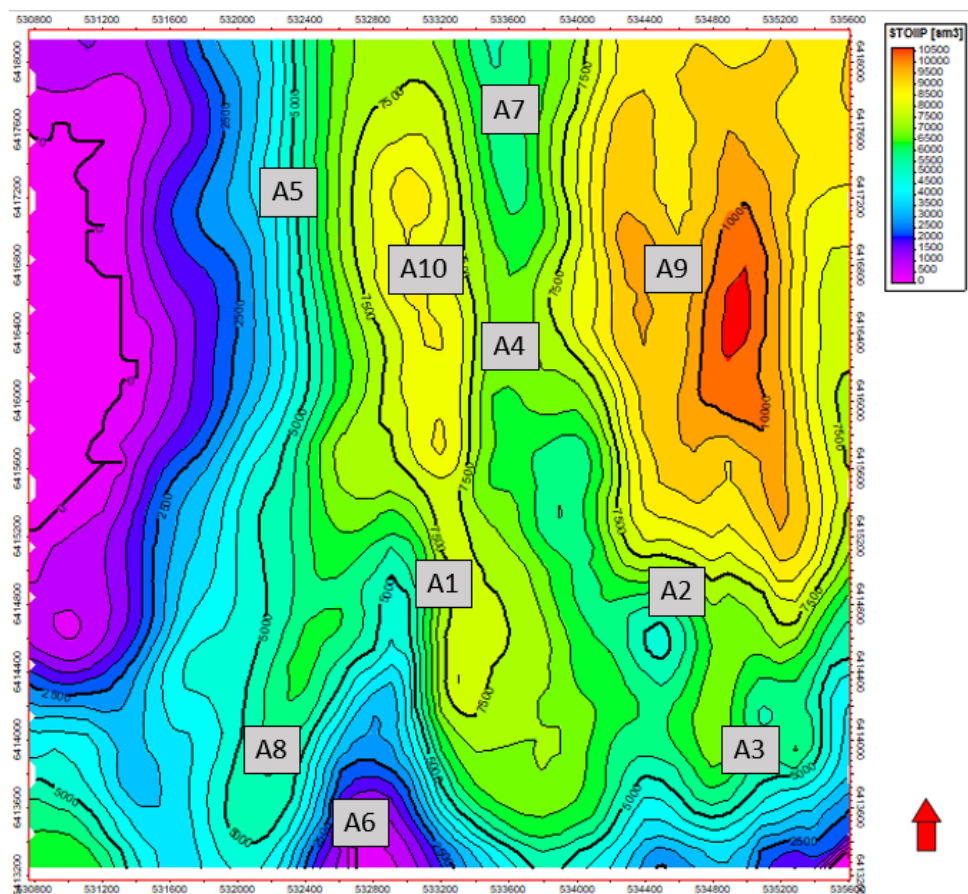


Рисунок 3.20 – Карта запасов нефти

Таблица 3.9 – Сравнение основных параметров

Параметр	Тип модели	
	Геологическая	Фильтрационная
Объем порового пространства, млн ст. м ³	36,869	37,612
Начальные запасы нефти, млн ст. м ³	13,368	13,634
Подвижные запасы нефти, млн ст. м ³	6,4707175	6,600
Начальные запасы растворенного газа, млн ст. м ³	425,258	433,763

Поскольку расхождение запасов в геологической и фильтрационной модели отличаются меньше, чем на 5%, то данная гидродинамическая модель может считаться корректной.

4. Анализ эффективности различных методов увеличения нефтеотдачи

4.1 Подбор метода увеличения нефтеотдачи

Для выбора наиболее лучшего метода необходимо знать следующие параметры:

1. характеристика пласта (глубина залегания, пластовые давления и температура, мощность, однородность, пористость, проницаемость, смачиваемость);

2. свойства нефти и пластовой воды (вязкость; плотность; фазовые проницаемости; сила поверхностного натяжения; содержание асфальтенов, смол и парафинов и т.д.)

3. водо- и нефтенасыщенность пласта, степень истощения, объем остаточной нефти;

4. технологическая и техническая оснащенность (обеспеченность необходимыми химическими реагентами, поверхностного оборудования, изначальное расположение скважин и т.д.)

В ходе анализа особенностей геологического строения, петрофизических параметров месторождения, а также пластовых условий и свойств флюида была произведена оценка и подбор методов, которые могут стать перспективными для повышения нефтеотдачи.

Применение тепловых методов является неэффективным, вследствие изначальной низкой вязкости пластового флюида, не требующих значительных изменений. Использование гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи также ограничено, поскольку скважины на месторождении обладают низкой продуктивностью и приемистостью.

К наиболее эффективным можно отнести применение физико-химических методов, одним из которых является полимерное заводнение, позволяющее выравнивать фронт вытеснения и, тем самым, увеличивать коэффициент охвата. Особенно эффективным может стать применение АСП

заводнения, как более совершенный метод вытеснения нефти. Помимо этого, применение газовых методов также является перспективным, поскольку это повышает газосодержание пластовой нефти и увеличивает её мобильность. Однако существует проблема прорыва газа к скважине по верхней высокопроницаемой пачке, что осложняет его использование и требует экспериментального подтверждения. Помимо этого, стоит отметить, что применение углекислого газа является не подходящим для переработки выбросов CO₂. С одной стороны, на территории всей Томской области находится большое количество электростанций, работающих на угле Кузнецкого бассейна, с другой стороны, месторождение находится на значительном удалении (около 600 км), что является характерным для всего региона [12].

Классическими методами, обладающими высокой эффективностью в низкопроницаемых коллекторах являются бурение горизонтальных скважин, а также проведение работ по гидроразрыву пласта. Перечисленные выше способы будут использованы при симуляции секторной модели для последующего определения наиболее эффективного метода увеличения нефтеотдачи.

Расположение скважин на площади северо-западной части месторождения К представлено на Рисунке 4.1 ниже. При полной добыче все скважины работают на отбор. В случае с закачкой вытесняющего флюида, скважины А3, А4, А6, А8, А9 работают в режиме нагнетания.

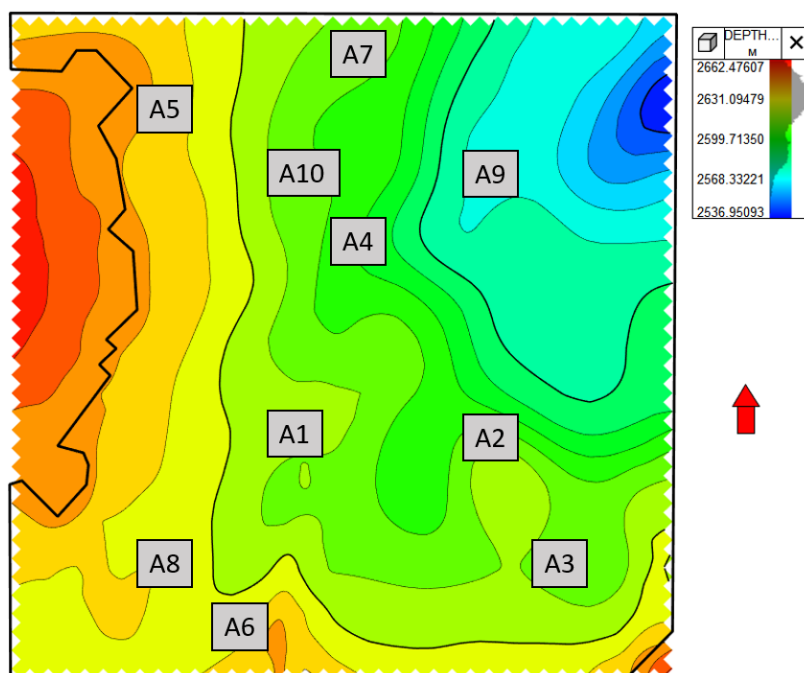


Рисунок 4.1 – Расстановка скважин

4.2 Расчет базового кейса

В качестве базового кейса использовалась оригинальная расстановка скважин (Рисунок 3.15), которые работали в режим добычи. Управление добывающих скважин было установлено по дебиту жидкости, равному 200 ст. м³/сут. Инициализация модели проводилась во временном интервале 2022-2042 года. При расчете модели был выбран временной шаг в один календарный год для удобства анализа поведения пласта.

Сразу после запуска месторождения, наблюдается резкий спад пластового давления. Через 4 года после начала разработки давление пласта сильно опустилось, что привело к снижению дебитов нефти. По прошествии 10 лет разработки обводненность продукции приблизилась к 70% (Рисунок 4.2).

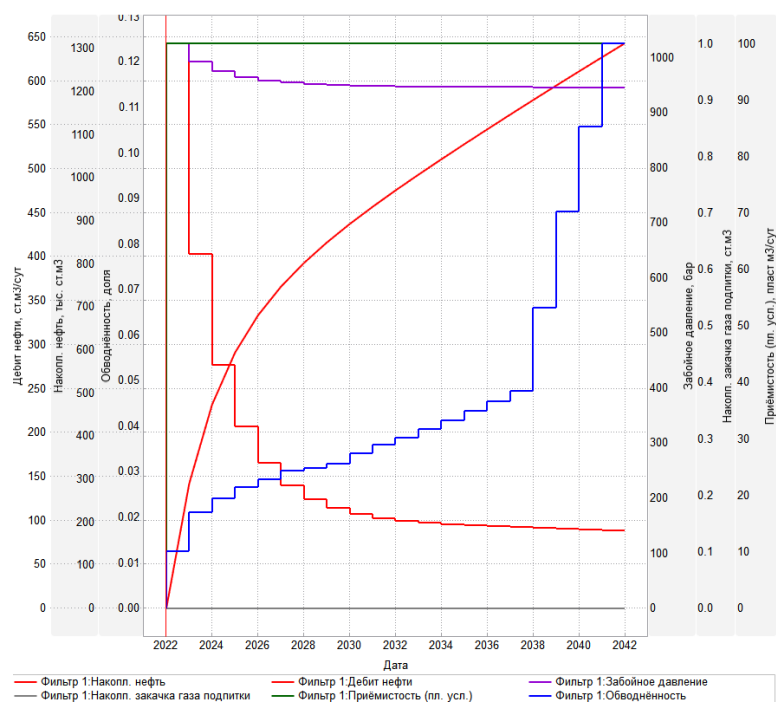


Рисунок 4.2 – Параметры разработки базового кейса

Анализ базового кейса приводит к выводу о необходимости применения системы поддержания пластового давления и использованию МУН.

4.3 Применение гидродинамических методов

В качестве гидродинамических методов использовалось классическое вытеснение водой через нагнетательные скважины, выбранные для внутриконтурного заводнения. Для оценки эффективности гидродинамических методов были выбраны следующие кейсы:

1. постоянная закачка воды;
2. циклическое заводнение.

Результат применения данных методов увеличения нефтеотдачи приведен на Рисунках 4.2 и 4.3 ниже.

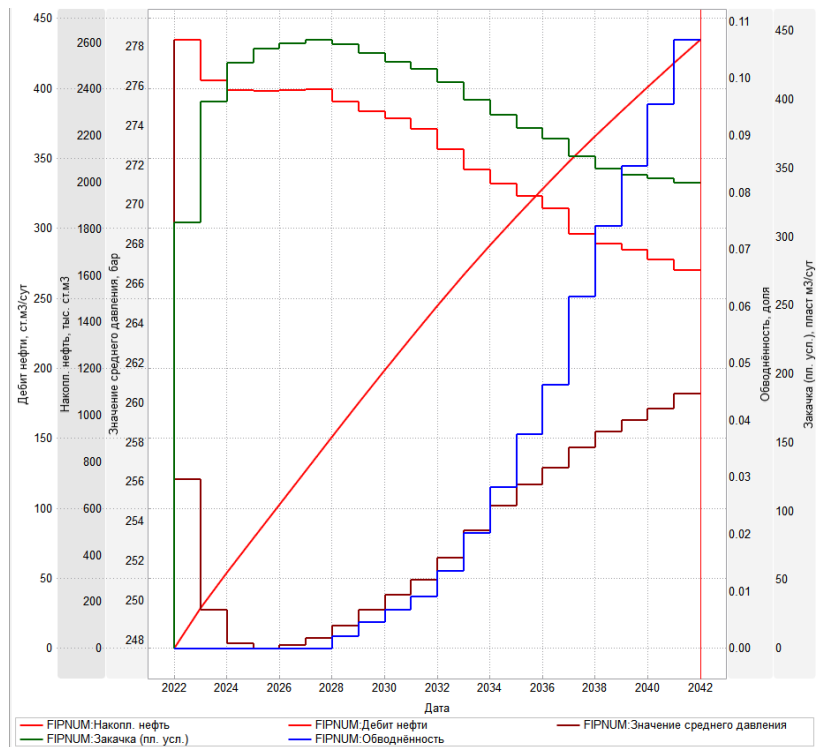


Рисунок 4.2 – Параметры разработки при классическом заводнении

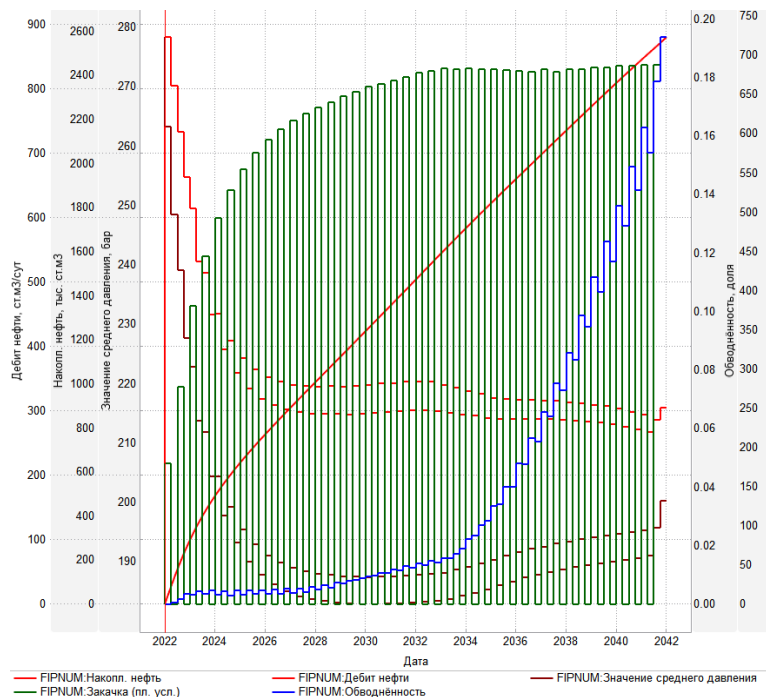


Рисунок 4.3 – Параметры разработки при циклическом заводнении

Применение гидродинамических методов приводит к поддержанию пластового давления, закачка воды способствует повышению коэффициента охвата и вытеснения нефти. Метод циклического заводнения обладает большей

эффективностью по сравнению с постоянной закачкой воды, что обусловлено наличием пьезопроводности исследуемого пласта.

4.4 Применение газовых методов

Моделирование газовых методов увеличение нефтеотдачи было реализовано с помощью встроенной функции «тип нагнетаемого флюида» в ПО «T-Navigator». В качестве закачиваемого газа использовался встроенный шаблон в PVT-модели. Для газовых методов было использовано три базовых кейса:

- закачка газа;
- закачка воды и газа одновременно (водогазовое воздействие);
- переменная закачка воды и газа.

В случае закачки газа большая часть нагнетаемого газа мигрировала в верхнюю высокопроницаемую ($Ю_1^{3A}$) часть пласта за счет гравитационных сил (Рисунок 4.4). Ранний прорыв к добывающей скважине обуславливает низкий дебит.

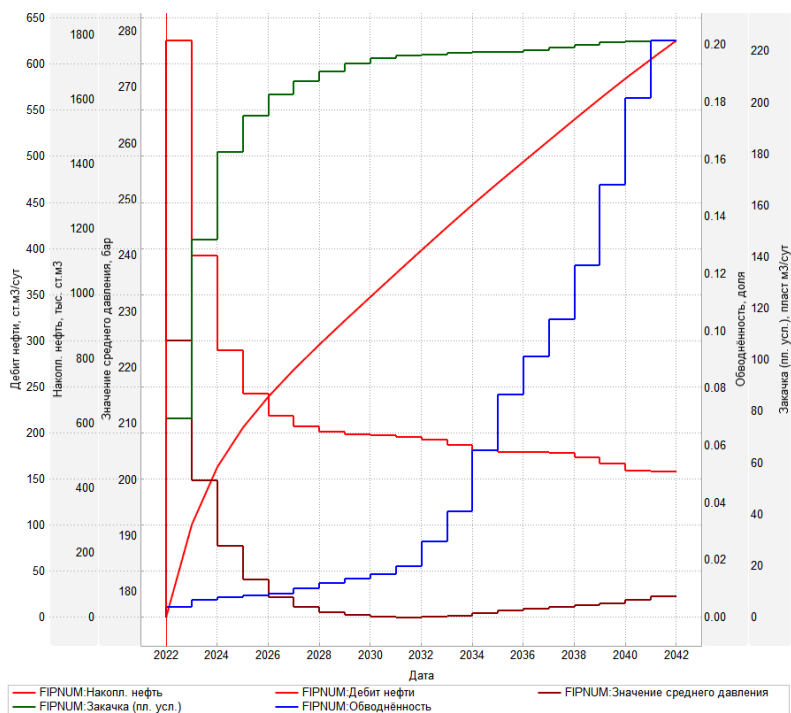


Рисунок 4.4– Параметры разработки при закачке газа

Переменная закачка газа и воды привела к результату, отображенному на Рисунке 4.5 ниже. В данном случае происходит также ранний прорыв газа, что также снижает дебиты нефти. Однако, наблюдается прирост в накопленной добыче, по сравнению с случаем закачки газа в пласт вследствие увеличения газосодержания нефти.

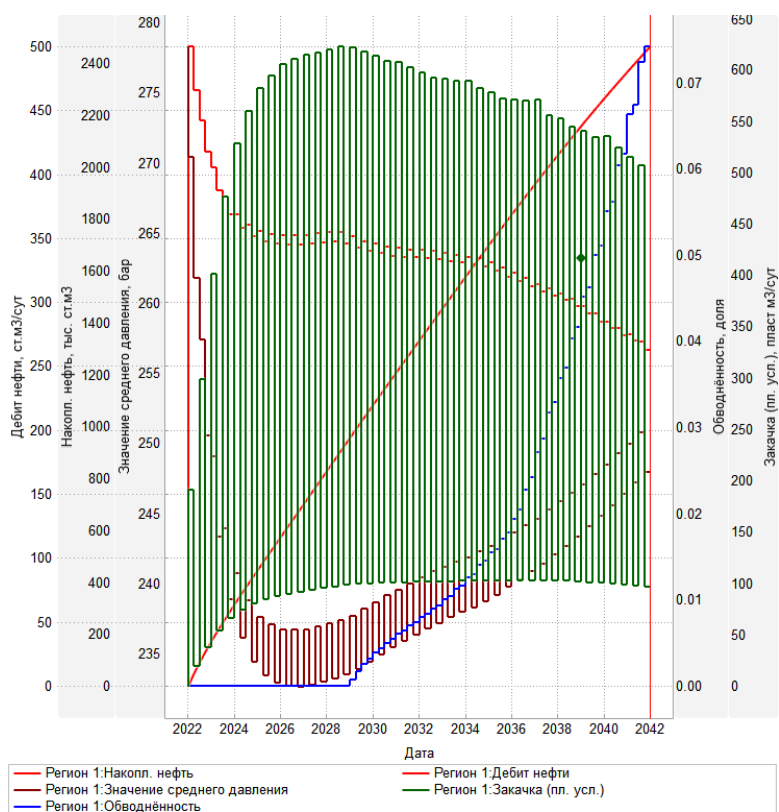


Рисунок 4.5 – Параметры разработки при переменной закачке газа и ВОДЫ

При использовании водогазовой смеси в качестве закачиваемого реагента был получен результат, приведенный на Рисунке 4.6 ниже. Используемое соотношение газа и воды в водогазовой смеси было 1:1.

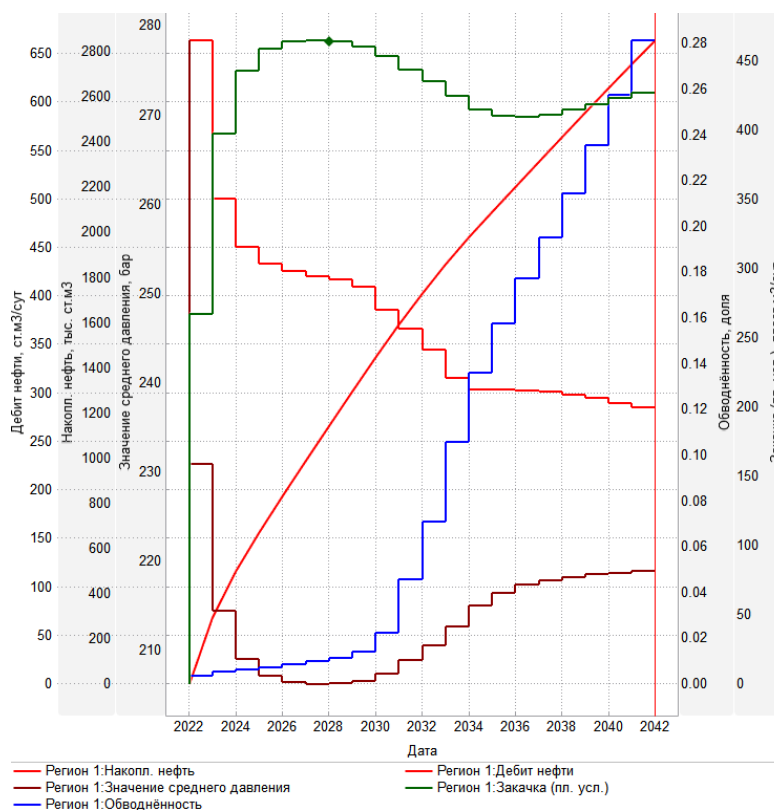


Рисунок 4.6 – Параметры разработки при водогазовом воздействии

При сравнении с переменной закачкой, данный метод является более эффективным, поскольку меньшее количество газа поднимается в область высокопроницаемого пласта. В данном случае особенно заметен эффект повышения газосодержания нефти.

По сравнению с гидродинамическими методами, отдельная закачка газа обладает более низкими показателями эффективности. Однако методы, в которых используется вода, также имеют высокую вытесняющую способность.

4.5 Применение физико-химических методов

Основным физико-химическим методом было выбрано полимерное заводнение и АСП-заводнение, которое считается на данный момент более эффективным. При моделировании классической закачки полимерного раствора была выбрана функция с помощью ключевого слова «POLYMER».

Использование специальных настроек «ALKALINE» и «SURFACANT» позволяет инициализировать АСП технологию для данной модели.

Объем закачиваемого раствора выбирался расчета того, что полимерная оторочка должна занимать 1/3 порового пространства коллектора. После этого в пласт закачивался остальной объем воды, который использовался для перемещения данной оторочки (Рисунок 4.7).

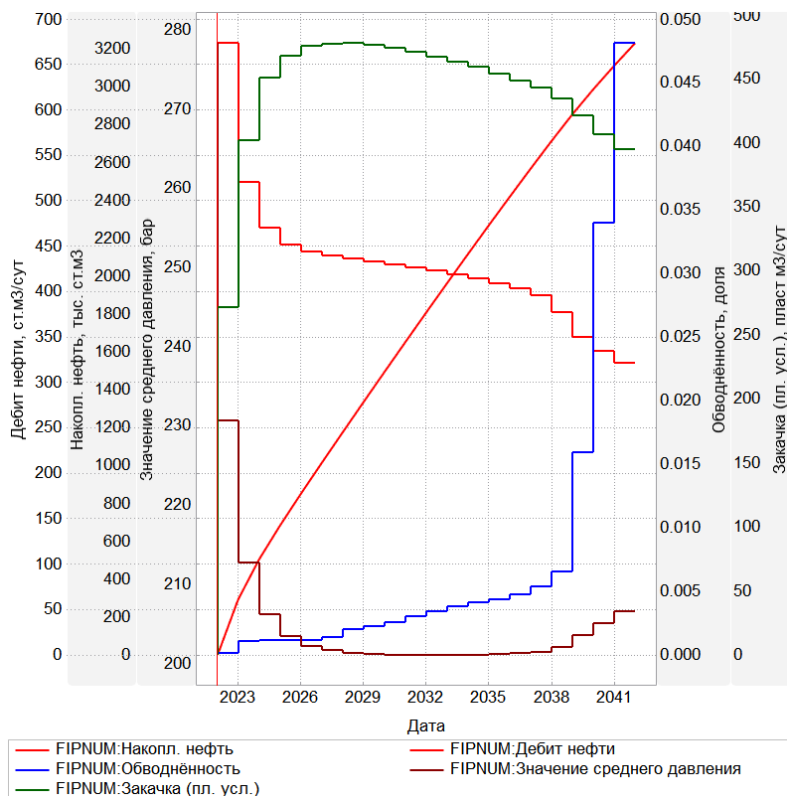


Рисунок 4.7 - Параметры разработки при полимерном заводнении

Применение полимерного заводнения привело к меньшему объему накопленной извлеченной нефти, что обусловлено использованием водного раствора на основе полимера, закачка которого приводит к пониженной приемистости нагнетательных скважин.

При использовании технологии АСП повысилась мобильность нефти и потребовался менее концентрированный раствор полимера для эффективного вытеснения. Результат применения АСП метода представлен на Рисунок 4.8 ниже.

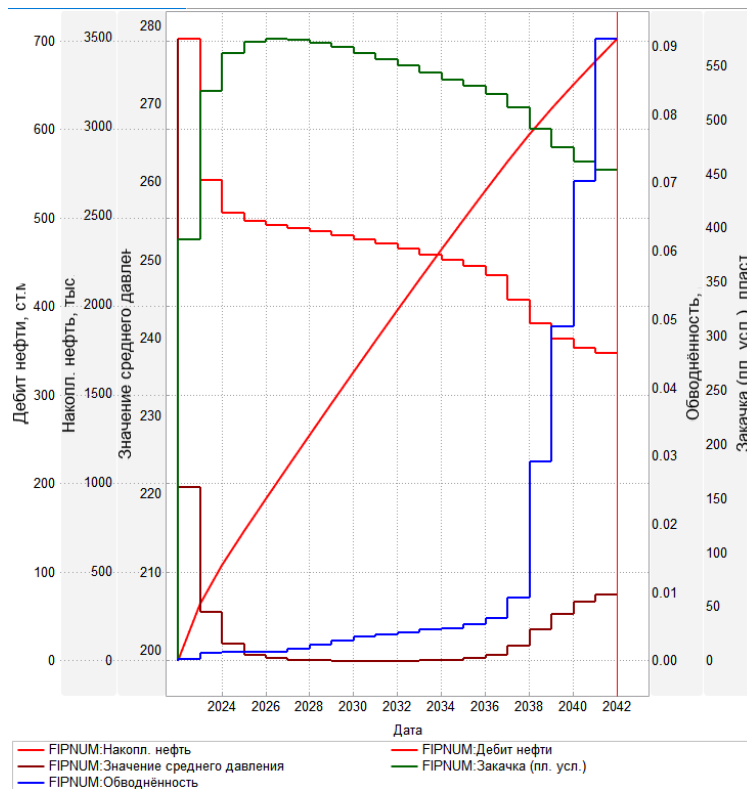


Рисунок 4.8 - Параметры разработки при АСП заводнении

Использование АСП увеличивает количество накопленной добытой нефти, однако эффективность ее применения требует экономических подсчетов рентабельности.

4.6 Применение других методов

В качестве других методов использовался гидравлический разрыв пласта, который снижает величину скин-фактора в призабойной зоне пласта, а также увеличивает проводимость. Для расчетов предположим, что после проведения ГРП скин-фактор призабойной зоны снизился и стал равен $-2,5$. Результат проведения ГРП представлен на Рисунок 4.9 ниже.

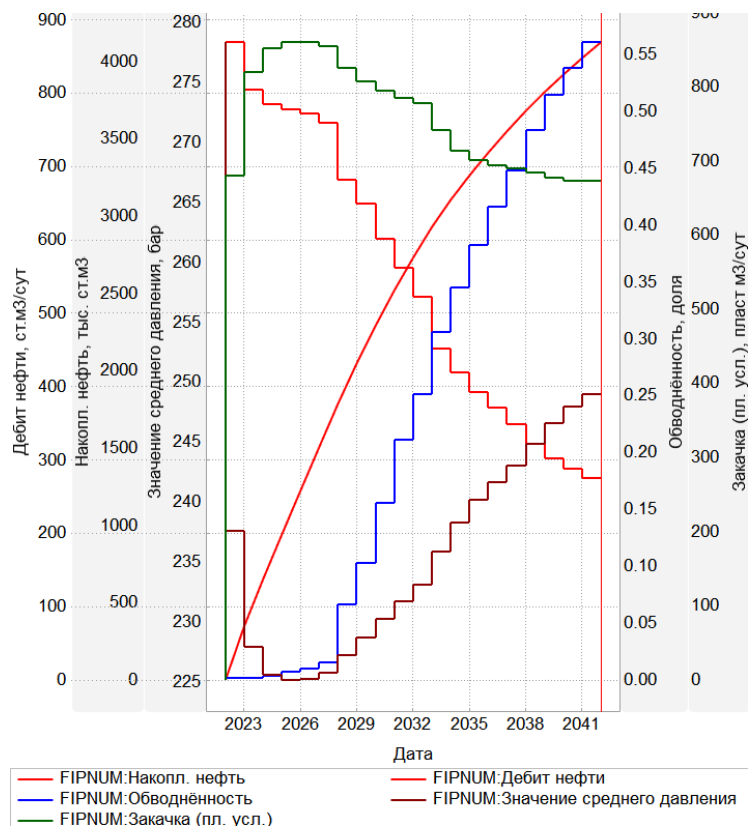


Рисунок 4.9- Параметры разработки при ГРП

Накопленная добыча нефти резко выросла после проведения ГРП, что вызвано повышенной величиной продуктивности и приемистости добывающих и нагнетательных скважин соответственно. Более высокий уровень поддержания пластового давления способствует повышению дебита нефти.

4.7 Результаты расчетов

Результаты проведенных симуляций различных кейсов представлены в Таблице 4.1 ниже.

Таблица 4.1 – Результат расчетов накопленных запасов для различных кейсов

Номер	Кейс	Объем накопленной добычи нефти, тыс. м ³	КИН, %
1	Базовый	1311,418	10,8
2	Заводнение	2611,873	21,5
3	Циклическое заводнение	2572,592	20,4
4	Газ	1781,473	14,7
5	Вода + газ (перемен.)	2467,017	20,3
6	ВГВ	2849,233	23,4
7	Полимерное заводнение	3231,001	26,6
8	АСП технология	3494,727	28,8
9	Гидроразрыв пласта	4123,466	34,1

По результатам проведенных исследований наиболее эффективным МУНом является АСП. Следующим по степени уменьшения КИН следуют полимерное заводнение, ВГВ и другие виды заводнения.

Также во время исследования было изучено влияние дополнительного геолого-технологического мероприятия – гидроразрыв пласта. Расчёты показывают, что АСП и ГРП являются приоритетными технологиями для планирования эффективной добычи нефти.

Более корректное решение требует оценки экономической прибыльности отдельного метода увеличения нефтеотдачи.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Принятие решения о разработке месторождения нефти и газа основывается на экономических показателях рентабельности отдельного проекта разработки. Экономический анализ позволяет провести всесторонний изучение объектов, оказывающих влияние на эффективность и рациональность применения того или иного метода увеличения нефтеотдачи. Высокая степень достоверности расчетов достигается количеством учтенных данных.

5.1 Входные данные

В данной главе приведены расчеты экономических показателей, имеющих воздействие на проект разработки. Оценка рентабельности производится путем сравнения чистых приведенных стоимостей отдельного кейса. В качестве исходных данных были использована информация, приведенная в таблице (Таблица 5.1) ниже.

Таблица 5.1 – Входные данные

Параметр	Значение
Доля экспорта нефти, %	100
Доля экспорта газа, %	0
Ставка дисконтирования, %	15
Цена реализации нефти, тыс. руб./т	12.5
Капитальные затраты	
ГРП, млн. руб.	10
Операционные затраты	
Технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т. жидк.	0.085
Сбор и транспорт нефти и газа, тыс.руб./т. жидк.	0.05
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс.руб./т. жидк.	0.03
Транспортировка нефти на экспорт, тыс.руб./тонна	1.98
Закачка воды, тыс.руб./м ³	0.017
Закачка газа, тыс.руб./м ³	0.009
Налогообложение	
Налоговые отчисления, % от выручки	45

5.2 Расчет чистой приведенной стоимости

Расчет чистой приведенной стоимости начинается с вычисления капитальных затрат, к которым относят строительство скважин. Длины скважин приблизительно равны, следовательно, стоимость также будет одинаковой. Время, затраченное на бурение, обсадку, цементирование и остальные операций, принято считать одинаковым и заканчивается 01.01.2022 года. К операционным затратам относят сопутствующие расходы на извлечение, сбор, подготовку и транспортировку нефти, а также расходы на закачку газа, воды, подготовку раствора полимеров. Налогами облагается вся выручка, полученная с реализации нефти на внешний рынок. В расчет текущей экономической модели не входят капитальные затраты, поскольку проект использования МУН предлагается для существующих скважин.

Вычисление выручки осуществлялось в соответствие со средней суточной добычей в каждом году. Величина налогов определялась прибылью после продажи нефти. Расчет операционных затрат происходил путем сложения всех денежных средств, затраченных на единицу добытой нефти. После этого рассчитывался общий денежный поток. Для вычисления дисконтированного денежного потока была взята ставка дисконтирования 15%. Описанные выше расчеты применялись для последующих годов, после чего рассчитывалась ЧПС, которая представляет собой сумму всех денежных потоков, приведенных к начальному году. В Таблицах 5.2 – 5.10 ниже был приведен расчет чистой приведенной стоимости для всех кейсов.

Таблица 5.2 – Расчет экономической рентабельности проекта для базового кейса

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-,45	0	0	0	0
2023	2638379,97	452746,00	1187270,99	626741,82	473906,86	0,87
2024	1656294,46	284220,13	745332,51	430524,25	283076,68	1,34
2025	1137749,08	195237,74	511987,09	320725,96	183376,11	1,63
2026	847584,47	145445,49	381413,01	256354,51	127453,50	1,81
2027	677469,63	116253,79	304861,34	217245,51	93921,23	1,94
2028	574116,04	98518,31	258352,22	192543,80	72384,35	2,03
2029	508836,68	87316,37	228976,51	176466,51	57687,22	2,10
2030	466349,14	80025,51	209857,11	165901,11	47159,45	2,16
2031	438427,89	75234,23	197292,55	158797,24	39252,25	2,21
2032	419654,45	72012,70	188844,50	153852,09	33069,46	2,25
2033	406585,85	69770,13	182963,63	150412,10	28113,10	2,28
2034	397494,99	68210,14	178872,74	147914,26	24040,20	2,31
2035	390893,93	67077,40	175902,27	145979,00	20631,02	2,33
2036	385779,60	66199,78	173600,82	144570,13	17766,87	2,35
2037	382056,37	65560,87	171925,37	142989,01	15280,49	2,37
2038	377877,95	64843,86	170045,08	141530,26	13151,82	2,39
2039	374022,87	64182,33	168310,29	140066,91	11318,12	2,40
2040	370155,68	63518,72	166570,06	138998,31	9766,76	2,41
2041	367331,68	63034,12	165299,25	138001,46	8431,93	2,42
2042	364697,31	62582,06	164113,79	998362,98	868141,72	2,43

Таблица 5.3 – Расчет экономической рентабельности проекта для классического заводнения

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-111,45	0	-111,45	-111,45	-0,00
2023	1784907,09	2024,82	803208,19	675403,56	587307,45	0,59
2024	1665589,07	2026,38	749515,08	630252,13	476561,16	1,06
2025	1637671,01	2027,94	736951,95	619687,45	407454,56	1,47
2026	1634327,59	2029,50	735447,42	618422,13	353584,86	1,82
2027	1637400,94	2031,05	736830,43	619585,02	308043,26	2,13
2028	1640152,26	2032,60	738068,52	620626,07	268313,78	2,40
2029	1603269,05	2034,13	721471,07	606669,52	228069,54	2,63
2030	1575657,86	2035,66	709046,04	596221,56	194905,89	2,82
2031	1555514,34	2037,17	699981,45	588599,35	167316,67	2,99
2032	1523164,50	2038,66	685424,02	576358,27	142466,95	3,13
2033	1463535,17	2040,13	658590,83	553794,69	119034,42	3,25
2034	1403960,93	2041,59	631782,42	531252,01	99294,80	3,35
2035	1362303,35	2043,04	613036,51	515488,98	83781,37	3,44
2036	1326738,72	2044,47	597032,43	502031,48	70951,44	3,51
2037	1290852,59	2045,88	580883,67	488452,30	60028,09	3,57
2038	1215836,56	2047,28	547126,45	460066,46	49164,90	3,62
2039	1186315,62	2048,68	533842,03	448895,89	41714,05	3,66
2040	1169179,12	2050,06	526130,60	442411,51	35749,11	3,69
2041	1141227,92	2041,00	513552,57	434573,77	30535,47	3,72
2042	1109892,65	2042,00	499451,69	419977,61	25660,75	3,75

Таблица 5.4 – Расчет экономической рентабельности проекта для циклического заводнения

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-142,78	0	-42,78	-42,78	-0,00
2023	2482772,43	426053,77	1117247,59	939471,07	816931,36	0,82
2024	2385224,09	409321,14	1073350,84	902552,11	682459,06	1,50
2025	1749397,01	300216,31	787228,65	661952,05	435244,22	1,93
2026	1476714,29	253425,69	664521,43	558767,17	319476,94	2,25
2027	1360332,07	233455,57	612149,43	514727,07	255910,32	2,51
2028	1313295,83	225384,85	590983,12	496927,85	214835,62	2,72
2029	1299935,74	223092,72	584971,08	491871,94	184912,88	2,91
2030	1299953,30	223096,19	584978,99	491878,13	160795,83	3,07
2031	1307029,92	224310,85	588163,47	494555,61	140583,57	3,21
2032	1319786,41	226500,08	593903,89	499382,45	123439,70	3,33
2033	1325519,82	227484,12	596483,92	501551,78	107805,16	3,44
2034	1306316,23	224188,89	587842,30	494285,04	92385,41	3,53
2035	1276110,24	219005,49	574249,61	482855,14	78477,46	3,61
2036	1247358,87	214071,66	561311,49	471975,72	66703,70	3,68
2037	1241033,24	212986,12	558464,96	469582,16	57709,06	3,74
2038	1237303,97	212346,16	556786,79	468171,03	50030,99	3,79
2039	1227277,04	210625,54	552274,67	464376,83	43152,63	3,83
2040	1211967,43	207998,53	545385,34	458583,56	37055,90	3,87
2041	1186479,31	203624,79	533915,69	448938,83	31544,83	3,90
2042	1148030,49	197038,89	516613,72	434377,88	26540,61	3,93

Таблица 5.5 – Расчет экономической рентабельности проекта для закачки газа

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-172,26	0	-172,26	-172,26	-0,00
2023	2569371,91	440905,53	1156217,36	972249,02	845433,93	0,85
2024	1612168,39	276650,59	725475,78	610042,03	461279,42	1,31
2025	1190270,73	204253,53	535621,83	450395,37	296142,27	1,60
2026	995710,04	170867,16	448069,52	376773,37	215421,40	1,82
2027	898669,30	154215,11	404401,18	340053,01	169066,44	1,99
2028	849882,83	145843,44	382447,27	321592,12	139033,15	2,13
2029	826236,14	141785,73	371806,26	312644,15	117534,52	2,24
2030	815713,53	139980,10	367071,09	308662,34	100902,27	2,34
2031	811125,15	139192,77	365006,32	306926,06	87247,54	2,43
2032	803382,64	137864,17	361522,19	303996,28	75143,23	2,51
2033	791705,93	135860,46	356267,67	299577,81	64392,22	2,57
2034	769322,89	132019,54	346195,30	291108,05	54410,18	2,63
2035	744383,21	127739,89	334972,44	281670,87	45779,39	2,67
2036	736852,98	126447,71	331583,84	278821,43	39405,46	2,71
2037	734822,43	126099,28	330670,09	278053,06	34171,19	2,75
2038	729979,77	125268,29	328490,89	276220,58	29518,25	2,77
2039	712080,16	122196,74	320436,07	269447,35	25038,63	2,80
2040	685856,25	117696,73	308635,31	259524,21	20970,88	2,82
2041	654793,49	112366,37	294657,07	247770,05	17409,64	2,84
2042	650753,03	111673,03	292838,87	246241,14	15045,40	2,85

Таблица 5.6 – Расчет экономической рентабельности проекта для переменной закачки газа и воды

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-1113,26	0	-1113,26	-1113,26	-0,00
2023	1875748,53	321878,45	844086,84	709783,24	617202,82	0,62
2024	1586592,20	272259,22	713966,49	600366,49	453963,32	1,07
2025	1478201,35	253659,35	665190,61	559351,39	367782,62	1,44
2026	1441261,33	247320,44	648567,60	545373,29	311818,95	1,75
2027	1433729,28	246027,94	645178,18	542523,16	269729,89	2,02
2028	1438042,43	246768,08	647119,09	544155,26	235253,33	2,26
2029	1442255,60	247491,06	649015,02	545749,52	205167,46	2,46
2030	1420398,60	243740,40	639179,37	537478,83	175702,78	2,64
2031	1402028,49	240588,09	630912,82	530527,58	150809,05	2,79
2032	1391467,78	238775,87	626160,50	526531,41	130150,51	2,92
2033	1386654,91	237949,98	623994,71	524710,22	112782,91	3,03
2034	1375942,30	236111,70	619174,03	520656,57	97314,43	3,13
2035	1363761,99	234021,56	613692,89	516047,54	83872,15	3,21
2036	1338979,78	229768,93	602540,90	506669,95	71606,98	3,28
2037	1306446,45	224186,21	587900,90	494359,34	60754,04	3,34
2038	1273432,35	218520,99	573044,56	481866,80	51494,58	3,40
2039	1241562,65	213052,15	558703,19	469807,31	43657,26	3,44
2040	1195828,29	205204,13	538122,73	452501,42	36564,43	3,48
2041	1149602,95	197271,87	517321,33	435009,76	30566,10	3,51
2042	1106073,95	189802,29	497733,28	418538,38	25572,81	3,53

Таблица 5.7 – Расчет экономической рентабельности проекта для закачки
водогазовой смеси

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-1121,34	0	-1121,34	-1121,34	-0,00
2023	2724485,85	467521,77	1226018,63	1030945,45	896474,30	0,90
2024	2052571,48	352221,27	923657,16	776693,05	587291,53	1,48
2025	1848439,05	317192,14	831797,57	699449,34	459899,29	1,94
2026	1780163,55	305476,07	801073,60	673613,89	385140,93	2,33
2027	1747928,88	299944,60	786568,00	661416,29	328840,79	2,66
2028	1727324,84	296408,94	777296,18	653619,72	282577,84	2,94
2029	1714195,39	294155,93	771387,93	648651,54	243852,14	3,18
2030	1680078,29	288301,43	756035,23	635741,62	207825,06	3,39
2031	1584340,46	271872,82	712953,21	599514,43	170419,42	3,56
2032	1503368,34	257978,01	676515,75	568874,58	140617,10	3,70
2033	1412840,77	242443,48	635778,35	534618,95	114912,72	3,82
2034	1295788,66	222357,33	583104,90	490326,43	91645,52	3,91
2035	1248136,09	214180,15	561661,24	472294,70	76761,09	3,99
2036	1246243,25	213855,34	560809,46	471578,44	66647,55	4,05
2037	1239595,96	212714,67	557818,18	469063,11	57645,27	4,11
2038	1234942,72	211916,17	555724,22	467302,32	49938,16	4,16
2039	1225017,25	210212,96	551257,76	463546,53	43075,47	4,20
2040	1208627,58	207400,49	543882,41	457344,67	36955,79	4,24
2041	1189427,17	204105,70	535242,23	450079,24	31624,96	4,27
2042	1171594,92	201045,69	527217,72	443331,52	27087,68	4,30

Таблица 5.8 – Расчет экономической рентабельности проекта для закачки раствора полимера

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-1526,43	0	-1526,43	-1526,43	-0,00
2023	2765689,97	479270,63	1244560,49	1041858,86	904437,80	0,90
2024	2135963,50	367441,20	961183,57	807338,72	1514901,86	1,51
2025	1932509,20	332739,37	869629,14	730140,69	1994981,22	1,99
2026	1857442,91	319946,15	835849,31	701647,45	2396150,42	2,40
2027	1823812,93	314227,05	820715,82	688870,06	2738640,59	2,74
2028	1806107,92	311221,11	812748,57	682138,24	3033547,78	3,03
2029	1793297,66	309045,38	806983,95	677268,33	3288158,03	3,29
2030	1779967,45	306777,50	800985,35	672204,60	3507902,90	3,51
2031	1765528,21	304312,86	794487,69	666727,65	3697428,51	3,70
2032	1752600,17	302100,35	788670,08	661829,74	3861022,70	3,86
2033	1737482,70	299509,37	781867,21	656106,11	4002048,27	4,00
2034	1721879,97	296836,33	774845,99	650197,65	4123574,86	4,12
2035	1703125,98	293619,79	766406,69	643099,50	4228096,50	4,23
2036	1682201,76	290029,28	756990,79	635181,69	4317865,88	4,32
2037	1657979,80	285877,05	746090,91	626011,84	4394799,28	4,39
2038	1625830,05	280366,21	731623,52	613840,32	4460397,19	4,46
2039	1547760,09	266976,12	696492,04	584291,94	4514693,03	4,51
2040	1438817,98	248287,03	647468,09	543062,86	4558575,29	4,56
2041	1373599,16	237097,84	618119,62	518381,70	4594999,55	4,59
2042	1321586,01	228174,54	594713,70	498697,77	4625470,12	4,63

Таблица 5.9 – Расчет экономической рентабельности проекта для использования АСП технологии

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-100000,00	0	-13,01	-13,01	-0,00
2023	3570215,94	612649,06	1606597,17	1092147,67	949693,62	0,95
2024	3306036,87	567315,93	1487716,59	843268,80	637632,37	1,59
2025	3225055,99	553419,61	1451275,19	787420,82	517741,97	2,11
2026	3194166,16	548118,91	1437374,77	771361,89	441028,67	2,55
2027	3173216,24	544523,91	1427947,31	765052,55	380366,33	2,93
2028	3118957,80	535213,16	1403531,01	760356,45	328723,08	3,26
2029	2799841,06	480452,73	1259928,48	754218,72	283538,75	3,54
2030	2669066,86	458011,87	1201080,09	747402,96	244327,35	3,78
2031	2468326,65	423564,85	1110746,99	740171,13	210402,83	3,99
2032	2307406,85	395951,02	1038333,08	732358,68	181027,86	4,17
2033	2144769,18	368042,39	965146,13	723481,10	155507,36	4,33
2034	1855998,20	318489,29	835199,19	713597,01	133376,38	4,46
2035	1719846,68	295125,69	773931,00	704068,50	114430,81	4,58
2036	1612365,02	276681,84	725564,26	693307,31	97984,19	4,68
2037	1522743,46	261302,78	685234,56	677410,49	83250,01	4,76
2038	1432699,76	245851,28	644714,89	633967,91	67748,84	4,83
2039	1320023,02	226515,95	594010,36	592826,73	55088,95	4,88
2040	1238367,92	212503,94	557265,57	565814,14	45720,68	4,93
2041	1183134,21	203025,83	532410,39	549304,72	38597,07	4,97
2042	1132306,37	194303,77	509537,86	539804,19	32982,19	5,00

Таблица 5.10 – Расчет экономической рентабельности проекта для использования ГРП

Год	Выручка, тыс. руб.	Операционные затраты, тыс. руб.	Налоги, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	Дисконти- рованный денежный поток, тыс. руб.	Чистая приведенная стоимость, млрд руб
2022	0	-100000,00	0	-1000000,00	-1000000,00	-1,00
2023	3570215,94	612649,06	1606597,17	1350969,71	174756,27	0,17
2024	3306036,87	567315,93	1487716,59	1251004,35	1120695,29	1,12
2025	3225055,99	553419,61	1451275,19	1220361,18	1923102,58	1,92
2026	3194166,16	548118,91	1437374,77	1208672,48	2614164,99	2,61
2027	3173216,24	544523,91	1427947,31	1200745,03	3211147,48	3,21
2028	3118957,80	535213,16	1403531,01	1180213,63	3721386,40	3,72
2029	2799841,06	480452,73	1259928,48	1059459,86	4119676,61	4,12
2030	2669066,86	458011,87	1201080,09	1009974,90	4449839,19	4,45
2031	2468326,65	423564,85	1110746,99	934014,80	4715344,49	4,72
2032	2307406,85	395951,02	1038333,08	873122,75	4931167,08	4,93
2033	2144769,18	368042,39	965146,13	811580,66	5105610,85	5,11
2034	1855998,20	318489,29	835199,19	702309,72	5236877,55	5,24
2035	1719846,68	295125,69	773931,00	650789,98	5342649,12	5,34
2036	1612365,02	276681,84	725564,26	610118,92	5428876,41	5,43
2037	1522743,46	261302,78	685234,56	576206,12	5499688,96	5,50
2038	1432699,76	245851,28	644714,89	542133,59	5557623,95	5,56
2039	1320023,02	226515,95	594010,36	499496,71	5604040,12	5,60
2040	1238367,92	212503,94	557265,57	468598,42	5641905,27	5,64
2041	1183134,21	203025,83	532410,39	447697,98	5673362,91	5,67
2042	1132306,37	194303,77	509537,86	428464,73	5699542,23	5,70

Предоставленные вычисления не имеют отрицательного значения, поскольку в данных расчетах не учитывается стоимость бурения скважин, которая входит в капитальные затраты проекта. Для базового кейса итоговое значение ЧПС равняется 2,42 млрд рублей при КИН = 10,8%, тогда как при использовании АСП технологии ЧПС равно 4,96 млрд рублей при КИН = 28,8%. Что говорит о высокой эффективности метода АСП и подтверждает рентабельность разработки месторождения с использованием данного метода.

Для наиболее наглядного восприятия экономической рентабельности каждого проекта отображение функции чистой приведенной стоимости от года представлен на Рисунке 5.1 ниже.

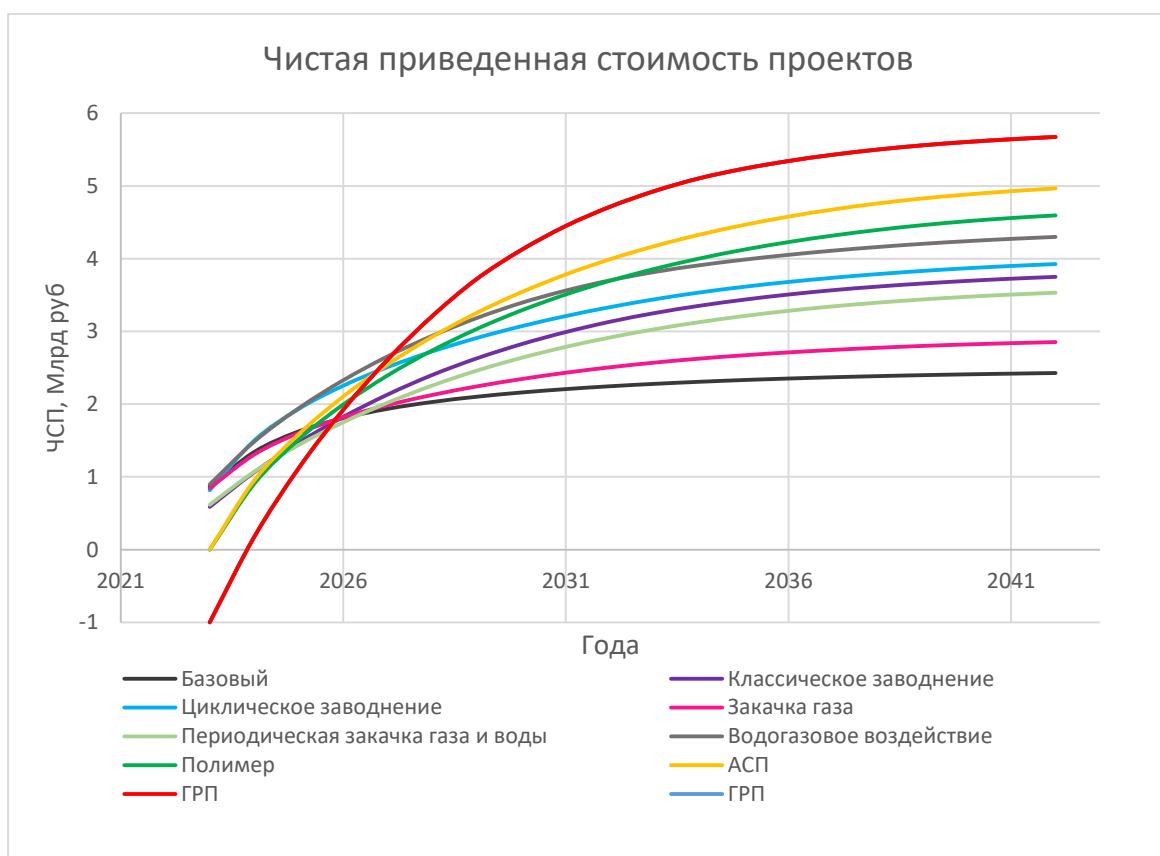


Рисунок 5.1– Чистая приведенная стоимость для каждого кейса

Исходя из приведенных выше графиков, следует вывод о том, что наиболее привлекательным МУНом с точки зрения долгосрочных инвестиций является проведение АСП и полимерного заводнения.

При условии не долгосрочного планирования инвестиций (2-3 года), использование классического заводнения или ВГВ является оптимальным, поскольку не требуется дополнительных затрат на подготовку полимерных растворов, а также сокращается время поиска и доставки необходимых компонентов.

Дальнейшей рекомендацией является использование технологии АСП, поскольку существует перспектива длительного вложения денежных средств для разработки данного участка месторождения К.

Стоит отдельно отметить, что сравнительно высокие затраты на использование гидроразрыва пласта на начальном этапе инвестиций полностью окупаются увеличением добычи, что также делает применение технологии ГРП также экономически эффективным.

6. Социальная ответственность

В рамках данной диссертационной работы рассматриваются особенности применения методов увеличения нефтеотдачи залежи, а также оптимизация процесса разработки месторождения. Потенциальными пользователями разрабатываемого решения являются компании-недропользователи, непосредственно занимающиеся извлечением запасов углеводородов, обработки и транспортировки сырья в трубопровод.

Объектом исследования текущей работы является месторождение К, располагающееся на территории Томской и Омской областей. В географическом отношении месторождение К находится на юго-востоке Западно-Сибирской плиты Каргасокского района Томской области и представляет собой одноименное поднятие. Актуальность данной работы заключается в подборе оптимального метода для разработки низкопроницаемых пластов Васюганской свиты, что в свою очередь приведет к увеличению добычи.

Рабочее место представляет собой классическую учебную аудиторию, оборудованной необходимым материально-техническим оснащением. К оснащению относятся офисная мебель, персональный компьютер и пакет специализированного программного обеспечения, предварительно установленного на персональном компьютере, с помощью которого проводились все необходимые расчеты.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основные положения об отношениях между работником и работодателем, включая режим рабочего дня, оплата и нормирование труда, а также защита персональных данных сотрудника содержаться в трудовом кодексе Российской Федерации.

6.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Режим рабочего времени. Рабочим временем сотрудника называют период времени, в течение которого работник в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка и условиями трудового договора должен исполнять трудовые обязанности. В соответствии со статьей 91 ТК РФ нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю. Рабочий день длится 8 часов с обеденным перерывом равным одному часу [2].

Защита персональных данных работника. В целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать общие требования. Обработка персональных данных работника может осуществляться исключительно в целях соблюдения законов, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества. При определении объема и содержания обрабатываемых персональных данных работника работодатель должен руководствоваться Конституцией Российской Федерации, настоящим Кодексом и иными федеральными законами. Все персональные данные следует получать лично у работника [7]. Если невозможно получить персональные данные лично у работника, необходимо воспользоваться третьей стороной, при этом работник должен быть уведомлен об этом заранее, получив от него письменное согласие.

Оплата и нормирование труда. В течение рабочего месяца сотрудник выполняет свои трудовые обязанности. По истечению этого периода времени работник получает вознаграждение. Выплата заработной платы производится в денежной форме в валюте РФ (в рублях). Заработная плата каждого работника зависит от его квалификации, сложности выполняемой работы, количества и качества затраченного труда. В соответствии с ТК РФ запрещается любая дискриминация при установлении условий оплаты труда [2].

6.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

В соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 рабочее место для выполнения работ сидя должно отвечать антропометрическим (отдельно для женщин и мужчин), физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Расстояние от сиденья до нижнего края рабочей поверхности должно быть не менее 150 мм; высота сиденья – 420 мм; высота пространства для ног не менее 600 мм; ширина пространства для ног не менее 500 мм. Часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний, допускается располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости [5]. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана персональной электронно-вычислительной машиной (ПЭВМ). Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 - 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ») [8].

6.2 Производственная безопасность

Условия труда, формирующиеся при работе над данным проектом, в частности работа на электронных устройствах, могут спровоцировать проявление вредных и опасных факторов. Для идентификации потенциальных факторов использовались положения в ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ) [1]. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Результаты приведены в Таблице 6.1 ниже.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ

Источник фактора, наименование видов работ	Этап разработки	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Работа за ПЭВМ	+	Повышенное значение напряжения в электрической цепи	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»
	+	Электромагнитное излучение	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ»
	+	Зрительное напряжение	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ»

	+	Монотонность трудового процесса	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
	+	Недостаточная освещенность	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Текущий проект разработки сопряжен с длительной работой за ПЭВМ, что в свою очередь вызывает большое количество отрицательного воздействия на человеческий организм.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи. Компьютерная техника питается от электрической сети, резкий скачок напряжения в которой может стать источником опасного фактора. В связи с этим необходимо соблюдение соответствующих правил, написанных в ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [4]. «Электробезопасность», которые ограничивают напряжения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки (Таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Граничные значения напряжения и тока, протекающего через тело человека

Род тока	U, В	I, mA
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Электромагнитное излучение. Длительное работа за монитором ПЭВМ оказывает сильное отрицательное влияние на здоровье сотрудника, в частности органы зрения, так как экраны мониторов являются источником широкого спектра излучений. Особенно вредным является синий участок оптического спектра излучений, урон от которого постепенно стараются уменьшать в

современном оборудовании. Допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП) представлены в Таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Зрительное напряжение. Работая за ПЭВМ зрительный аппарат человека испытывает высокую нагрузку в течение всего рабочего дня. Для снижения уровня напряжения зрительной системы необходима следующая коррекция параметров монитора (Таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв. м
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более +/- 20%
Контрастность (для монохромного режима)	Не менее 3:1
Временная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение во времени яркости изображения на экране дисплея)	Не должна фиксироваться
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренные изменения положения фрагментов изображения на экране)	Не более $2 \times 1E(-4L)$, где L - проектное расстояние наблюдения, мм

Для дисплеев на электронно-лучевых трубках (ЭЛТ) частота обновления изображения должна быть не менее 75 Гц при всех режимах разрешения экрана, гарантируемых нормативной документацией на конкретный тип дисплея, и не менее 60 Гц для дисплеев на плоских дискретных экранах (жидкокристаллических, плазменных и т.п.).

Монотонность трудового процесса. Данную работу по созданию проекта разработки можно отнести к монотонным, отличительными признаками которой служит однообразие рабочих действий, их многократное повторение и небольшая длительность. Если операция сводится к выполнению ограниченного круга трудовых действий, то она является монотонной даже при значительной длительности.

Монотонная работа существенно влияет на функциональное состояние человека. Под влиянием монотонности человек, не умеющий это психическое состояние сдерживать или устранять, становится вялым, безучастным к работе, возникает угнетающее состояние, что приводит к преждевременному утомлению [3]. Утомление приводит к снижению работоспособности и неспособности работника находить оптимальные решения для отдельных задач.

Для снижения переутомления каждому работнику необходимо заниматься спортом в свободное время, найти хобби, следить за режимом сна, настроить рацион правильного питания и т.д. В случае единичного утомления необходимо дать организму передохнуть. Если данная проблема становится системой, необходимо обратиться за помощью к специалистам.

Недостаточная освещенность. Низкий уровень освещенности рабочей зоны является также серьезной проблемой на рабочем месте, продолжительное действие которого может в последствие привести к нарушению зрительной функции глаз, а также имеет воздействие на общее психологическое состояние человека. В учебной аудитории использовался комбинированный вид освещения, в котором к естественному источнику света были добавлены искусственные светильники для освещения зоны рабочего стола и монитора

компьютера [5]. Нормированные показатели естественного и искусственного освещения приведены в Таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения

Помещение	Рабочая поверхность и плоскость плоскости нормирования КЕО и освещенности и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение				
		КЕО e_n , %						Освещенность рабочих поверхностей, лк	Показатель дискомфорта М, не более	Коэффициент пульсации K_p , %, не более
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении					
Рабочие комнаты и офисы	Г -0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	300	40	≤15%(работа с ЭВМ)		

6.3 Экологическая безопасность

В ходе работы существует вероятность выхода из строя отдельных узлов или полностью всей электронной аппаратуры, утилизация которой будет иметь воздействие на литосферу. В таком случае, ПЭВМ является источником загрязнения окружающей среды [1]. Каждые из элементов персонального компьютера обладает своим классом опасности:

1. ртутные лампы, используемые в персональных компьютерах (ПК), ноутбуках, мониторах, являются чрезвычайно опасными, поэтому отнесены к I классу [9];
2. платы и аккумуляторы, которые содержат свинец, кадмий или олово, относятся ко II классу опасности;
3. трансформаторы и провода – к III классу;
4. металлические детали практически безопасны, и им присвоена V степень опасности.

Пришедшие в негодность ПЭВМ требуют специального процесса утилизации в целях снижения загрязнения окружающей среды, а также возможности вторичного использования ограниченных ресурсов планеты. Нормативным документом для утилизации является ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов» [6].

Помимо ПЭВМ и его комплектующих переработки требуют различные офисные канцелярские товары, бытовой мусор, а также офисная мебель, электротехнические приборы и т.д.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Поскольку рассматриваемая работа выполняется в офисном здании, чрезвычайными ситуациями, которые потенциально могут произойти следует отнести: пожар, связанный с неисправностью электропроводки; аварии коммунальных систем; обвал здания вследствие стихийного бедствия и т.д. В соответствии со характером работ, наиболее вероятным чрезвычайным происшествием является воспламенение системы электропроводки. Главными причинами этого могут быть: короткое замыкание; перегрузка ПЭВМ; заводская неисправность оборудования и т.д.

Согласно требованиям ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», для предотвращения воспламенения необходимо соблюдать следующие правила:

1. использовать только исправное оборудование;
2. проводить периодические инструктажи по пожарной безопасности;
3. назначать ответственного за пожарную безопасность в помещении;
4. издавать приказы по вопросам усиления пожарной безопасности;
5. отключение электрооборудования, освещения, а также всей системы электропитания по окончании работ;
6. иметь исправное средство пожаротушения на случай ЧП;
7. содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии [2].

В целях предотвращения возгорания в электропроводах следует использовать кабель, не распространяющий горение. Для этого одним из решений может стать использование стальных труб с определенной толщиной стенки, которая не прожжется в результате возникновения короткого замыкания. При этом категорически запрещается соединять провода в виде скрутки, что снижает плотность контактов проводников и уменьшается площадь их взаимодействия. В следствие этого возможно возникновение электрической дуги и искрения, а в последствие и короткого замыкания. Также необходимо наличие исправного электропредохранителя, с соответствующего мощности, потребляемой офисным зданием.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1.35 м [3]. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не

более 1.35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей [2].

6.5 Расчет освещенности рабочего помещения

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Входными данными для расчета освещенности являются размеры учебной аудитории: длина – 15 м; ширина – 8 м; высота потолка 4 м. В соответствии с СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» требуемый уровень освещенности рабочего места при работе с компьютерами, а также чтения и письма должен быть не менее 500 лк [9].

Для обеспечения искусственного освещения был выбран светильник с люминесцентными лампами ЛД с мощностью ламп равной 40 Вт каждая.

Расчет высоты подвеса:

$$h_n = H - h_c = 4.5 - 0.5 = 4 \text{ м,}$$

где: H – высота помещения (4.5 м); h_c – расстояние светильников от перекрытия (0.5 м);

Расчетная высота:

$$h = h_n - h_{\text{рп}} = 4 - 0.8 = 3.2 \text{ м,}$$

где $h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

h_{rp} – высота рабочей поверхности над полом (0.8 м);

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = \lambda \cdot h = 1.4 \times 3.2 = 4.48 \text{ м},$$

где $\lambda = 1.4$ является интегральным критерием оптимальности расположения светильников, характеризующих наиболее выгодное относительное расстояние между светильниками.

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3=1.5$ м.

Количество рядов светильников равняется:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 = \frac{(8 - \frac{2}{3} \times 4.48)}{4.48} + 1 = 2.12,$$

где B – ширина помещения (8 м).

Расчет количества светильников:

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l_{\text{св}} + 0.5} = \frac{(15 - \frac{2}{3} \times 4.48)}{0.933 + 0.5} = 5.7,$$

где A – длина помещения (15 м), $l_{\text{св}}$ – длина светильника.

Таким образом, общее количество светильников равняется:

$$N = n_{\text{ряд}} \times n_{\text{св}} = 2.12 \times 5.7 = 12 \text{ штук}$$

Расчет индекса помещения:

$$i = \frac{A \times B}{h(A + B)} = \frac{15 \times 8}{4.5 \times (15 + 8)} = 1.12 \approx 1.1$$

Примем $\rho_n = 70$ и $\rho_c = 50$. Таким образом, в соответствии с Таблицей 6.6 коэффициент использования для данного $i = 1.1$ и равен 0.51 [9].

Таблица 6.6 – Коэффициенты использования светового потока светильников с люминесцентными лампами

Тип светильника	ОД и ОДЛ			ОДР			ОДО			ОДОР			Л71БОЗ		
	$\rho_n, \%$	$\rho_c, \%$	i	$\rho_n, \%$	$\rho_c, \%$	i	$\rho_n, \%$	$\rho_c, \%$	i	$\rho_n, \%$	$\rho_c, \%$	i	$\rho_n, \%$	$\rho_c, \%$	i
	Коэффициенты использования, %														
0,5	23	26	31	21	24	28	21	25	30	18	21	26	14	16	19
0,6	30	33	37	27	30	34	27	31	36	23	27	32	18	20	22
0,7	35	38	42	32	35	38	32	36	41	27	31	35	21	23	25
0,8	39	41	45	35	37	41	36	39	44	30	33	38	23	25	27
0,9	42	44	48	38	40	43	39	42	46	32	36	40	25	27	29
1,0	44	46	49	40	42	45	41	44	48	34	38	42	26	28	30
1,1	46	48	51	41	43	46	42	46	50	36	39	43	27	29	31
1,25	48	50	53	43	45	48	44	48	52	38	41	45	29	30	32
1,5	50	52	56	45	48	51	46	50	55	40	43	47	30	31	34
1,75	52	55	58	47	50	53	49	52	58	42	45	50	31	33	35
2,0	55	57	60	50	52	54	51	55	60	43	47	52	33	34	36
2,25	57	59	62	52	54	56	53	57	62	45	49	54	34	35	37
2,5	59	61	64	53	55	58	55	58	64	47	50	56	35	36	39
3,0	60	62	66	54	56	60	56	60	66	48	52	58	36	37	40
3,5	61	64	67	56	57	61	58	62	67	49	53	59	37	38	40
4,0	63	65	68	57	58	62	59	63	68	50	54	60	38	39	41
5,0	64	66	70	58	60	63	60	64	70	51	56	62	38	40	42

Для расчетов примем коэффициент запаса для помещения равным 1.8 при условии среднего выделения пыли.

Световой поток лампы Φ определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \times S \times K_z \times Z}{N_l \times \eta} = \frac{500 \times 15 \times 8 \times 1.8 \times 1.1}{12 \times 0.51} = 19411.76 \text{ Лм,}$$

где E_n – нормативная освещённость по СП 52.13330.2016 (для офисных помещений не менее 500 лк), лк; S – площадь освещаемого помещения, м²; K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли; Z – коэффициент неравномерности освещения (для люминесцентных ламп равняется 1.1), N_l – число ламп в помещении (необходимо учесть число ламп в светильнике); η – коэффициент использования светового потока.

Проверка расчета:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{ст}} - \Phi_{\text{рас}}}{\Phi_{\text{ст}}} \times 100\% \leq 20\%$$

$$\frac{\Phi_{\text{ст}} - \Phi_{\text{рас}}}{\Phi_{\text{ст}}} \times 100\% = \frac{20700 - 19411.76}{20700} \times 100\% = 6.22\%$$

⇒ Подобранный светильник удовлетворяет граничным условиям.

Электрическая мощность всей осветительной системы определяется по следующей формуле:

$$P = N_{\text{л}} \rho_{\text{л}} = 12 \times 40 = 480 \text{ Вт},$$

где $N_{\text{л}}$ – количество светильников, $\rho_{\text{л}}$ – мощность светильника.

В данном разделе были рассмотрены основные правовые, производственные и экологические аспекты, которые возникают при выполнении разработки текущего проекта. Также были проанализированы вопросы экологической, пожарной безопасности и соответствующие нормы регулирования. Были определены опасные и вредные факторы, появляющиеся в процессе работы над проектом, а также необходимый набор мер по снижению риска возникновения данных факторов.

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы был проведен обзор литературы по методам увеличения нефтеотдачи пласта, применяющимся на данный момент на нефтяных месторождениях, выполнен анализ данных геологического строения и керновых проб, а также физико-химических свойств пластовых флюидов на месторождении. На основе входных данных была построена секторная геологическая и фильтрационная модель месторождения, необходимой для симуляции методов увеличения нефтеотдачи.

Различные способы повышения нефтеотдачи привели к различным коэффициентам извлечения нефти. Последующие экономические расчеты отображали наилучший вариант разработки, который был рекомендован в качестве наиболее перспективного для данного блока месторождения. Рекомендации для последующей разработки месторождения основаны на увеличении эффективности нефтеотдачи и анализе экономической рентабельности каждого из проектов.

Список использованных источников

Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 34 с.
2. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с.
3. ГОСТ 12.1.005-88. "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны". – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1989. – 68 с.
4. ГОСТ 12.1.038-82 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность." - М.: Изд-во стандартов, 1999. – 44 с.
5. ГОСТ 12.1.038-82 "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов". – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1989. – 68 с.
6. ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов». – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1998. – 71 с.
7. ГОСТ Р.22.005-95. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования». – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 21 с.
8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы". – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 36 с.
9. СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение". - М.: Изд-во стандартов, 1999. – 44 с.

Опубликованная

10. Абдрашитова Б. Р., Шангареева А. И. Особенности моделирования физико-химических МУН в гидродинамических симуляторах/БР Абдрашитова, АИ Шангареева, РИ Саттаров //Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – №. 24. – 59 с.
11. Андреев В. Е. и др. Геологические условия эффективного применения ГРП неокотских отложений //Геология. Известия отделения наук о земле и природных ресурсов академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – №. 21. – С. 63-69.
12. Ахметова В. Р., Смирнов О. В. Улавливание и хранение диоксида углерода-проблемы и перспективы //Башкирский химический журнал. – 2020. – Т. 27. – №. 3. – С. 103-115.
13. Биккулова Н. К. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России //интеграционные процессы в науке в современных условиях. – 2017. – С. 59-62.
14. Биккулова Н. К. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России //Интеграционные процессы в науке в современных условиях. – 2017. – С. 59-62.
15. Газизов А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – 2002. – 55 с.
16. Галкина А. А. и др. Перспективы развития мировой энергетики в период до 2040 г. и их влияние на российский топливно-энергетический комплекс //Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. – 2015. – №. 1 (211). – С. 59-70.
17. Гончарова О. Р., Козлов С. В. Повышение эффективности разработки газонефтяных (нефтегазовых) залежей на основе подбора оптимальных проектных решений для месторождений Пермского края //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – №. 1. – С. 88-100.

18. Дорогиницкая Л. М. и др. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов //ИГ Шнурмана. Краснодар: Просвещение-Юг. – 2010. – Т. 306. – 77 с.
19. Дроздов А. Н., Егоров Ю. А., Телков В. П. Водогазовое воздействие: исследование процесса вытеснения нефтей различной вязкости применительно к Шумовскому месторождению //Территория нефтегаз. – 2007. – №. 4. – С. 56-61.
20. Еремин Н. А., Еремин А. Н., Еремин А. Н. МПН/МУН–современное состояние и тренды развития //Нефть. Газ. Новации. – 2016. – №. 4. – С. 64-69.
21. Житинский А. А. Обзор зарубежного опыта применения физико-химических технологий воздействия на пласт //Научный форум. Сибирь. – 2018. – Т. 4. – №. 1. – С. 21-22.
22. Закиров С. Н. и др. О коэффициентах нефте-, газо-, конденсатоотдачи //Георесурсы. – 2015. – Т. 2. – №. 3 (62). – С. 24-30.
23. Закревский С.Н. Геологическое 3D-моделирование /С.Н.Закревский. – Москва: ООО ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
24. Иванцов Н. Н., Степанов А. В., Стрекалов А. В. Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти //Вестник Тюменского государственного университета. Серия: Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика.–2018.–Т. 4,№ 4. – 2018. – Т. 4. – №. 4. – С. 191-209.
25. Квеско Б. Б. и др. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи. – 2016. – С. 2-7.
26. Колесник С. В., Кривова Н. Р. Применение методов увеличения нефтеотдачи на Самотлорском месторождении. – 2019. – С. 25-27.
27. Корчагин М. С., Иванчишин В. В. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи //Молодой ученый. – 2021. – №. 15. – С. 72-75.
28. Коршунов Н. В. Применение методов увеличения нефтеотдачи на Ватъеганском месторождении //Современные инновации. – 2019. – №. 6 (34). – С. 22-24.

29. Крянев Д., Жданов С. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения //Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – Т. 5 – 37 с.
30. Ленченкова Л. Е., Кабиров М. М., Персиянцев М. Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. – 1998 –342 с.
31. Летичевская Н. Н. и др. Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа. – 2017 – С. 43-45
32. Магадова Л. А. и др. Методические основы проведения лабораторных исследований составов для ASP-заводнения //Территория нефтегаз. – 2013. – №. 6. – С. 48-53.
33. Михайлов Д. Н. Гидрогеологические условия разработки Крапивинского нефтяного месторождения. – 41 с.
34. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений //Р. н/Д. – 2015. – 256 с.
35. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие //Ухтинский государственный технический университет, Ухта. – 2014. – С. 73-75.
36. Савенок О. В., Ладенко А. А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – 463 с.
37. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи : дис. – Санкт-Петербургский горный университет, 2016. – 12 с.
38. Слюсарев Н. И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов //Слюсарев НИ. – 2003. – 134 с.
39. Сулаев В. В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов и критерии их применимости //Научный альманах. – 2019. – №. 8-1. – С. 200-203.
40. Сулаева М. В., Сулаев В. В. Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов //Научный альманах. – 2019. – №. 8-1. – С. 204-207.

41. Тома А. и др. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти //Территория Нефтегаз. – 2017. – №. 7-8. – С. 58-67.
42. Фомкин А. В. и др. Применение метода изменения направления фильтрационных потоков на месторождении с карбонатным коллектором //Нефтяное хозяйство. – 2014. – №. 10. – С. 96-99.
43. Цыпкина О. Э., Мясникова Н. А., Байшев Б. Т. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи //М.: Недра. – 1993. – 111 с.
44. Чернова О. С. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю-1 Крапивинского нефтяного месторождения / О. С. Чернова, Е. А. Жуковская // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2010. — Т. 317, № 1: Науки о Земле. — С. 122-127
45. Чипизубов В. В. и др. Установка для очистки нефтепродуктов, воздуха и инертных газов от воды, механических и биологических примесей. – 2013. – 21 с.
46. Юшков И. Р., Хижняк Г. П., Илюшин П. Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие //Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. – 2013. – С. 20-23.
47. Abdel-Aal, H. K., Alsahlawi, M. A. (ed.). Petroleum economics and engineering. – CRC Press, 2013. – 41 p.
48. Allan, T. and Robert, A., (2008):“Production Operations” Volume 2 (4th edition) by published by Oil and Gas Consultants Inc ISBN 0-930972-18-X. – 342 p.
49. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A. Physicochemical methods for enhancing oil recovery from oil fields //Russian Chemical Reviews. – 2007. – Т. 76. – №. 10. – 971 p.
50. Borns, D. J., ENG300 Energy Security Course-Spring 2009. – Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States), 2009. – №. SAND2009-3281P. – P. 1-5

51. Cinco-Ley, H., Ramey, H. J., Miller, F. G. Pseudo-skin factors for partially-penetrating directionally-drilled wells //Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – OnePetro, 1975. – 68 p.
52. Dake, L. P. Fundamentals of reservoir engineering, volume 8 of //Developments in petroleum science. – 1978. – 283 p.
53. Dang, C. et al. Modeling and optimization of alkaline-surfactant-polymer flooding and hybrid enhanced oil recovery processes //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – T. 169. – P. 578-601.
54. Dawson, J., Cramer, D. and Le, H. (2004): “Reduced Polymer Base Fracturing fluid” SPE 90851 presented at the 2004 Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept 26 –29 – P. 15-25
55. El-Sheshtawy, H. S. et al. Production of biosurfactant from *Bacillus licheniformis* for microbial enhanced oil recovery and inhibition the growth of sulfate reducing bacteria //Egyptian Journal of Petroleum. – 2015. – T. 24. – №. 2. – P. 155-162.
56. Elturki, M., Imqam, A. Application of Enhanced Oil Recovery Methods in Unconventional Reservoirs: A Review and Data Analysis //54th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – OnePetro, 2020. – 123 p.
57. Firozjaini, A. M., Saghafi, H. R. Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation //Petroleum. – 2020. – T. 6. – №. 2. – P. 115-122.
58. Fujian, Z. et al. Integrated hydraulic fracturing techniques to enhance oil recovery from tight rocks //Petroleum Exploration and Development. – 2019. – T. 46. – №. 5. – P. 1065-1072.
59. Gharibi, A., Zaveidavianpoor, M. Hydraulic fracturing for improved oil recovery //Department of Petroleum Engineering, Faculty of Petroleum and Renewable Energy Engineering.–Universiti Teknologi, Malaysia. – 2015. – P. 11-20
60. Ihejirika, B., Dosunmu, A., Eme, C. Performance evaluation of guar gum as a carrier fluid for hydraulic fracturing //SPE Nigeria annual international conference and exhibition. – OnePetro, 2015. – 45 p.

61. Lager, A. et al. Low salinity oil recovery-an experimental investigation //Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description. – 2008. – T. 49. – №. 01. – 99 p.
62. Lewis, D. et al. The relationship between petroleum economics and risk analysis: a new integrated approach for project management //SPE/IADC Underbalanced Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2004. – 45 p.
63. Liang, T. et al. Evaluation of liquid nanofluid as fracturing fluid additive on enhanced oil recovery from low-permeability reservoirs //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – T. 168. – P. 390-399.
64. M. Golan and Whitson, C. (2010): “Well Performance” (2nd edition) published by Tapir ISBN 0-13-9046609-6. – 17 p.
65. M. J. Economides and Nolte, K. G. (2003): “Reservoir Stimulation” (2nd edition) published by Schlumberger Educational Services ISBN 0-13-775115-X.– 66 p.
66. M. J. Economides, Hill, A. D. and Ehlig-Economides, C. (2006): “Petroleum Production Systems” published by Prentice Hall ISBN 0-13-628683-X. – 14 p.
67. Olajire, A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges //Energy. – 2014. – T. 77. – P. 963-982.
68. Orr, Jr F. M., Taber, J. J. Use of carbon dioxide in enhanced oil recovery //Science. – 1984. – T. 224. – №. 4649. – P. 563-569.
69. Pope, G. A. The application of fractional flow theory to enhanced oil recovery //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1980. – T. 20. – №. 03. – P. 191-205.
70. Sheng, J. J. (ed.). Enhanced oil recovery field case studies. – Gulf Professional Publishing, 2013. –10 p.
71. Sheng, J. J. Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. – Gulf Professional Publishing, 2010. – P. 1-10

72. Thomas, S., Ali, S. M. Micellar flooding and ASP-chemical methods for enhanced oil recovery //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – T. 40. – №. 02. – 40 p.

73. Xiao, M. et al. Bacterial community diversity in a low-permeability oil reservoir and its potential for enhancing oil recovery //Bioresource technology. – 2013. – T. 147. – P. 110-116.

74. Yu, W. et al. CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs //Fuel. – 2015. – T. 159. – P. 354-363.

75. Zhang, Y. P., Huang, S., Dong, M. Determining the most profitable ASP flood strategy for enhanced oil recovery //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2005. – T. 44. – №. 02. – 6 p.

Приложение А
(справочное)

Положение


Enhanced oil recovery methods used for oil field development optimization

Literature Review


Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Шакиров Егор Михайлович		09.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	К.Г.-М.Н.		09.06.2022

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макаровских А.В.	—		09.06.2022

1.1 Current development issues

Optimal recovery of hydrocarbons during development is a complex engineering challenge that is being addressed by specialists in all fields.

Currently, the average oil recovery of a standard field in the Russian Federation does not exceed 25-40%. Thus, more than half of the reserves remain unexploited, which is of great importance for the economic development of the industrial sector. Oil fields require an individual approach and optimisation of development to achieve the most appropriate level of production. Field development is essentially understood as a set of established activities to ensure that raw materials and associated components are extracted from the subsurface in an economically viable manner. At the same time, it must be taken into account that each field goes through a certain life cycles or stages of development.

The first stage represents the initial years of field development. Intensive drilling of the marked area along the project contours is carried out. Technological equipment for well construction is put into operation. The drilling of a stock of producing wells and is characterized by the build-up of annual production and the implementation of the planned development system. At the first stage of oil field development, resources may be extracted, but in a dry mode. The volume of recoverable oil is minimal, but may increase depending on the design mode.

At this stage, the reservoir has high natural reservoir energy that provides following drive mechanisms: water, gravity, gas cap, solution gas, compaction and combination drives. Production growth is due to continuous drilling and commissioning of new producing wells. The duration of this stage is determined by the size of the development target, reservoir pressure, STOIP and the size of the field and is usually 5 years on average.

Once the first phase is complete, the "plateau" phase begins, in which annual well rates reach their maximum level and are maintained over a long period of time. In terms of production, this is the main development period in which the largest amounts of the resource are extracted. It is practiced to put in reserve wells with complex

extraction and transportation of oil through an established communications system. During this period, all remaining planned wells are brought into production, producing wells with high water cut are converted to injection wells.

The second stage is characterized by a widespread use of methods in order to maintain the reservoir pressure by drilling injection wells through which water or gas is injected. The end of the plateau period may have a water cut of 50%. The timing of this period is dictated by the rate of oil recovery, the amount of watercut, and the potential to find new reservoirs. The duration of this stage is only 5-7 years [1].

During the third stage, the field continuously depletes, the water cut increases along with a significant drop in production and could reach 80-90%. At this stage, all wells start to use artificial lift. For instance, rod pumps powered by an external motor and a system of valves and pipes can be used to extract more oil from a well. Another technology to be mentioned here is the gas lift, which involves injecting gas through the tubing-casing annulus [1]. To improve field development efficiency at this stage, enhanced oil recovery methods are used which allow to raise the production rate of each well, increase the duration of the third stage of development and the final oil recovery factor of the reservoir. The duration of this period is between 3-6 years. With the end of the third stage, the main development period ends.

The fourth stage is the final one, which is described by a further decline in production and greater water cut (up to 95% or more). The fourth stage is the longest and can be as long as 15-18 years. As water cut reaches critical values at which wells are abandoned, since it becomes unprofitable to produce. In this stage, the main activities are related to the preparation of the site for abandonment. The life cycle of a field is illustrated in Figure 1.1.

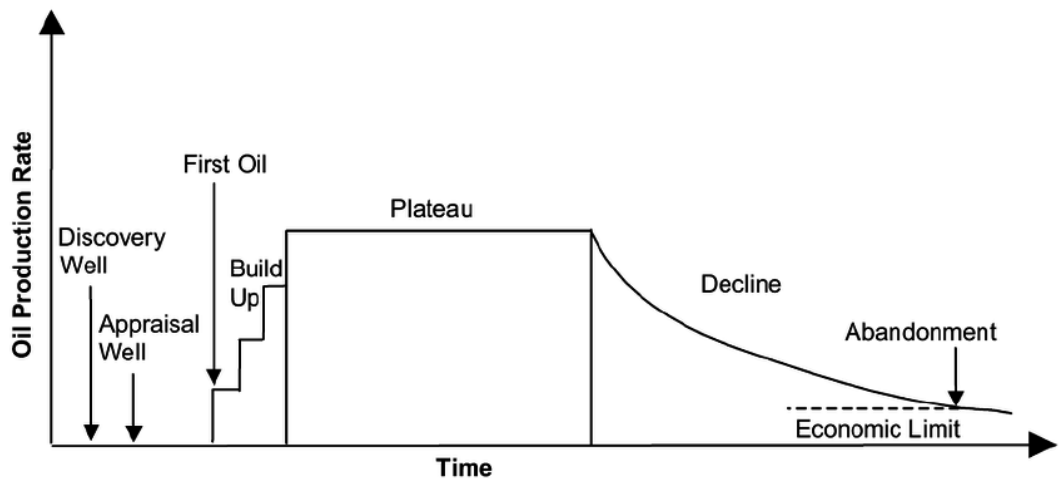


Figure 1.1 - Annual production of the field at each stage of development [70]

The world's oil and gas reserves are gradually reduced due to high rates of production and industrial growth. Oil fields of "light" oil are gradually being depleted and their number is steadily decreasing over time. At the same time, the proportion of oil fields with tight oil reserves is increasing, and most of the producing fields are at an advanced stage. Thus, studying modern EOR techniques is an extremely important aspect of petroleum engineering [4].

Currently, the main way to develop an oil field is to flood the reservoir. However, this method does not contribute to a high oil recovery rate because it cannot provide full waterflood coverage of the reservoir. The reason for the low coverage may be the high lithological and facies heterogeneity and high permeability anisotropy of the reservoir, which leads to uneven oil displacement. The appearance of residual oil is also facilitated by the low density of the well placement used. As development progresses, large quantities of residual oil emerge and form bypassed oil that is not covered by the displacing agent.

In addition, residual oil remains in the partially flushed zones as a film on the rock capillary channels. At maximum water saturation the oil phase permeability becomes zero and the oil starts to be immobile. The magnitude of residual oil is determined by the wettability characteristic of the rock, which depends on the chemical composition of the reservoir oil as well as the injected agent.

In an oil-wet formation, water concentrates in large pores and forms extended overflow channels. When water is injected into the oil-wet reservoir, production is accompanied by a long water production period after a short water-free production period. In this case, residual oil is a thin film on the surface of the reservoir grains and accumulates in the small and medium-sized pore channels. Conversely, in water-wet rock, water forms a thin film on the surface of reservoir channels and is most concentrated in the narrow and medium capillaries, while oil is predominantly in the large capillaries. This is where the piston oil displacement process is most fully realised. The highest oil displacement rate (about 70%) is characteristic of reservoirs with intermediate wettability.

The appearance of a residual oil film in flushed zones is also influenced by the properties of the reservoir oil itself, which has a large number of organic compounds. The chemical composition and presence of high-molecular-weight components determines the properties of the oil, which affect surface tension as well as the strength of the energy interaction with the pore surface. In particular, the presence of resins and asphaltenes has a strong influence on the displacement of oil under the influence of the injected agent, as these components contain a large number of surfactants that promote oil adsorption on reservoir capillaries and increase the stability of oil dispersion systems.

Thus, the application of traditional waterflooding methods inevitably leads to residual oil and low cumulative oil recovery. Statistics show that the average amount of unrecovered reserves is approximately 55-80%, depending on the particular field. As the number of new discovered hydrocarbon fields is declining, the main challenge for the entire oil industry is to improve production and development technology for oil and gas fields. The solution to this problem lies in the development of currently available physical and chemical extraction technologies and the subsequent development of enhanced oil recovery methods.

1.2 Methods to enhance oil recovery

The standard classification of EOR methods is based on the nature of the exposure reagent and is divided into the following methods:

1. hydrodynamic (cyclic flooding or hydraulic fracturing);
2. physical-chemical (injection of surfactants, micellar solutions, polymers, etc.);
3. thermal (oil displacement by heat transfer fluids, in-situ combustion, etc.);
4. gas (injection of hydrocarbon, carbon dioxide, nitrogen, water-gas mixtures, etc.).

The specific nature of the field, as well as the properties of the reservoir fluid, determines the set of methods required to most effectively enhance oil recovery. The methods listed above have different EOR potentials (1% to 25%), depending on reservoir conditions and the properties of the fluid itself. In the development of fields with high-viscosity oil, thermal (in-situ burning) or gas (steam injection) methods are traditionally used [3]. Hydrodynamic methods as well as CO₂ injection are used to enhance oil recovery in fields with low viscosity oil.

1.2.1 Hydrodynamic methods

The basic principle of the hydrodynamic method is to control horizontal and vertical flows in the interwell space in order to increase oil recovery. In this process, cyclic waterflooding, reversal of filtration flow direction and the method of forced fluid withdrawal are used. The hydrodynamic methods also include barrier waterflooding, which involves injecting water into the gas/oil contact to form an impermeable barrier. This is necessary to prevent gas from entering the well or oil from flowing into the gas cap. This increases the rate of gas and oil production by allowing the two fluids to be produced simultaneously.

The cyclic flooding. The cyclic flooding method consists of periodically stopping and starting water injection into the reservoir, resulting in a constant increase and decrease in reservoir pressure. The physical essence of this process is that when displacing water is pumped into the reservoir, the oil compresses and releases narrow capillaries into which the water enters (first cycle). Once the injection stops, the oil remains enclosed on the injection well side and starts flowing into the production well area (second cycle). The water is retained in the low-permeability interlayers by capillary forces. At the initial stages the injection period is usually about 5-10 days. As the displacement front propagates, the break between cycles can vary between 60-80 days in accordance with the duration of the waterflooding process.

The highest efficiency is achieved in strata that meet the following requirements

1. the reservoir is hydrophilic, heterogeneously layered or fractured;
2. large amounts of residual oil;
3. the technological possibility of creating a pressure differential of 0.5 of the average pressure differential;
4. the ability to compensate for the pumped volume using double production (during the injection period, the fluid inflow is twice as high).

In cyclic waterfloods, the injection and production equipment withstand increased loads. In cyclic waterfloods, the injection and withdrawal periods are shifted to distribute the load uniformly [3]. Modern pumps are able to withstand the increased loads and do not require the surface equipment and the waterflood system to be reconstructed.

Hydraulic fracturing. During hydrofracturing a certain amount of a special fluid mixed with granular proppant material is injected into the well under high pressure. As a result, the rock breaks and a new system of cracks is formed. This creates new paths for oil and gas to leave the formation. After hydraulic fracturing the fluid is pumped out and the well starts to produce oil. The proppant stays in the well in order to ensure preservation of the cracks. Thus, this method of stimulation can not only increase the production from the reserves in the drainage area of the well, but under

certain conditions, can significantly expand this area by joining poorly drained areas to it. The hydraulically fractured well with the negative skin will have the greatest production rate. Propped hydraulic fracture well stimulation should only be considered when the:

1. Well is connected to adequate produceable reserves;
2. Reservoir pressure is high enough to maintain flow when producing these reserves (or it is economically justifiable to install artificial lift);
3. Production system can process the extra production.

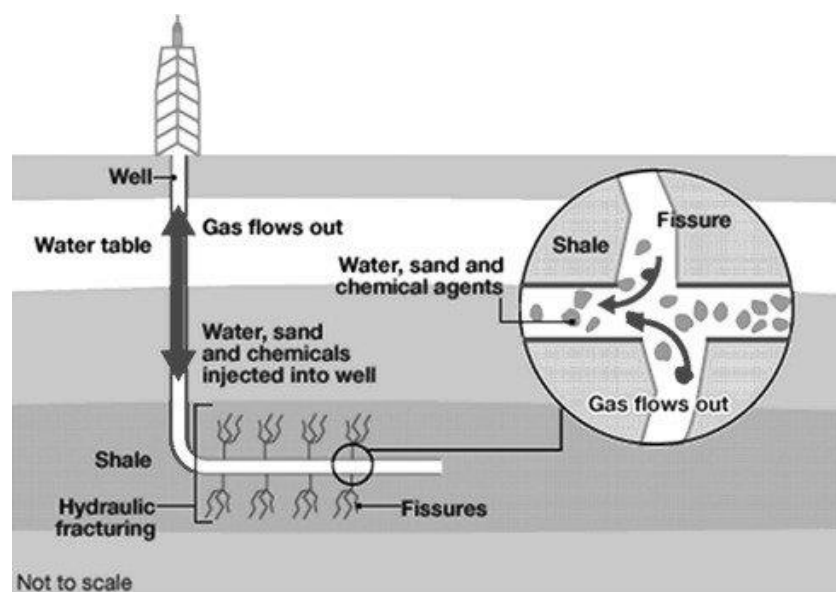


Figure 1.2 – Fracturing process scheme [46]

Hydrofracturing is often carried out in low-permeability reservoirs, where specific zones and streaks are not involved in active production, which reduces the oil recovery from the whole reservoir. The main advantages of the method are: it reveals the existing cracks and effectively overcomes the skin areas.

The conductivity of cracks resulting from hydraulic fracturing is of great importance for the quality of the EOR. The increase of conductivity of cracks by proper selection of high quality proppant and cleaning the cracks has become a separate area of research.

Forced fluid production. The next type of hydrodynamic method is the technology of forced fluid production, which consists of periodically increasing the production rate at the producing well. The physical principle behind this method is to create high pressure gradients by lowering downhole pressure. This naturally produces oil targets in reservoirs with low permeability. The effectiveness of this method is limited by the following requirements:

1. the productivity coefficients of producing wells have high values;
2. in the final stage of field development, the water cut should not exceed 80-85%;
3. the technological and technical feasibility of increasing well flow rates (well design, casing stability, quality of well completion, etc.).

The transition to boosted production should be smooth, with a gradual increase in production rates of 30-40%.

1.2.2 Thermal methods

The use of thermal EOR methods involves displacing oil with heat transfer fluids, which include hot water and steam injection, as well as in-situ combustion and steam-cycle technologies. The influence of thermal EOR methods on the formation is the highest. When these methods are applied, the reservoir is affected by thermal energy, which is transported by thermal carriers or released directly into the reservoir during exothermic chemical reactions (combustion). Often this technology is used simultaneously to hydro- and thermodynamic methods.

Pumping hot water and steam. Thermal EOR is accompanied by radical changes in physical and chemical parameters of oil, a variety of phase transitions, etc. A variation of this method is the injection of steam or hot water into the reservoir. The thermal expansion of oil and rock, as well as improved capillary permeability (in the case of hydrophilic reservoirs), makes it easier to displace oil from low-permeability

areas of the reservoir. Injection of various heat transfer fluids into the reservoir increases the phase permeability of the oil, thereby displacing the reservoir fluid from low-permeability reservoirs. This allows partial evaporation of the oil and its transfer in gaseous state deep into the reservoir.

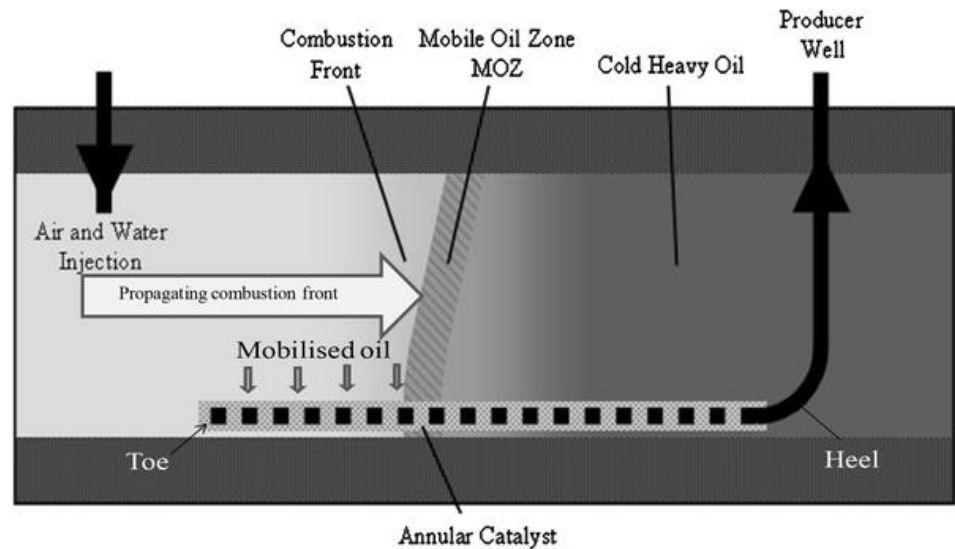


Figure 1.3 – Hot water and steam injection [65]

One of the main factors in planning hot water or steam injection is the depth of the reservoir, because as the distance to the reservoir increases, the heat loss generated in the wellbore increases as well. In addition, the specific contact surface of the injected agent increases as the effective thickness of the reservoir decreases [4]. Thus, a detailed analysis of heat loss, which may result in inappropriate expenditure of energy for heating the injected fluid, is necessary. The surface facilities required to realize steam or hot water injection include the steam pipeline, the wellhead boiler, and other wellhead and downhole equipment.

In-situ combustion method. In-situ combustion is a method of oil displacement which is based on injection of an oxidant (air, air with oxygen, pure oxygen or air with water) and initiating the process of oxidation (combustion) of oil directly into the porous media of the formation. Thus, some of the oil that remains in the formation as a result of displacement by water, water vapor and evaporation of oil ahead of the combustion front is used as a combustible fuel to drive the chemical reaction. The coke-

type residues of the heavy oil fractions usually enter the reaction, yielding about 5-20% of the total reserves.

The in-situ combustion process is divided into two types according to the direction in which the oxidising reagent advances:

1. straight-through process (the oxidising reagent moves in the direction of the combustion zone);
2. counter-current process (the oxidising reagent moves against the direction of travel of the combustion zone).

The method involves injecting air through the injection wells into the reservoir and then monitoring the exothermic reaction in the production wells with special temperature analysers. If there is no spontaneous chemical reaction during the first months of injection, self-initiated combustion is resorted to using the following techniques:

1. electric downhole heater;
2. bottom-hole gas burner;
3. injection of oxidation reaction catalysts.

The ignition time depends on reservoir properties, physical and chemical properties of the oil being displaced, method of ignition, etc. Once the reaction is initiated, the combustion front moves away from the injection well and expands deep into the reservoir, causing a gradual increase in air consumption at the compressors. The wellhead injection pressure is 1.5-2 times the reservoir pressure.

In-situ combustion is most effective in formations 5-20 m thick, with water saturation of no more than 40% and porosity of more than 20%, and with a wide range of viscosity variations. The main advantage of this method is its cost efficiency. However, it should be taken into account that in case the temperature in the reservoir is higher than 100-150°C and an oxidant is injected, spontaneous ignition is possible. This imposes certain restrictions related to security to the use of this method.

One of the main difficulties of using this method is the low ability to control the course of chemical reactions within the reservoir. Uneven oil burnout leads to strong changes in reservoir properties and complicates further development.

1.2.3 Physico-chemical methods

Surfactant injection. This technology is based on injection of a surfactant solution into the reservoir. The method of injection is the same as in ordinary water flooding, but the use of surfactants (such as sulphonates, sulphates, sulphoniums, nitrogen heterocyclic compounds, ethoxylated isononylphenols) allows to reduce the amount of water by about 40%. The increase in oil recovery is about 2-10% higher than by the use of water flooding. But the process is very unstable and is difficult to regulate. It changes the rheological properties of reservoir oil. From a physical point of view, surfactants help to separate large oil globules into smaller ones by reducing the surface tension at the water-oil-capillary interface. The increase in oil recovery is due to the following factors: the reduction of the interfacial tension between water and oil, partial dissolution of oil, emulsification of oil and improvement of mix ability of the fluid. Surfactant exposure increases capillary water penetration and washes away oil droplets adhering to the rock, making the oil more mobile.

Such method can be used in reservoirs with high clay content. However, the use of this method leads to pollution of the environment. The requirements to the purity of water are very high. Surfactant injection into the formation decreases the wetting tension by 7-9 times.

Polymer flooding. This method involves injection of polymer solution. It changes the mobility of the displacing fluid due to the increase of its viscosity. The essence of this method is to equalize the mobility of oil and the injected agent by adding a high-molecular polymer (polyacrylamide), which significantly increases the viscosity of water at relatively low concentrations. Injection of aqueous polymer solution changes hydrodynamic parameters of the productive formation. It achieves a higher degree of formation coverage by initiating the performance of low-permeable layers that remain unaffected by conventional waterflood processes. Polymer solutions with concentration of 0.01-0.1% allow increasing viscosity up to 5 mPa-s and balancing formation oil and water viscosity ratios [2].

Polymer solutions injected into the formation also contribute to displacement of connate water, as a result of which the solutions react chemically with the rock and precipitate on its surface. As a result, channels are blocked, blocking water filtration into them. At the same time, polyacrylamide solutions preferentially penetrate into highly permeable formations. Thus, the action of these two effects increases the viscosity of the injected agent and reduces the permeability of the conductive medium, which together result in uniform displacement.

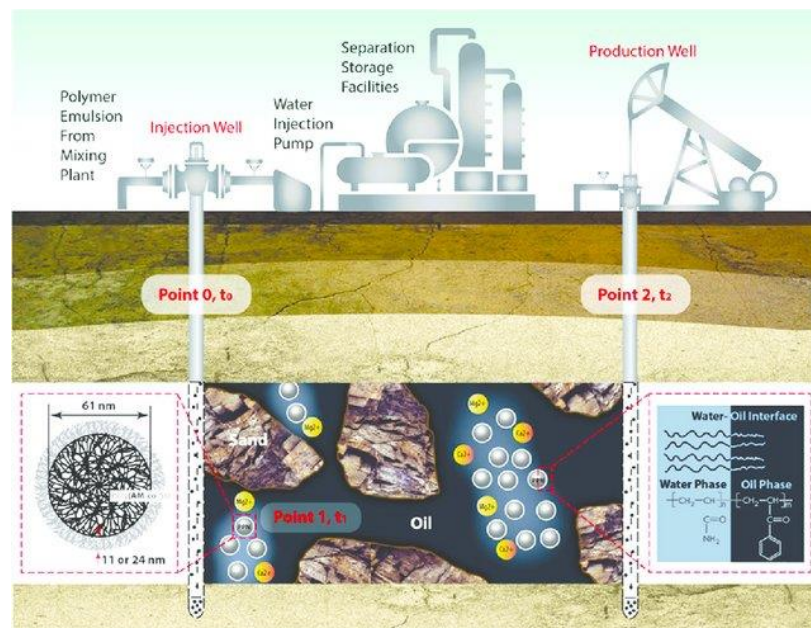


Figure 1.4 - Injection of water-based polymer solutions [57]

The recommended requirements for polymer displacement are a permeability of 0.1 mD and a formation temperature of less than 90 °C. The main disadvantage of this method is that it drastically reduces the productivity of injection wells, requiring higher injection pressures. However, it could lead to a reduction of the infectivity of the injection well. In homogeneous formations with low oil viscosity, as well as in fields at the final stage of development, polymer injection is not so effective. In addition, the use of polymer and water treatment facilities is required, which is also a challenge that has not been fully solved. During polymer injection production increase of 4-10% can be achieved. The technology is simple and does not require costly equipment. Polymer solution flooding can be used in all stages of oil recovery.

Alkaline agent injection. Alkaline solution flooding is a method of EOR, which involves injection of dissolvable alkaline (NaOH, KOH, NH₄OH, etc.) into the reservoir. The pH of the agent should be 11-13. The principle of this method is in injection of alkali into the reservoir and subsequent chemical reaction. Reservoir oil contains organic acids of varying composition and quantity. When the alkali enters the acidic environment of the oil, it reacts chemically to form surfactants and subsequently reduces interfacial tension. As a result, fine oil-in-water emulsions with enhanced filtration properties are formed. In addition, the wettability of the rock increases due to the adsorption of organic acid on the surface of the pore channels, thereby increasing the oil displacement coefficient. Similar to polymers, oil displaced by an alkaline solution produces chemical reaction products in the form of precipitates that plug pore throats. It is recommended to use 0,2-0,5 % of caustic soda solution (NaOH) as pumping agent. Increasing the concentration does not increase relative oil phase permeability [5]. However, in the case of hydrophobic reservoirs, an increase in concentration is necessary to change the wettability of the rock. The recovery of oil may increase by 3-15% with this method compared to ordinary water flooding

The main disadvantage of this method is the strict application criteria. Low oil activity, high salt content in formation water and clays in the rock require higher alkali consumption or reduced oil displacement efficiency compared to pure water.

1.2.4 Gas methods

Injection of organic and inorganic gases into the reservoir is used during secondary and tertiary recovery of oil in order to maintain the balance of the reservoir energy and to increase the oil recovery factor. Gas methods involve blocking the action of capillary forces due to partial or complete mixing of the gas with oil. Process stability is achieved by alternating injection of bursts of gas, gas and water or a gas-water mixture. Since gas is not a wetting phase in hydrophilic rock, gas filling

predominates in the larger pore channels, unlike water injection, which predominantly fills smaller pores through capillary forces. Also, under the action of gravitational forces, gas accumulates in the upper part of the reservoir. Gas methods enable to increase the production of oil by 5–19% comparing to ordinary flooding applied during secondary recovery.

Water-gas drive. The use of water-gas mixtures as an injection agent reduces the disadvantages of injecting the components individually. The optimal solution is to inject water and gas intermittently into the reservoir, with flow rates proportional to the volumes of small and large pores in the reservoir. The water phase permeability depends on water saturation, and free gas increases the oil displacement coverage by the ultimate gas saturation value. Alternating water and gas injection flattens the displacement front by reducing the mobility of the highpermeability interlayers occupied by the water-gas mixture [5].

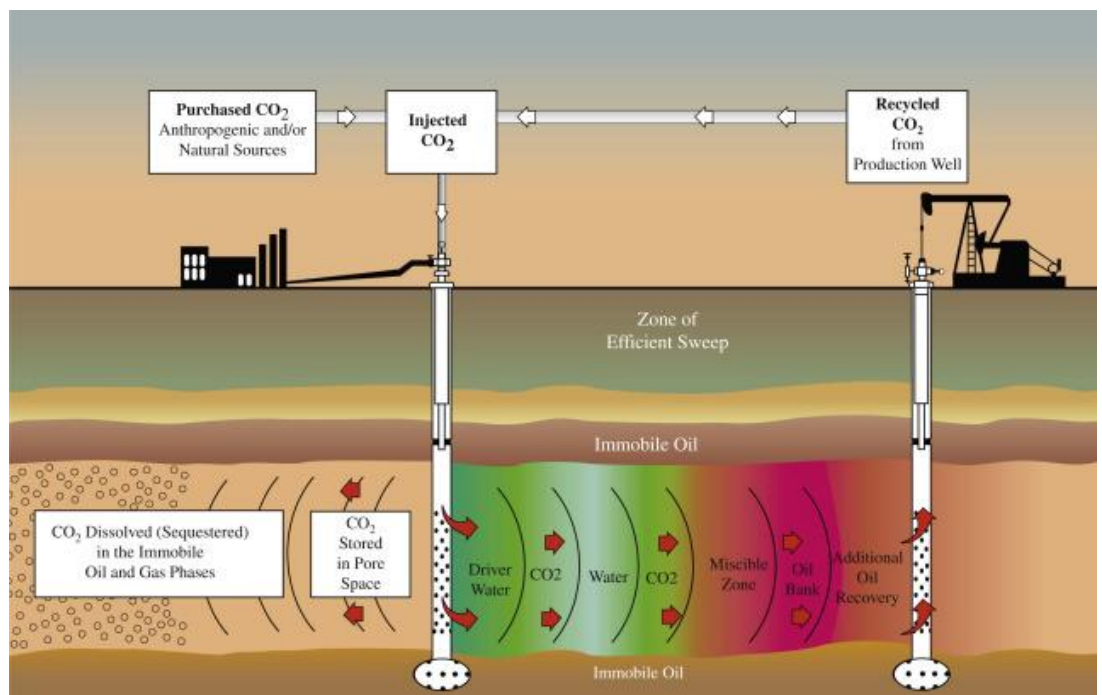


Figure 1.5 – Gas injection scheme [66]

This method can increase oil recovery by 10-15%, but has a number of drawbacks. The main challenge is to ensure that the injected gas is evenly distributed throughout the waterflooded reservoir. Also, after the first cycle, there is a dramatic change in the productivity of the injection well, due to a reduction in water phase permeability in the bottomhole zone. Gravity separation of the two phases reduces the extent of formation coverage by displacement, which affects the efficiency of this method. Implementing alternate injection requires more complex surface equipment, as well as the additional number of injection wells required to reach the injected volumes.

Injection of hydrocarbon and liquefied gases. The use of hydrocarbon gases is conditioned by the characteristics of each particular reservoir, which do not allow water injection. The use of hydrocarbon gases is conditioned by the characteristics of the individual reservoir that do not allow the injection of water.

Hydrocarbon gas drive is a method involving injection of a mixture of gaseous hydrocarbons through the tubing. The gases dissolve partially or completely in the oil, forming a mixing zone. But the use of hydrocarbon gas drive is not universal. In order to achieve the greatest effectiveness, consideration must be given:

- reservoir homogeneity: uneven displacement;
- hydrodynamic reservoir connectivity: the risk of leakage in the absence of hydrodynamic reservoir closure;
- oil viscosity affects the stability of displacement.

In addition, the reservoir structure affects the development pattern. If the dip angle is greater than 15°, injection into the dome is necessary, but if the dip angle is less than 15°, the development pattern is an area flood.

The potential problems include gas breakthroughs, which are controlled by analysing the chemical composition of the gas as well as the value of the gas factor. In order to prevent coning, the withdrawal of production wells is reduced until they are completely shut in. Adding liquified gas to dry gas allows a more complete mixing of the gas and the oil to be displaced. The use of enriched gas is limited by the high cost

of liquefied gas. The cost of producing an extra barrel of oil ranges from \$5 to \$8 and thus is profitable at the present price of nearly \$20 a barrel. In the majority of these cases, the carbon dioxide comes from natural underground sources and is piped to the oil field. The potential use of CO₂ flooding would be considerably greater, if large quantities of the gas, extracted from power stations, were available at low cost. For every kilogram of CO₂ injected, approximately one to one quarter of a kilogram of extra oil will be recovered. For most projects about as much carbon dioxide is disposed of in the reservoir as is generated when the oil is burnt. When CO₂ is at a sufficiently high pressure to form mixtures with the crude oil that are miscible in laboratory tests, up to 40% of the oil remaining in the field after water flooding can be recovered.

REFERENCE

1. Allan, T. and Robert, A. (2008):“Production Operations” Volume 2 (4th edition) by published by Oil and Gas Consultants Inc ISBN 0-930972-18-X
2. Dawson J, Cramer D and Le, H. (2004): “Reduced Polymer Base Fracturing fluid” SPE 90851 presented at the 2004 Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept 26 –29
3. M. J. Economides, A. D. Hill and C. Ehlig-Economides (2006): “Petroleum Production Systems” published by Prentice Hall ISBN 0-13-628683-X
4. M. Golan and C. Whitson (2010): “Well Performance” (2nd edition) published by Tapir ISBN 0-13-9046609-6
5. M. J. Economides and K. G. Nottle (2003): “Reservoir Stimulation” (2nd edition) published by Schlumberger Educational Services ISBN 0-13-775115-X

Приложение Б

Таблица Б - Химический состав и физические свойства пластовых вод

Наименование параметра		Пласт
Количество исследований	скважин	2
	проб	2
Плотность, г/см ³		1,02
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		-
Пластовая температура, °С		92
Минерализация, г/л		29,95
Содержание ионов, мг/л,	Cl ⁻	17746
<u>мг экв/л</u>		499,9
	HCO ₃ ⁻	1131,5
		18,55
	Ca ²⁺	158
		7,9
	Mg ²⁺	325
		26,64
	Na ⁺ + K ⁺	11226,5
		488,1
	Fe общ.	-
		-
	J	2
		-
	Br	90,1
		-
	Sr	-
		-
	B	32,9
		-
Тип воды		хлоридно-натриевая
Соленость		30712