

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Z (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.276-048.78(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Давыдов Денис Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульников М.Р.	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель				

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Давыдов Денис Викторович

Тема работы:

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Z (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.03.2019 г. № 1829/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Особенности геологического строения и разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям. Методы повышения извлечения коэффициента нефти. Обоснование методов повышения нефтеотдачи на месторождении Z, Красноярского края.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Методы повышения нефтеотдачи в карбонатных отложениях месторождения Z (Красноярский край)»	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2019 г
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульников М.Р.	к.г.н.		
Старший преподаватель				

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Давыдов Денис Викторович		

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 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)
 Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2019	Поиск и исследование литературы	10
18.03.2019	Общие сведения о меторождении	10
25.03.2019	Особенности геологического строения и разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям	20
05.04.2019	Методы повышения извлечения коэффициента нефти	20
12.04.2019	Обоснование методов повышения нефтеотдачи на месторождении Z Красноярского края	20
30.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2019	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	Доцент, к.г.н		
старший преподаватель				

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 страниц, 30 рисунков, 17 таблиц, 33 источника литературы.

Ключевые слова: НЕФТЬ, КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА, ПОЛИМЕРЫ.

В качестве объекта исследования рассматриваются залежи нефти месторождения Z, приуроченные к карбонатным отложениям.

Цель работы - анализ возможности применения технологий повышения нефтеотдачи пласта в карбонатных отложениях и выбор рекомендуемой технологии применительно к условиям рассматриваемого месторождения.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена возможность применения следующих методов воздействия: гидродинамических; водогазового-воздействия; физико-химических (закачка водных растворов ПАВ, полимера, щелочи); газовых (закачка углеводородного газа, диоксида углерода); тепловых (закачка пара, горячей воды, внутрипластовое горение); микробиологических (нагнетание биополимера, активизация пластовой микрофлоры); волновых (вибросейсмическое) с учетом реальной возможности обеспечения их необходимыми химическими реагентами и оборудованием на разрабатываемом месторождении.

Выявлено в качестве рекомендуемого метода увеличения нефтеотдачи вариант полимерного заводнения является наиболее перспективным.

Полимерное заводнение заключается в добавлении полимера в воду для нагнетания в пласт. Выделяют следующие особенности полимерного заводнения:

- увеличение вязкости воды и уменьшение её подвижности;
- в случае с некоторыми полимерами уменьшение фазовой проницаемости по воде);

- особенностью водных растворов полимеров является то, что они являются дилатантными жидкостями и их вязкость увеличивается по мере увеличения скорости фильтрации в пласте;
- постепенное снижение проницаемости за счет адсорбции, накопления и коагуляции в промытых зонах – в первую очередь в высокопроницаемых, за счет большей фильтрации через них полимера (эффект остаточного сопротивления).

За счёт вышеуказанных факторов замедляется фильтрация в высокопроницаемых интервалах, что позволяет выровнять фронт вытеснения нефти и избежать ранних прорывов воды в добывающие скважины.

Главными предпосылками рассмотрения возможности применения метода полимерного заводнения на пласте месторождения «Z» является его высокая неоднородность по проницаемости и высокая подвижность воды по отношению к подвижности нефти. Полимерное заводнение является наиболее распространённым методом третичной добычи в мире среди химических МУН, также данный метод имел и широкое распространение в России в середине 20 века. Полимерное заводнение характеризуется хорошо изученным механизмом воздействия и готовностью технологии для промышленного применения.

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ППД – поддержание пластового давления;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

КДМ – коэффициент действующей мощности (КДМ);

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

РКТ – рентгеновский компьютерный томограф;

ОФП – относительная фазовая проницаемость;

ППЭ – проект пробной эксплуатации;

ККМ – концентрация мицеллообразования;

КДГ – коллоидно-дисперсный гель;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ЧНЗ – чисто нефтяная зона;

ВНЗ – водонефтяная зона;

ГДИ – гидродинамическое исследование;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ ОТЛОЖЕНИЯМ	14
1.1. Общие положения	14
1.2. Характеристика карбонатных коллекторов и их фильтрационно- емкостные свойства	14
1.2.1. Генезис и строение карбонатных коллекторов.	14
1.2.2. Классификация карбонатных коллекторов	19
1.2.3. Особенности течения флюидов в карбонатных коллекторах	20
1.3. Исследования фильтрации пластовых флюидов в трещиновато-поровых и порово-трещинных коллекторах	22
1.3.1. Влияние инерционных сил на фильтрацию жидкости в трещинном пространстве	24
1.3.2. Изменение действующей толщины деформируемого пласта	26
1.3.3. Влияние технологических факторов на продуктивность карбонатных коллекторов	28
1.3.4. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Z.	33
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ	39
2.1. Гидродинамические методы воздействия.	40
2.2. Физико-химические методы воздействия.	42
2.3. Тепловые методы воздействия.	46
2.4. Микробиологические методы воздействия.	46
2.5. Волновые методы воздействия.	47
2.6. Газовые методы воздействия.	48
2.7. Водогазовое воздействие.	48
ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ Z КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ.....	50
3.1. Высокая неоднородность пласта на микро и макроуровнях.....	50
3.2. Отношение подвижности воды и подвижности нефти.	52
3.3. Высокая остаточная нефтенасыщенность.....	55

3.4 Анализ применимости агентов ППД	57
3.4.1 Полимерное заводнение.	57
3.4.2 ПАВ-заводнение.....	67
ГЛАВА 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ АНАЛИЗА СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. 77	
4.1. Профессиональная социальная безопасность в компьютерном помещении	77
4.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	79
4.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	83
4.2.1.Электрический ток.....	83
4.2.2. Безопасность при пожаре	83
4.3 Экологическая безопасность	84
Земля и земельные ресурсы	85
4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
4.4.1. Профилактические мероприятия и организация мониторинга	86
4.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
4.5.1 Законодательное регулирование проектных решений	87
4.5.2 Общие требования к организации и оборудованию рабочих мест пользователей ПЭВМ	88
Глава 5. Экономический анализ	89
5.1 Экономический анализ вариантов разработки.....	89
5.2 Экономические показатели	89
5.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат	91
5.4 Налоговая система	98
5.5 Технико – экономический анализ варианта разработки	101
5.6 Решения по обустройству на полное развитие месторождение	107
ЛИТЕРАТУРА	109

ВВЕДЕНИЕ

В карбонатных коллекторах содержится значительное количество запасов углеводородов. Возрастающее значение карбонатных залежей как источников добычи нефти обусловлено:

1. Практически повсеместным распространением карбонатных коллекторов с установленной промышленной нефтеносностью.
2. Низкой степенью промышленного освоения геологических запасов нефти карбонатов.
3. Ростом доли карбонатных коллекторов в общем балансе остаточных запасов нефти за счет опережающей выработки более продуктивных терригенных пластов.

Одной из особенностей карбонатных коллекторов является их неоднородность, проявляющаяся в том, что в пределах одного пласта поровые каналы имеют размеры, варьирующиеся в очень широких пределах. Высокая трещиноватость предопределяет различную проницаемость коллектора в вертикальном и горизонтальном направлениях. Указанные факторы становятся решающими при обводнении карбонатных коллекторов и создают серьезные проблемы при изоляции водопритоков. При добыче нефти вода прорывается к скважинам по трещинам, а нефть из пористых элементов пласта (матриц) не вытесняется. Как следствие всего этого - невысокие значения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Ресурсом к повышению эффективности систем заводнения является изучение причин «лавинообразного обводнения», прекращения поршневого вытеснения и формирования структурной гидродинамической неоднородности (гидросистемы имеющей сетевой характер) продуктивного пласта. В этой связи необходимо исследование систем количественных представлений о геолого-физических свойствах трещиноватых коллекторов (модель продуктивного пласта) и о процессе извлечения нефти с применением заводнения (модель процесса разработки).

Создание новых эффективных технологий разработки карбонатных залежей нефти, адаптация существующих технологий для получения высоких текущих отборов нефти и достижения высоких коэффициентов нефтеизвлечения, все это является одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед нефтяной промышленностью.

Изучаемая тема актуальна по причине необходимости создания и внедрения в производство новых способов и технологий воздействия на нефтяные карбонатные пласты с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки.

В рамках данной работы исследуемым объектом является нефтяное месторождение «Z».

Цель работы - анализ возможности применения технологий повышения нефтеотдачи пласта в карбонатных отложениях и выбор рекомендуемой технологии применительно к условиям рассматриваемого месторождения.

Задачи:

1. Изучить особенности геологического строения и разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям.
2. Выполнить обзор современных методов увеличения нефтеотдачи: водогазового-воздействия; физико-химических (закачка водных растворов ПАВ, полимера, щелочи); газовых (закачка углеводородного газа, диоксида углерода); тепловых (закачка пара, горячей воды, внутрипластовое горение); микробиологических; волновых.
3. Рассмотреть возможность применения перечисленных выше методов воздействия и выбрать рекомендуемый вариант для условий месторождения Z.

ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ ОТЛОЖЕНИЯМ

1.1. Общие положения

Нефтяные месторождения и залежи, запасы которых сосредоточены в карбонатных отложениях, представленных трещиновато-поровыми коллекторами, распространены во всех крупных нефтегазодобывающих провинциях мира. На долю карбонатов приходится более 40 % мировых запасов нефти и около 60 % её мировой добычи. Эти факты обуславливают постоянный интерес нефтяных компаний к проблемам, связанным как с многосторонними научными исследованиями, так и с практическими вопросами нефтедобычи из залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям. Опыт разработки карбонатных коллекторов имеет уже более чем 60 — летний срок, является достаточно обширным и разнообразным по успешности. Поэтому надо отметить, что в настоящее время проблемы нефтедобычи из карбонатных отложений освещены в научно-технической литературе достаточно широко. Об этом свидетельствуют многочисленные работы российских исследователей, выполненные в период 1945-2010 гг., а также результаты совместных исследований в рамках СЭВ в период с 1985 по 1991 г.г.

1.2. Характеристика карбонатных коллекторов и их фильтрационно-емкостные свойства

1.2.1. Генезис и строение карбонатных коллекторов.

Карбонатные породы в основном сложены из двух минералов - кальцита и доломита - и, чаще всего, остаются вблизи места своего происхождения. Исключением являются известковые песчаники или карбонатные арениты, которые формируются, когда карбонатные породы разрушаются ветром или водой, а затем транспортируются и переотлагаются. Известковые песчаники обладают многими текстурными и петрофизическими характеристиками силико-кластических песчаников, сохраняя в то же время минералогию и

микропористость карбонатов. Карбонаты формируются в мелко- и глубоководной морской обстановке, эвапоритовых бассейнах, озерах и эоловых пустынях. В прошлом большая их часть отложилась в мелководных морских условиях, но наиболее распространенные типы современных карбонатов формируются в глубоких водах.

Карбонатные породы химически нестабильны и подвержены значительным изменениям, таким как растворение минералов и доломитизация — замещение карбоната кальция карбонатом магния [1]. Карбонаты содержат множество сложных частиц, включая чрезвычайное разнообразие биологического генезиса, и имеют сложное поровое пространство (Рисунок 1.1). Этот факт усложняет прослеживание фракций в карбонатном коллекторе и оценку продуктивности данного карбонатного комплекса. Типичная карбонатная порода состоит из зерен, скелета (матрицы) и цемента: Зерна являются либо фрагментами скелетов небольших организмов, либо частицами, осажденными из обогащенных кальцием вод. Последние включают ряд маленьких, аккреционных зерен, определяемых согласно их размеру, генезису и внутренней структуре. Матрица представляет собой литифицированный седиментационный ил, который заполняет большую часть пространства; не заполненного зернами. Существует несколько источников тонкозернистого ила карбонатов: химическое осаждение, распад скелетного материала на более мелкозернистый, останки водорослей и другие источники. При литификации ил превращается в очень мелкозернистый кальцит, называемый микритом. Цемент описывает кристаллический материал, который формируется в большей части пространства, незаполненного зернами и матрицей, или между самими зернами, связывая их. Цемент может состоять из кристаллов различного размера в зависимости от своего состава, условий кристаллизации и объема заполняемого пространства.

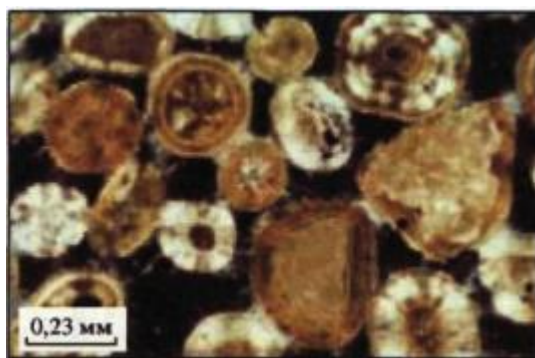


Рисунок 1.1 Незаполненная межзерновая пористость (черным). Голоценовый оолит, Большое Соленое озеро, Юта, США. Фотография в поперечно поляризованном свете.

При классификации спектра типов карбонатных пород на основе внутренней структуры и текстуры породы Данхэм выделяет следующие типы (Рисунок 1.2). Аргиллит состоит в основном из матрицы, в которой размещается относительно малое количество зерен. В вакките также преобладает матрица, но процент зерен выше. В «уплотненных породах» уже достаточно зерен для образования каркаса - матрица заполняет оставшееся беспоровое пространство.

Аргиллит	Ваккит	Уплотненные породы	Зернистый известняк	Сцементированные породы	Кристаллизированный карбонат
					
Менее 10% зерен	Более 10% зерен	Каркас из зерен	Без ила и каркас из зерен	Первоначальные компоненты связаны вместе	Осадочная текстура не распознается
Каркас иловый					
Содержит ил, глины и тонкоалевритистые карбонаты					
Первоначальные компоненты не связаны вместе в период седиментации					
Осадочная текстура не распознается					

Рисунок 1.2 Классификация карбонатов по Данхэму на основе внутренней структуры породы

Зернистый известняк включает множество зерен, формирующих каркас, и содержит, соответственно, меньший процент матрицы. И, наконец, термин «сцементированные породы» применяется для описания пород, в которых первоначальный материал создавал каркас породы в процессе седиментации, т.е. как в рифах. Кристаллизованный (карбонат) - термин, применяемый для породы, утратившей осадочную текстуру в связи с диагенетической кристаллизацией,

например, доломитизацией. Время и диагенез, как правило, приводят к снижению пористости (Рисунок 1.3).

Молодые карбонаты обычно имеют пористость около 60%. Старые карбонаты - только 1-2%. Карбонаты-коллекторы сохраняют пористость порядка 5-15%, главным образом благодаря тому, что присутствие углеводородов препятствует дальнейшему разрушению пористости.

Определение петрофизических параметров карбонатных пород, таких как насыщенность и проницаемость, является наисложнейшей задачей. Причиной этого, прежде всего, является сложный диагенез и возникшие из-за него сложные системы пор большинства карбонатных пород. При анализе данных ГИС разделяют пористость на первичную и вторичную, где первичная пористость существует во время формирования породы, а вторичная появляется как результат зрелости породы и превалирования диагенеза.

Разнообразие типов пор объясняет неоднозначность определения проницаемости. Каверны и другие сходные пустоты могут создать высокую пористость, но сообщаемость пор может и не существовать в карбонатах. И, что еще хуже; хаос может царить на всех уровнях. Иногда даже цельный керн может оказаться непредставительным. Разброс значений проницаемости, замеренной в различном масштабе, может быть следствием неоднородности или анизотропии; породы. Единственный надежный способ оценить проницаемость в масштабе пласта - это промысловые испытания.

Вместе с тем, в последние годы достигнут значительный прогресс в разработке новых методов ГИС, позволяющих установить фильтрационно-емкостные параметры карбонатного коллектора. Сегодня два новых метода каротажа - каротаж ядерно-магнитного резонанса (NMR) и каротаж волн Стоунли - предлагают новые перспективы для определения проницаемости и структуры пор карбонатов.

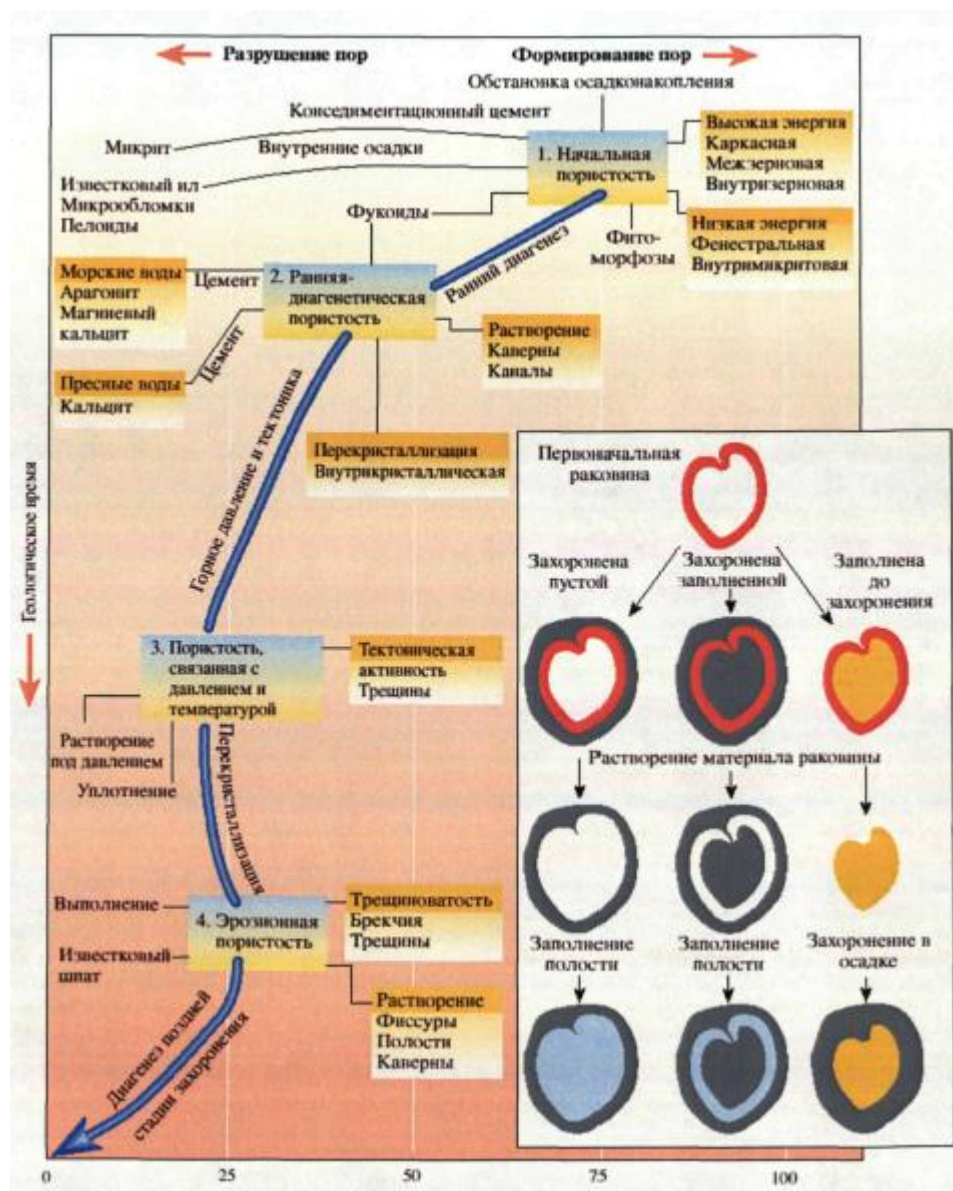


Рисунок 1.3 Возникновение и разрушение пористости в карбонатах в связи с уплотнением и диагенезом в зависимости от времени. На врезке показана трансформация раковины с формированием ядер и отпечатков при различных комбинациях захоронения, заполнения и растворения.

В карбонатах надо особенно тщательно определять и анализировать два типа средне- и крупномасштабных-особенностей, которые возникают в связи с горным давлением и тектоническими напряжениями. Любой из этих факторов может экстремально воздействовать на отдачу пласта, создавая зоны с гетерогенным или анизотропным режимом эксплуатации там, где это даже не ожидается. Такими-двумя характеристиками являются стилолиты и трещины.

Стилолиты присутствуют в любом осадочном пласте, но особенно распространены в карбонатах. Стилолиты легко распознаются на обнажениях и в керне как неправильные поверхности раздела; между слоями пород. Сформированные в процессе уплотнения, вероятно, в результате механизма растворения под давлением, стиололиты концентрируют тонкозернистый нерастворимый остаток вдоль своих неправильных швов. Обычно предполагается, что они действуют как барьеры проницаемости; но некоторые измерения проницаемости по керну подтвердили, что стиололиты могут способствовать развитию проницаемости: Следовательно, их выявление и оценка их воздействия на проницаемость являются первоочередной задачей для инженера-разработчика.

Если стиололиты в целом препятствуют течению флюидов, то трещины почти всегда способствуют ему. И действительно, некоторые коллекторы, в частности карбонаты, для достижения промышленного уровня добычи почти полностью зависят от трещиноватости.

Таким образом, характерной особенностью месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, является большое разнообразие фильтрационных характеристик, зависящее от объема пустотного пространства, размеров пор и каверн, а также от сообщаемости их поровыми каналами и трещинами. Объемы пустотного пространства определяют емкостные свойства породы (запасы нефти), а характер развития системы трещин и других фильтрационных путей - дебиты скважин.

1.2.2. Классификация карбонатных коллекторов

На основании анализа возможных сочетаний изученных текстур карбонатных коллекторов можно выделить 7 крупных групп:

1. Карбонаты, образованные в виде отдельных зерен и матрицы.
2. Карбонатные коллектора, имеющие горизонтальные* (преимущественно), трещины.
3. Карбонаты, имеющие крупные горизонтальные и вертикальные трещины.

4. Карбонаты с пустотами, образованными интенсивным-растворителем материковой породы.
5. Карбонаты, сформировавшиеся образованием-каверн в виде брекчия с образованными каналами между острыми фрагментами материковой породы.
6. Карбонаты, образованные от вторичного микрита в форме больших светло окрашенных участков.
7. Карбонаты малозернистые, пятнистой однородной структуры
8. Выделение групп по отношению к структуре фильтрационного пространства позволит определить тип гидродинамической модели; достаточно достоверно описывающей процессы движения пластовых флюидов.

1.2.3. Особенности течения флюидов в карбонатных коллекторах

Трещины подразделяются на открытые и закрытые. Закрытые - заполнены вторичным кальцитом, глинистой массой, битумом, пиритом, флюоритом, серой. Пересечение закрытых трещин открытыми указывает на то, что закрытые трещины образовались ранее пересекающих их открытых.

При изучении трещинной проницаемости в лабораторных условиях можно определить нижний предел проницаемости пласта за счет трещиноватости, так как при наличии больших трещин вынос керна невозможен. На проницаемость трещинно- порового пласта оказывает влияние и длина трещин, которую невозможно определить при изучении их на шлифах.

Проницаемость трещинно-поровых карбонатных коллекторов подразделяется на два вида: гранулометрическую (поровую), обусловленную сообщением пор карбонатных пород, и трещинную, связанную с наличием трещин различных размеров, их раскрытостью; направлением и степенью заполнения. Характер распределения как поровой, так и трещинной проницаемости случаен. Возникновение трещин, как за счет тектонических факторов, так и за счет процессов доломитизации и перекристаллизации, также характеризуется как случайный процесс, хотя и вторичный.

По сравнению с терригенными коллекторами неоднородность карбонатных пластов выше и связана с неоднородным вещественным составом и структурно-текстурными особенностями слагающих пласт пород; образование которых происходило в различных условиях седиментогенеза.

Согласно исследованиям отечественных ученых, определение фильтрационно-емкостных свойств пород по комплексу геофизических исследований скважин удовлетворительно осуществляется для высокопористых коллекторов мономинерального состава. Для трещинно-поровых пород разрабатывались новые методики. Так отмечается, что фильтрация жидкости в трещиноватых средах сильно отличается от фильтрации в пористых породах, что объясняется следующими особенностями строения трещиноватой среды:

1. анизотропией пород: по структуре месторождения трещины ориентированы в каком-либо одном направлении, при этом проницаемость в этом направлении во много раз больше проницаемости в перпендикулярном направлении;
2. повышенной сжимаемостью трещиноватых сред; что ведет к существенной зависимости пористости и проницаемости от давления;
3. существенными инерционными сопротивлениями при больших скоростях фильтрации;
4. перетоками жидкости из трещин в блоки и из блоков в трещины при неустановившемся режиме фильтрации.

Поэтому без оценки вышеприведенных факторов сформировать эффективное нефтевытеснение просто невозможно.

При промысловых исследованиях (гидродинамические исследования скважин) для оценки параметров карбонатных коллекторов с двойной пористостью чаще всего используются методы Уоррена-Рута, Полларда, Грингартена, Котяхова.

Понимание процессов нефтевытеснения из карбонатных коллекторов основывается на представлениях теории фильтрации в трещиновато-пористой

среде. Согласно этим работам трещиновато-пористую среду можно рассматривать как систему двух вложенных друг в друга разномасштабных «пористых» сред; причем осреднение проводится по объемам, содержащим достаточно большое число блоков. Отличие этой схемы фильтрации от обычной фильтрации в пористой среде состоит в том, что в каждой точке пространства вводятся два давления жидкости - давление в порах и в трещинах, а также две скорости фильтрации — соответственно в порах блоков и в трещинах; при этом учитывается особенность фильтрации жидкости в трещиновато-пористой среде - интенсивный обмен жидкостью между трещинами, которыми эта среда разбивается на отдельные блоки, и самими блоками, обусловленной различием указанных выше полей давлений.

Для математического моделирования массивных залежей нефти в карбонатных коллекторах А.В. Черницким предложена их типизация, причем к первому типу отнесены чисто трещинные коллекторы, ко второму типу - порода, в которой наряду с трещинами содержатся пустоты (поры, каверны), способные содержать флюиды, но в количестве, недостаточном для создания матричной проницаемости (это так называемые среды с двойной пористостью), а третий тип представляет собой породу, которая обладает как трещинной проницаемостью, так и проницаемой матрицей. В то же время, отмечается, «что чрезвычайно редко встречаются залежи, приуроченные к трещиноватым коллекторам только одного типа».

1.3. Исследования фильтрации пластовых флюидов в трещиновато-поровых и порово-трещинных коллекторах

Как следует из анализа множества фактических данных, наиболее вероятной моделью трещиновато-пористой среды является сочетание трещин относительно больших размеров и блоков породы. Трещины и другие пустоты (каверны, полости различной формы и размеров) соединяются между собой микротрещинами, которые в местах сужений имеют множество контактов блоков породы, которые создают большие сопротивления при движении

жидкостей (Рисунок 1.4). Блоки характеризуются более низкой проницаемостью. Как трещины, так и блоки породы являютсяместилищем и проводником нефти. Трещиновато-пористую среду можно рассматривать как систему двух вложенных друг в друга разномасштабных "пористых" сред.

Проницаемость трещиновато-пористых коллекторов определяется в основном степенью развитости сети микротрещин. Объем вторичных пустот (трещин, каверн и т.д.) значительно меньше общего объема, занятого проницаемыми и непроницаемыми блоками горной породы, и гидравлическая проводимость вторичных пустот обычно во много раз больше проводимости блоков. Поэтому движение жидкости в трещиноватых и пористых элементах происходит с разными скоростями, что и определяет особенности процессов фильтрации жидкости в трещиновато-пористых средах.

При исследовании процессов фильтрации жидкости в трещиновато-пористых коллекторах необходимо учитывать следующие особенности пород и жидкостей:

1. Повышенную сжимаемость трещиноватых элементов среды, что ведет к зависимости проницаемости, пористости и эффективной мощности коллектора, а также продуктивности скважин от давления или градиента давления.
2. Наличие ярко выраженной анизотропии продуктивных пород.
3. Обмен жидкостью между системой трещин и пористыми блоками.
4. Возникновение дополнительных (инерционных) сопротивлений при больших скоростях фильтрации.
5. Структурно-механические свойства нефти.

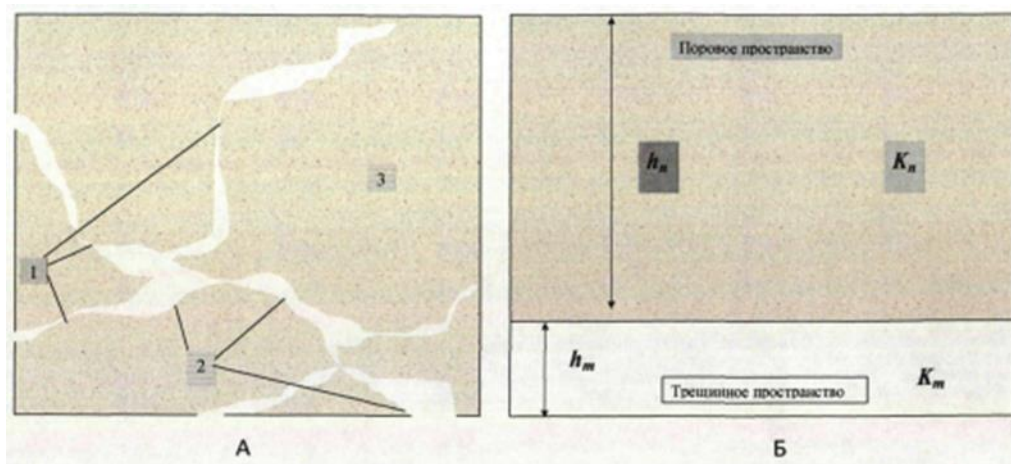


Рисунок 1.4 А – схема элемента трещинно-пористой среды: 1 – микротрещины, 2 – расширения трещин, 3 – блоки пористой породы. Б – схематическое представление трещинно-пористого коллектора при плоско-радиальном течении жидкости

1.3.1. Влияние инерционных сил на фильтрацию жидкости в трещинном пространстве

При исследовании процессов фильтрации жидкости в трещиновато-пористых коллекторах предполагают, что размеры блоков (и, следовательно, длина трещин l) велики относительно диаметров пор d , но малы по сравнению с характерным размером пласта L , т.е. $d \ll l \ll L$. При выполнении таких условий всегда можно выделить элементарные макрообъемы так, чтобы они содержали достаточно большое число трещин и блоков для усреднения характеристик среды и потока при выводе уравнения неразрывности.

Как показали исследования, при больших скоростях фильтрации жидкости в трещинном пространстве существенную роль в движении жидкости начинают играть инерционные сопротивления. При этом, движение жидкости в трещинах описывается уравнением вида:

$$\nabla p = -\frac{\mu}{k_m} v_m - \beta v_m \frac{\mu}{k_m} v_m \quad (1.1)$$

где первое слагаемое учитывает потери давления от трения между жидкостью и трещиноватой средой, второе – инерционную составляющую сопротивления движению жидкости, связанную с сужением и расширением элементарных стрек потока в трещинах, поворотами струек и т.д.: Здесь приняты обозначения: p – давление, μ – вязкость

жидкости, k_m – проницаемость трещинного пространства, β – некоторый коэффициент, v_m – скорость движения жидкости в трещинном пространстве.

При малых скоростях фильтрации вторым членом в уравнении (1.1) можно пренебречь, и уравнение принимает вид закона Дарси. Движение жидкости при этом будет безынерционным. При больших скоростях фильтрации силы инерции преобладают над силами вязкости, и в уравнении движения жидкости значительную роль начинает играть второй член. При достаточно больших-скоростях фильтрации силы вязкости могут быть пренебрежимо малы по сравнению с силами инерции, и закон-движения приобретает вид квадратичного закона Краснопольского-Шеши.

Двучленный-закон фильтрации Форхгеймера и Краснопольского-Шеши хорошо согласуется с данными промысловых и экспериментальных исследований. Применение этого закона для моделирования движения жидкости в трещинном пространстве позволило объяснить ряд явлений, в частности параболический вид индикаторной диаграммы $|\Delta p| = f(Q)$.

При рассмотрении фильтрационных течений однородной жидкости в трещиновато-поровой среде принимается следующее: фильтрация жидкости в трещинах описывается двучленным законом Форхгеймера (1.1), а скорость фильтрации v_n в пористых блоках определяется законом Дарси:

$$v_n = -\frac{k_n}{\mu} \nabla p \quad (1.2)$$

где k_n – проницаемость пористых блоков. При этом рассматривается суммарный поток жидкости:

$$v = v_m + v_n = -B(|\nabla p|) \cdot \nabla p \quad (1.3)$$

где $B(|\nabla p|) = \frac{k_n}{\mu} + \frac{\sqrt{1 + \frac{4k_m\beta \cdot |\nabla p|}{\mu}}}{2\beta |\nabla p|}$. Подставив выражение для скорости в уравнение неразрывности $div(\vec{v}) = 0$, получим нелинейное дифференциальное уравнение, описывающее поле давлений при водонапорном режиме пласта.

Анализ решения нелинейного уравнения фильтрации показывает, что влияние нелинейного члена в (1.1) на распределение давления в призабойной зоне пласта усиливается с увеличением отношения проницаемостей поровой и трещинной систем. Нелинейность фильтрации оказывает значительное влияние на поле давлений в основном в близлежащей окрестности скважины ($r_c < r < 10 \div 15 \text{ м}$).

Таким образом, при определении показателей разработки нефтяных залежей с трещиновато-пористыми коллекторами области фильтрации можно разбить на две зоны. В первой, ближайшей к скважине зоне закон фильтрации нелинейный; во второй - линейный. При этом возникает задача определения радиуса границы зон. Для выполнения практических расчетов задают приближенные значения этого радиуса.

1.3.2. Изменение действующей толщины деформируемого пласта

Нарушение равновесного состояния нефтяного пласта при отборе или закачке жидкости приводит к изменению размеров поровых каналов, трещин и других пустот и, следовательно, физических свойств среды и жидкости.

Экспериментально установлено, что изменение размеров поровых каналов и других пустот, раскрытие (смыкание) трещин при эксплуатации нефтяной залежи зависят от величины градиента давления: При возрастании значений-градиента давления увеличивается приемистость пласта, повышается коэффициент действующей мощности (КДМ) до определенных значений. При обратной деформации (снижение градиента давления) КДМ уменьшается.

Объяснение этого явления заключается в следующем. При малых значениях градиента давления жидкость движется только по крупным[^] трещинам. По мере увеличения градиента давления до определенных значений начинают раскрываться малопроницаемые трещины, соответственно увеличивается эффективная мощность и проницаемость пласта. Дальнейшее увеличение градиента давления приводит к прогрессирующему развитию

трещин, простирающихся от контура нагнетания до линии отбора, и не способствует увеличению действующей мощности пласта.

Соответствующее изменение действующей мощности пористых пропластков (блоков трещиновато-пористой среды) при возрастании значений градиента давления объясняется проявлением аномальных свойств фильтрующейся жидкости. Размеры поровых каналов каждого блока колеблются в широких пределах. При некотором градиенте давления жидкость начинает двигаться по самым крупным порам. С ростом градиента давления до некоторого критического значения в процесс фильтрации вовлекаются все более мелкие поры, что приводит к эффективному увеличению действующей мощности пласта. Для осесимметричной фильтрации уравнение неразрывности принимает вид:

$$\frac{d}{dr} [H(|\nabla p|) v_r(|\nabla p|)] = 0 \quad (1.4)$$

Для простейшей аппроксимации зависимости $H = H(|\nabla p|)$ в виде:

$$H = \begin{cases} \frac{h|\nabla p|}{\gamma}, & |\nabla p| < \gamma \\ h, & |\nabla p| \geq \gamma \end{cases} \quad (1.5)$$

после некоторых упрощений получена зависимость эффективной мощности пласта от расстояния от скважины.

$$H = \left(\frac{\beta \mu h}{\gamma k_m} \right)^{1/3} \left(\frac{Q}{\pi r} \right)^{2/3}. \quad (1.6)$$

Из приведенной зависимости видно, что с увеличением дебита нагнетательной скважины Q увеличивается действующая мощность H деформируемого пласта ($r > r_c$). При этом резкое увеличение H будет в окрестности скважины и, следовательно, изменение характеристик фильтрационного потока вдоль линии тока в большей мере локализовано вблизи источника возмущения.

Таким образом, задачи притока и закачки жидкости в трещиновато-поровом деформируемом пласте могут быть решены приближенно путем разделения области фильтрации на две зоны: призабойную зону, где

учитывается деформация пласта, и более удаленную от скважины зону, где пласт считается недеформируемым.

1.3.3. Влияние технологических факторов на продуктивность карбонатных коллекторов

В целом, наличие развитой системы трещин в коллекторе может способствовать как оптимизации основных показателей разработки, так и их ухудшению. Это обуславливается влиянием «дыхания» трещин в соответствии с изменением величин полей пластовых давлений, динамика которых определяется, в свою очередь, соотношением объемов отобранной и вторгнувшейся в пласт жидкости. Процесс «дыхания», или деформации трещинных систем, заполненных пластовыми флюидами, обусловлен способностью трещин уменьшаться по своей протяженности и поперечному сечению, вплоть до полного смыкания (при падении величины пластового давления $P_{пл}$ ниже некоторого критического значения $P_{кр\text{ит}}$), и раскрываться вновь при возрастании величины давления в пласте. Как показывают результаты многих исследований, изменения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов определяются именно деформационными процессами межблоковых трещин, т. к. степень сжимаемости пористой среды матрицы породы на несколько порядков меньше.

Восстановление параметров трещинной системы при повторных увеличениях значений $P_{пл}$ может произойти до своих первоначальных показателей, может превзойти их, но чаще имеет место значительная потеря емкостных и, главное, фильтрационных свойств на длительные периоды времени (в общем случае, продолжительность этого периода $t \rightarrow \infty$). Конкретные последствия изменения величин пластовых давлений и обусловленного им колебаний показателей ФЕС пласта будут определяться особенностями строения коллектора и его фильтрационно-емкостных свойств, о чем более подробно будет сказано ниже.

Поэтому, фактор возможного изменения конфигурации трещинной системы пласта может играть позитивную роль в процессе разработки,

способствуя, с одной стороны, лучшей приемистости и повышению степени охвата продуктивных горизонтов при закачке в пласт агентов поддержания пластового давления, а с другой - улучшая фильтрационные и емкостные характеристики призабойной части пласта добывающих скважин. В то же время, наличие развитых каналов сообщения между нагнетательными и добывающими скважинами, а также между нефте- и водонасыщенными горизонтами может способствовать преждевременному (опережающему) прорыву закачиваемой воды от нагнетательных скважин, пластовых вод из нижележащих водоносных горизонтов к забоям добывающих скважин.

Важной задачей в связи с этим становится выделение таких интервалов значений пластовых и забойных давлений, в границах которых будет реализовываться оптимальное соотношение темпов разработки объекта и скорости (характера) продвижения пластовых и закачиваемых вод. Такая задача достаточно сложна для решения, что обусловлено большим разнообразием свойств пластов для разных залежей даже в пределах одного и того же стратиграфического объекта, а также значительной изменчивостью условий залегания продуктивного горизонта и водоносных пластов от скважины к скважине внутри одного месторождения.

В самом общем случае, все точки трещиноватого массива при его залегании в недрах находятся в условиях трехосного (объемного) напряженного состояния:

$$\sigma_x = \sigma_y = K_{бр} \cdot \sigma_z \quad (1.7)$$

где σ_x и σ_y — радиальная и тангенциальная компоненты горизонтального напряжения, σ_z — вертикальное (осевое) напряжение, $K_{бр}$ — коэффициент бокового распора, который определяется на основе обобщённого закона Гука как $K_{бр} = \nu / (1 - \nu)$, где ν — коэффициент Пуассона. В общем случае, уменьшается от 0,2 – 0,36 до 0,03 – 0,027 при увеличении общей пористости от 1 до 29%.

Вертикальное напряжение является геостатическим давлением P_z вышележающей толщи горных пород:

$$\sigma_z = P_g = \rho_n \cdot g \cdot H \quad (1.8)$$

где ρ_n – плотность горных пород (усредненно может приниматься 2500 кг/м³); g – ускорение свободного падения; H – глубина залегания рассматриваемой точки пласта.

Специальными исследованиями в нашей стране и за рубежом установлено, что для осадочного чехла платформенных областей наиболее часто встречаемые значения коэффициента бокового распора лежат в интервале 0,2 - 0,5: Произведение $K_{бр} \cdot P_g$ соответствует боковой. (горизонтальной) составляющей геостатического давления и часто называется просто боковым горным давлением P_{bg} . Условием существования в пластовых условиях раскрытых вертикальных и субвертикальных трещин является выполнение соотношения $P_{пл} \geq P_{bg} = K_{бр} \cdot P_g$.

В свою очередь, $P_{пл}$ выражается через коэффициент аномальности пластового давления K_a и глубину залегания объекта H (м) как $P_{пл} \sim K_a H / 100$, МПа, $K_a = P_{пл} / P_{гс}$, где $P_{гс}$ – гидростатическое давление на глубине H . Таким образом, условие существования раскрытых трещин в пластовых условиях можно выразить следующим образом:

$$K_a \geq 100 K_{бр} \cdot P_g / H \quad (1.9)$$

Следствием изменения текущих величин пластового давления и, соответственно, K_a могут явиться резкие скачки значений основных показателей разработки (коэффициента продуктивности, обводненности продукции), обусловленных изменением характера раскрытия трещин.

Результатом изменения забойных давлений в добывающих скважинах и связанных с этим скачков пластового давления в призабойной части пласта могут являться не только однохарактерные изменения степени раскрытия трещинной системы в целом, но и одновременное разнонаправленное «дыхание» отдельных ансамблей межблоковых полостей различных прослоев.

Известно, что коэффициент Пуассона снижается при увеличении пористости карбонатных пород. При этом, чем меньше коэффициент Пуассона, тем ниже коэффициент бокового распора и, соответственно, боковое горное давление. К развитой открытой вертикальной трещиноватости наиболее предрасположены высокопористые пропластки и зоны, которые в свою очередь будут более чувствительны к колебаниям давления, так как в общем случае участки трещиноватых коллекторов с более развитыми и раскрытыми межблоковыми полостными системами обладают большей сжимаемостью, чем низкопроницаемые зоны.

Другой характерной особенностью трещино-проницаемых коллекторов является сохранение ими в ряде случаев некоторой остаточной деформации при снижении пластового давления, что ведет к частичному снижению пропускной способности трещин и общему снижению коэффициента продуктивности. В итоге дебит скважин на режимах уменьшения депрессии (обратный ход в процессе исследований методом установившихся отборов) оказывается меньше, чем на аналогичных режимах наращивания депрессии (прямой ход). Проявляется это в несовпадении индикаторных диаграмм прямого и обратного ходов, образующих гистерезисную петлю. Физический смысл такого явления объясняется различными значениями модуля Юнга для одного и того же материала в условиях нагружения и разгрузки.

Однако если создание определенной депрессии на пласт при эксплуатации является объективно необходимым, то технологически обязательным должно быть поддержание величины текущего пластового давления - через регулирование депрессий, если речь идет о призабойной зоне - выше некоторого критического уровня, при котором происходит смыкание или резкое уменьшение проходимости трещин. Дальнейшая интенсификация воздействия (увеличение депрессии) на пласт при этом не приводит к значительному увеличению дебита, а в ряде случаев может привести к резкому уменьшению продуктивности скважины.

В части зависимости трещинной пористости и проницаемости, а также емкостных и фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин от относительного забойного давления закачки (в долях от вертикального горного). При повышении относительного давления нагнетания до достижения определенного критического значения наблюдался незначительный рост исследуемых параметров, а после его достижения - значительно более резкий. Этот порог определяется опять же резким увеличением размеров и протяженности трещин. При росте давления закачки происходит увеличение охвата пласта заводнением по толщине, однако лишь до определенного показателя, после которого эффективность дальнейшего увеличения перепада давления снижалась до нуля, и даже происходит уменьшение работающей толщины пласта.

Таким образом, на основании вышеприведенных теоретических и промысловых зависимостей возможно сформулировать основной методический критерий режима ведения закачки агента в пласт, при котором, с одной стороны, необходимо обеспечивать максимальную приемистость продуктивных горизонтов, с другой - не допустить чрезмерных репрессий на пласт, которые уже не дают прироста эффективности закачки, а влекут лишь преждевременные прорывы воды к забоям добывающих скважин.

Как видно из вышеприведенных данных различных исследований, величины текущих пластовых давлений в призабойной и удаленной зонах продуктивного горизонта имеют решающее значение в формировании ФЕС коллекторов различных стратиграфических объектов с различными условиями залегания. Однако ввиду крайне широких пределов изменения их свойств, предложить универсальные зависимости ФЕС от $P_{пл}$ не представляется возможным в первую очередь по причине случайного характера распределения упруго-пластических свойств пласта по своему простиранию. Уйти от этой неопределённости и оценить конкретные количественные параметры технологии заводнения трещинно-поровых коллекторов, привести более узкие интервалы «благоприятных» величин пластовых давлений и

необходимые примерные объемы закачки для каждой нагнетательной скважины возможно лишь при изучении продуктивных характеристик конкретных скважин (или групп скважин, объединенных по принципу близости всех основных продуктивных, фильтрационно-емкостных и геологических параметров). Основой для проведения подобного анализа должны стать данные гидродинамических исследований на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

1.3.4 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Z.

Нефтегазоконденсатное месторождения Z принадлежит Ангаро-Ленской возвышенности юго-восточной части Среднесибирского плоскогорья и приурочена к приподнятой Ербогаченской равнине. Рельеф её дневной поверхности полого-холмистый, слаборасчлененный, с широкими водоразделами и столь же широкими неглубоко врезынными неизменными долинами многочисленных водотоков. Абсолютные отметки колеблются от 250 до 500 м, относительные превышения водоразделов над долинами 100 – 200 м. Глубина эрозионного вреза рек достигает 100 м. Район относится в зоне малой сейсмичности.

Нефтегазоносность месторождения Z связана с карбонатными породами венда-нижнего кембрия. Продуктивными являются осинский (пласты Z1, Z2), усть-кутский (пласты Z3-4, Z5) и преображенский (Z12) горизонты.

Залежь пласта Z1 нефтяная, литологически и тектонически экранированная, на севере, востоке и юго-востоке ограничена нарушениями, установленными по данным сейсморазведочных работ. На западе залежь контролируется ВНК, принятым по абсолютной отметке – 1194 м по подошве нефтенасыщенного пропластка по ГИС в скважине №71. Площадь залежи 202,2 км², длина – порядка 18,5 км, ширина – 13,0 км, высота залежи – 55 м, среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины – 7,2 м. Запасы нефти

отнесены к категории С1 в районе скважины №71, на остальной территории – С2.

Залежь пласта Z3-4 нефтяная, тектонически экранированная, на севере, востоке и юго-востоке ограничена нарушениями, установленными по данным сейсморазведочных работ. На западе залежь контролируется условным ВНК, принятым на абсолютной отметке – 1273,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора по ГИС скважине №76. Площадь залежи составляет 490,3 км², длина порядка 29 км, ширина – 14,8 км, высота залежи – 80 м, среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины – 8,3 м. Запасы нефти отнесены к категории С1 в районе скважины №71 и №76, на остальной территории С2.

Залежь пласта Z5 нефтяная, пластовая, тектонически экранированная, на севере, востоке и юге ограничена нарушениями, установленными по данным сейсморазведочных работ. На западе залежь контролируется ВНК, принятым на абсолютной отметке – 1292,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скважине №76. Площадь залежи составляет 437,8 км², длина порядка 29 км, ширина – 14,8 км, высота залежи – 73 м, среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины – 7,25 м. Запасы нефти отнесены к категории С1 в районе скважин №№71, 73, 74, 76 на остальной территории С2 (Таблица 1.1, Таблица 1.2).

Залежь пласта Z12 нефтегазоконденсатная, разделена на два тектонических блока (западный и восточный) газовая шапка занимает 85,3% площади всей залежи. Залежь тектонически экранированная, на севере, востоке и юге ограничена нарушениями, установленными по данным сейсморазведочных работ.

Для западного блока залежи пласта Z12 ГНК был принят на абсолютной отметке – 1444 м по подошве проницаемого газонасыщенного пропластка по ГИС в скважине №76, где получен приток газа, условный ВНК принят по подошве последнего проницаемого нефтенасыщенного пропластка на отметке – 1449,4 м. Площадь залежи составляет 84,8 км², длина порядка 9 км, ширина –

15,5 км, высота залежи – 50 м, среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины – 3,2 м, эффективной газонасыщенной толщины – 4,6 м. Запасы нефти и газа газовой шапки отнесены к категории С1 в районе скважины №76, на остальной территории С2.

Для восточного блока залежи пласта Z12 ГНК был принят на абсолютно отметке 1408 м по подошве проницаемого газонасыщенного пропластка по ГИС в скважине №74, условный ВНК принят по подошве последнего проницаемого нефтенасыщенного пропластка на отметке – 1416 м. Площадь залежи составляет 303,7 км², длина порядка 18 км, ширина – 16 км, высота залежи – 46 м, среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины – 4,1 м, эффективной газонасыщенной толщины – 7,3 м. Запасы нефти отнесены к категории С1 в районе скважины №74, на остальной территории – С2. Запасы газа газовой шапки отнесены к категории С1 в районе скважин №73,74, на остальной территории – С2.

Таблица 1.1 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивный горизонт Z5
1	Абсолютная отметка кровли	м	-1210
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-1292,6
3	Абсолютнектонически экранированная отметка ГНК	м	-
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-
5	Тип залежи		нефтяная пластовая т
6	Тип коллектора		карбонатный порово- каверновый
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	437,8

8	Средняя общая толщина	м	20,8
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (по пласту)	м	10,7
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	-
11	Коэффициент пористости	доли ед.	0,12
12	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,8
13	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,8
14	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,8
15	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-
16	Проницаемость по керну	мкм ²	0,076
17	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,53
18	Коэффициент расчлененности	ед.	2
19	Начальная пластовая температура	°С	2216,9
20	Начальное пластовое давление	МПа	16,9
21	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,76
22	Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,757
23	Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,832
24	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,232
25	Содержание серы в нефти	%	0,395

26	Содержание парафина в нефти	%	1,55
27	Относительная плотность газа по воздуху	б/р	0,765
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	13,9
29	Газосодержание	м ³ /т	132
30	Давление начала конденсации	МПа	-
31	Плотность конденсата в с.у.	(кг/м ³)*10 ⁻³	-
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с	-
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C ₅₊)	г/м ³	-
34	Содержание сероводорода	%	-
35	Вязкость газа в пластовых условиях	МПа*с	-
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³	-
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	-
38	Вязкость воды в пластовых условиях	МПа*с	1,05
39	Плотность воды в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	1,036
40	Коэффициент сжимаемости	1/Мпа*10 ⁻⁴	-
41	Нефти		1,52
42	Воды		3,8
43	Породы		3,77

44	Коэффициент вытеснения нефти водой (средневзвешенный по категориям C1 и C2)	доли ед.	0,283
45	Коэффициент вытеснения нефти газом	доли ед.	0,283
46	Удельный коэффициент продуктивности по нефти	$\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{Мпа} \cdot \text{м})$	29,1
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений А	$\text{Мпа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$	-
48	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений В	$\text{Мпа}^2/(\text{тыс.м}^3/\text{сут})$	-

Таблица 1.2 Сравнение ФЕС (керн, ГИС, ГДИ) месторождения Z, пласт Z5 (в интервале коллектора)

№ п/п	Параметры, метод определения	Пласт Z5
1	Коэффициент пористости	
1.1	керн	
	кол-во скважин	5
	охарактеризованная эффективная толщина, м	80,8
	кол-во определений	507
	минимальное значение, %	3,02
	максимальное значение, %	27,7
1.2	среднее значение, %	13,6
	ГИС	
	кол-во скважин	5

	минимальное значение, ед.	0,052
	максимальное значение, ед.	0,18
	среднее значение, ед.	0,12
2	Коэффициент проницаемости	
2.1	керна	
	кол-во скважин	5
	охарактеризованная эффективная толщина, м	80,8
	кол-во определений	495
	минимальное значение, 10^{-3} мкм ²	0,02
	максимальное значение, 10^{-3} мкм ²	10561,7
	среднее значение, 10^{-3} мкм ²	17,99
2.2	ГИС	
	кол-во скважин	5
	минимальное значение, 10^{-3} мкм ²	0,04
	максимальное значение, 10^{-3} мкм ²	908,4
	среднее значение, 10^{-3} мкм ²	23,2
2.3	ГДИ	
	кол-во скважин	4
	кол-во определений	20
	минимальное значение, 10^{-3} мкм ²	50
	максимальное значение, 10^{-3} мкм ²	130
	среднее значение, 10^{-3} мкм ²	95

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Одной из наиболее распространенных классификацией методов воздействия является классификация, основанная на физической характеристике вытесняющего агента. Различают следующие виды методов воздействия:

- Гидродинамические
- Физико-химические
- Тепловые
- Газовые
- Волновые
- Водогазовое воздействие
- Микробиологические

2.1 Гидродинамические методы воздействия.

Гидродинамические методы регулирования разработки заводнением являются наиболее апробированными и распространенными на нефтяных месторождениях. Заводнение при благоприятных условиях позволяет обеспечивать нефте отдачу 60-65% и более. Однако полнота охвата пласта заводнением резко снижается при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. В сильно неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых слоях, участках, зонах.

Циклическая закачка. Циклическая закачка заключается в циклическом изменении во времени объемов нагнетания или отборов, в результате чего пласт проходят волны повышения и понижения давления. Это приводит к возникновению градиента давления между высоко – и низкопроницаемыми прослоями, что способствует внедрению воды в пропластки с низкими ФЕС и вытеснению нефти из них. Метод позволяет вовлечь в разработку невыработанные запасы и снизить темпы обводнения залежи в карбонатных и терригенных коллекторах.

Форсированный отбор. Технология заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин, приступать к форсированному отбору следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30-50%, а затем в 2-4 раза. Сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем уменьшения R_z . При этом в неоднородных сильно обводненных пластах

вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др. Критериями для применимости метода являются высокая обводненность продукции, высокая продуктивность скважин и запас по забойному давлению, возможность увеличения дебитов (коллектор устойчив, нет опасений прорыва чуждых вод, обсадная колонна технически исправна, имеются условия для применения высокопроизводительного оборудования, пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна).

Смена фильтрационных потоков. Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одни скважины и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90° . Физическая сущность процесса состоит в следующем. При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны, большая ось которых теперь пресекается с линиями тока, и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки вдоль фронта целесообразно распределить пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшающейся водонасыщенности). Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнения и др.). Он позволяет поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов, высоковязких нефтей и применения в первой трети основного периода разработки.

2.2 Физико-химические методы воздействия.

Нагнетание химических реагентов вызывает целый спектр физико-химических механизмов вытеснения нефти. Так, нагнетание водных растворов ПАВ, щелочи, полимера приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой, нефтью и горной породой, к уменьшению параметра относительной подвижности и улучшению нефтеотмывающих свойств воды. Уменьшение относительной подвижности воды и нефти увеличивает охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти, улучшает смачиваемость горной породы водой.

Нагнетание водных растворов ПАВ. Добавление к нагнетаемой воде поверхностно-активных веществ (или их композиций) с целью регулирования молекулярно-поверхностных свойств породы и насыщающих ее флюидов получило название метода нагнетания водных растворов ПАВ. Сущность метода заводнения с применением дозированной закачки больших объемов растворов ПАВ низкой концентрации (0,05-0,1%) заключается в повышении вытесняющих свойств закачиваемой воды за счет снижения межфазного натяжения между водой и нефтью. Исследования по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов, показали, что применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти на 2-3%, снижению набухаемости глин в 1.1-2 раза, повышению работающей толщины пласта на 10-42%, повышению фазовой проницаемости нефти на 40-80%, уменьшению солеобразования в пласте при несовместимости вод. Однако удовлетворительных результатов на испытаниях не было достигнуто из-за высокой адсорбции и низких потенциальных возможностей малоконцентрированных ПАВ (5-10%).

Нагнетание водного раствора полимера. Метод нагнетания водного раствора полимера — это закачка слабokonцентрированного раствора высокомолекулярного химического реагента — полимера. Это вещество обладает способностью значительно повышать вязкость воды, снижая тем самым ее подвижность, что приводит к повышению охвата пласта воздействием

(по сравнению с обычным заводнением). Этот метод испытывается с конца 50-ых годов. Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при нагнетании водных растворов полимеров являются:

- загущение нагнетаемой воды, которое приводит к снижению соотношения подвижностей нефти и воды и снижению возможности прорыва нагнетаемой воды к добывающим скважинам;
- закупорка высокопроницаемых каналов вследствие адсорбции полимеров на поверхности горной породы. Охват воздействием при этом увеличивается. Следует отметить, что кажущаяся вязкость водных растворов полимеров увеличивается с ростом скорости фильтрации и с уменьшением размеров поровых каналов.

Наиболее широкое распространение получили гелеобразные и гранулированные полимеры: полиакриламиды ПАА; Пушпер-500, 700, 1000; Betz; Calgon-454; реагент CS-6. Концентрация полимера в нагнетаемых в пласт растворах колеблется в пределах 0,02-0,05%. Эффективность метода невысока (прирост КИН в среднем составляет 3-10%), но в то же время метод считается достаточно перспективным в силу простоты технологической реализации, а также быстрого получения эффекта. В пластах с глинистостью более 5-10% при нагнетании водных растворов полимера в присутствии глины может происходить взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем. Кроме того, глинистые минералы за счет значительной площади поверхности горной породы вызывают значительные потери полимера. ПАА легко и сильно адсорбируется в присутствии глинистых минералов. Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокой вязкостью нефти и соотношением коэффициентов подвижности нефти и воды и умеренной неоднородностью.

Выравнивание профиля приемистости (ВПП).

Метод выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин подразумевает кольматацию высокопроницаемых пропластков, по которым происходит прорыв воды от нагнетательных скважин к добывающим. После

проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости происходит:

- уменьшение обводненности и увеличение доли нефти в продукции скважин;
- увеличивается коэффициент извлечения нефти за счет вовлечения в разработку ранее недренируемых низкопроницаемых участков;
- снижение эксплуатационных затрат на добычу и отделение попутной воды.

Метод получил широкое распространение в силу простоты проведения мероприятий и быстрого получения результата. Существуют широкий спектр химических реагентов и технологий, применяемых для ВПП, но все их можно условно разделить на следующие группы:

- гелеобразующие составы (ГОС);
- осадкообразующие составы (ООС);
- эмульсионные составы;
- вязкоупругие составы и вязкоупругие поверхностноактивные составы (ВУС и ВУПАС).

Основными критериями для применения технологии являются вертикальная либо площадная неоднородность коллектора и высокие темпы роста обводненности скважин. Также при подборе должны учитываться геолого-физические характеристики пластов и технологические показатели нагнетательных скважин.

Нагнетание водных растворов щелочи. Закачка в нефтяной пласт водных растворов реагентов, вызывающих щелочную реакцию. Широкое опытное-промышленное внедрение началось с 70-ых годов. Основными механизмами вытеснения являются следующие:

- снижение межфазного натяжения;
- эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии);
- изменение смачиваемости пород.

Эти механизмы основаны на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием щелочных мыл, которые мигрируют через границу раздела фаз в силу стремления системы к термодинамическому равновесию. Щелочные мыла образуются непосредственно на месте контакта нефти и щелочи. Минимум межфазного натяжения наблюдается в диапазоне массовых концентраций щелочи от 0,005 до 0,5%. Применение водных растворов щелочи приводит к уменьшению контактного угла смачивания породы водой до 10-20°. Заполняющие нефтяную ловушку в течении длительного времени полярные компоненты нефти адсорбируются на поверхности пород и гидрофобизируют ее. Щелочные растворы способны вернуть поверхности ее первоначальные свойства, т.е. гидрофилизировать ее. В этом случае угол смачивания падает и в некоторых случаях уменьшается до нуля. В этом же диапазоне концентраций происходит диспергирование фаз, в результате чего образуются эмульсии типа «нефть в воде» либо «вода в нефти». Образовавшаяся в пласте эмульсия снижает подвижность водной либо нефтяной фазы. Таким образом, нефть извлекается из пористой среды за счет эмульгирования нефти и противоточного капиллярного замещения ее на раствор щелочи.

Однако наряду с положительным действием щелочи на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта наблюдаются некоторые факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (солей кальция и магния), что ведет к уменьшению проницаемости пористой среды, а также за счет интенсивного поглощения щелочей набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы-коллектора. Закачиваемая щелочь может реагировать с некоторыми силикатами, растворяя их. Этот процесс, хотя и протекает медленно, но его результаты труднопредсказуемы. Щелочной раствор легче всего реагирует с глинистыми и кремнистыми образованиями, имеющими высокоразвитую поверхность. Потери щелочи возрастают с ростом содержания глин.

Значительное влияние на нефтевытеснение при нагнетании щелочных растворов оказывает содержание глин выше 15-20%. В этом случае существенно возрастают потери щелочи из-за роста количества щелочи, реагирующей с глиной. При закачке в продуктивный пласт растворов щелочей (NaOH , NaCO_3) при смешении с жесткими пластовыми водами, могут образовываться осадки $\text{Ca}(\text{OH})_2$; $\text{Mg}(\text{OH})_2$; CaCO_3 ; MgCO_3 .

2.3 Тепловые методы воздействия.

Это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне. При тепловых методах повышения нефтеотдачи пластов коллектор подогревается, чтобы снизить вязкость нефти и/или испарить ее. В обоих случаях нефть становится более подвижной и ее можно более эффективно направлять к добывающим скважинам. Помимо добавочного тепла в этих процессах создается движущая сила (давление).

Взаимодействие пара с карбонатными породами вызывает их диссоциацию (разложение), сопровождающуюся образованием углекислого газа, кальция, магния и др. Хотя наличие углекислого газа в пласте может улучшать процесс вытеснения нефти паром, не исключена возможность засорения пористой среды образовавшимися твердыми веществами, т. е. снижения продуктивности пластов.

2.4 Микробиологические методы воздействия.

Технология микробиологических методов заключается введении в пласт продуктов жизнедеятельности бактерий или их производство бактериями в самом пласте.

Специальная группа углеводородоокисляющих микроорганизмов способна метаболизировать углеводороды, производя органические растворители, такие как спирты и альдегиды, жирные кислоты, обладающие поверхностной активностью, газообразные продукты и другие метаболиты, увеличивающие подвижность нефти. Газообразные метаболиты, растворяясь в нефти, снижают ее вязкость, а также способствуют увеличению нефтеотдачи. Следовательно, если такие живые, подвижные микроорганизмы будут внесены в нефтяной пласт, они смогут передвигаться в места залегания оставшейся нефти и приводить в движение нефть, считавшуюся ранее неподвижной и неизвлекаемой. Наиболее часто применяемые технологии микробиологического воздействия – это циклическая микробиологическая обработка отдельных добывающих скважин и микробиологическое заводнение. Циклическая микробиологическая обработка добывающих скважин – это нагнетание в пласт питательных субстратов, биокатализаторов и микроорганизмов, с последующим закрытием скважин на нескольких дней или недель для роста микроорганизмов и накопления метаболитов. За периодом закрытия скважины следует период эксплуатации, и цикл повторяется, когда добыча нефти в скважине значительно снижается. Микробиологическое заводнение – это введение в пласт микробной взвеси и питательных веществ одновременно. Преимущество этих методов в том, что факторы, способствующие нефтевытеснению, создаются непосредственно в пласте, что увеличивает их эффективность.

2.5 Волновые методы воздействия.

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия. При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров. То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия.

Волновые методы обычно применяются на заключительных стадиях разработки в высокообводненных залежах глубиной до 1500м.

2.6 Газовые методы воздействия.

Газовые методы воздействия широко применяются в мире и практически не используются в России. Подавляющее большинство реализованных в мире проектов по применению газового вытеснения нефти являются экономически успешными. Промышленное внедрение газовых методов повышения нефтеотдачи осуществляется широко в тех регионах, где имеются значительные ресурсы газа. На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология залегания пласта. Под этим способом предполагается возвратная закачка ПНГ в газовую шапку.

2.7 Водогазовое воздействие.

Данная технология представляет собой попеременную или одновременную закачку воды и газа в нагнетательные скважины. Это позволяет совместить высокий коэффициент смешивающегося вытеснения газом и высокий коэффициент охвата водой. Прирост нефтеотдачи по сравнению с обычным заводнением составляет 7-19% от геологических запасов [2, 3]. В качестве газовой фазы может использоваться попутный нефтяной газ, специально добываемый углеводородный газ с других пластов, углекислый газ. Данный метод воздействия показывает высокую эффективность на

месторождениях с высокой степенью неоднородности и с маловязкими нефтями. Также благоприятным условием является недонасыщение нефти газом. Метод применяется на месторождениях всего мира, а также на месторождениях – аналогах. Позволяет сократить количество сжигаемого попутного газа до нуля и уменьшить воздействие на экологию.

Таким образом, для условий месторождения Z рассмотрена возможность применения методов воздействия, приведенных выше. Основными особенностями, определяющими метод воздействия, являются:

- каверно – поровый карбонатный коллектор;
- высокая неоднородность;
- малая вязкость нефти в пластовых условиях (3,5 мПа*с);
- низкая начальная пластовая температура (20°C);
- очень высокая минерализация пластовой воды (345 г/л).

Был выполнен анализ эффективности применения методов воздействия на залежи месторождений России и зарубежья а также анализ критериев применимости методов воздействия, основанный на геолого – физических параметрах продуктивных пластов. Кроме того, при определении критериев применимости использованы данные, опубликованные в научно – технической литературе. Результаты проведенных работ показали, что технологическая эффективность методов воздействия в основном определяется геолого – физическими характеристиками продуктивных горизонтов и физико – химических особенностями насыщающих их флюидов. Также отдельно были проанализированы особенности строения, опыт разработки и применявшиеся и применяемы методы воздействия на месторождениях России и мира с каверно – поровыми карбонатными коллекторами.

Выбор предлагаемых к внедрению методов воздействия осуществлялся в два этапа. На первом этапе на основании геолого – физических характеристик продуктивных пластов и существующих для каждого метода критериев их эффективного применения выбраны методы воздействия. На втором этапе

проведен окончательный выбор конкретных технологий воздействия, композиций и составов.

Низкая вязкость пластовой нефти, низкая проницаемость, небольшая эффективная нефтенасыщенная толщина исключают целесообразность применения тепловых методов воздействия на месторождении Z. Высокая минерализация пластовой воды, низкий коэффициент пористости и большая глубина залегания и пластовое давление делают применение микробиологического метода также нецелесообразным. Применение волновых методов воздействия на начальных стадиях разработки, как в рассматриваемом случае, нецелесообразно. Обычно применяется на заключительных стадиях разработки в высокообводненных залежах. Газовые и водогазовые методы неприменимы в текущих условиях из-за отсутствия газовой шапки. А также в связи с отсутствием газотранспортной сети в регионе и объектов хранения ПНГ (подземных хранилищ).

Таким образом, из всех рассмотренных методов воздействия для месторождения Z по критериям применимости соответствуют метод гидродинамического и метод физико-химического воздействия.

ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ Z КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

В связи с тем, что для разработки месторождения Z предполагается использовать поддержание пластового давления для обеспечения должной полноты выработки ресурсов и поддержания уровня добычи нефти на экономически выгодном уровне, были выделены факторы, во многом определяющие успешность заводнения.

3.1. Высокая неоднородность пласта на микро и макроуровнях.

При анализе керновых данных и данных по результатам интерпретации промыслово-геофизических исследований в разрезе внутри коллектора выделяются высокопроницаемые интервалы, в качестве примера приведены материалы по скважине №73 (Рисунок 3.1) и скважине №74 (Рисунок 3.2). По

таким высокопроницаемым интервалам при заводнении возможны ранние прорывы воды из нагнетательных скважин в добывающие, что вызовет резкий рост обводненности и дальнейшее неэффективное «промывание» пласта водой, оставляя после заводнения целики нефти.

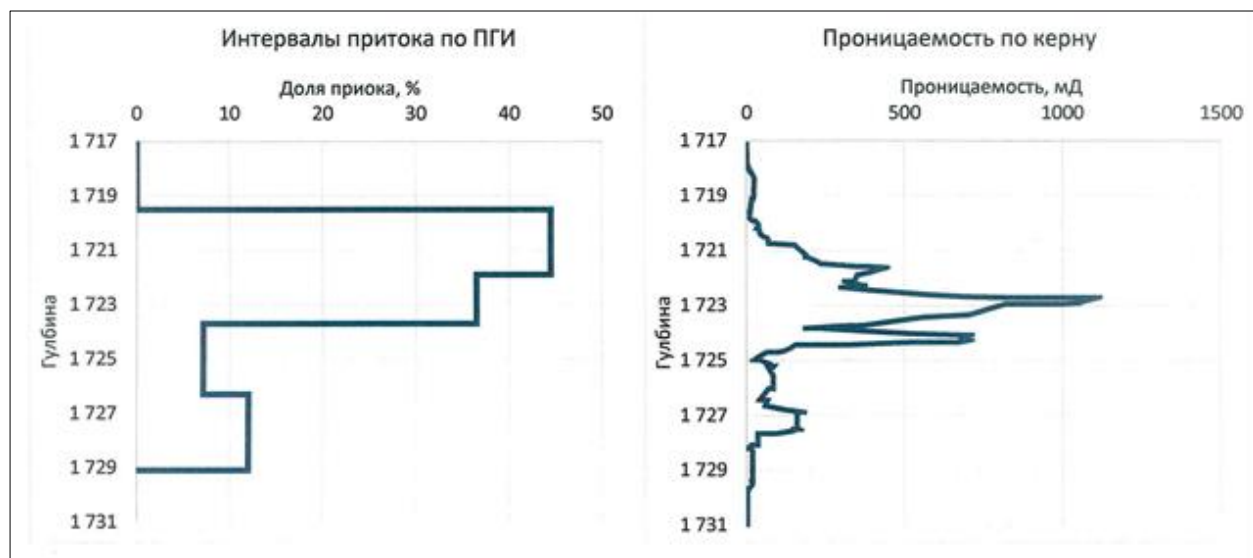


Рисунок 3.1 Выделение высокопроницаемых интервалов по результатам ПГИ и керновым данным скважина №73

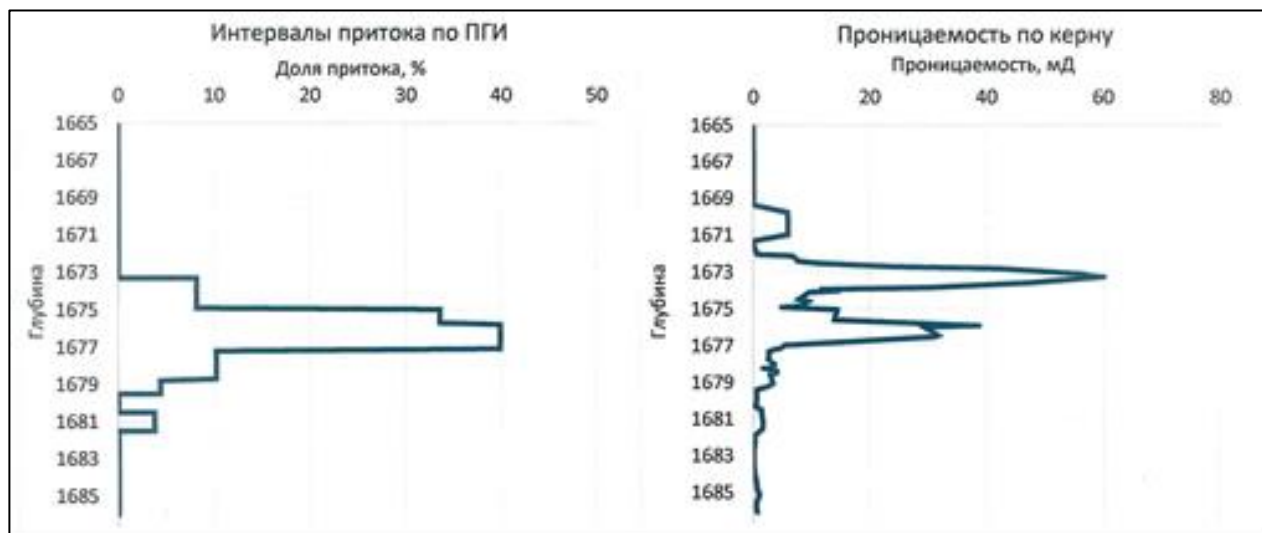


Рисунок 3.2 Выделение высокопроницаемых интервалов по результатам ПГИ и керновым данным скважина №74

Наличие высокопроницаемых интервалов в коллекторе обусловлено большим количеством каверн. Порово-каверновый тип коллектора также предполагает, что фильтрация на макроуровне будет происходить от каверны к каверне, что подтверждается исследованиями

] отмечено также, что фильтрация осуществляется между наибольшими кавернами, объединяя их в единую гидродинамическую систему, также оставляя «микроцелики» нефти. Так при фильтрации через образец керна кислоты, кислота фильтровалась по пути наименьшего сопротивления, соединяя наибольшее каверны в систему червоточин, соответственно вода ППД будет фильтроваться таким же образом, только без растворения породы (Рисунок 3.3, Рисунок 3.4).

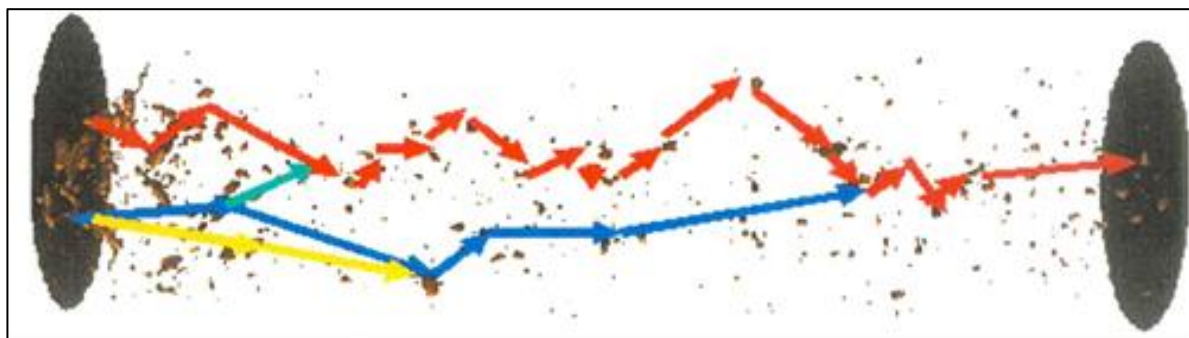


Рисунок 3.3 РКТ образца керна, с предположительными направлениями фильтрации



Рисунок 3.4 РКТ образца керна с системой гидродинамически связанных каверн после фильтрации через образец керна кислоты.

3.2 Отношение подвижности воды и подвижности нефти.

Согласно коллектор пласта Z5 обладает смешанной смачиваемостью с преобладанием гидрофобной поверхности, таким образом создаются условия для относительно более высокой фазовой проницаемости воды по отношению к фазовой проницаемости нефти чем в гидрофильном коллекторе (Рисунок 3.5).

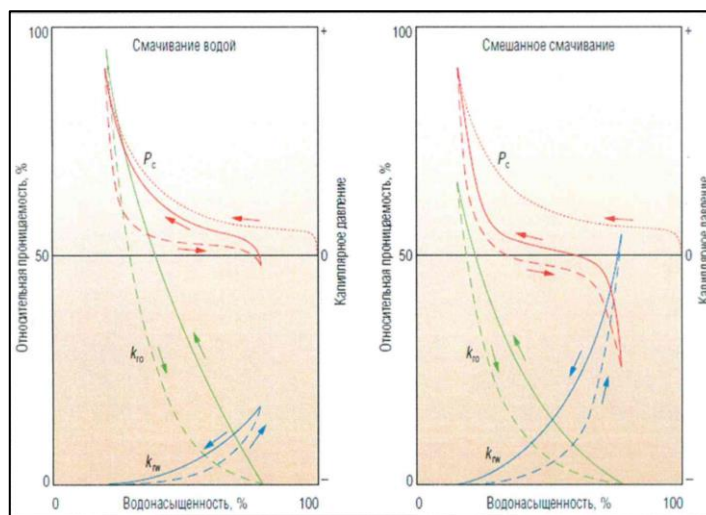


Рисунок 3.5 Сравнение ОФП вода-нефть для коллектора с разной смачиваемостью

В случае смешанно-смачиваемого преимущественно гидрофобного коллектора, при разработке методом обычного заводнения, что в общем-то, недопустимо, также реализуется процесс дренирования. В этом случае капиллярные силы принуждают нагнетаемую в пласт воду занимать наиболее крупные поровые каналы и трещины, по которым она достаточно быстро прорывается через залежь к добывающим скважинам, увлекая за собой случайные объемы нефти и нарушая монолитность нефтяного скопления. По экспериментальным данным американских исследователей [5], при близких значениях пористости, проницаемости и нефтенасыщенности из гидрофильной породы водой можно вытеснить 45% нефти (Рисунок 3.6), тогда как из гидрофобной – не более 5% [6].

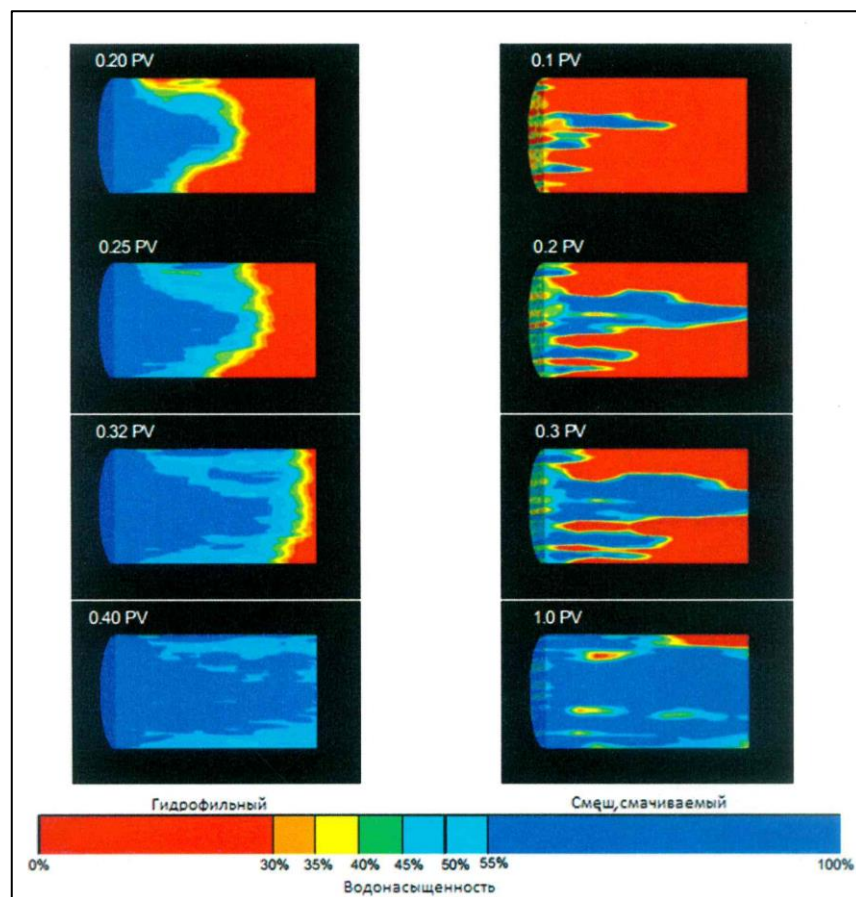


Рисунок 3.6 РКТ распределения водонасыщенности при фильтрации через образец керна

К заводнению предполагается использование воды объединенного комплекса ордовика и средне-нижнего кембрия, которые обладают низкой минерализацией и, соответственно, вязкостью близкой к вязкости дистиллированной воды 1 сПз. В свою очередь вязкость нефти в пластовых условиях, в зависимости от скважины, согласно лабораторным отчетам по исследованию пластовых флюидов составляет от 1,76 сПз до 3,57сПз.

Сочетание большей вязкости нефти по отношению к воде и более высокой фазовой проницаемости даже при водонасыщенности 0,4 создает условия, когда подвижность воды будет в несколько раз больше подвижности нефти. Что увеличивает риск ранних «кинжальных» прорывов воды ППД к добывающим скважинам при использовании обычной воды для заводнения.

Преимущественно гидрофобный коллектор также препятствует капиллярной пропитке пласта водой при заводнении, поэтому нефть не будет

отжиматься из непромытых участков в промытые, в итоге большее количество нефти не вовлекается в разработку, оставаясь заземленной (Рисунок 3.7).

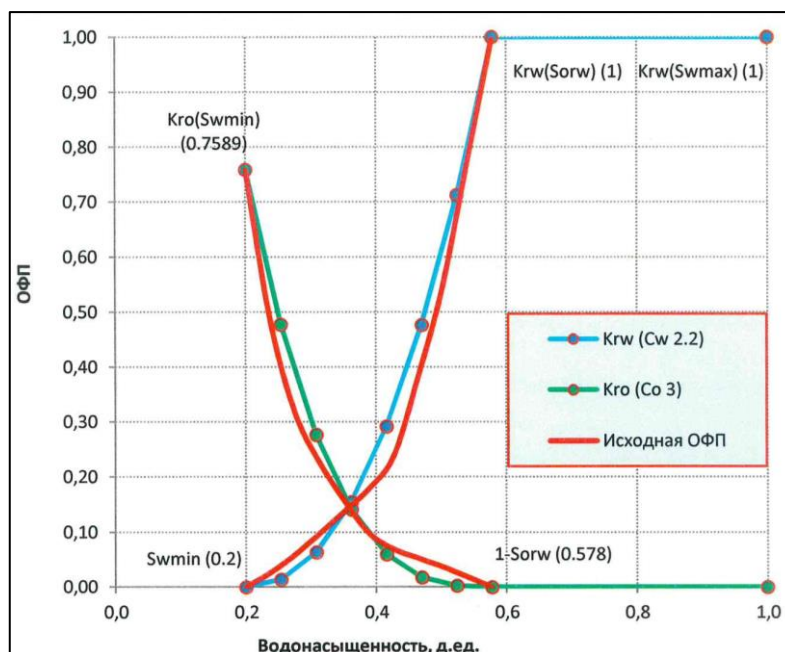


Рисунок 3.7 ОФП вода-нефть, принятые для объекта исследования

3.3 Высокая остаточная нефтенасыщенность.

На основе анализа результатов фильтрационных экспериментов по определению $K_{\text{выт}}$ в рамках выполнения [7] установлено, что значения остаточной нефтенасыщенности достигают относительно высоких значений — до 63%, при этом средний $K_{\text{выт}}$ равен 0,256 д.ед. (Таблица 3.1)

Таблица 3.1 Результаты фильтрационных экспериментов по определению $K_{\text{выт}}$ в рамках выполнения ППЭ пласта Z5

Зона	$K_{\text{но}}\%$	$K_{\text{выт}}$, д. ед.
C1	45,7%	0,428
C2	62,9%	0,214
C1+C2	59,5%	0,256

Высокое значение остаточной нефтенасыщенности обусловлено наличием пленочной нефти на поверхности породы, о чем говорят результаты экспериментов по определению смачиваемости на керне скважины №73 (преимущественно гидрофобная).

В свою очередь наличие пленки нефти на поверхности породы может быть связано со следующими факторами:

- повышенная высокая минерализация до 370 г/л и содержание в пластовой воде ионов Ca^{2+} 81 г/л и Mg^{2+} 10 г/л (подтверждается лабораторными исследованиями пластовой воды [8], содержание большого количества положительно заряженных ионов в воде негативно сказывается на способности воды смачивать положительно заряженную поверхность доломита;
- высокая кислотность нефти, выражаемая кислотным числом – наличие в составе органических соединений кислотных групп, которые имеют отрицательный заряд и способствуют образованию плёнки нефти у поверхности [6, 9];
- температура насыщения нефти парафином равная пластовой [10], в результате чего при снижении температуры во время жизни залежи, часть парафина могла осаждаться на поверхности пор, гидрофобизируя их.

Таким образом условия формирования залежи, физико-химические свойства флюидов, насыщающих пласт, обуславливают большое количество нефти после заводнения.

Сложные геологические условия месторождения требуют обдуманного подхода к разработке, в общем, и к поддержанию пластового давления в, частности. Для глубокой проработки вопросов ППД требуется не только детальное изучение керна материала на предмет параметров, влияющих на фильтрацию, - ОФП, Квыт, смачиваемость, но и изучение свойств нефти и воды, насыщающих пласт. Большой и качественный объем информации по объекту позволит максимально точно спрогнозировать производственные показатели, что не маловажно при проектировании разработки, обустройстве и экономической оценке.

Влияющие на успешность заводнения факторы, такие как смачиваемость и однородность коллектора, складываются таким образом, что существует

высокая вероятность ранних прорывов воды низкого КИН. В свою очередь ранние прорывы воды дополнительно вызывают осложнения, связанные как с эксплуатацией скважин, так и с инфраструктурными ограничениями по жидкости.

Во избежание возможным проблем, обусловленных заводнением, требуется рассмотрение альтернативных вариантов ППД. В качестве альтернативы обычному заводнению в мире применяют следующие технологии воздействия на пласт с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти:

- полимерное заводнение;
- щелочное заводнение;
- щелоч-ПАВ-полимерное заводнение;
- закачка газа (УВ, углекислого, азота, дымовой);
- низкосолевое заводнение;
- водогазовое воздействие;
- анализ применимости агентов ППД.

3.4 Анализ применимости агентов ППД

3.4.1 Полимерное заводнение.

Полимерное заводнение заключается в добавлении полимера в воду для нагнетания в пласт. Выделяют следующие особенности полимерного заводнения:

- увеличение вязкости воды и уменьшение ее подвижности;
- в случае с некоторыми полимерами уменьшение фазовой проницаемости по воде;
- особенностью водных растворов полимеров является то, что они являются дилататными жидкостями и их вязкость увеличивается по мере увеличения скорости фильтрации в пласте;
- постепенное снижение проницаемости за счет адсорбции, накопления и коагуляции в промытых зонах – в первую очередь в

высокопроницаемых, за счет большей фильтрации через них полимера (эффект остаточного сопротивления).

За счет вышеуказанных факторов замедляется фильтрация в высокопроницаемых интервалах, что позволяет выровнять фронт вытеснения нефти и избежать ранних прорывов воды в добывающие скважины (Рисунок 3.1).



Рисунок 3.8 Разница между полимерным и обычным заводнением

Результатом применения полимерного заводнения является увеличение нефтеотдачи и продолжительности периода безводной нефти или низкой обводненности. Данные факторы являются экономическим стимулом для осуществления полимерного заводнения.

Как правило, полимерное заводнение бывает экономически выгодным только в тех случаях, когда отношение подвижностей при обычном заводнении высоко, неоднородность пласта большая или отмечается сочетание этих двух факторов [11].

Таким образом, главным предпосылками рассмотрения возможности применения метода полимерного заводнения на пласте Z5 месторождения Z является его высокая неоднородность по проницаемости и высокая подвижность воды по отношению к подвижной нефти.

Полимерное заводнение является наиболее распространенным методом третичной добычи в мире среди химических МУН, также данный метод имел широкое распространение в России в середине 20 века. Полимерное заводнение характеризуется хорошо изученным механизмом воздействия и готовностью технологии для промышленного применения



Рисунок 3.9 Степень развития технологий МУН

Однако в связи с сильным падением стоимости на нефть в 1986 г. количество проектов по применению полимерного заводнения сильно сократилось.

На текущий момент передовыми странами по числу реализаций технологий полимерного заводнения являются Китай, США, Индия (

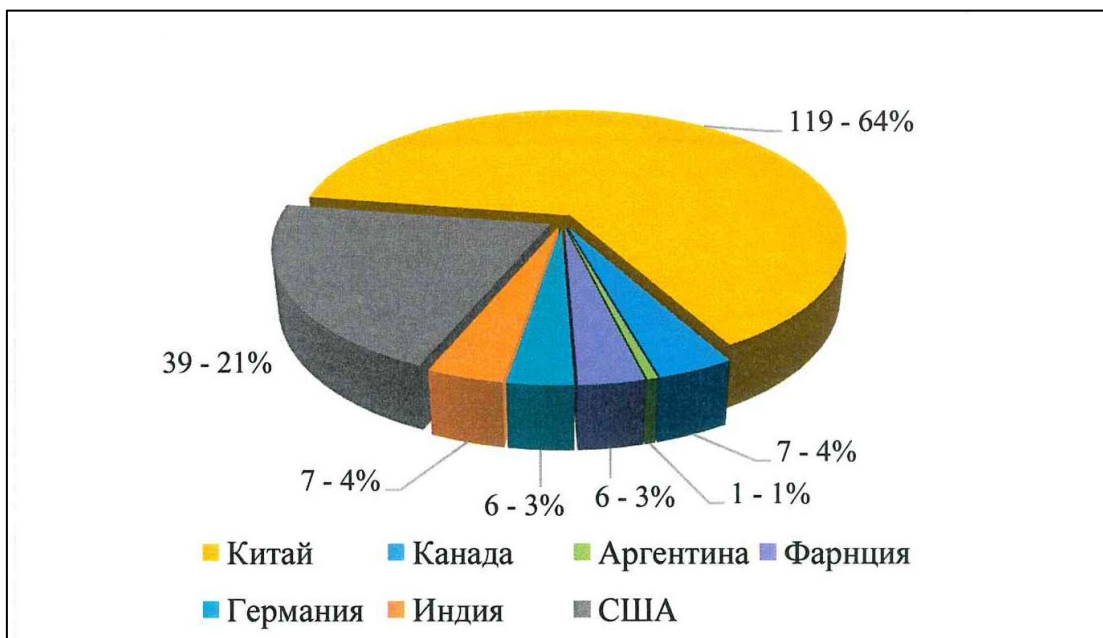


Рисунок 3.10).

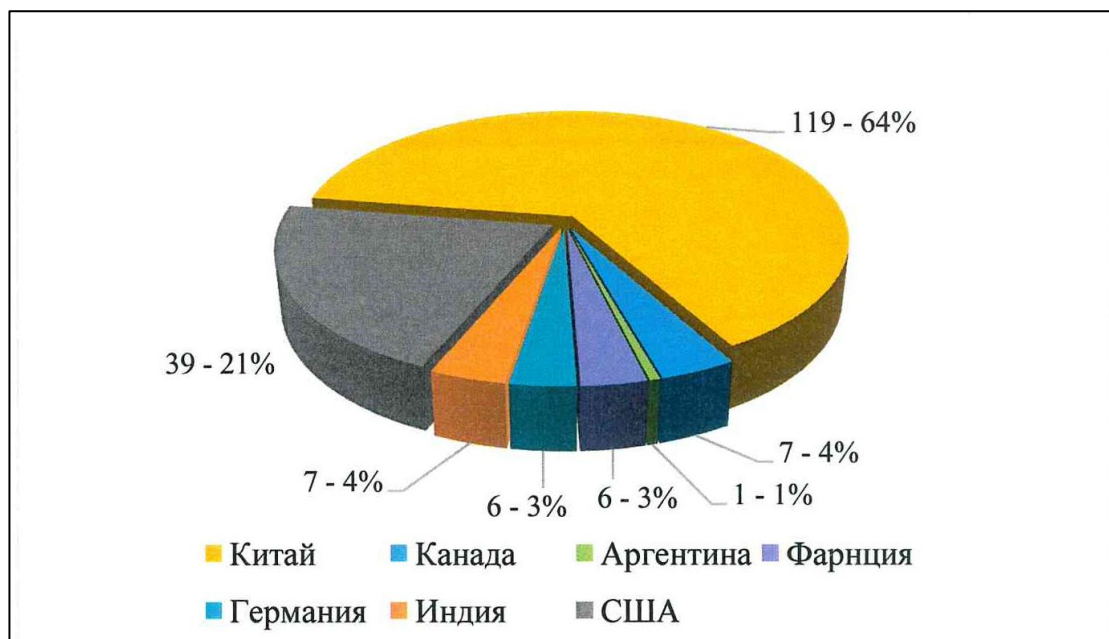


Рисунок 3.10 Количество проектов по полимерному заводнению в мире

Несмотря на то, что проекты по полимерному заводнению сопровождаются экономическими, техническими и даже политическими проблемами, большая часть проектов по полимерному заводнению признаны успешными [11].

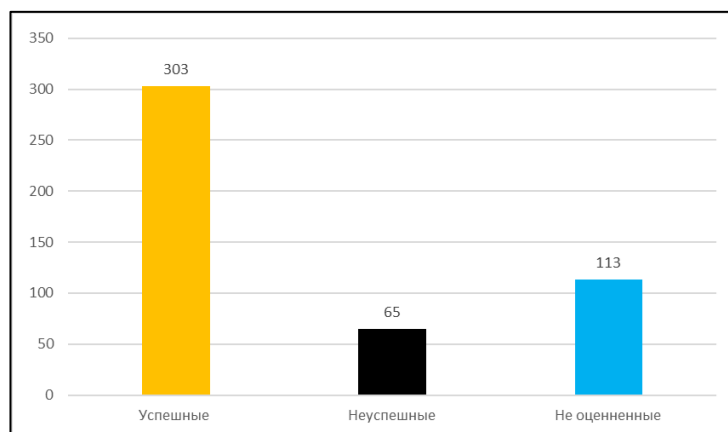


Рисунок 3.11 успешность реализации проектов по реализации проектов по полимерному заводнению

В качестве агентов для полимерного заводнения рассматриваются несколько полимеров:

- частично гидролизированный полиакриимид;
- ксантановая камедь;

- сополимеры акриловой кислоты и акриламида (полимер из двух типов мономеров);
- сополимер акриламида и 2-акриламид 2-метилпропансульфоната;
- гидрооксиметилгидроксиэтилцеллюлоза;
- гуаровая камедь;
- полиакриловая кислота;
- декстран;
- полиоксиэтилен;
- поливиниловый спирт.

Все полимеры делятся на акриламиды и биополимеры. В большинстве случаев применения полимерного заводнения используют частично гидролизированный полиакриламид.

Акриламиды – это полимеры, мономерное звено макромолекулы которых представлено молекулой акриламида. Полиакриламиды, используемые в полимерном заводнении, подвергаются частичному гидролизу, в результате чего анионные (отрицательно заряженные) карбоксильные группы ($-\text{COO}-$) оказываются разбросанными вдоль основной цепи макромолекулы. По этой причине полимеры называются частично гидролизированными полиакриламидами. Обычно степень гидролиза составляет 30-35% акриломидных мономеров; поэтому молекула частично гидролизованного полиакриламида отрицательно заряжена, что объясняет многие ее физические свойства. Если степень гидролиза слишком мала, полимер не будет растворяться в воде. Если велика, его свойства будут слишком чувствительны к действию минерализации и жесткости.

Способность гидролизованного полиакриламида увеличивать вязкость заключается в его большом молекулярном весе и размере. Эта особенность усиливается анионным отталкиванием между молекулами полимера и между сегментами одной и той же молекулы. Отталкивание является причиной того, что молекула в растворе растягивается и сцепляется с другими молекулами,

растянутыми аналогичным образом, что вызывает уменьшение подвижности при повышенных концентрациях.

Если минерализация или жесткость раствора высока, это отталкивание значительно уменьшается за счет ионного экранирования, т.к. свободно вращающиеся углерод-углеродные связи позволяют молекуле свернуться в клубок. Содержание ионов жесткости Ca^{2+} и Mg^{2+} , ведет к дестабилизации и уменьшению растворимости полимеров в воде и выпадение их из раствора, коагулирование порового пространства и ухудшение проницаемости коллектора.

Экранирование вызывает соответственно уменьшение эффективности полимера, т.к. сцепление заметно снижено. Фактически все свойства частично гидролизованного полиакриламида проявляют высокую чувствительность к минерализации и жесткости воды, что является препятствием для применения частично гидролизованных полиакриламидов во многих пластах. С другой стороны, частично гидролизованный полиакриламид – это недорогой реагент, относительно стойкий к действию бактерий, и дает постоянное уменьшение проницаемости [12].

Биополимеры (полисахариды) образуются в результате полимеризации молекул сахаридов в процессе бактериального брожения. Молекула полисахарида является сравнительно неионогенной свободной от эффектов ионного экранирования, присущих частично гидролизованному полиакриламиду, это обуславливает ее устойчивость к высокой минерализации и жесткости воды.

Биополимеры не адсорбируются на поверхности породы, что уменьшает необходимое количество полимера необходимого для закачки, при этом отсутствует эффект остаточного сопротивления.

Полисахариды имеют более разветвленную структуру, чем частично гидролизованные полиакриламиды, и углеродная связь с атомом кислорода в кольце вращается не полностью; поэтому молекула повышает вязкость раствора

за счет сцепления и добавления в раствор более жесткой структур. Молекулярный вес полисахаридов колеблется в районе 2 миллионов.

Полимеризация молекул сахаридов оставляет значительное количество примесей, что требует очистки при производстве. Кроме того, полимер чувствителен к бактериальному воздействию после его закачки в пласт.

Оба класса полимеров претерпевают химическую деструкцию при повышенных температурах, отсюда возникают ограничения по применению полимеров в высокотемпературных пластах.

Тип полимера подбирается таким образом, чтобы обеспечить необходимую вязкость и чтобы молекулы полимера проходили через поровые каналы, эквивалентный радиус молекулы должен составлять 0,2 радиуса среднего порового канала [13].

При реализации полимерного заводнения полимер закачивается в различных концентрациях, которая определяется исходя из необходимой вязкости для оптимального вытеснения, экономической целесообразности, а также типа полимера (чем больше молекулярный вес полимера, тем больше увеличение вязкости он дает).

Раствор полимера закачивается в пласт оторочками. Выделяются три фазы полимерного заводнения:

- предварительная закачка воды – закачка оторочки воды, которая создает условия для последующей закачки полимера (снижает минерализацию, повышает фазовую проницаемость для полимера и его приемистость), также в качестве предварительной оторочки может использоваться щелочь;
- закачка непосредственно полимера – закачка оторочки раствора полимера объемом, равным 0,2- 0,5 порового объема пласта в элементе заводнения, объем определяется в зависимости от необходимого технико-экономического эффекта;
- продавка водой с постепенным снижением концентрации полимера для избежания прорыва воды через оторочку полимера.

Очень важным является определение правильного времени для начала реализации полимерного заводнения. Это может позволить КИН в два-три раза. Реализация полимерного заводнения в качестве ППД оказывает значительно больший эффект, чем в качестве МУН. Удельная эффективность на тонну добытой нефти, если закачка началась сразу, может быть больше до шести раз чем после заводнения. Поэтому рекомендуемым этапом внедрения полимерного заводнения является начало разработки [2, 3].

Для первично определения применимости полимерного заводнения были рассмотрены следующие источники [2, 14, 15, 16]. В результате данного анализа было выявлено, что источники несколько противоречат друг другу в границах применимости.

Распределение количества проектов по полимерному заводнению в границах каждого из параметров (Рисунок 3.12, Рисунок 3.13).

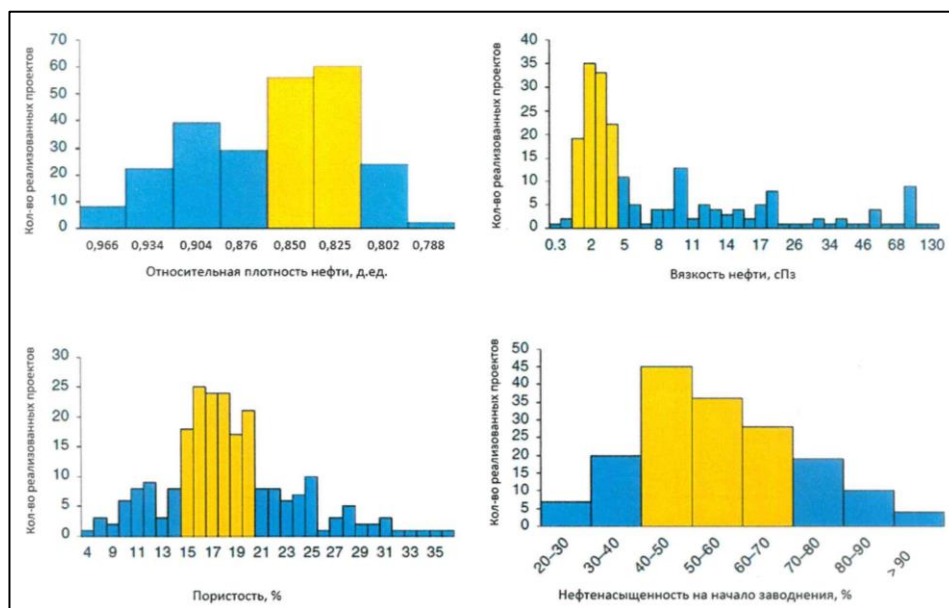


Рисунок 3.12 Распределение проектов по полимерному заводнению по параметрам

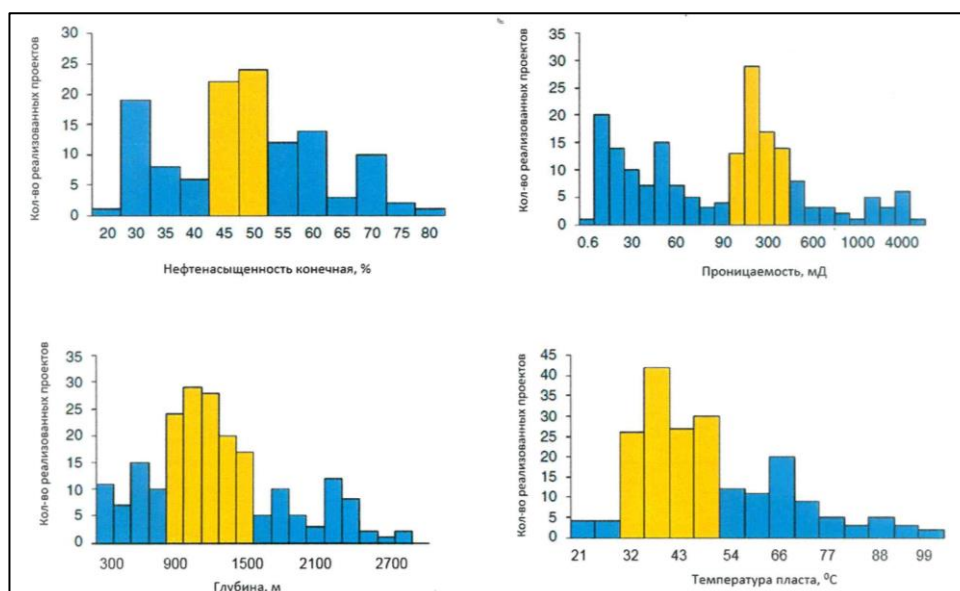


Рисунок 3.13 Распределение проектов по полимерному заводнению по параметрам

2

Согласно выполненному анализу критериев применимости и прецедентов применения полимерного заводнения условия Z месторождения допустимы для данного вида воздействия и лежат в пределах ранее реализованных проектов. Детального рассмотрения требует вопрос о минерализации пластовой воды (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 Критерии применимости полимерного заводнения

ПОЛИМЕРЫ	РЕКОМЕНДОВАННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ
1	2
Состав нефти	Не критично
Глубина, м	< 3000 (дополнительно требуется учесть температуру и проницаемость коллектора, так как глубина не является ограничивающим фактором)
Вязкость нефти, сПз	5 – 200 (предпочтительная)
	200 – 1000 (применение возможно)

Коэффициент нефтенасыщенности, д.е.	> 0.5
Проницаемость, мД	> 10
Коэффициент Дикстра-Парсона, д.е.	< 0.55
Температура, °С	< 100
Газовая шапка	Осложняющий фактор
Источник обводнения	Нагнетаемая вода
Глинистость (нежелательно наличие алевролитов, полимитов)	< 10% высокие значения влияют на адсорбцию полимера
Тип коллектора	Терригенный/карбонатный, терригенный предпочтительнее
рН	>6
Минерализация пластовой воды, г/л	< 150
Состава пластовой воды	Значения минерализации и рН, указанные выше не являются предельными, необходимо учитывать конкретные пластовые условия и свойства химических реагентов
Расчлененность	Не критично

Отдельным видом полимерного заводнения является совместное применение полимера и коллоидно-дисперсного геля в качестве сшивателя. В результате формируются микро-гели, которые значительно увеличивают сопротивление фильтрации воды по сравнению с закачкой только полимера. КДГ усиливают эффект остаточного фильтрационного сопротивления т полимеров. В высокоминерализованных водах КДГ позволяют снижать концентрацию химических реагентов, повышая тем самым экономическую

эффективность применения полимерного заводнения в целом. Так при применении КДГ расход химических реагентов снижается на 20%, а эффективность возрастает на 4% относительно обычного полимерного заводнения. При этом не снижается приемистость нагнетательных скважин, а КДГ уносится вглубь пласта.

Метод КДГ появился в конце XX века и применяется в широком диапазоне изменения свойств пласта, наравне с полимерами. Проекты по применению полимерного заводнения в сочетании с КДГ осуществлялись и осуществляются в Канаде, США, Аргентине, Колумбии и Китае. Показывают свою эффективность. КДГ стоит рассматривать как один из перспективных вариантов заводнения на месторождении Z.

Как было сказано выше минерализация добавляет нюансы в процесс полимерного заводнения, которые необходимо учитывать:

- уменьшает растворимость полимеров в воде;
- снижает эффективность ионогенных полимеров.

С учетом минерализации воды был выделен ряд полимеров, которые представлены на рынке и допускают применение в жестких высокоминерализованных водах:

- UTS A023 (ETC)
- UTS A001(ETC)
- DP/PT 2101B (SNF)
- Flocomb (SNF)
- ХСИ-4601
- Карбоксиметилцеллюлоза
- Ксантановая камедь

3.4.2 ПАВ-заводнение

ПАВ заводнение подразумевает использование поверхностно-активных веществ для закачки в пласт и доотмыву нефти.

Молекула ПАВ представляет собой амфифильную молекулу, одна сторона которой является гидрофобной (липофильной, олеофильной) и притягивается, другая гидрофильной (липофобной, олеофобной). Условно молекула ПАВ представляется в виде «головастика», неполярный хвост которого является гидрофобным, а полярная голова гидрофильным (Рисунок 3.14).

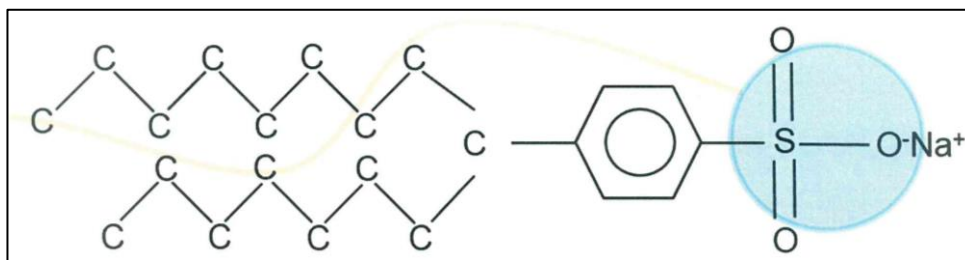


Рисунок 3.14 Схематическое обозначение молекулы сульфоната и молекулы ПАВ в виде головастика

При вытеснении нефти водным раствором ПАВ тоны ПАВ концентрируются на поверхности раздела фаз вода- нефть уменьшая поверхностное натяжение. Поверхностное натяжение снижается настолько, что граница раздела фаз размывается, как это происходит в случае с жидкостью и паром в критической точке, таким образом снижение межфазного натяжения приближает процесс вытеснения нефти водой к смешивающемуся.

Наиболее распространенная классификация ПАВ основывается на их способности диссоциировать на ионы при растворении в воде.

Анионоактивные, гидрофильная «голова» молекул данных ПАВ является отрицательно заряженной. В нефтяной промышленности в большинстве случаев используются именно эти ПАВ, обеспечивают наименьшее межфазное натяжение на границе нефть-вода до 0,01-0,005 мН/м. При этом адсорбируются на поверхности породы, в частности доломита, в значительной степени больше чем неионогенные, так как поверхность доломита является положительно заряженной ПАВ.

Катионоактивные. Гидрофильная часть молекулы положительно заряжена, соответственно обладают значительно меньшей адсорбцией на доломитах и большей на песчаниках и глинах. При контакте водного раствора

данных ПАВ с нефтью, преимущественно молекулы ПАВ переходят в нефтяную фазу, перенося положительный заряд в нефть, образуя ионную пару с отрицательно заряженными кислотными группами нефти, тем самым снижая адсорбционную способность нефти на поверхности положительно заряженного доломита, увеличивая смачиваемость водой.

Амфотерные, в зависимости от Ph среды может проявлять как анионные, так и катионные свойства. Не применяются в нефтяной промышленности.

Неионогенные ПАВ (не диссоциируют на ионы в растворе воды). Обладают меньшей адсорбционностью на поверхности породы и более устойчивы к высокой минерализации воды. Однако данные ПАВ, проявляют меньшую поверхностную активность и ранее считались худшими ПАВ, снижают поверхностное натяжение до 7-8 мН/м.

Применение ПАВ в качестве агента, позволяющего увеличить нефтеотдачу, обусловлено следующими свойствами ПАВ:

- способностью уменьшать поверхностное натяжение на границе вода-нефть, образование стабильных эмульсий и вынос нефти водой;
- увеличению фазовой проницаемости по нефти;
- изменению смачиваемости в сторону гидрофильности [17, 18].

Эффективность снижения поверхностного натяжения и его влияние на вытеснение нефти путем изменения смачиваемости можно оценить с помощью безразмерного капиллярного числа.

$$Nc = \frac{V\mu}{\sigma}, \text{ где}$$

μ – вязкость вытесняющего (смачивающего) агента;

V – суммарная объемная скорость потока;

σ – поверхностное натяжение нефть-вода.

Некоторые исследователи для вычисления капиллярного числа применяют другие формулы для определения капиллярного числа, с добавлением косинуса угла смачивания в знаменателе, заменой скорости потока на проницаемость и депрессию. Но какой формулой бы не выражалось капиллярное число, чем оно больше, тем меньше остаточная

нефтенасыщенность, это показано в различных исследованиях (Рисунок 3.15). Количество остаточной нефти начинает уменьшаться при достижении критического значения капиллярного числа. Некоторые источники отмечают, что при увеличении капиллярного числа остаточная нефтенасыщенность снижается плавно, а при достижении критического значения начинает снижаться быстрее.

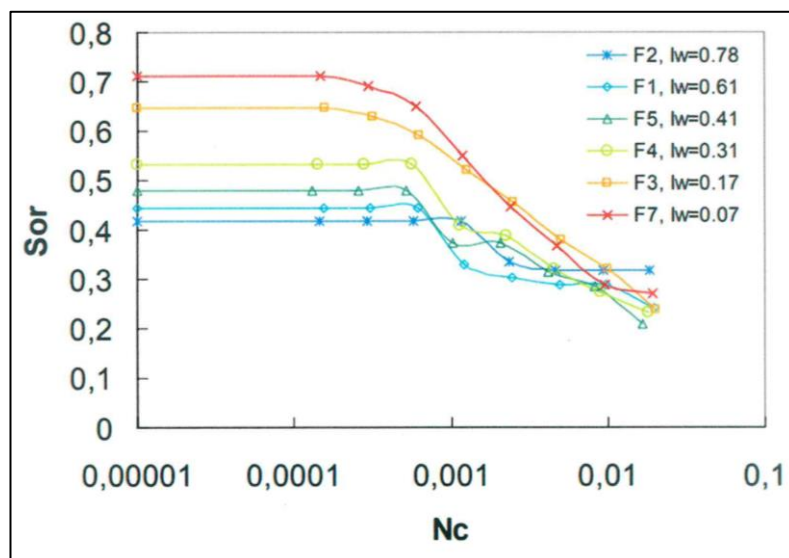


Рисунок 3.15 Зависимость остаточной нефтенасыщенности для различных типов смачиваемости.

lw -показатель смачиваемости по Аммоту.

При оценке перспективы применения ПАВ в качестве агента заводнения следует уделять внимание не на форму получаемых ОФП, нежели на значение остаточной нефтенасыщенности. Изменение формы ОФП при снижении МФН = 0. Х-образной формы для теоретической ОФП, для которой МФН = 0.

Снижение межфазного натяжения не так важно для увеличения нефтеотдачи, как контроль подвижности.

Метод повышения нефтеотдачи с применением растворов ПАВ имел высокую популярность в конце 70-ых годов прошлого столетия, тогда ПАВ часто применяли в качестве ОПР на месторождениях, как и за рубежом, так и в России. Однако эффективность данного метода была неоднозначна и метод не

получил широкого распространения, связывают это со следующими факторами:

- высокая адсорбция на поверхности породы и глин, особенно для карбонатных месторождений, необходимость закачивать больше реагента;
- недостаточное снижение поверхностного натяжения;
- высокая стоимость продукции.

Некоторые исследователи выделяют также мицеллярное заводнение.

Мицеллы представляют собой скопления полярных молекул ПАВ в растворе таким образом, что их гидрофобные радикалы ориентированы друг к другу и образуют ядро. При этом мицеллы образуются только тогда, когда концентрация ПАВ в растворе достаточно высока – выше критической концентрации мицеллообразования (ККМ). В качестве ядра мицеллы могут выступать и гидрофобные вещества – жидкие углеводороды (Рисунок 3.16).

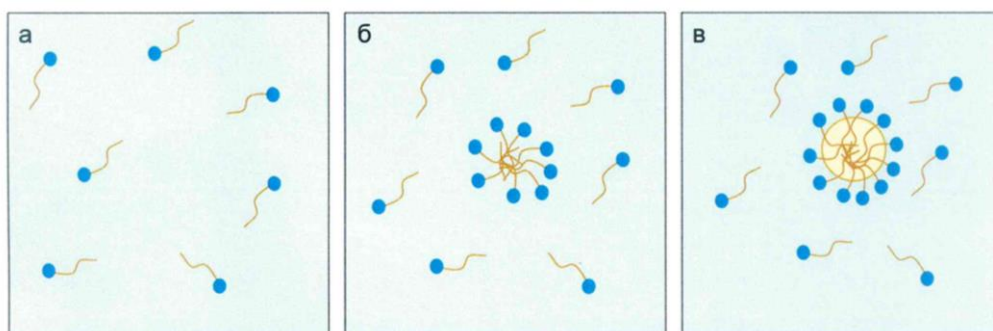


Рисунок 3.16 Образование агрегатов мицелл: а – раствор ПАВ с низкой концентрацией; б – раствор ПАВ с более высокой концентрацией и образовавшейся мицеллой из молекул ПАВ; в – мицелла, образованная ПАВ и гидрофобной жидкостью. Синие «головки» символизируют полярную гидрофильную группу, коричневые «хвосты» - гидрофобный радикал.

Для мицеллярного и ПАВ заводнения также используют содетергенты или спирты и углеводородную составляющую (для образования мицелл) с целью увеличения эффективности. Водорастворимый содетергент (например, третичный амиловый спирт, вторичный нефтяной сульфат или n-бутанол) повышает растворимость ПАВ в воде, облегчает переход из эмульсии II (-) (нефть в воде) типа в эмульсию II (+) (вода в нефти).

Высокомолекулярные спирты повышают растворимость ПАВ в нефти. При высоких концентрациях ПАВ или низких температурах, или даже в присутствии чистых ПАВ, отмечались другие фазы. Эти фазы приближаются к сильно вязким жидким кристаллам или конденсированному веществу в другом виде. Большие вязкости оказывают вредное действие на нефтеотдачу, т.к. они могут вызвать местную вязкостную нестабильность во время вытеснения или при пониженной приемистости.

Часто спирты (соразтворители) с низкой – средней молекулярной массой добавляются в мицеллярно-полимерный состав, чтобы «расплавить» эти нежелательные вязкости. Т.к. большинство спиртов являются слабыми ПАВ, термин содетергент весьма популярен применительно к этим добавкам, как и при добавлении других ПАВ. В тех случаях, когда вода содержит полимер, конденсированная фаза возникает при низкой концентрации ПАВ из-за исключения полимера из микроэмульсионной фазы. Содетергенты могут использоваться для того, чтобы устранить эту несовместимость полимера и ПАВ.

На текущий момент в мире не применяются индивидуальная закачка поверхностно – активных веществ, нагнетание ПАВ осуществляется только совместно с щелочами и/или в рамках щелочно-ПАВ-полимерного заводнения.

Щелочь выступает в роли протектора адсорбции. В 80-ых годах XX века было установлено влияние совместной закачки ПАВ с растворами щелочи – добавление щелочи при нагнетании ПАВ позволяет значительно снизить расход ПАВ в результате уменьшения адсорбции – щелочные компоненты адсорбируются вместо ПАВ.

Полимеры используются в качестве контроллера подвижности оторочки ПАВ, для увеличения Кохв воздействием.

Типичная схема применения метода ПАВ – заводнения выглядит следующим образом:

- прокачка протекторной оторочки (вода низкой минерализации, которая опресняет пластовую воду, подготавливая пласт к закачке ПАВ и другой химии)
- закачка оторочки щелочи для уменьшения адсорбции ПАВ
- закачка ПАВ – оторочки
- закачка полимерной оторочки
- продавка полимера водой низкой минерализации с постепенным снижением концентрации полимера.

Объем ПАВ оторочки может составлять от 5-20% в случае мицеллярного заводнения, и 10-20% для ПАВ обычного ПАВ-заводнения.

В результате анализа геолого – физических условий месторождения, свойств пластовой нефти и воды, а также их свойств, влияющих на процесс заводнения с применением полимеров и ПАВ и для их дальнейшей ТЭО, было установлено, что:

- необходимо более глубокое изучение свойств пласт и насыщающих его флюидов (замер кислотного числа, определение смачиваемости до экстракции, определение химического состава остаточной нефти и т.д.);
- определение совместимости пластовых флюидов, их взаимодействия (МФН);
- углубленное изучение свойств агентов ППД и изменение их при закачке и фильтрации в пласте;
- проведение потоковых экспериментов для определения эффективности тех или иных агентов ППД.

Таким образом, в ходе работы были изучены особенности геологического строения и разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям. Выявлены основные особенности месторождения Z, определяющие выбор метода воздействия:

- каверново-поровый карбонатный коллектор;
- высокая неоднородность

- малая вязкость нефти в пластовых условиях (3,5 мПа*с);
- низкая начальная пластовая температура (20 °С);
- очень высокая минерализация пластовой воды (345 г/л).

В работе **выполнен анализ современных методов увеличения нефтеотдачи** в карбонатных отложениях.

Предварительная оценка применимости агентов ППД показывает, что контроль подвижности, то есть **применение полимеров, показывает большую перспективность**, так как имеет более широкий спектр применения, больше прецедентов успешных применений и меньшую стоимость реализации (Таблица 3.3). Таким образом, **в качестве рекомендуемого метода увеличения нефтеотдачи для месторождения Z предлагается полимерное заводнение**. Ниже приведены агенты ППД, рекомендуемые для применения в рамках опытно-промышленной эксплуатации месторождения Z.

Таблица 3.3 Выбор агентов ППД в условиях месторождения Z

Название	Компания - поставщик	Тип	Комментарий
ХСИ -4601	ООО МПК «ХИМСЕРВИСИНЖЕНИРИНГ»	ПАВ	Анионноактивный ПАВ, устойчивость к высокой минерализации
CSE-1614	ООО МПК «ХИМСЕРВИСИНЖЕНИРИНГ»	полимер	Устойчивость к высокой минерализации
UTS A001	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 5%
UTS A0065	UTS GROUP	полимер	-
UTS A009T	UTS GROUP	полимер	-
UTS A010	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 20-30%
UTS A010T	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 20-30%
UTS A011	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 8-10%
UTS A012	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 10-15%
UTS A014	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 20-25%
UTS A015	UTS GROUP	полимер	-
UTS A016	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 20-25%
UTS A023	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 25-35%
UTS A023T	UTS GROUP	полимер	Анионный ПАА, степень гидролиза 30-35%

APG 0810 50%	UTS GROUP	полимер	Неионогенный ПАВ
SLES 70%	UTS GROUP	полимер	Анионоактивный ПАВ
TC-CAB 35 Бетаин	UTS GROUP	полимер	Амфотерный ПАВ
TC-CAB 45 HG Бетаин	UTS GROUP	полимер	Амфотерный ПАВ
DP/PT 2101B	SNF – GROUP	полимер	Полимер устойчивый к высокой минерализации
Flocomb	SNF – GROUP	полимер	Полимер устойчивый к высокой минерализации
Flopaam	SNF – GROUP	полимер	Полимер устойчивый к высокой минерализации
EOR904	Nalco Champion	полимер	Полимер устойчивый к высокой минерализации
EOR684R	Nalco Champion	КДГ	КДГ для усиления эффекта полимерного воздействия
ОП-10	Аквахим	ПАВ	Неионогенный ПАВ

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б4В	Давыдову Денису Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазового дела

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место расположено на шестом этаже здания, имеет естественное и искусственное освещение. Площадь на одно рабочее место с ПЭВМ составляет не менее 6 м², а объем X – не менее 48 м³. При работе использовались компьютер производителя «AMD» с жидкокристаллическим экраном «Samsung» и цветной монитор. В ходе работы существует риск возникновения вредных проявлений факторов производственной среды, таких как недостаточная освещенность рабочей зоны, отклонение параметров микроклимата в помещении, монотонный режим работы; опасных – электрический ток, пожароопасность. Кроме этого в работе рассмотрены негативные воздействия на окр. среду при применении метода повышения нефтеотдачи в карбонатных отложениях на месторождении, а также перечислены меры безопасности при возникновении чрезвычайной ситуации.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-74; ГОСТ 12.1.003-83; ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.005-88; ГОСТ 12.1.010-76; ГОСТ 12.1.011-78; ГОСТ 12.4.011-89; ГОСТ 12.1.019-79.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1) В ходе анализа было выяснено, что для обеспечения освещенности согласно требованиям к освещению помещений (СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»), необходимо использовать 6 двухламповых светильников ОД-2-80 с лампами ЛХБ мощностью 80 Вт и световым потоком 5200лм, расположенных в два ряда полностью. 2) Для обеспечения оптимальных и допустимых значений параметров микроклимата в соответствии с СанПиНом 2.2.4.548-96, в производственном помещении применяют системы вентиляции и кондиционирования воздуха, а также отопительные устройства (в зимнее время года). 3) Для того чтобы избежать утомляемости в условиях монотонной деятельности, необходимо делать каждые 2 часа 15 минутные перерывы, а также желательно стараться более 4 часов не заниматься одной работой.
--	---

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	1) Электробезопасность. В процессе использования электрооборудования (компьютера, принтера) может возникнуть опасность поражения электрическим током. 2) Пожаровзрывобезопасность. По оценке пожарной опасности производства помещение относится к категории Д.
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Приведены вредные воздействия на окружающую среду и разработаны природоохранные мероприятия по их устранению. Согласно Приложениям 5,6 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 определена величина санитарно-защитной зоны.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	В качестве ЧС в работе рассмотрен разлив нефти. Приведены профилактические мероприятия и организация мониторинга по предупреждению и разработка действий в результате ЧС.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при мероприятиях по компоновке рабочей зоны).
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Отсутствует

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б4В	Давыдов Денис Викторович		

ГЛАВА 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ АНАЛИЗА СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Данная выпускная квалификационная работа представлена научно-исследовательской работой, во время выполнения которой осуществлялась обработка результатов анализов и набор текста на персональном компьютере, поэтому в разделе «Социальная ответственность при проведении анализа современных технологий повышения нефтеотдачи в карбонатных отложениях месторождения» рассматривается «Производственная безопасность при работе на персональных компьютерах».

Цель данного раздела: проанализировать опасные и вредные факторы при данном виде производственной деятельности и решить вопросы обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

Выполнение данной выпускной квалификационной работы осуществлялось с помощью прикладного программного обеспечения. При этом использовались: компьютер производителя «AMD» с жидкокристаллическим экраном «Samsung»; цветной монитор. Рабочее место расположено на шестом этаже здания. Площадь на одно рабочее место с ПЭВМ составляет не менее 6 м², а объем – не менее 48 м³. Работы на электронно-вычислительных машинах и видеодисплейных терминалах проводятся в помещении, соответствующем требованиям Санитарных правил и норм (СанПин 2.2.2/2.4.1340-03) [19]. Помещение оборудовано системами отопления, эффективной приточно-вытяжной вентиляцией. Минимальный расход воздуха составляет 50-60 м³/ч на одного человека (СНиП 2.04.05-91) [20].

4.1. Профессиональная социальная безопасность в компьютерном помещении

Для выявления вредных и опасных факторов при работе на компьютере (Таблица 4. 1) производится анализ классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)[21].

Таблица 4. 1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на рабочем месте

Этапы работ	Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74, с измен. № 1, октябрь 1978 г., переизд. 1999 г.)		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
1	2	3	4	5
1.Камеральный	Обработка информации на персональном компьютере (построение графиков, диаграмм; обработка базы данных; ввод текста)	1.Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение параметров микроклимата в помещении 3.Монотонный режим работы	1.Электрический ток 2.Пожароопасность	(СанПин 2.2.2/2.4.1340-03)[19] (СНиП 2.04.05-91)[20] ГОСТ 12.1.004-91[22] ГОСТ 12.1.005-88[23] ГОСТ 12.1.003-83, с измен. № 1, утвержденным в декабре 1988 г., переизд.1999 г. [24] СанПиН 2.2.4.548-96[25] СНиП 23-05-95[26] Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 6-ое издание [27]

4.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

1. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Немало важную роль имеет освещенность рабочего места, т.к. при недостаточной освещенности ухудшается производительность труда. Освещенность в рабочей зоне (Таблица 4. 2) согласно СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [28] выбираем для условий высокой точности зрительной работы с подразрядом «а» и системой общего освещения. Таким образом, величина освещения должна быть не менее 400 лк на расстоянии 80 см от пола. При этом условии местное освещение не требуется. Зимой и осенью темнеет рано, поэтому используется искусственное освещение.

Таблица 4. 2 Требования к освещению помещений

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещённость, лк		
						При системе комбинированного освещения		при системе общего освещения
						всего	в том числе от общего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	III	а	Малый	Тёмный	2000	200	500
						1500	200	400
			б	Малый	Средний	1000	200	300
				Средний	Тёмный	750	200	200
			в	Малый	Светлый	750	200	300
				Средний	Средний			
			г	Большой	Тёмный	600	200	200
				Средний	Светлый	400	200	200
				Большой	Средний			

Сделаем выбор:

а) систем и способов освещения: система общего освещения, тип светильников - закрытый, двухламповый ОД-2-80. Параметры светильника: $L_c=1531$ мм - длина светильника, 266 мм - ширина светильника, 1908 мм - высота светильника, КПД=75 %. Светильники будем располагать в два ряда.

б) источников света: определяем отношение расстояния между светильниками L к высоте их подвеса h . В зависимости от типа светильника это отношение L / h при расположении светильников прямоугольником может быть принято равным 1,4-2,0, а при шахматном расположении -1,7-2,5 согласно справочной книге для проектирования электрического освещения [29].

$\frac{L}{h} = 1,4$, где h – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью; $H=4$ м;
 $h = 3$ м.

$$L = 3 \times 1,4 = 4,2 \text{ м.}$$

Светильники будем располагать в два ряда (Рисунок 4.1). Возьмем число светильников равное $N = 6$.

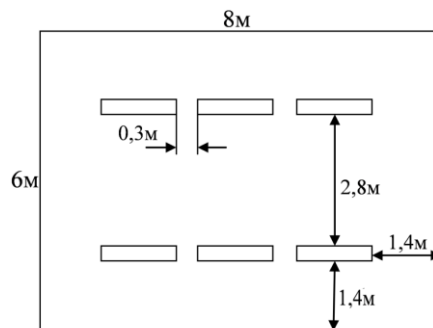


Рисунок 4.1 План помещения и размещения светильников

Для определения η необходимо знать индекс помещения i , значения коэффициентов отражения стен $\rho_{ст}$ (обои бежевые), потолка $\rho_{п}$ (плитка подвесного потолка светло-серая): $\rho_{ст}=50\%$; $\rho_{п}=70\%$

$$i = \frac{S}{h(A+B)},$$

где A - длина помещения, $A=8$ м; B - ширина помещения, $B=6$ м; S - площадь помещения, $S=48\text{м}^2$; h – высота подвеса ламп

$$h = H - h_c - h_p,$$

где H – высота помещения; h_p – высота рабочей поверхности над полом; h_c – высота свеса ламп.

$$h = (4 - 0,2 - 0,8) = 3\text{ м}; \quad i = \frac{48}{3 \cdot (8 + 6)} = 1,14$$

По рассчитанному i выберем согласно таблице, приведенной в справочной книге для проектирования электрического освещения [29], $\eta = 51\%$. Величина номинальной освещенности $E = 400$ лк, а количество ламп 12. Световой поток рассчитывается по формуле согласно справочной книге для проектирования электрического освещения [29]:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{n \cdot \eta},$$

где Φ - световой поток каждой из ламп (лм); E - номинальная освещенность (лк); K_3 - коэффициент запаса (табл. 3 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение») [28]; n – число светильников; Z - коэффициент неравномерности освещения. В нашем случае $Z=1,1$; S - площадь освещаемого помещения; η - отношение потока, падающего на расчетную поверхность к суммарному потоку всех ламп (определяется из таблицы).

По данной формуле получаем:

$$\Phi = \frac{400 \cdot 1,5 \cdot 48 \cdot 1,1}{12 \cdot 0,51} = 5178 \text{ лк}$$

Согласно справочной книге для проектирования электрического освещения подбираем близкую по характеристике лампу ЛХБ мощностью 80 Вт и световым потоком 5200 лм.

Произведем расчет искусственного освещения.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд.}} - \Phi_{\text{л.расч.}}}{\Phi_{\text{л.станд.}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем

$$\begin{aligned} -10\% &\leq \frac{5200 - 5178}{5178} \cdot 100\% \leq +20\% \\ -10\% &\leq 0,42\% \leq +20\% \end{aligned}$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 12 \cdot 80 \text{ Вт} = 960 \text{ Вт}$$

Таким образом, имеющиеся 6 двухламповых светильников ОД-2-80 с лампами ЛХБ мощностью 80 Вт и световым потоком 5200лм, расположенных в два ряда полностью соответствуют требованиям к освещению помещений (СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»)[28].

2. Отклонение параметров микроклимата в помещении

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата устанавливаются в соответствии с СанПиНом 2.2.4.548-96[25], исходя из категории тяжести (Ia – категория относящаяся к работам производимых сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением). Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам (Таблица 4.3), применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Таблица 4.3 Оптимальные величины показателей микроклимата

Период года	Температура, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
В холодное время	22-24	21-25	60-40	0,1
В теплое время	23-25	22-26	60-40	0,1

Для создания требуемых параметров микроклимата в производственном помещении применяют системы вентиляции и кондиционирования воздуха, а также различные отопительные устройства.

3. Монотонный режим работы

Известно, что работоспособность не является величиной постоянной, она изменяется. Основной причиной изменения работоспособности является сама работа. Снижение работоспособности под влиянием выполненной работы принято считать утомлением.

Для того чтобы избежать утомляемости согласно научному исследованию Л. П. Степановой «Особенности работоспособности в условиях монотонной деятельности» [30] необходимо делать каждые 2 часа 15 минутные перерывы, а также желательно стараться более 4 часов не заниматься одной и той же работой, необходимо менять занятие и обстановку.

4.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

4.2.1. Электрический ток

В процессе использования электроприборов и электрооборудования может возникнуть опасность поражения электрическим током. По опасности поражения электрическим током согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) 6-ое издание [27] помещение без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Временные допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПЭВМ, не должны превышать значений (Таблица 4.4) согласно **СанПин 2.2.2/2.4.1340-03** [33].

Таблица 4.4 Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
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
Поверхностный электростатический потенциал экрана видеомонитора 500В		

4.2.2. Безопасность при пожаре

Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб.

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [32] по оценке пожарной опасности производства помещение относится к категории Д, так как отсутствуют легко воспламеняемые материалы

и имеются только твердые горючие вещества. В качестве возможных причин пожаров можно указать следующие: наличие в лаборатории горючей пыли (некоторые осевшие пыли способны к самовозгоранию); различные короткие замыкания; опасна перегрузка сетей, которая ведет за собой сильный нагрев токоведущих частей и загорание изоляции. Планы эвакуации представляют собой схемы, на которые нанесены контуры помещений, коридоров, лестничных маршей в зданиях и сооружениях, где могут находиться и работать люди (Рисунок 4.2, Рисунок 4.3).

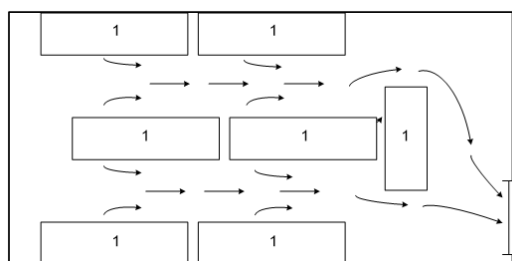


Рисунок 4.2 План эвакуации, где 1- рабочее место



Рисунок 4.3 План эвакуации на этаже

На этаже имеются порошковые и углекислотные огнетушители ОУ-2. Для тушения пожара предусмотрен огнетушитель установленный в легкодоступном месте.

4.3 Экологическая безопасность

В ходе проведения работ по увеличению нефтеотдачи карбонатных отложений на месторождении согласно методическим указаниям по разработке

раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы [31] возможные вредные воздействия для окружающей среды (Таблица 4.5).

Таблица 4.5 Вредные воздействия на окружающую среду

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Мероприятия по предотвращению
<i>Земля и земельные ресурсы</i>	Повреждение почвенного слоя, сельхозугодий, загрязнение почвы нефтепродуктами при несанкционированных утечках, создание выемок, усиления эрозионной опасности, уничтожение растительности.	Работы по рекультивации нарушенных земель; соблюдение нормативов отвода земель; рациональное планирование мест и сроков проведения работ.
<i>Лес и лесные ресурсы</i>	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв; уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой; попенная плата; соблюдение земель в залесенных территориях
<i>Вода и водные ресурсы</i>	Загрязнение бытовыми стоками, использование артезианской воды для хозяйственно-питьевых нужд и проведения гидроиспытаний. Загрязнение в результате утечек.	Очистные сооружения для стоков; вывоз и захоронение остатков нефтепродуктов; отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора.
<i>Воздушный бассейн</i>	Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в период строительства (двигатели автотранспорта и строительной техники; дизельная электростанция (ДЭС); сварочный агрегат; топливозаправщик), в период эксплуатации (фланцевые соединения).	Использование биодизеля; установка на оборудование специальных клапанов, предотвращающих загрязнение атмосферы и сигнальных датчиков, оповещающих при выбросе ЗВ.
<i>Животный мир</i>	Усиление беспокойства диких животных в окружающих угодьях.	Планирование работ с учетом охраны животных

Согласно Приложениям 5,6 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [32] определяется величина санитарно-защитной зоны. Класс III - санитарно-защитная зона 300 м. Промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.4.1. Профилактические мероприятия и организация мониторинга

В основном меры по предупреждению ЧС заключаются в соблюдении правил и норм безопасности в нефтяной и газовой промышленности и правил пожарной безопасности при эксплуатации нефтепромыслового, электротехнического, теплотехнического и прочего оборудования опасных объектов. Согласно Приказу МЧС России № 105, 2003 г. «Об утверждении требований по предупреждению ЧС на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения», в Обществе на различных стадиях (от проектирования до промышленной эксплуатации) опасного объекта, организуется и проводится ряд мероприятий, обеспечивающих предупреждение и ликвидацию ЧС:

- определение источников ЧС, уровней их риска в районе, где предполагается разместить площадку строительства опасного объекта;
- разработка документов планирующих предупреждение и ликвидацию ЧС природного и техногенного характера;
- ведение мониторинга и прогнозирования ЧС в результате производственной деятельности;
- создание собственных НАСФ, проведение их аттестации, а также заключение договоров с профессиональными АСФ;
- проведение учений и тренировок по действиям персонала при возникновении ЧС;
- создание резервного запаса оборудования и материалов, предназначенного для ликвидации ЧС.
- подготовку руководящего состава и специалистов по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС;
- и ряд других мероприятий, повышающих защищенность объектов Общества от ЧС.

4.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.5.1 Законодательное регулирование проектных решений

В соответствии со статьей 23.2 закона РФ «О недрах» разработка месторождений полезных ископаемых и пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, осуществляются в соответствии с утвержденными техническими проектами. В настоящее время в этой сфере правового регулирования Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 118 утверждено Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. В пункте 12 раздела III «Основные требования к содержанию проектной документации» Постановления Правительства РФ от 3 марта 2010 г. N 118 установлены требования к проектной документации.

Основные требования по рациональному использованию и охране недр определены также в Правилах охраны недр, утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 6 июня 2003 г. № 71, которые содержат ряд требований по охране недр, в частности, при проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию объектов пользования недрами. Кроме того приняты ГОСТ 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» (утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009г. № 1152-ст) и другие ГОСТы, а также действует Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 21 марта 2007 г. N 61 "Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений".

В целях модернизации и технологического развития в сфере проектирования разработки месторождений в рамках приоритетных направлений, утвержденных Указом Президента РФ от 7 июля 2011г. № 899, необходимо формировать научную и законодательную базу создания научных полигонов, инновационного проектирования, рационального недропользования.

Во всех документах необходимо учитывать требования международных стандартов, в частности, ИСО 14001 «Системы управления окружающей средой. Требования и руководство по применению».

4.5.2 Общие требования к организации и оборудованию рабочих мест пользователей ПЭВМ

Конструкция рабочего стола обеспечивает оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования. Высота рабочей поверхности стола составляет 725 мм. Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [19] следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте. Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной – не менее 500 мм, глубиной на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм. Конструкция рабочего стула должна обеспечивать ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм; поверхность сиденья с закруглённым передним краем; регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углам наклона вперед до 15° и назад до 5°.

Глава 5. Экономический анализ

5.1 Экономический анализ вариантов разработки

Экономический анализ эффективности разработки месторождения Z проводится с учетом одного варианта разработки. Расчеты выполнены только по одному продуктивному пласту Z5.

Показатели, характеризующие эффективность разработки месторождения Z определены в условиях сбыта нефти на экспорт, в период с 1 по 3 гг., транспортировка нефти производится автовывозом, С IV квартала 3 года сбыт продукции планируется осуществлять по нефтепроводу, и дальнейшей сдачей в трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан».

Данная схема реализации продукции определена в соответствии с существующей транспортной системой недропользователя.

При расчете эффективности проекта используется цена реализации нефти в размере 23 909 руб./т (49 долларов США за баррель нефти; курс доллара 66,5 руб. в соответствии с расчетным средним значением по официальным данным Центрального банка Российской Федерации).

Расчеты выполнены в ценах 2019 года без учета инфляции.

5.2 Экономические показатели

Коммерческая эффективность разработки месторождения Z производится с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия в условиях рыночной экономики, с учетом платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения.

Основными регламентирующими документами при оценке коммерческой эффективности являются «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (издательство «Экономика», 2000г.) и «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов

разработки месторождений углеводородного сырья» (распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 18.05.2016 № 12-р). Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96), утвержденный Минтопэнерго РФ 23 сентября 1996 года, «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. №61), Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ 53710-2009 в действующих редакциях.

В соответствии с регламентирующими документами коммерческая эффективность оценивается по следующим показателям:

- дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на размер капиталовложений, направляемый на освоение месторождения, приведенная на 01.01.2015 г. и дисконтированная по ставке 15%;
- рентабельный срок разработки – период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) после достижения положительного максимального значения начинает уменьшаться;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена, если все значения годового потока наличности отрицательны либо все значения годового потока положительны;
- индекс доходности дисконтированных затрат – отношение суммы дисконтированных денежных притоков к сумме дисконтированных денежных оттоков;
- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока по операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока по инвестиционной деятельности;

- доход государства – налоги и платежи, отчисляемые в бюджеты и государственные внебюджетные фонды всех уровней бюджетной системы страны;
- экономическая оценка разработки месторождения (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами.

5.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

При расчете удельных капитальных затрат использованы основные прогнозные стоимостные показатели Компании с учетом сложившихся в регионе стоимостей по строительству и обустройству объектов нефтегазоконденсатных месторождений.

Капитальные вложения

Капитальные вложения в разработку месторождения Z представлены в ценах 2019 г. без учета НДС (Таблица 5.1, Таблица 5.2).

Стоимость бурения скважин рассчитывается с 3 года, в соответствии с данными недропользователя.

Таблица 5.1 Стоимость строительства 1 метра скважин эксплуатационного и специального фонда на месторождении Z (без НДС)

Год 3 +...	Добывающие горизонтальные скважины	Водо-нагнетательные скважины	Газо-нагнетательные скважины	Водозаборные скважины
Стоимость 1 метра проходки	44 017	44 017	45 585	13 203

Таблица 5.2 Стоимость строительства объектов капитального строительства (без НДС)

Объект	Ед. изм. (итого)	Цена тыс.руб без НДС	Всего тыс.руб без НДС
Внутрипромысловые нефтесборные трубопроводы, км	162	12 637	2 050 991
Нефтепроводы внешнего транспорта, км	170	18 142	3 084 135
Газосборные трубопроводы, км	41	19 072	781 932
Высоконапорный трубопровод системы ППД	166	11 764	1 952 853
Низконапорный трубопровод	29	7 540	218 669
ВЛ, км			
10 Кв	289	4 618	1 334 623
35 Кв	64	10 729	686 681
Трансформаторная подстанция 35/10/6 Кв	7	215 605	1 509 237
МБСНУ			
70 м ³ /сут	1	7 800	7 800
90 м ³ /сут	1	9 070	9 070
УПСВ 7,90 млн.м ³ . по жидкости	1	1 415 127	1 415 127
НПС 2,1 млн.т/год	1	405 176	405 176
БКНС 8,1 млн.м ³ /год	1	1 216 097	1 216 097
ГКС для ППД			
147 млн.м ³ /год	1	741 919	741 919
ДЭС 0,1 МВт	4	4 103	16 414
ДЭС 1 МВт (для первого года работы, далее резерв ЭСН)	4	16 366	65 345

ГТЭС 4 МВт	7	157 382	1 101 676
УПТГ производительностью млн.м ³ /год			
1 очередь, 65 млн.м ³ /год	1	68 062	68 062
2 очередь, 63 млн.м ³ /год	1	66 798	66 798
Дорого гравийно – песчаные (внутрипромысловые 8 км), км	154,3	12 543	1 935 435
Дорого гравийно – песчаные (межпромысловые 10 км), км	85	23 136	1 966 525
Автозимник, км	41	1 925	78 924
Автодорожный мост 50 м	4	55 965	223 859
Опорная база промысла	1	783 575	783 575
Вахтовый поселок (170 чел.)	1	267 025	267 025
Вахтовый поселок (160 чел.)	1	251 318	251 318
Мобильный вагон – дом на 4 чел.	2	6 283	12 566

Расходы на ГРП определены в соответствии с утвержденным Бизнес-планом Компании.

Затраты на прочие расходы сформированы по нормативу в соответствии с утвержденными данными недропользователя.

Затраты на природоохранные мероприятия учтены в стоимости объектов капитального строительства.

Затраты на оборудование, не входящее в сметыстроек, рассчитываются в соответствии с удельными затратами Компании.

На вновь вводимую скважину по типам: Добывающая – 4 029 тыс. руб.; Водонагнетательная – 2 370 тыс. руб.; Газонагнетательная – 4 328 тыс. руб.

Со следующего года после ввода, ежегодно: Добывающая – 1 292 тыс. руб.; Водно-нагнетательная – 641 тыс. руб.; Газо-нагнетательная – 855 тыс. руб.
Структура капитальных вложений (Рисунок 5. 1). Динамика капитальных вложений (Рисунок 5. 2).

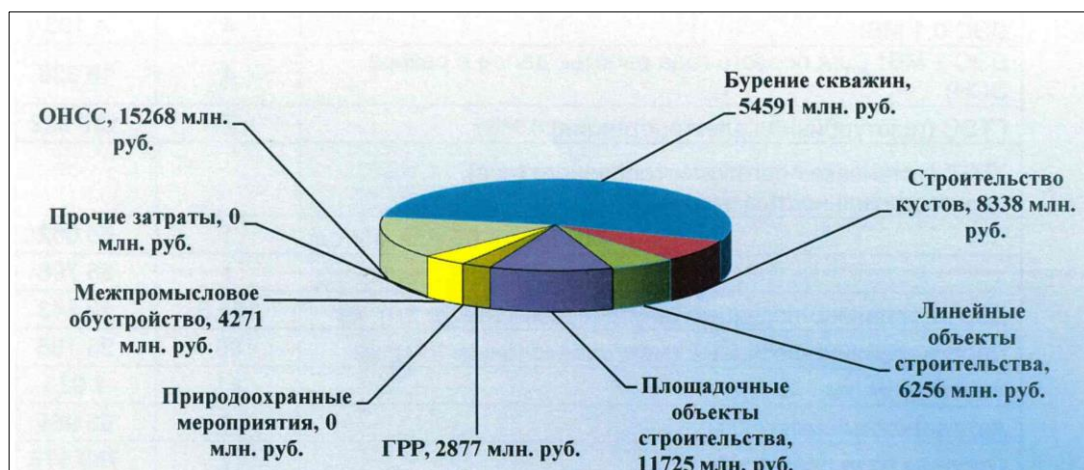


Рисунок 5. 1 Структура капитальных вложений месторождения Z по рекомендуемому варианту разработки

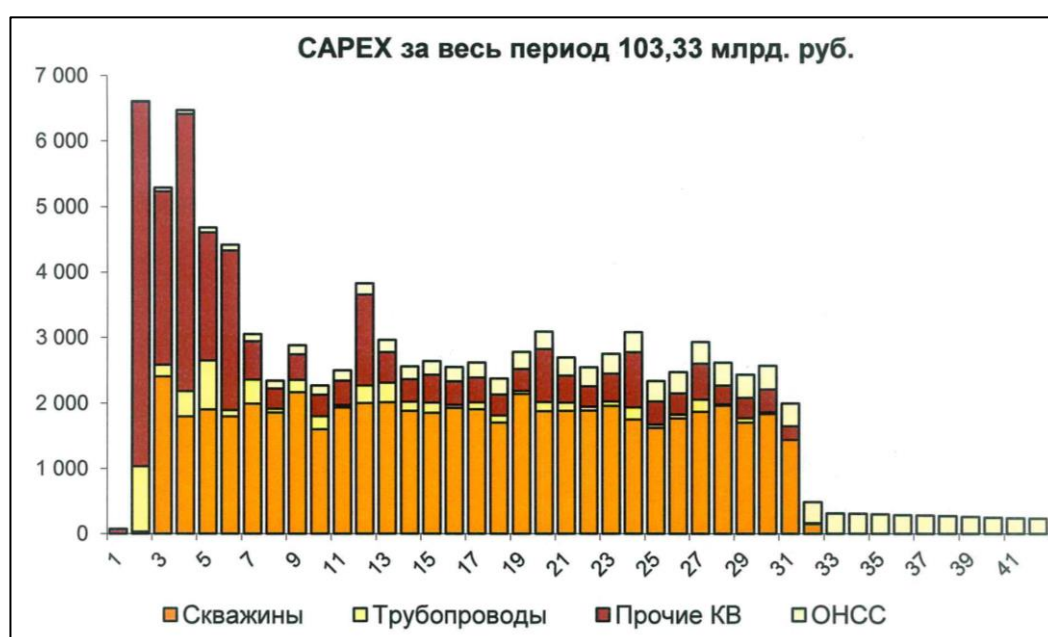


Рисунок 5. 2 Динамика капитальных вложений месторождения Z по расчетному варианту разработки

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты на добычу полезных ископаемых рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами Компании и объемными технологическими показателями разработки.

Себестоимость добычи определена в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;

- технологическая подготовка нефти;
- прочие производственные расходы;
- методы воздействия на пласт;
- амортизационные отчисления.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в соответствии с количеством действующих скважин добывающего фонда и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые и общепроизводственные расходы, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования и капитальный ремонт нефтяных скважин, а также прочие расходы.

Затраты на электроэнергию рассчитываются в соответствии с прогнозными значениями объемов механизированного подъема жидкости и закачки воды.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и затрат на закачку воды и газа.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитывают в соответствии с объемом добываемых углеводородов и с затратами по соответствующим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений. Амортизационные отчисления рассчитываются в соответствии со ст. 256-259 «Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая)» от 05.08.2000 № 117-ФЗ (в ред. от 28.12.2010). Классификация основных средств по амортизационным группам и выбор срока полезного использования оборудования осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» от 01.01.2002 №1 (в ред. от 10.12.2010).

Прочие производственные расходы содержат затраты на ГРП относимые на операционную деятельность (в период бизнес планирования 0,061 млрд. руб., до 4 года разработки). С 1 года постоянные затраты относимые на нефть в части содержания трубопроводов (0,12 млн. руб./км. в год) и автодорог (0,265 млн. руб./км. в год), а также постоянные затраты 31,5 млн. руб. на скважину.

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения оцениваются исходя из сложившегося по расчетному варианту объема капитальных затрат и существующему фонду скважин. Размер ликвидационных затрат учтен в статье «Внереализационные расходы» и рассчитан как 20% от величины капитальных вложений на обустройство месторождения без учета стоимости ликвидации скважин 5,2 млн. руб. на каждую скважину, Отчисление ликвидационных затрат на скважины осуществляется по факту выбытия скважин из эксплуатации, а ликвидационные затраты на объекты обустройства относятся на последний год разработки.

Кроме традиционных статей затрат в составе эксплуатационных расходов учтены также платежи и налоги, включаемые в себестоимость.

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат (Таблица 5. 3).
Структура эксплуатационных затрат (Рисунок 5. 3, Рисунок 5. 4)

Таблица 5. 3 Нормативы для расчета эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затрат (по статьям калькуляции):	
Обслуживание добывающих скважин	9,523
млн. руб./скв./год	
- Зар. плата основная	1,892
- содержание и эксплуатация оборудования	3,969
- капитальный ремонт скважин	0,000
- цеховые расходы	2,786
- общепроизводственные расходы	0,875
Технологическая подготовка нефти	0,049
тыс. руб./тн	
Эл. энергия на сбор и транспорт нефти и газа, тыс. руб./т. жидк	0,019

Постоянные затраты (нефть), млн. руб./скв (пропорционально фонду скважин)	31,520
Стоимость 1 кВт – часа электроэнергии, тыс. руб.	0,0025
Стоимость закачки воды, тыс. руб./м ³	0,018
Обслуживание дорог млн. руб./км/год	0,265
Обслуживание трубы млн. руб./км/год	0,012
Освоение + промывка + СКО + ГИС + млн. руб./скв. Наг.	12,46
Расходы на АУП с 1 года млн. руб./фонд скв	4,6
Расходы на АУП со 2 года млн. руб./фонд скв	4,8
Дополнительные данные:	
Удельный расход электроэнергии:	
Добыча нефти, кВт-ч./т.жидк.	7,6
Закачка воды, кВт-ч./м ³	6,7
Технологические потери нефти, %	0,139
Норма амортизации, %	4/6, 67/14, 29/33,3
Норматив приведения равномерных затрат, %	15
Курс доллара США, руб./\$	66,5
Доля зарплаты в составе АУП, %	51,7
Доля зарплаты в составе себестоимости, %	19,2

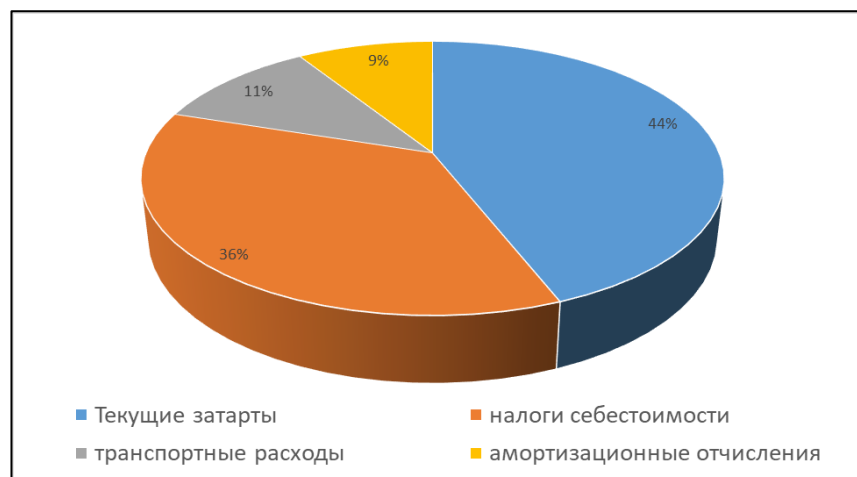


Рисунок 5. 3 Структура эксплуатационных затрат месторождения Z по расчетному варианту разработки

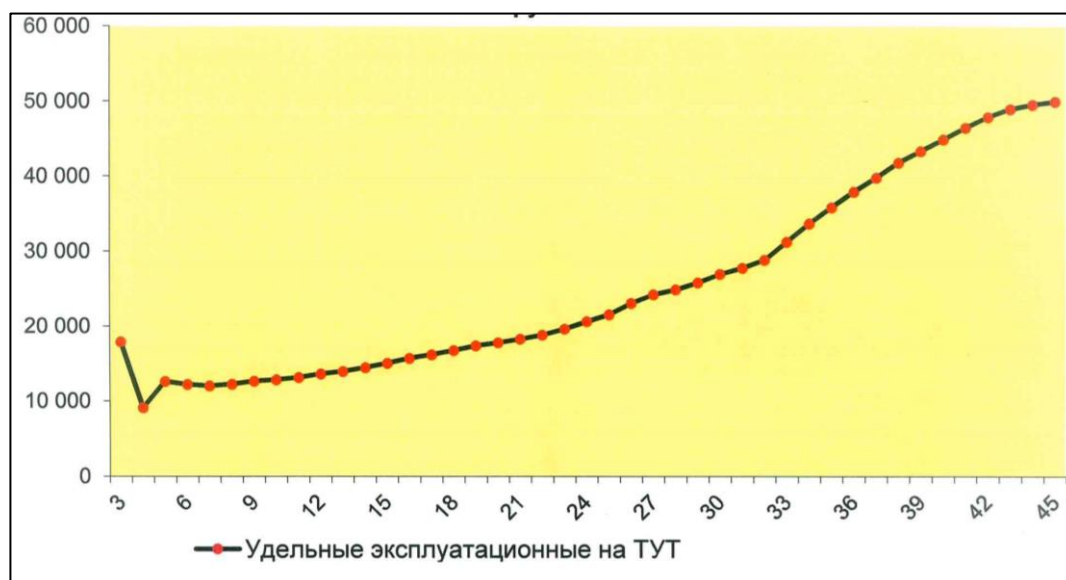


Рисунок 5. 4 Удельные эксплуатационные затраты на тонну условного топлива месторождения Z по расчетному варианту разработки

5.4 Налоговая система

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим налоговым законодательством РФ, с учетом поправок, актуальных на момент проведения оценки экономической эффективности. Перечень налогов и платежей (Таблица 5.4) более подробно в табличном приложении 18, распределение налогов в бюджеты (Таблица 5.5).

Таблица 5.4 Налоговая среда РФ для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
Налоги, относимые на себестоимость	
1. Налог на добычу полезных ископаемых (нефть)	Согласно налоговому кодексу для месторождений находящихся в пределах Красноярского Края, статья 324.5., п.4., пп2. Пользуется пониженной ставкой НДС на величину КДМ (понижающий коэффициент), с учетом $K_{кан}=0$ (коэффициент, характеризующий регион добычи) до 31.12.2021 года. Необходимость уплаты НДС наступает с 1 января 1 года по проекту. С 1 по 4 год с учетом коэффициента сложности добычи Дм (4780,3 руб. на тонну) НДС 3079 руб. за тонну, с 5 года НДС 7858,8 руб. за тонну нефти (базовая ставка 919 руб. за тонну с учетом умножения на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{ц}=8,55$; коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов – $K_{в}=1$; коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр, $K_{з}=1$, за вычетом коэффициента сложности добычи Дм=0
2. Налог на добычу полезных ископаемых (природный газ)	0 руб.
3. Налог на добычу полезных ископаемых (попутный газ)	0 руб.

4. Налог на добычу газового конденсата	3-4 гг. – 3 079 руб./тн. 5 г. +...=7 858,8 руб./тн.
5. Страховые взносы	
- пенсионный фонд с 1 января 1 года	26 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
6. Страхование от несчастных случаев на производстве	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат	
1. Налог на добавленную стоимость	0 % при реализации товаров, вывезенных в таможенном режиме экспорта
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от среднегодовой стоимости основных фондов
3. Налог на прибыль	20 % от полученных доходов, уменьшенных на величину произведенных расходов, учитываемых в целях налогообложения, в денежном выражении.

Таблица 5.5 Распределение налогов в федеральный, территориальный и местный бюджеты

Наименование налога	Ставка налога	Распределение суммы налога по бюджетам, %		
		федеральный	областной	местный
Налог на добычу полезных ископаемых	В зависимости от вида продукции	100	-	-
Страховые взносы	30 %/34 %	91,2	8,8	-
Страхование от несчастных случаев		100	-	-
Налог на имущество предприятий		-	100	-
Плата за землю		-	-	100
Налог на прибыль		10	90	-

5.5 Технико – экономический анализ варианта разработки

Технико – экономическое обоснование варианта разработки. Оценка основных технико – экономических показателей по варианту разработки месторождения Z за расчетный период (Таблица 5.6), графическая интерпретация (Рисунок 5.5).

Экономическая оценка варианта показала высокую эффективность проекта. В рассматриваемом варианте капитальные затраты составляют 103 млрд. руб. Суммарный дисконтированный поток наличности при ставке дисконтирования 15% равняется 7,17 млрд. руб., суммарный дисконтированный

доход государства составляет 84 млрд. руб., при этом КИН по данному варианту разработки месторождения составляет 0,240 ед.

Таблица 5.6 Отражение основных технико – экономических показателей по варианту разработки месторождения Z

	Показатели	Вариант 1
1	2	3
1	Проектный срок разработки, лет	102
2	Рентабельный срок разработки, лет	
3	Проектная добыча нефти и ГК, тыс. т	
	- за рентабельный срок разработки	
	- за расчетный срок разработки	49 165
4	Проектная добыча газа, млн. м ³	
	- за рентабельный срок разработки	
	- за расчетный срок разработки	6 492
5	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	
	- за рентабельный срок разработки	
	- за расчетный срок разработки	0,240
6	Капитальные вложения, млн. руб.	103 326
	в том числе:	
	- на бурение скважин	54 591
	- расходы на ГРП	2 877
	- обустройство	26 318
	- оборудование, не входящее в сметы строек	15 268
	- внешнее	4 271
	- природоохранные мероприятия	0
7	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	1 159 395
	в том числе:	
	- текущие затраты	504 559

	- отчисления и налоги в себестоимости	422 767
	- транспортные налоги	128 775
	- амортизация	103 293
8	Внереализационные расходы	7 065
9	Выручка от реализации, млн. руб.	
	- за рентабельный срок разработки	
	- за расчетный срок разработки	1 173 839
10	Прибыль после вычета налогов, млн. руб.	
	- за рентабельный срок разработки	
	- за расчетный срок разработки	-289 522
11	Поток наличности, млн. руб.	
	- за рентабельный срок разработки	
	- за расчетный срок разработки	-289 555
12	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	6
13	Внутренняя норма рентабельности, %	---
14	Доход государства (налоги и платежи), млн. руб.	719 668
	- федеральный бюджет	650 252
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	26 465
	- страховые взносы и взносы на страхование во внебюджетные фонды	42 951
	Коэффициент дисконтирования 15%	
15	Дисконтированный поток наличности, млн. руб.	
	- за рентабельный срок разработки	
	- за расчетный срок разработки	7 166
16	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,05
17	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,37
18	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	6,3
19	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	84 185

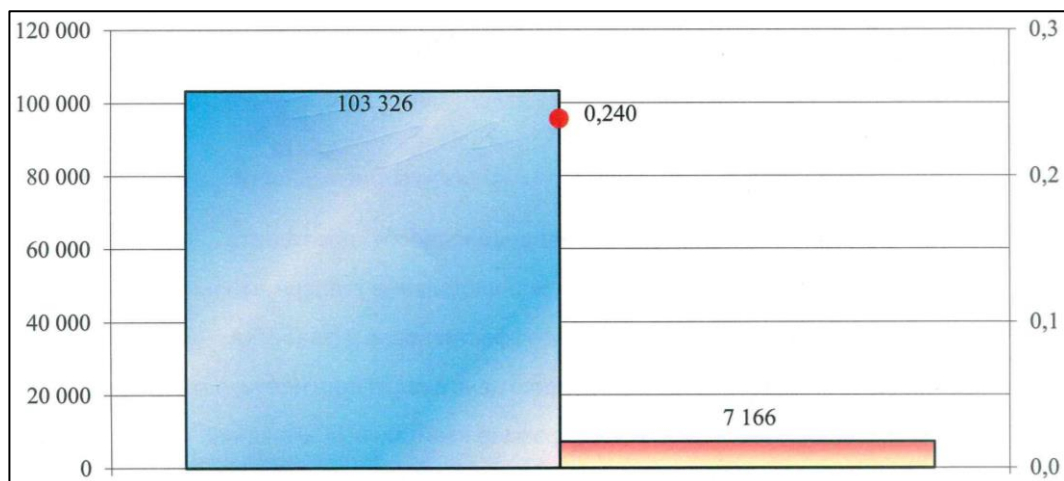


Рисунок 5.5 Отражение основных технико – экономических показателей по варианту разработки месторождения Z

Интерпретация экономической оценки расчетного варианта (Рисунок 5. 6).

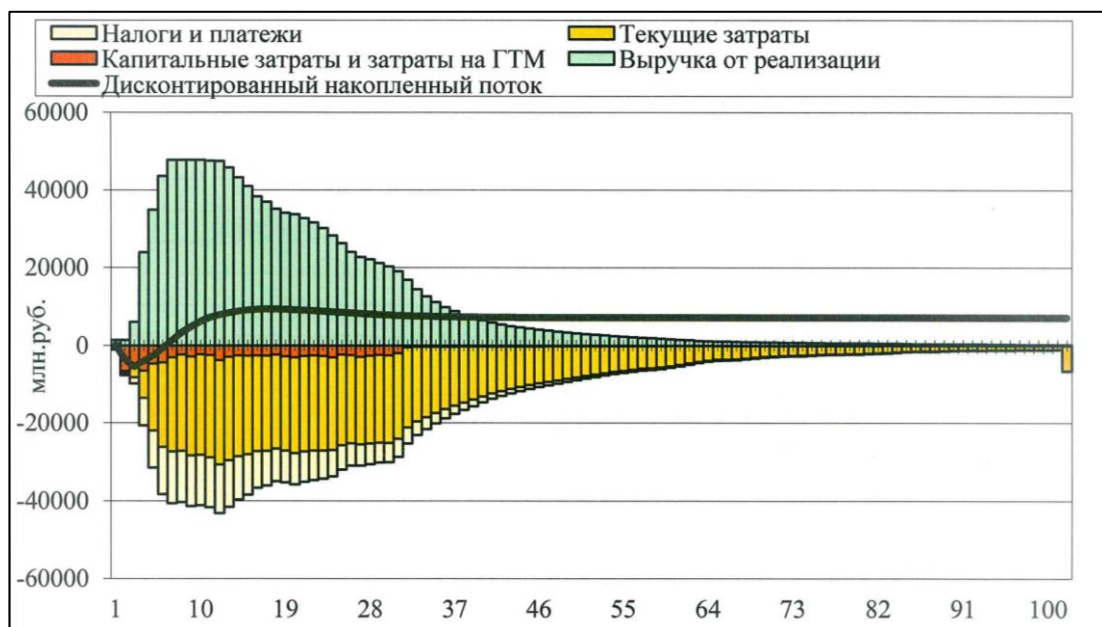


Рисунок 5. 6 Экономическая оценка расчетного варианта разработки месторождения Z

5.6 Анализ чувствительности

С целью уменьшения неопределенности проводится анализ чувствительности, основной задачей которого является определение степени влияния основных переменных параметров проекта на показатели эффективности разработки месторождения. В качестве переменных параметров используется цена реализации нефти, объем добычи нефти, объем

эксплуатационных затрат, а также размер капитальных вложений. Анализ чувствительности проекта при изменении цены на нефть, изменении объема капитальных, эксплуатационных затрат и объема добычи нефти проводится в диапазоне от ± 20 до $\pm 40\%$.

Проведенный анализ чувствительности характеризуется эффективностью проекта, представлен в Таблица 1.7, с графической интерпретацией (Рисунок 5.7).

При снижении добычи нефти на 17,1 %, снижении цены на нефть на 6%, увеличении капитальных вложений на 36,6 % или увеличение операционных вложений на 24,9 % разработка месторождения становится не рентабельной.

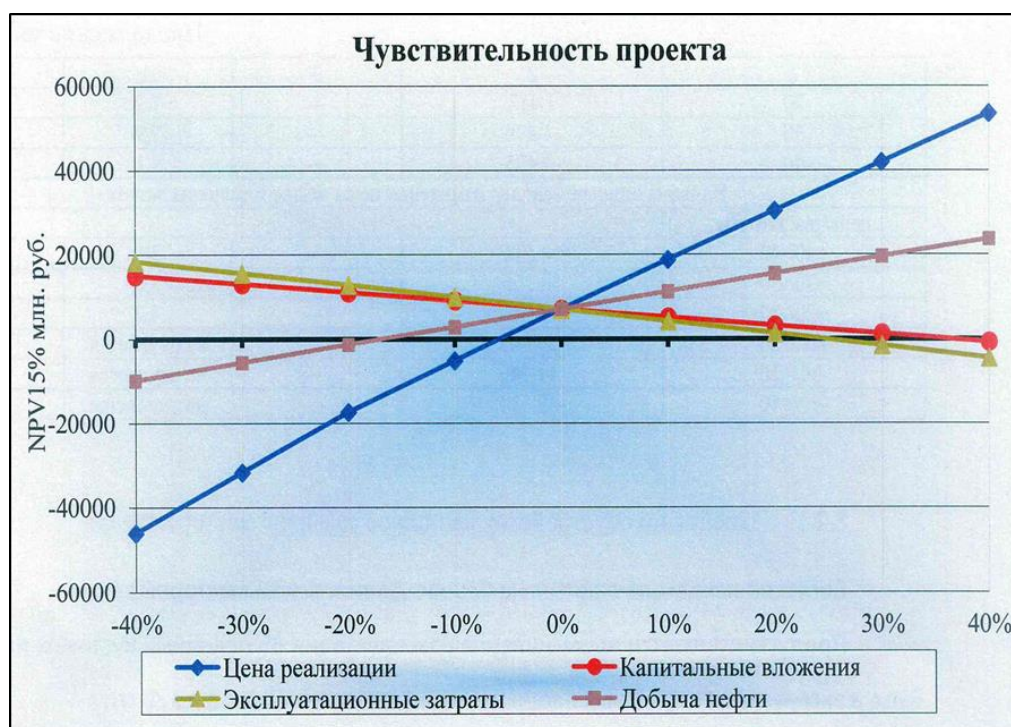


Рисунок 5.7 Анализ чувствительности расчетного варианта разработки месторождения Z

Таблица 5.7 Анализ чувствительности варианта разработки месторождения Z

Колебания показателей (+/- %, %)	Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	Внутренняя норма	Срок окупаемости, годы	Индекс доходности

		доходности, %		инвестиций, доли ед.
Влияние изменения добычи нефти				
-40	-9 767	-	не окупается	0,50
-30	-5 474	-	не окупается	0,72
-20	-1 229	-	9,1	0,94
20	-15 471	-	5,2	1,79
30	-19 594	-	4,8	2,00
40	-23 703	-	4,4	2,21
Влияние изменения цены нефти				
-40	-45 938	-	не окупается	0,00
-30	-31 580	-	не окупается	0,00
-20	-17 248	-	не окупается	0,12
20	30 445	-	4,4	2,55
30	42 006	-	4,0	3,15
40	53 565	-	3,8	3,74
Влияние изменения капитальных затрат				
-40	18 389	-	5,3	1,94
-30	15 614	-	5,5	1,80
-20	12 824	-	5,7	1,66
20	3 250	-	7,8	1,14
30	1292	-	8,8	1,05
40	-666	-	10,2	0,98
Влияние изменения текущих затрат				
-40	18 390	-	5,3	1,94
-30	15 614	-	5,5	1,80
-20	12 825	-	5,7	1,66
20	1 413	-	7,2	1,07
30	-1 496	-	7,9	0,92

40	-4 425	-	9,1	0,77
Влияние одновременного изменения цены нефти и текущих затрат				
+40/-40	64 514	-	3,6	4,30
+30/-30	50 256	-	3,8	3,57
+20/-20	35 963	-	4,2	2,84
-20/+20	-24 003	-	не окупается	0,00
-30/+30	-41 745	-	не окупается	0,00
-40/+40	-59 511	-	не окупается	0,00

5.6 Решения по обустройству на полное развитие месторождение

Согласно исходным данным на месторождении Z предусматривается промышленная эксплуатация 45 нефтяных добывающих кустовых площадок. Ввод в эксплуатацию кустовых площадок предусматривается с 30 по 30 гг.

Схемой разработки ЛУ предусматривается строительство нефтяных добывающих и водонагнетательных скважин, объединенных в кустовые площадки.

С целью оптимизации систем нефтесбора и ППД, межпромыслового транспорта продукции скважин, а также капитальных затрат, сбор продукции скважин предусматривается на собственный выделенный площадочный объект (пром. площадку). Таким образом, на месторождении Z предусматривается одна пром. площадка для подготовки добывающей продукции.

На пром. площадке месторождения Z предусматриваются следующие основные площадочные объекты по сбору, подготовке и транспорту нефти:

- УПСВ производительностью по нефти 2 000 тыс. т/год, по жидкости 7 857 тыс.м³/год
- НПС производительностью по нефти 2 121 тыс. т/год.

Продукция с кустовых площадок по нефтегазосборным коллекторам под устьевым давлением поступает на УПСВ месторождения Z, где происходит подготовка нефти путем частичного обезвоживания (содержания воды не более

5 %). После УПСВ, частично обезвоженная нефть по нефтепроводу внешнего транспорта, сортаментом 426х10 мм с целью подготовки до товарного качества и последующей сдачи в магистральный нефтепровод.

Строительство и ввод УПСВ предусматривается в три очереди. С целью поддержания пластового давления на промышленной площадке предусматривается кустовая насосная станция высокого давления (строительство и ввод БКНС предусматривается в три очереди).

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефтегазовое обозрение; Классические задачи интерпретации: оценка карбонатов. Издательство «Весна». – 1997.
2. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970.
3. Борисов Ю.П., Рябина З.К, Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М.: Недра, 1976. – 285с.
4. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газо-нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. -1995. -496с.
5. Аширов К.Б. Трещиноватость коллекторов Куйбышевского Поволжья. //Тр. Гипровостокнефть.-Вып.3. М.:Гостоптехиздат.-1961.-С.3-21.
6. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. Казань. Татарские кн. изд-во. -1989. -136с.
7. Андреев В.Е. Комплексное геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения-нефтеотдачи (Диссер. на соис. учен. степ. докт. техн. наук, Тюмень. -1997. -341с.
8. Танеев Г.Г., Иванов А.И., Абдулмазитоа Р.Г. Пути повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов Бавлинского месторождения. В сб. «Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов, и роль супертехнологий». //Тр. Научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения. Бугульма, 25-26 ноября 1997 год. Казань.: «Новое знание». - 1998. -С.318-320.
9. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. и другие. Совершенствование системы разработки залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах. //Тр. ТатНИПИнефть. Юбилейный выпуск, посвященный 40-летию «ТатНИПИнефть». Бугульма. -1996. -С.59-67.

10. Аширов К.Б., Ковалев В.С., Губанов А.И. и др. Рациональные методы заводнения залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам порового типа. //Тр. совещания «Пути дальнейшего совершенствования систем разработки нефтяных месторождений с заводнением». Альметьевск, МНП. -1976. С.147-159.
11. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. -М.: Недра, 1984. -211с.
12. Багрянцева К.И., Белозерова Г.Е., Суханова С.В. и др. Трещиноватость низкопористых карбонатных пород и методы ее получения. Обзор ВИЭМС. М. -1986. -60с.
13. Бан А., Басниев К.С., Николаевский В.Н. Об основных уравнениях фильтрации в сжимаемых пористых средах. Журнал прикладной механики и технической физики. – 1961, №3.
14. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей – нефти М.: Недра. -1996. -382с.
15. Баишев Б.Т. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1978.
16. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра. -1980. -202с.
17. Козина Е.А., Хайрединов Н.Ш. Влияние вещественного состава и структуры карбонатных пород на их коллекторскую характеристику. //Тр. ТатНИПИнефть. -Вып.22. Казань. Таткнигоиздат. -1973.
18. Губайдулин А.А., Козина Е.А., Юдинцев Е.А. и др. Физико-литологическая характеристика верхнетурнейской залежи Бавлинского месторождения. Сб. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана». Бугульма, 2000. -С.31-38.
19. СанПин 2.2.2/2.4.1340-03
20. СНиП 2.04.05-91
21. ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)

22. ГОСТ 12.1.003-83, с измен. № 1, утвержденным в декабре 1988 г., переизд.1999 г.
23. ГОСТ 12.1.005-88
24. ГОСТ 12.1.003-83, с измен. № 1, утвержденным в декабре 1988 г., переизд.1999 г.
25. СанПиН 2.2.4.548-96
26. СНиП 23-05-95
27. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 6-ое издание
28. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»
29. Справочной книге для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М. Кнорринга.- М.: Энергия, 1976. - 384 с.
30. Степанова, Л. П. «Особенности работоспособности в условиях монотонной деятельности» / Л.П. Степанова, В.И. Рождественская // Вопросы психологии : издается с 1955 года / Ред. А.М. Матюшкин, А.В. Брушлинский. – 1986. – №3 май-июнь 1986. – с. 121-127.
31. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов Института геологии и нефтегазового дела всех форм обучения /Сост. Н.В. Крепша, Ю.Ф.Свиридов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 50 с.
32. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
33. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03