



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 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.6-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Кунгурцев Артем Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Макимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

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-4.2a) (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		
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	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(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 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
2Б6Г	Кунгурцеву Артему Викторовичу

Тема работы:

Анализ методов увеличения нефтеотдачи на терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, публикации отечественных и зарубежных авторов, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>1 Общая характеристика и особенности строения месторождений Западной Сибири 2.1 Цели применения МУН 2.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи 2.3 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта 2.4 Химические методы увеличения нефтеотдачи пласта 2.5 Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пласта 2.6 Газовые методы увеличения нефтеотдачи пласта 2.7 Физические методы увеличения нефтеотдачи пласта 3.1 Сущность метода ГРП 3.2 Виды ГРП 3.3 Технология проведения ГРП 3.4 Возможные проблемы при использовании ГРП 4.7 Анализ эффективности использования ГРП на месторождении 4.8 Технологический расчет ГРП 5.1 SWOT-анализ 5.2 Расчет экономической эффективности проведения ГРП 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 6.2 Производственная безопасность 6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов 6.4 Экологическая безопасность 6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Общая характеристика и особенности строения месторождений Западной Сибири</p>	<p>Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна</p>
<p>Методы увеличения нефтеотдачи применяемые на месторождениях Западной Сибири</p>	

Гидроразрыв пласта как основной метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель Карпова Евгения Геннадьевна
Анализ применения технологии ГРП на примере месторождения Западной Сибири	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая характеристика и особенности строения месторождений Западной Сибири	
2. Методы увеличения нефтеотдачи применяемые на месторождениях Западной Сибири	
3. Гидроразрыв пласта как основной метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири	
4. Анализ применения технологии ГРП на примере месторождения Западной Сибири	
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
6. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2.03.2020
--	-----------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Кунгурцев Артем 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 Бакалавриат
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2019 /2020 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:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2020	Общая характеристика и особенности строения месторождений Западной Сибири	10
27.03.2020	Методы увеличения нефтеотдачи применяемые на месторождениях Западной Сибири	20
16.04.2020	Гидроразрыв пласта как основной метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири	15
04.05.2020	Анализ применения технологии ГРП на примере месторождения Западной Сибири	20
20.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
02.06.2020	Социальная ответственность	15
10.06.2020	Оформление работы	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Ученая степень, звание	Подпись
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатовна			

Реферат

Выпускная квалификационная работа 87 страниц, в том числе 9 рисунков и 7 таблиц. Список литературы включает 29 источников.

Ключевые слова: нефть, терригенный коллектор, методы увеличения нефтеотдачи, гидроразрыв пласта, дебит.

Объектом исследования являются методы увеличения нефтеотдачи, применяемые на месторождениях Западной Сибири с терригенными коллекторами.

Целью данной работы является изучение и анализ методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на месторождениях Западной Сибири с терригенным типом коллектора. Изучение особенностей строения терригенных коллекторов месторождений Западной Сибири. Анализ эффективности применения наиболее часто используемого метода увеличения нефтеотдачи.

Область применения: месторождения Западной Сибири с терригенным типом коллектора.

В работе рассмотрены особенности строения месторождений Западной Сибири с терригенным типом коллекторов. Рассмотрены методы увеличения нефтеотдачи, применяемые на месторождениях с терригенным типом коллекторов. Проведён анализ эффективности гидроразрыва пласта, как метода увеличения нефтеотдачи, в реальных условиях.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть в Microsoft Word 2016, расчеты и графики в Microsoft Excel 2016, презентация создана в Microsoft PowerPoint 2016.

Обозначения, определения и сокращения

НГБ – нефтегазоносный бассейн;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ЗБС – зарезка боковых стволов;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГС – горизонтальная скважина;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

МОВ – метод отраженных волн;

ВНК – водно-нефтяной контур;

ГИС – геофизические исследования скважин;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ИР – индекс рентабельности;

ППП – промышленно-производственный персонал;

ДНГ – добыча нефти и газа;

РФ – Российская Федерация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

УЗО – устройство защитного отключения;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление	
Введение	13
1 Общая характеристика и особенности строения месторождений Западной Сибири	15
2 Методы увеличения нефтеотдачи применяемые на месторождениях Западной Сибири	17
2.1 Цели применения МУН	17
2.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи	18
2.3 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта	19
2.4 Химические методы увеличения нефтеотдачи пласта	22
2.5 Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пласта	24
2.6 Газовые методы увеличения нефтеотдачи пласта	26
2.7 Физические методы увеличения нефтеотдачи пласта	28
3 Гидроразрыв пласта как основной метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири	30
3.1 Сущность метода ГРП	30
3.2 Виды ГРП	31
3.3 Технология проведения ГРП	32
3.4 Возможные проблемы при использовании ГРП	34
4 Анализ применения технологии ГРП на примере месторождения Западной Сибири	37
4.1 Общие сведения о месторождении	37
4.2 Краткая геологическая характеристика месторождения	38
4.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов	39
4.4 Основные показатели разработки месторождения	44
4.5 Разработка Игольской площади	45
4.6 Разработка Таловой площади	46
4.7 Анализ эффективности использования ГРП на месторождении	48
4.8 Технологический расчет ГРП	51
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	59
5.1 SWOT-анализ	59
5.2 Расчет экономической эффективности проведения ГРП	60

5.3 Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
6 Социальная ответственность	70
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
6.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	70
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	71
6.2 Производственная безопасность	71
6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов	72
6.3.1 Повышенный уровень шума и вибрации	72
6.3.2 Недостаточный уровень освещённости.....	73
6.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	73
6.3.4 Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны.....	74
6.3.5 Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	75
6.3.6 Пожароопасность и взрывоопасность	76
6.3.7 Движущиеся машины и механизмы	76
6.4 Экологическая безопасность	78
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
6.6 Вывод по разделу социальная ответственность	81
Заключение.....	83
Список использованных источников	85

Введение

На сегодняшний день можно говорить о том, что применение методов увеличения нефтеотдачи является неотъемлемой частью при разработке месторождения. Данная тенденция наблюдается во всём мировом нефтяном сообществе. Особенно это актуально для месторождений, входящих в Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ). Поскольку эксплуатация большинства из них ведётся уже несколько десятилетий, и для них характерна стадия падающей добычи при разработке традиционными методами. Для того чтобы увеличить добычу нефти в данном регионе необходимо либо открывать новые месторождения, либо использовать методы увеличения нефтеотдачи.

Также стоит отметить, что большинство месторождений в Западной Сибири имеют терригенный тип коллектора и для них характерна высокая неоднородность и расчленённость продуктивных пластов, что затрудняет их разработку. При разработке данных месторождений с использованием традиционных методов коэффициент извлечения нефти составляет порядка 30%, что говорит нам о том, что большая часть запасов остаётся неизвлечённой. Именно поэтому применение методов увеличения нефтеотдачи на данных месторождениях крайне актуальны.

Целью данной выпускной работы является обзор и анализ применяемых методов увеличения нефтеотдачи пласта на месторождениях Западной Сибири, имеющих терригенный тип коллектора. А также проведение анализа эффективности такого популярного метода увеличения нефтеотдачи в данном регионе, как гидроразрыв пласта (ГРП) на примере конкретного месторождения.

Задачи работы:

1. Рассмотреть особенности строения терригенных коллекторов месторождений в Западно-Сибирском регионе.
2. Рассмотреть современные методы увеличения нефтеотдачи, применяемые на терригенных коллекторах месторождений Западной-Сибири.

3. Провести анализ эффективности применения гидроразрыва пласта, как одного из наиболее часто применяемого метода увеличения нефтеотдачи на данных месторождениях.

1 Общая характеристика и особенности строения месторождений Западной Сибири

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) - крупнейший нефтегазоносный бассейн на планете, его площадь составляет 3,5млн. км. Располагается в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Томской, Новосибирской, Тюменской, Омской, и частично Свердловской, Челябинской областях, а также ХМАО [1].

В Западно-Сибирском бассейне открыто более 500 месторождений нефти и газа, а выявленные запасы приблизительно равны 30% от потенциальных [2].

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн характерен тем, что сложен из комплексов пород, особенностью которых является преобладание песчано-алевролитовых коллекторов и глинистых покрышек. Глубина большинства нефтяных залежей составляет 2 – 3 км. Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста и располагается в нескольких продуктивных горизонтах. В следствии этого были сформированы многопластовые месторождения, характерные для Западной Сибири.

Породы-коллекторы пластов представлены мелкозернистыми песчаниками и крупно-среднезернистыми алевролитами серыми и светлосерыми, с буроватым оттенком в случае нефтеносности [3].

Фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов меняются в широких пределах во всех направлениях. Так величина пористости может изменяться в пределах от 5 до 35%, а значения проницаемости варьируются от 0,001 до 5мкм², в зависимости от гранулометрического состава.

Цементом в терригенных коллекторах Западно-Сибирского НГБ в основном выступает глина, которая влияет на фильтрационную способность коллектора. Помимо глин, терригенные породы содержат кварц, полевые шпаты и редко встречаются карбонатные отложения и слюды. Также стоит

отметить, что коллекторы имеют достаточно низкий процент отсортированности материала, что влияет на низкие фильтрационно-емкостные свойства [2].

При изучении литературы было выявлено, что в следствии высокой неоднородности, расчлененности и прерывистости нефтенасыщенных коллекторов месторождений Западно-Сибирского нефтегазового бассейна, большая часть запасов нефти включена в категорию трудноизвлекаемых. Это является одной из важных проблем при разработке месторождений Западной Сибири. Поэтому одним из решений является использование методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

2 Методы увеличения нефтеотдачи применяемые на месторождениях Западной Сибири

2.1 Цели применения МУН

Одной из проблем нефтедобывающей промышленности Западной Сибири на протяжении многих лет является повышение темпов разработки и увеличение объема извлекаемой нефти из продуктивных пластов. Так как максимальное извлечение нефти становится всё тяжелее с каждым годом, а большинство оставшихся запасов относятся к трудноизвлекаемым, то появляется необходимость в разработке новых и усовершенствовании уже используемых методов для увеличения нефтеотдачи.

Характер процесса разработки нефтяных пластов в первую очередь зависит от эффективности работы добывающих и нагнетательных скважин. При этом стоит учитывать, что качественная и бесперебойная эксплуатация скважин во многом зависит от геологических и технологических факторов. Под этим понимается их эксплуатация при дебитах нефти, которые будут равны потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации. Но очень часто фактические дебиты нефти бывают ниже потенциальных, что связано со снижением абсолютной и фазовой проницаемости пород под влиянием технологических факторов [4].

Так же стоит учитывать тот момент, что большое количество месторождений в данном нефтяном регионе находятся на завершающей стадии разработки и для них использование методов увеличения нефтеотдачи является необходимостью для дальнейшей эксплуатации.

На данный момент большинство методов увеличения нефтеотдачи направлены на увеличение степени вытеснения нефти из пластов (использование газовых и химических методов) или же для увеличения охвата пласта и ранее не дренируемых точек (гидродинамические методы, микробиологические методы, ГРП).

Поскольку месторождения Западной Сибири характеризуются сложными геологическими условиями и неоднородностью, то при

стандартной разработке некоторые нефтенасыщенные участки пласта остаются не охваченными.

На данный момент можно говорить о том, что современная разработка месторождений производится в три этапа. Это обеспечивает возможность реинвестиций, а также позволяет уменьшить капитальные вложения, что положительно сказывается на экономической эффективности разработки.

В качестве разделения на этапы берутся различные виды энергии, которые используются для извлечения нефти.

Таким образом, на первом этапе разработку месторождений проводят на естественном режиме, то есть, используя упругую энергию пласта, энергию растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, потенциальную энергию гравитационных сил.

На втором этапе происходит реализация искусственных методов, которые в свою очередь дополняют естественную пластовую энергию. К ним относятся методы поддержания пластового давления с помощью заводнения.

Что касается третьего этапа, то на нём предполагается использование методов увеличения нефтеотдачи для повышения эффективности разработки. Данные методы влияют на разработку тем, что действуют на природные силы, изменяя их, в следствии чего происходит увеличение конечной нефтеотдачи [5].

Далее будут рассмотрены какие конкретно методы применяются для увеличения нефтеотдачи.

2.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи

Существует большое количество методов увеличения нефтеотдачи. Большая часть из них обладают направленным эффектом, в следствие чего их воздействие влияет на одну – две причины, которые влияют на остаточные запасы.

Рассмотрим основные методы увеличения нефтеотдачи, которые применяются на месторождениях Западной Сибири [6].

Тепловые методы:

- внутрислоевоe горение;
- паротепловое воздействие на пласт;
- вытеснение нефти горячей водой.

Химические методы, характерные вытеснением нефти с помощью:

- растворов ПАВ;
- щелочных растворов;
- мицеллярных растворов.

Гидродинамические методы:

- нестационарное заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- интегрированные технологии.

Газовые методы:

- воздействие на пласт углеводородным газом;
- воздействие на пласт двуокисью углерода.

Физические методы:

- гидроразрыв пласта (ГРП);
- бурение горизонтальных скважин;
- зарезка боковых стволов (ЗБС).

Может произойти так, что по-отдельности используемый метод может не дать желаемый результат, тогда в таких случаях применяют комбинацию из нескольких методов, чтобы достичь максимальной нефтеотдачи.

Для того, чтобы понять, как данные методы влияют на увеличение нефтеотдачи, рассмотрим их подробнее.

2.3 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи основаны на различных способах повышения температуры в стволе скважины и в призабойной зоне пласта. Чаще всего используются для извлечения высоковязких нефтей с большим количеством парафинов и смол. Температура способствует

снижению вязкости и расплавлению смол и парафинов, осажденных на стенках скважин, в трубах и в ПЗП. В процессе повышения температуры, нефть становится менее вязкой и создается дополнительное давление, что позволяет легче направлять флюид к эксплуатационным скважинам [7].

А. Внутрипластовое горение. Данная процедура основана на способности пластовой нефти вступать в реакции с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающиеся выделением большого количества тепла. Метод предусматривает генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путем инициирования процесса горения у забоя и перемещения зоны (фронта) горения по пласту при последующем нагнетании воздуха.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

При разработке залежи применяются следующие разновидности данного метода:

- прямоточное «сухое» горение;
- прямоточное «влажное» горение.

Рассматриваемый метод в основном применяется для нефтяных залежей, которые располагаются на глубине не более 1500 – 2000 м, а вязкость пластовой нефти варьируется от 10 до 1000 мПа*с и более, проницаемость породы должна составлять более 0,1 мкм² и нефтенасыщенность более 30 %. Рекомендованная мощность пласта должна составлять более 3 – 4м.

В. Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в

пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа.

В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

- зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации ($400\text{--}200^\circ\text{C}$), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти;

- зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200°C) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть;

- зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой. При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды [8].

С. Вытеснение нефти горячей водой. В определенных физико-геологических условиях, в особенности с ростом глубин залегания пластов и повышением давления нагнетания теплоносителей, технологически и экономически целесообразно нагнетать в пласт высокотемпературную воду (до 200°C), не доводя ее до кипения, так как при высоких давлениях (25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается. Закачка горячей воды в пласт обязательна при внутриконтурном заводнении месторождений, нефти которых высокопарафинистые и пластовая температура близка к температуре начала кристаллизации парафина. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти на

расстояние нескольких десятков метров от скважины можно переходить на закачку холодной воды.

Размеры зон прогрева и последующего охлаждения определяются термогидродинамическими расчетами в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя. Доказана высокая эффективность от нагнетания высокотемпературной горячей воды при различных геолого-физических условиях. В процессе нагнетания в пласт с маловязкой нефтью воды при давлении 20 МПа и температуре 300 – 310 °С нефть растворяется в воде и практически полностью вытесняется из пористой среды.

2.4 Химические методы увеличения нефтеотдачи пласта

Химические методы – это МУН, которые основаны на закачке различных водных растворов химических веществ малой концентрации, нагнетаемые в объеме 15 – 30 % от общего объема пустот залежи. Они в основном применяются для добычи продукции из сильно истощенных и заводненных нефтяных пластов с нерегулярной нефтенасыщенностью. Также используются для добычи в пластах с низкой вязкостью нефти, низким содержанием в воде и малой проницаемостью коллектора. Главное преимущество химических МУН – это снижение обводненности скважиной продукции [8].

А. Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. При использовании данного метода в нагнетаемую воду добавляют ПАВ, который улучшает отмывающие свойства воды: снижается поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, уменьшается краевой угол смачивания, капли нефти легче деформируются, благодаря чему уменьшается работа на проталкивание их через сужение пор, возрастает скорость течения их в пласте.

Водные растворы ПАВ улучшают отмывающую способность по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой на гидрофобных участках, способствуя разрыву пленки и диспергированию

нефти в водной фазе. В результате действия этих факторов увеличиваются фазовые проницаемости пористой среды для нефти и воды, также увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Технология применения метода весьма простая. Метод является улучшенным вариантом обычного заводнения. Повышение эффективности достигается добавлением в закачиваемую воду ПАВ в определенной небольшой концентрации (около 0,05%), которая выбирается в зависимости от свойств пласта, насыщающих его жидкостей и свойств самого ПАВ, обеспечивающего наименьшее поверхностное напряжение между нефтью и водой.

Данный метод наиболее эффективен для залежей, водонасыщенность пласта которого составляет не более 15%, а диапазон вязкости пластовой нефти варьируется от 5 до 30 мПа*с, проницаемость пласта должна быть выше 0,03 – 0,04 мкм², а температуре пласта находиться до 70 °С.

В. Щелочные растворы. Главной особенностью растворов щелочей является их способность в контакте с нефтью, содержащей органические кислоты (особенно нафтеновые), снижать поверхностное натяжение до сотых и тысячных долей мН/м. В этом случае происходит омыление этих кислот с образованием ПАВ. Снижение поверхностного натяжения способствует диспергированию нефти в пласте, в результате чего снижается подвижность вытесняющего агента и уменьшается вероятность его прорыва. Это явление способствует повышению охвата пласта, особенно в неоднородных коллекторах снижает текущую обводненность и увеличивает конечную нефтеотдачу.

В качестве щелочного агента могут применяться: каустическая сода, кальцинированная сода, силикат натрия, аммиак. Эффективность данного метода зависит от активности нефти. Содержание органических кислот должно быть не менее 0,3%, а кислотное число не менее 0,2. В противном случае этот метод не эффективен. Технология применения заключается в закачке 1% раствора щелочи в объеме 25 – 50% порового пространства.

С. Мицеллярные растворы. Мицеллярные растворы – это особые коллоидные системы, основными компонентами которых являются углеводородная жидкость и вода, стабилизированные смесью масло - и водорастворимых ПАВ. Эти системы, в принципе, способны практически полностью вытеснить из пористой среды нефть, благодаря крайне низкому межфазному натяжению на границе нефтьмицеллярный раствор. Возможность значительного увеличения нефтеотдачи заводнением пластов за счет применения мицеллярных растворов связана с тем, что вытесняющее действие не зависит от текущего значения нефтенасыщенности пористой среды.

Мицеллярный раствор состоит из нескольких компонентов:

- углеводородной жидкости (50 – 70%).
- воды (20 – 35%)
- ПАВ (8 – 10%)
- стабилизатора (2 – 3%)

В лабораторных условиях данный метод показывает колоссальные значения коэффициента вытеснения, достигающего 60 – 90%.

На практике на данный момент метод имеет ряд недостатков. Данный метод имеет резкую восприимчивость к негативным геолого-физиологическим обстоятельствам месторождений, и в особенности к минеральному составу пластов. При этом данная технология продолжает активно изучаться.

2.5 Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пласта

Гидродинамические МУН применяют с целью увеличения охвата залежи заводнением в результате вовлечения в процесс заводнения отдельных линз, тупиковых зон, малопроницаемых нефтенасыщенных объёмов пласта путём регулирования режимов нагнетания воды и отбора нефти по площади и разрезу залежи. По своей сути все гидродинамические методы являются в

какой-то степени разновидностью заводнения поэтому при их реализации используют уже существующий фонд скважин [9].

А. Нестационарное (циклическое) заводнение. Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном.

При снижении давления в пласте, то есть при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных – ниже. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

В. Форсированный отбор жидкости. Данный метод применяется, когда обводненность достигает более 75%, то есть, на поздней стадии разработки. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации.

При этом методе происходит отрыв плёночной нефти от поверхности породы коллектора, а также вовлекаются участки пласта, ранее не охваченные заводнением.

С. Интегрированные технологии. Данные технологии относят к МУН, поскольку они не используются только для поддержания пластового давления, но и влияют на увеличение охвата пласта заводнением.

Прирост добычи при использовании данных технологий достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто–неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в

высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия.

2.6 Газовые методы увеличения нефтеотдачи пласта

Под газовыми методами понимаются такие методы повышения нефтеотдачи пласта, при которых при воздействии на пласт применяются углеводородный, углекислый, инертный либо дымовой газ, как в чистом виде, так и в сочетании с заводнением; растворители в комбинации с закачкой газа и воды.

А. Воздействие на пласт двуокисью углерода. При высоких температурах и давлениях, характерных для многих залежей, взаимодействие между нагнетаемой CO_2 и вытесняемой нефтью во многом аналогично процессу смешиваемого вытеснения нефти углеводородным газом высокого давления. В результате испарения легких фракций из остаточной нефти в газ CO_2 и последующего растворения его в подвижной нефти, а также выпадения асфальто-смолистых веществ из насыщенной CO_2 и легкими нефтяными углеводородами подвижной нефти, между закачиваемым газом CO_2 и вытесняемой нефтью образуется переходная зона, обуславливающая однофазный переход от подвижной нефти к закачиваемому газу CO_2 . Для образования переходной зоны необходимо некоторое количество нефти, которое остается в пласте в виде обедненной легкими компонентами нефти и обогащенной асфальто-смолистыми веществами остаточной нефти.

Двуокись углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна и породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах, и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

Коэффициент вытеснения нефти в режиме смесимости в лабораторных условиях достигает 90 – 95%. При закачке CO_2 коэффициент охвата пласта воздействием может быть выше, чем для метода закачки сухого газа высокого

давления, поскольку в пластовых условиях вязкость CO_2 почти на порядок выше вязкости метана.

В. Воздействие на пласт углеводородным газом. При закачке углеводородного газа в продуктивные пласты процесс вытеснения нефти может осуществляться в одном из следующих основных режимов: газовой репрессии, либо в ограниченной и неограниченной взаимной растворимости.

При газовой репрессии практически полностью отсутствует массообмен между газовой и жидкой фазами. В этом случае вытеснение нефти происходит под действием гидродинамических сил при наличии области двухфазного потока. Коэффициент вытеснения нефти газом из пористых сред при этом режиме, как правило, ниже коэффициента вытеснения нефти водой. Он реализуется, например, при вытеснении тяжелых, вязких нефтей метаном, когда давление вытеснения и газонасыщения нефти равны между собой. Режим ограниченной взаимной растворимости характеризуется массообменом между жидкой и газовой фазами. Особенностью этого режима является наличие массопереноса, в результате чего образуется переходная зона. Состав и свойства жидкой и газообразной фаз в переходной зоне изменяются по длине при наличии двухфазного потока. Коэффициент вытеснения нефти при режиме ограниченной растворимости, как правило, превосходит коэффициент вытеснения нефти водой. Режим может быть реализован при вытеснении легких маловязких нефтей из глубоко залегающих залежей сухим и попутным газами.

Сопоставление критериев применимости рассматриваемого метода с геолого-физическими условиями залегания нефтяных залежей, свойствами пластовых нефтей, пластовыми давлениями и температурами показывает, что данный метод наиболее пригоден для залежей пластов группы Ю, характеризующихся более высокими термодинамическими параметрами, благоприятными свойствами нефти (низкая плотность и вязкость) и низкими коллекторскими свойствами (проницаемостью) [10].

2.7 Физические методы увеличения нефтеотдачи пласта

А. Бурение горизонтальных скважин. Бурение горизонтальных скважин (ГС) является одной из эффективных, широко применяемых в настоящее время технологий увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальная скважина (ГС) – это скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой пласта с углом наклона 80 – 100 градусов относительно вертикали. ГС особенно эффективны при разработке трещиноватых коллекторов горизонтальной проницаемостью; при освоении залежей углеводородного сырья ограниченной площадью для установки бурового оборудования; для повышения нефтеотдачи пластов при доработке месторождений на поздней стадии эксплуатации; при разработке продуктивных коллекторов в условиях интенсивного образования газового и водного конусов; локальных залежей углеводородного вещества.

Особенно важно применять системы разработки с ГС на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, разрозненностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

В. Зарезка боковых стволов. Зарезка боковых стволов (ЗБС) - эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины. Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и т.д. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна

для всех типов залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1 – 2 лет. Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (ГРП, пологие скважины и т.д.).

С. Гидроразрыв пласта. ГРП так же относится к физическим методам увеличения нефтеотдачи. Данная технология имеет огромный спрос на месторождения Западно-Сибирского нефтегазового бассейна, поскольку отлично подходит для применения на неоднородных терригенных коллекторах. Наиболее подробно разберём данный метод в следующей главе.

3 Гидроразрыв пласта как основной метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири

3.1 Сущность метода ГРП

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – эффективный метод увеличения нефтеотдачи пласта, а также увеличения приемистости нагнетательных скважин. Формирование в пласте искусственной трещины большой протяженности и проницаемости, соединяющей единым каналом пропластки с различными фильтрационно-емкостными свойствами, существенно изменяет режим дренирования как отдельных пропластков, так и всего пласта, что влияет на увеличение нефтеотдачи [11].

Проведение ГРП заключается в создании новых искусственных трещин и расширении естественных в следствии воздействия на породу жидкостью под огромным давлением. Для того, чтобы поддерживать трещину в открытом состоянии, после прекращения подачи давления, вместе с жидкостью закачивают расклинивающий агент, называемый проппантом. Радиус воздействия метода на пласт может достигать нескольких десятков метров. Новообразованные трещины, заполненные проппантом, имеют высокую проницаемость и при объединении с существующими, но недоступными ранее, увеличивают производительность скважины в несколько раз [12].

При использовании ГРП может быть несколько технологических решений, которые определяются в зависимости от особенностей конкретного объекта и поставленных задач. Исходя из этого технологии ГРП могут различаться по объему использования технологических жидкостей и проппантов, и в следствии, по размерам создаваемых трещин.

В случае использования гидроразрыва пласта, как метода увеличения нефтеотдачи, создают трещины повышенной протяженности, поскольку это позволяет значительно увеличить охват пласта воздействием. Оптимальной длиной закреплённой трещины, при проницаемости пласта $0,01 - 0,1 \text{ мкм}^2$ обычно равна около 40 – 60 м, при этом объём закачиваемой жидкости варьируется от десятков до сотен кубометров.

3.2 Виды ГРП

Главным образом виды гидроразрыва пласта отличаются типом используемого рабочего агента. Различают: проппантный, кислотный и пенный.

Начнём с наименее интересующего нас, это кислотного. Кислотный ГРП, как правило, используется на карбонатных коллекторах. Поскольку кислота, используемая в качестве жидкости разрыва, отлично реагирует с карбонатными породами коллектора и растворяет их. Также характеризуется большими расходами кислоты, поскольку оказывает непродолжительный эффект. При этом, трещины, которые образуются при таком методе, не нуждаются в дополнительной удерживающей жидкости.

Пенный ГРП характерен тем, что при закачке геля и проппанта, также используется газ. В следствии этого различают вспененные ГРП, когда содержание газа меньше 52% и пенные, когда содержание газа более 52%. Также пенный ГРП отличается от стандартного тем, что используется меньше водного раствора, что приводит к уменьшению потери продуктивности коллектора. Использование газа способствует уменьшению урона окружающей среде и продуктивному пласту за счёт более быстрой очистки трещины от рабочей жидкости.

Наиболее интересующий нас метод является проппантный, поскольку именно он наиболее часто используется при проведении ГРП на терригенных коллекторах. При данном методе расклинивающим веществом является проппант. В качестве проппанта обычно используют кварцевые пески, либо синтетические проппанты [12].

Гидроразрыв пласта ещё можно разделить по количеству воздействий на однократный, многостадийный и повторный.

Многостадийный ГРП наиболее часто проводят на залежах с большой продуктивной мощностью, поскольку для равномерной выработки требуется несколько операций. Для разделения стадий применяются различные

технологические методики, такие как: установка пакеров, мостов изоляции, а также использования специальных способов заканчивания скважин.

Повторный гидроразрыв пласта используют для восстановления утраченной проводимости разрывов или их оптимизации.

3.3 Технология проведения ГРП

Успешное проведение ГРП требует хорошей координации и тесного сотрудничества специалистов добывающей и сервисной компаний. Для успешного проведения ГРП должны быть реализованы следующие мероприятия [11]:

- Выбор скважин-кандидатов для ГРП;
- Обзор всей имеющейся информации о скважине и ее истории;
- Предварительный дизайн ГРП с использованием данных о скважине и рабочей жидкости. За это время может быть проанализировано несколько вариантов;
- Обзор входных данных для дизайна ГРП;
- Завершение дизайна ГРП, разработка плана работ с учетом требований безопасности, касающихся как рабочего персонала, так и оборудования;
- Быстрая доставка и монтаж оборудования сервисной компании на место проведения полевых работ;
- Подготовка рабочей жидкости с использованием процедур контроля качества и лучших материалов, доступных на сегодняшний день;
- Проведение собрания по технике безопасности и опрессовка оборудования. Нагнетательный тест и основной ГРП должны быть проведены профессионально при тесном взаимодействии представителей добывающей и сервисной компаний;
- Данные, полученные в результате проведения ГРП, должны быть сохранены. Цифровые данные должны быть использованы для дальнейших

дизайнов ГРП. Все события, заслуживающие внимания, а также предложения по улучшению качества работ должны быть отражены в отчете;

- После завершения ГРП необходимо провести наблюдение за характеристикой работы скважины. Оценка проведенного ГРП может потребовать использования меченых атомов для определения эффективности развития трещины. Также может быть полезным проведение ГДИС на неустановившихся режимах притока для получения величин эффективной длины и проводимости трещины для планирования мероприятий по усовершенствованию последующих ГРП.

Все насосные агрегаты для нагнетания жидкостей ГРП обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифольда. Жидкости для ГРП транспортируют цистернами вместимостью по 20м³ либо сливают в стационарные резервуары (до 75м³) общей вместимостью 150 – 300м³, вспомогательные насосные агрегаты закачивают жидкость в блендер, из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с расклинивающим агентом направляются на выкид насосных агрегатов для нагнетания в скважину. Исходя из условий обеспечения необходимой мощности разрыва количество используемых насосных агрегатов может изменяться.

Для предотвращения непредвиденных ситуаций и обеспечения непрерывности технологического процесса ГРП количество агрегатов во время проведения операции обычно удваивается. В зависимости от скорости закачки, которая определяется дизайном ГРП рассчитывают количество линий гидроразрыва. В большинстве случаев монтируется только одна линия. Также исходя из объема, закачиваемого проппанта, рассчитывают количество используемых блендеров. Количество песковозов также зависит от объема выполняемых работ. На рисунке 3.1 изображена схема расположения оборудования и техники при ГРП.

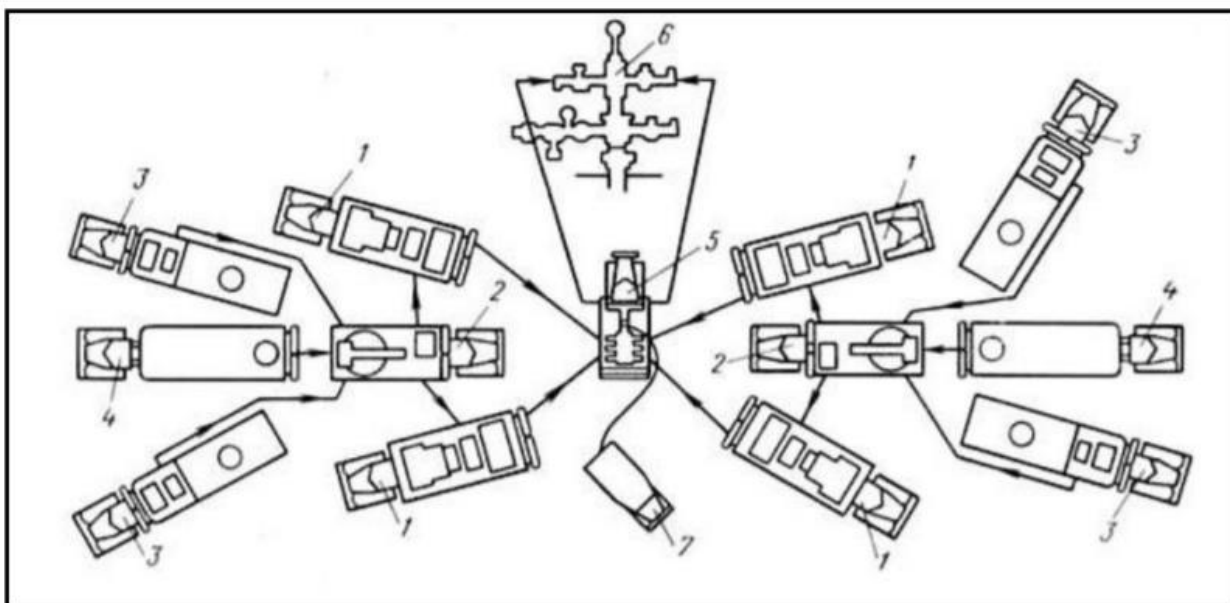


Рисунок 3.1 – Схема расположения оборудования и техники при ГРП:
 1 – насосные агрегаты; 2 – пескосмесительные агрегаты (блендеры); 3 – автоцистерны с технологическими жидкостями; 4 – песковозы; 5 – блок манифольдов высокого давления; 6 – арматура устья; 7 – станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

Используемые жидкости при проведении ГРП являются высокотехнологичными, и имеют большое количество химических добавок, от которых зависят вязкостные характеристики. Основа используемых жидкостей изготавливается из ньютоновских жидкостей, например, таких как вода, поскольку их вязкость, независимо от скорости сдвига, будет постоянной при данной температуре. Приготовление жидкости для ГРП делают так, чтобы разрушение полимерных цепочек начиналось после закачки через 1 – 4 часа.

На одну скважину в среднем приходится 40 – 80 м³ жидкости гидроразрыва, а средняя скорость закачки равняется 2 м³/мин. Что касается проппанта, то его средняя концентрация составляет 600 кг/м³. Для того, чтобы добиться более равномерной укладки частиц проппанта в трещине, его концентрация во время начала закачки постепенно изменяется до 1200 кг/м³.

3.4 Возможные проблемы при использовании ГРП

При проведении гидроразрыва пласта происходит внесение изменений в строение коллектора и вмещающих его пород, что приводит к

необходимости корректировки подходов к применению традиционных методов воздействия на призабойную и удаленную зону пласта, а также необходимости создания новых технологий, направленных на изменение созданных в процессе ГРП трещин [13].

Во многих наклонных скважинах, с высокой вероятностью, плоскость формируемой трещины не совпадает с траекторией скважины в пласте, поэтому интервал хорошей гидродинамической связи скважины и трещины может меняться в широких пределах от максимального, когда линия скважины лежит в плоскости трещины, до минимального, когда вертикальная плоскость траектории скважины перпендикулярна трещине. При переходе потока нагнетаемого агента из скважины в трещину в процессе ГРП вектор и величина скорости смеси проппанта с гелем резко изменяются, что провоцирует выпадение проппанта и образование пробок, вероятность осложнений возрастает со снижением интервала активной гидродинамической связи ствола и трещины, то есть с углом входа скважины в пласт.

Также при гидроразрыве пласта образуются сколы породы, отдельные частицы скелета пласта и глинистого экрана дезагрегируются и включаются в состав заполняющего трещину проппанта. Формирование трещины ГРП происходит в режиме механической неустойчивости ее стенок, при заполнении трещины проппантом поверхность трещины разрушается, что является дополнительным источником поступления твердых частиц в трещину. В результате в объеме закрепленной проппантом трещины появляются включения различного размера, которые уменьшают пористость и проницаемость и оказывают негативное влияние на режим фильтрации, что осложняет эксплуатацию скважинного оборудования. Объем включений и степень их влияния на фильтрационные свойства трещины определяются режимом формирования трещины и составом технологической жидкости, а также механической прочностью скелета, размером слагающих его частиц, и их смачиваемостью. Принципиально важным представляется подвижность этих включений в пространстве между зернами проппанта, определяемая в

первую очередь их размерами и особенностями взаимодействия с насыщающими трещину флюидами: пелитовые частицы с размером меньше характерного размера пустот проппантового пакета способны аккумулироваться в нем и блокировать фильтрацию жидкости при больших градиентах давления [13].

Таким образом, с момента ввода в эксплуатацию скважины после ГРП могут происходить процессы, приводящие к снижению проводимости трещин и уменьшению эффективности ГРП. Эти особенности необходимо учитывать при планировании технологии ГРП и последующих работ по реабилитации проводимости трещин. Для корректного прогноза степени влияния этих факторов на режим работы скважины наряду с традиционными исследованиями механических и фильтрационно-емкостных свойств пласта и проппанта необходимо изучение прочностных свойств пород в районе формирования трещины и на этой основе подбирать режимы проведения ГРП, оптимальные размеры проппанта, свойства технологической жидкости.

Прогнозирование выноса частиц и аккумуляции загрязнений необходимо для профилактики отказов насосного оборудования в период освоения скважин и их вывода на режим, оптимизации мероприятий по очистке трещин и реабилитации продуктивности скважин [11].

4 Анализ применения технологии ГРП на примере месторождения Западной Сибири

4.1 Общие сведения о месторождении

По географическому положению Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в юго-западной части Западно-Сибирской низменности, входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

В административном отношении Игольско-Таловое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области (рис. 4.1). Ближайшим населенным пунктом является поселок Майск, расположенный в 60 км восточнее Игольско-Талового месторождения.

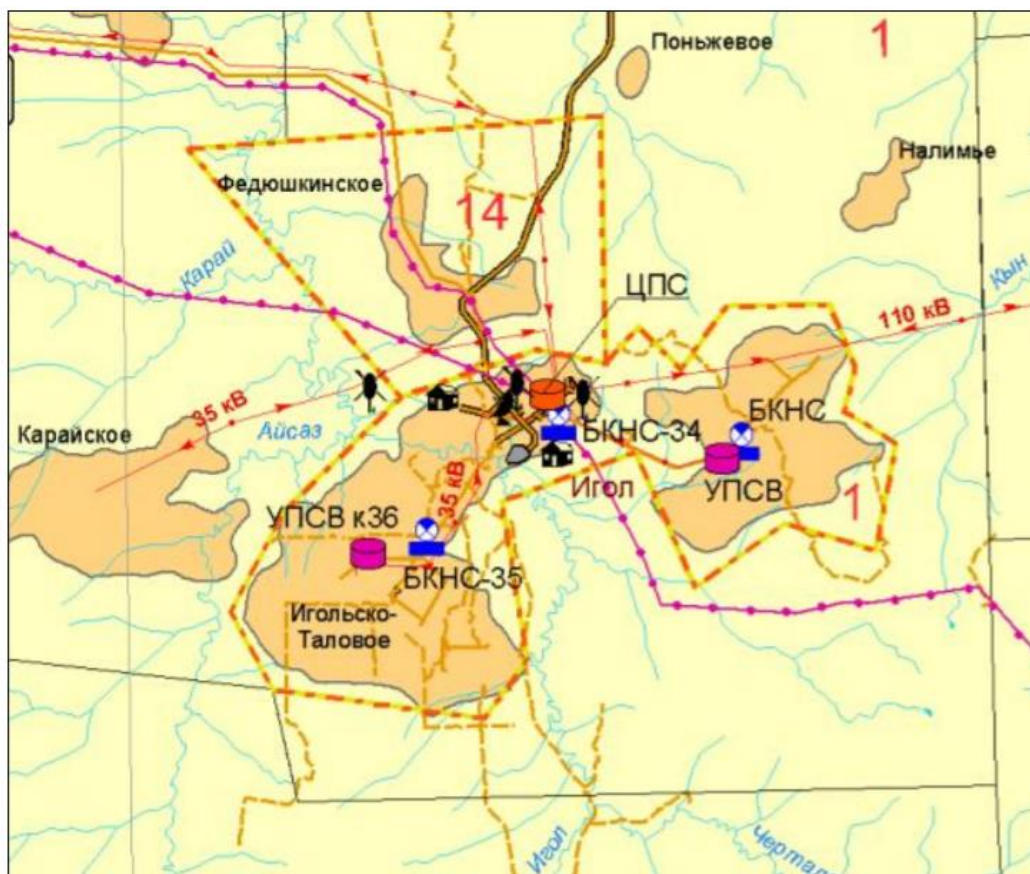


Рисунок 4.1 – Обзорная карта Игольско-Талового месторождения

Территория района месторождения представляет собой расчлененную, сильно заболоченную равнину, с абсолютными отметками поверхности земли от +95 до +195 м.

Игольско-Таловое куполовидное поднятие было выявлено работами МОВ в 1961 году – детализировано и подготовлено к вводу в поисковое бурение. Игольско-Таловое месторождение, открытое в 1977 году, введено в эксплуатацию в 1991 году бурением скважин на залежь пласта Ю₁² Игольской площади. Разработка Таловой площади ведется с 2006 года [14].

4.2 Краткая геологическая характеристика месторождения

В тектоническом отношении Игольско-Таловое месторождение приурочено к Игольскому куполовидному поднятию, расчлененному на две структуры: Игольскую и Таловую.

Игольская структура, являющаяся наиболее крупной, представляет собой складку неправильной формы северо-восточного простирания, размером 25x20 км и амплитудой около 75м по сейсмоизогиipse – 2680м. В пределах структуры выделяется два купола: южный, имеющий большую площадь, и северо-восточный, их амплитуды по сейсмоизогиipse отражающего горизонта П^а – 2640 м оцениваются соответственно в 35м и 25м.

Таловая структура гипсометрически является более опущенной по отношению к Игольскому поднятию. Как самостоятельный элемент она выделяется по изогиipse – 2680м, имеет сложную форму. Ее размеры составляют 15x12 км при амплитуде около 35м.

Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в пределах Васюганского нефтедобывающего района. В непосредственной близости от него эксплуатируется Карайское нефтяное месторождение. Промышленная нефтеносность района связана с терригенными отложениями надугольной и межугольной толщ горизонта Ю₁ – пластами Ю₁² и Ю₁^{МУ} (васюганская свита). На Игольской структуре продуктивны оба пласта, Ю₁² и Ю₁^{МУ}, на Таловой структуре продуктивен только пласт Ю₁², пласт Ю₁^{МУ} отсутствует. Литологически продуктивные отложения пласта Ю₁² представлены песчаниками серыми, светло-серыми, среднесцементированными, участками известковыми. Отмечаются включения пирита, остатки морской фауны пелеципод и аммонитов. Пласт Ю₁^{МУ} литологически представлен песчаниками

светло-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми с прослоями алевролитов, аргиллитов и остатками растительного детрита [14].

Для оценки однородности коллекторов были рассчитаны средние коэффициенты песчаности и расчленённости продуктивных пластов, из которых сделан вывод, что по Игольской площади пласт Ю₁² имеет достаточно однородный разрез (коэффициент расчлененности 1), на Таловой площади число глинистых прослоев в пласте Ю₁² увеличивается в среднем до 3-4.

Перекрывающие породы сложены преимущественно глинистыми отложениями георгиевской и битуминозными аргиллитами баженовской свит, которые служат надёжной покрывкой и являются хорошими геологогеофизическими реперами.

В других частях разреза по геофизическим данным и единичным опробованиям пластов горизонта Ю₁, Б₁₆₋₂₀, Б₉ и отложений триаса признаков нефтеносности не установлено [14].

Пласт Ю₁² – основной продуктивный пласт Игольско-Талового месторождения (около 92 % запасов). Вскрыт на глубинах 2717 – 3484м и, как коллектор, имеет повсеместное распространение, за исключением скважины № 6П Игольской площади, где происходит замещение коллектора плотными разностями. С данным пластом связаны три залежи: одна приурочена к Игольской структуре и две – к Таловой.

Пласт Ю₁^{МУ} развит лишь на юге Игольской структуры. Вскрыт на глубинах 2758–3488м. Имеет ограниченное распространение по площади [14].

4.3 Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

На месторождении выявлены пять залежей нефти – три залежи в пределах Игольской площади (две залежи в пласте Ю₁^{МУ} и одна в пласте Ю₁²) и две залежи в пределах Таловой площади (пласт Ю₁²).

В пласте Ю₁² Игольской площади выявлена одна залежь нефти. Тип залежи пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Тип коллектора - терригенный, поровый. Размер залежи 25х6 км, высота 77м.

Пласт имеет наклонный ВНК. Для восточного борта контакт принят на абсолютной отметке -2676 м (по кровле водонасыщенной части коллектора в скважинах № 24Р и 1162), для западного борта на отметке -2683 – -2694 м (ВНК на абсолютной отметке -2683 м вскрыла скважина № 18Р, на абсолютной отметке -2694 м скважина № 14Р).

По результатам исследования керна определение коллекторских свойств пласта Ю₁² на Игольской площади показало следующие средневзвешенные значения: открытая пористость – 16,1 %, проницаемость – $13,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², начальная нефтенасыщенность – 0,70 доли ед.

Для определения физико-гидродинамических характеристик вытеснения нефти водой были использованы результаты исследований собственного керна. Коэффициент вытеснения пересчитанный на начальную нефтенасыщенность, принятую как средневзвешенную по объему из геологической модели (0,62), составил 0,552.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам геофизических исследований.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 118 глубинных (из 64 скважин) и 111 поверхностным пробам (из 89 скважин). Нефть Игольской площади пласта Ю₁² достаточно легкая, малосернистая с небольшим содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ и достаточно большим выходом светлых фракций до 300 °С.

В пласте Ю₁^{МУ} Игольской площади выявлены две залежи нефти: северная и южная (рис. 4.2).

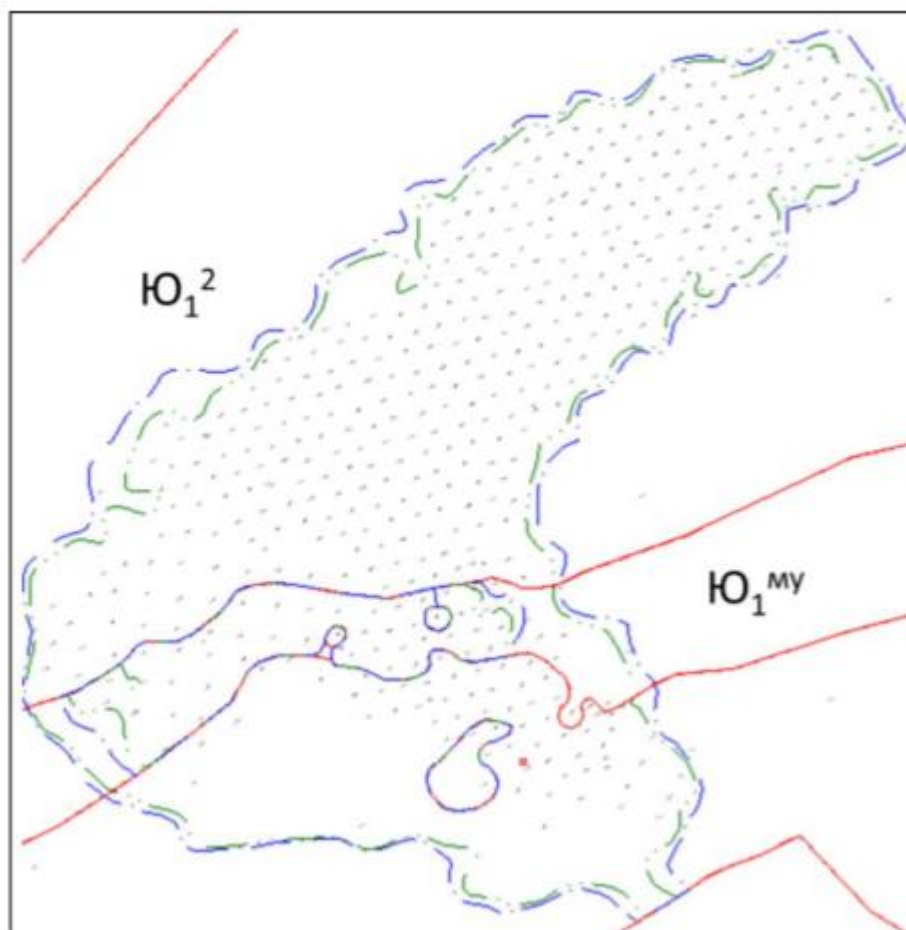


Рисунок 4.2 – Карта совмещенных контуров пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} Игольской площади

Северная залежь. Тип залежи – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Тип коллектора – терригенный, поровый. Размер залежи 10x1,9 км, высота 55,0 м.

С западного борта ВНК был принят по результатам бурения скважины № 3302, которая вскрыла контакт по ГИС на абсолютной отметке -2673 м, что подтверждается и опробованием скважины в интервале абсолютной отметке: -2665,4 – -2673,4 м. Водонефтяной контакт восточного борта залежи отбивается на отметке -2654 м [14].

Южная залежь. Тип залежи – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Тип коллектора – терригенный, поровый. Размер залежи 2,5x0,7 – 1,7 км, высота 30,0 м.

Залежь вскрыта тремя скважинами: № 382, 1122, 2105. После последнего подсчета запасов в пределах данной залежи скважины не бурились. Все

скважины вскрыли только нефтяную зону пласта, не опробованы. Продуктивность установлена по результатам интерпретации данных ГИС. Сопrotивление пласта составляет 4,2 – 8,5 Ом*м, коэффициент нефтенасыщенности 0,36 – 0,52 [14].

По результатам исследования керна пласта Ю₁^{МУ} на Игольской площади открытая пористость изменяется от 11,4 до 14,9 %, проницаемость варьирует от 0,6 до 9,6*10⁻³ мкм², начальная нефтенасыщенность от 0,64 до 0,69 доли ед. Средневзвешенные значения параметров пласта Ю₁² составляют: открытая пористость – 13,7 %, проницаемость – 2,0*10⁻³ мкм², начальная нефтенасыщенность – 0,67 доли ед.

Для определения физико-гидродинамических характеристик вытеснения нефти водой были использованы результаты исследований собственного керна (5 определений из 1 скважины), но исследованные образцы не в полной мере охватывают реальный диапазон изменения геолого-физических параметров рассматриваемого пласта, поэтому коэффициент остаточной нефтенасыщенности принимается по аналогии с пластом Ю₁², равным 0,278. Коэффициент вытеснения пересчитанный на начальную нефтенасыщенность, принятую как средневзвешенную по объему из геологической модели (0,55), составил 0,495.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 3 глубинных (из 1 скважины) и 2 поверхностных проб (из 1 скважины). Нефть пласта Ю₁^{МУ} относится к среднему типу, с плотностью 846 кг/м³, малосернистой с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ, выход светлых фракций до 300 °С.

В пласте Ю₁² Таловой площади выявлены две залежи нефти: основная и залежь района скважины № 11Р (рис. 4.3).

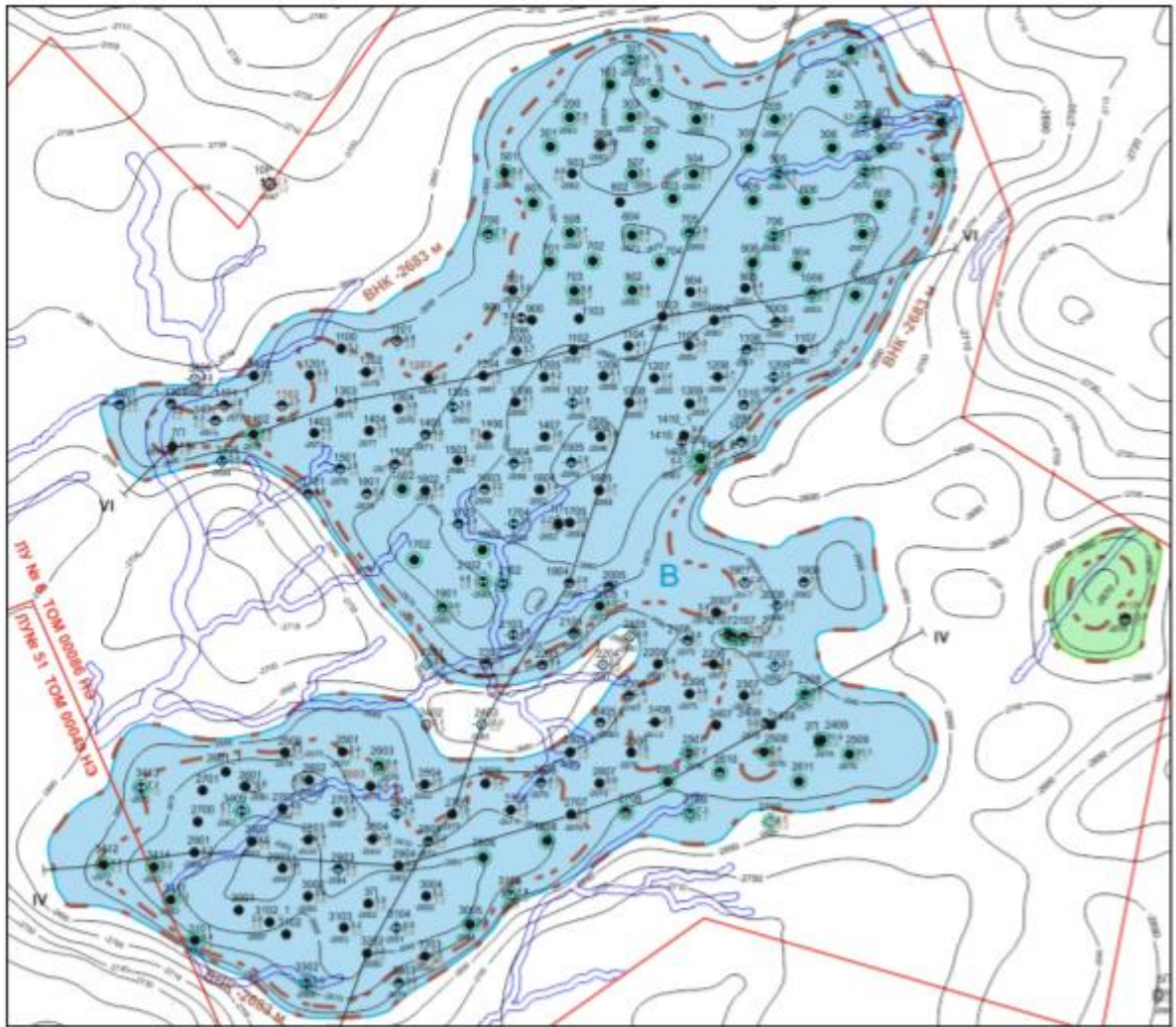


Рисунок 4.3 – План пласта Ю₁² Таловой площади

Основная залежь: тип залежи – пластовая, сводовая, тип коллектора – терригенный, поровый, размер залежи 10,5х3,5 км, высота 36,0 м.

Залежь района скважины № 11Р: тип залежи – пластовая, сводовая, тип коллектора – терригенный, поровый, размер залежи 1,7х1,3 км, высота 5,0 м.

Водонефтяной контакт на Таловой залежи принят на абсолютной отметке -2683 м, что подтверждается также опробованием эксплуатационных скважин № 1302 и № 2107.

По результатам исследования керна, средневзвешенные значения параметров пласта Ю₁² составляют: открытая пористость – 15,3%, проницаемость – $8,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², начальная нефтенасыщенность – 0,661 доли ед.

Для определения физико-гидродинамических характеристик вытеснения нефти водой были использованы результаты исследований

собственного керна (24 определения из 7 скважин). Коэффициент вытеснения пересчитанный на начальную нефтенасыщенность, принятую как средневзвешенную по объему из геологической модели (0,55), составил 0,495.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 16 глубинных (из 6 скважин) и 17 поверхностных проб (из 10 скважин). Нефть Таловой площади пласта Ю₁² достаточно легкая, малосернистая с небольшим содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ и достаточно большим выходом светлых фракций до 300 °С.

4.4 Основные показатели разработки месторождения

Игольско-Таловое нефтяное месторождение включает в себя две площади, Игольскую и Таловую, которые в структурном плане приурочены к одноименным структурам.

Месторождение открыто в 1977 г. и введено в разработку в 1991 г. По степени промышленного освоения месторождение относится к разрабатываемым. Закачка воды осуществляется с 1993 года.

На 2016 год разработка площадей ведется с поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт. Плотность сетки скважин составляет 24,9га/скв. На Таловой площади система разработки площадная пятиточечная с бурением горизонтальных скважин. Плотность сетки скважин составляет 26,3га/скв [14].

За период разработки накопленная добыча нефти составила 27252тыс.т, жидкости 52136 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,320. Закачка рабочего агента с начала разработки достигла значения 79278 тыс. м³, накопленная компенсация отборов закачкой – 115,3 %. Текущая обводненность действующего фонда скважин составляет 79,3 %, средний дебит нефти составляет 10,1 т/сут, жидкости – 48,6 т/сут. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 71,0 м³ /сут.

На Игольско-Таловом месторождении всего пробурено 720 скважин, из них: 475 – добывающие, 226 – нагнетательные и 19 – водозаборные (рис. 4.4). Проектный фонд реализован на 91,8 %.

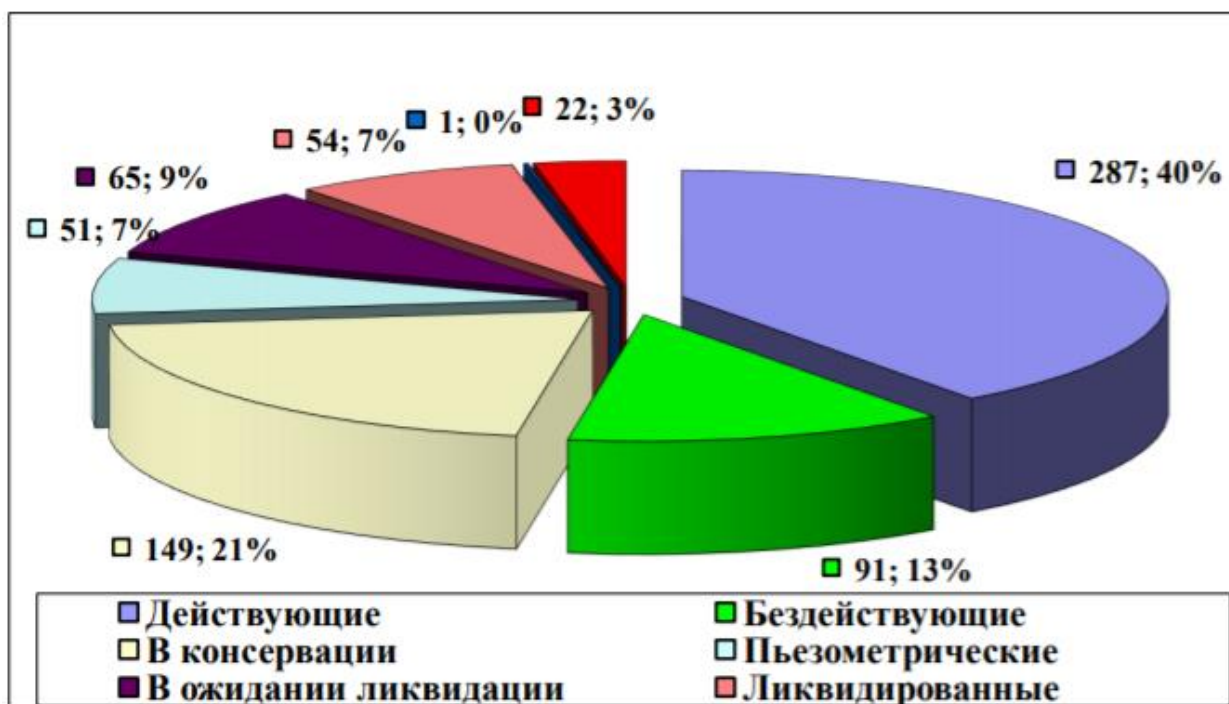


Рисунок 4.4 - Структура фонда Игольско-Талового месторождения

Освоение месторождения осуществлялось планомерным ежегодным бурением на Игольской и Таловой площадях.

4.5 Разработка Игольской площади

Игольская площадь находится в разработке с 1991 г. и по состоянию на 2016 год находится на III стадии разработки, характеризующийся стабильно падающей добычей нефти (с 2002 г.), отбором от НИЗ - 73,2 % и ростом обводненности до 80,3 %.

На объекте Ю₁^{2+МУ} реализуется трехрядная система разработки с расстоянием между скважинами 550 м с переходом в зонах нефтенасыщенных толщин менее 2,9 м к разряженной площадной пятиточечной системе [4].

Всего на пласте Ю₁^{2+МУ} Игольской площади пробурено 505 скважин, в том числе добывающих – 353, нагнетательных – 138, водозаборных – 14. Реализация проектного фонда 89,5 %. Эксплуатационный фонд составляет 241 скважину, в том числе добывающих – 105, нагнетательных – 136. Действующий фонд составляет 159 скважин, в том числе добывающих – 97, нагнетательных – 62.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 21142 тыс.т, а добыча жидкости 41462 тыс.т, закачка воды 59997 тыс.м³. Отбор от НИЗ составляет 73,2 %, при этом, текущий КИН равен 0,333 при утвержденном – 0,454.

Рассмотреть динамику основных проектных и фактических показателей разработки можно на рисунке 4.5.

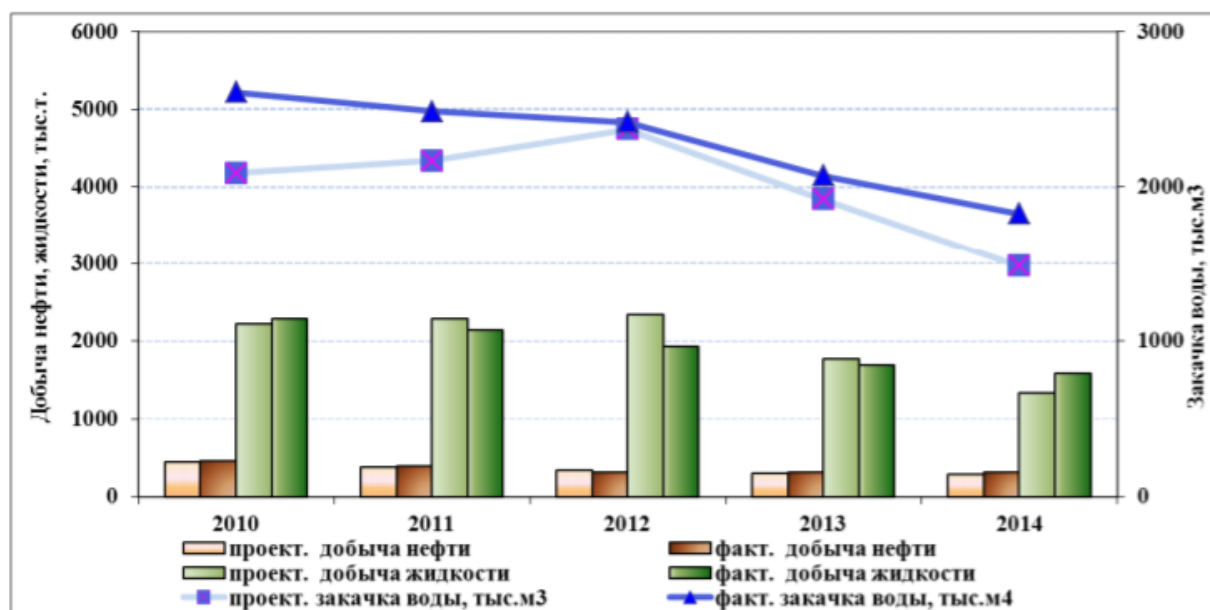


Рисунок 4.5 – Динамика основных проектных и фактических показателей разработки Игольской площади

Исходя из графиков можно сказать о том, что проектные показатели по накопленному отбору нефти и жидкости по Игольской площади практически выполнены. Отставания между проектной и фактической накопленной добычей нефти нет.

4.6 Разработка Таловой площади

Объект Ю₁² Таловой площади разрабатывается с 2006 года. На пласте Ю₁² Таловой площади реализуется площадная пятиточечная система с бурением горизонтальных скважин [14].

На объекте всего пробурено 215 скважин, из которых, 122 – добывающие, 88 – нагнетательные, а 5 – водозаборные. Проектный фонд скважин реализован на 97,7%.

Эксплуатационный фонд составляет 138 скважины, в числе которых: 59 – добывающие (из них 38 горизонтальные) и 79 – нагнетательные. Действующий фонд представляет собой 128 скважин, в числе которых 57 – добывающие (из них 32 горизонтальные) и 71 – нагнетательные.

На 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составила 6110 тыс.т, добыча жидкости 10675 тыс.т, закачка воды 14281 тыс.м³. Отбор от НИЗ составляет 73,9 %, а текущий КИН (В+С₁) при этом равен 0,284 при утвержденном – 0,384.

Рассмотреть динамику основных проектных и фактических показателей разработки можно на рисунке 4.6.

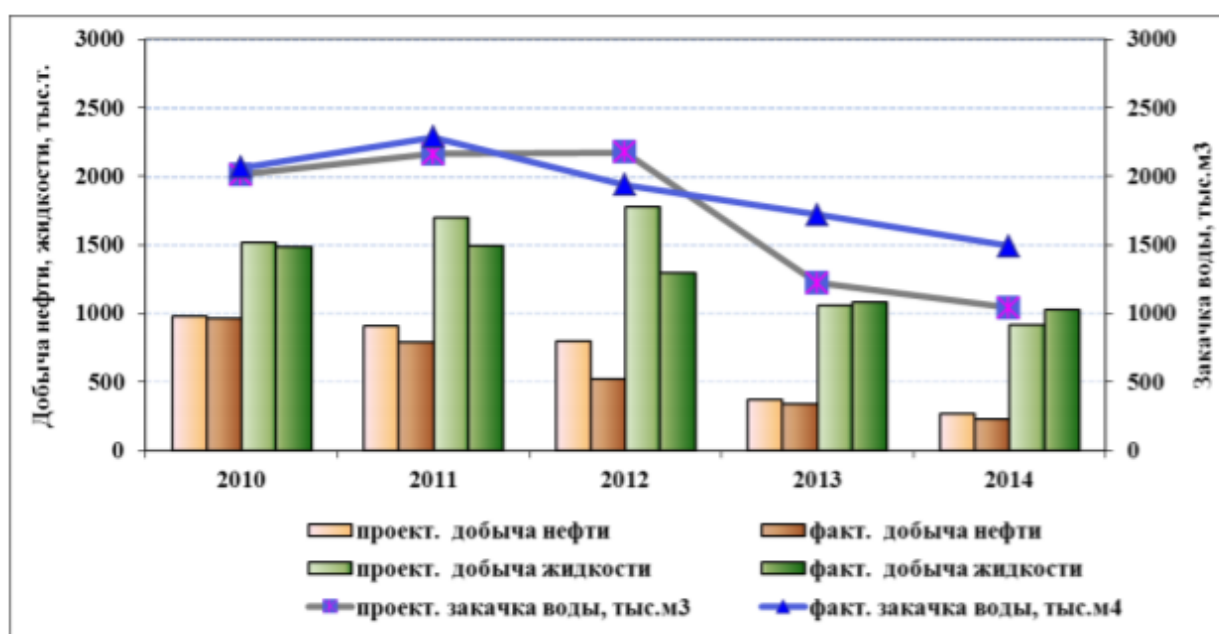


Рисунок 4.6 – Динамика основных проектных и фактических показателей разработки Таловой площади

Из графиков видно, что наблюдается не достижение проектных уровней добычи нефти. Это связано с полной выработкой запасов по достижении предельного обводнения, а также с не подтверждением потенциала при выводе из бездействия скважин неработающего фонда. По итогам пересчета запасов 2015 года величина извлекаемых запасов была скорректирована, что позволит привести в соответствие фактическую добычу и проектные уровни в технологическом проекте [14].

4.7 Анализ эффективности использования ГРП на месторождении

Основным методом увеличения нефтеотдачи за весь период разработки месторождения было проведение мероприятий по гидроразрыву пласта.

Основными задачами ГРП на данном месторождении были:

- Увеличить эффективный радиус дренирования для повышения продуктивности пласта;
- создать канал притока в пристволенной зоне с нарушенной проницаемостью.

В результате проведения гидроразрыва пласта на порядок улучшилась проницаемость и, как следствие, увеличился дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, а также увеличилась конечная нефтеотдача за счет открытия слабо дренируемых зон и пропластков.

Первые операции по ГРП на данном месторождении проводились в период с 1995 по 1999 гг. За этот промежуток времени гидроразрыв пласта был произведен на 7 работающих скважинах. В качестве жидкости разрыва использовалась загущенная сырая нефть. По итогу проведения данных операций было дополнительно получено 32,3 тыс. т нефти, удельный эффект на отдельную скважину составил 4,6 тыс. т/скважину.

В период 2000 по 2016 гг. ГРП на месторождении проводился шестью сервисными компаниями. Основной жидкости разрыва являлась минерализованная вода. Для закрепления трещин использовался обладающий высокой прочностью керамический проппант (как российского производства Vogo Prop с проводимостью 687Д, так и зарубежного – Carbo Lite с проводимостью 955Д), хорошо сочетающийся с жидкостью разрыва и обеспечивающий высокую удельную проводимость трещин после ГРП.

Наибольшая интенсивность использования данного метода приходится на 2000 – 2009 гг. За этот промежуток времени было проведено 166 операций по увеличению нефтеотдачи с помощью ГРП и общая дополнительная добыча составила 5278,8 тыс. т нефти. Динамику дополнительной добычи нефти после проведения ГРП за данный период можно рассмотреть на рисунке 4.7.

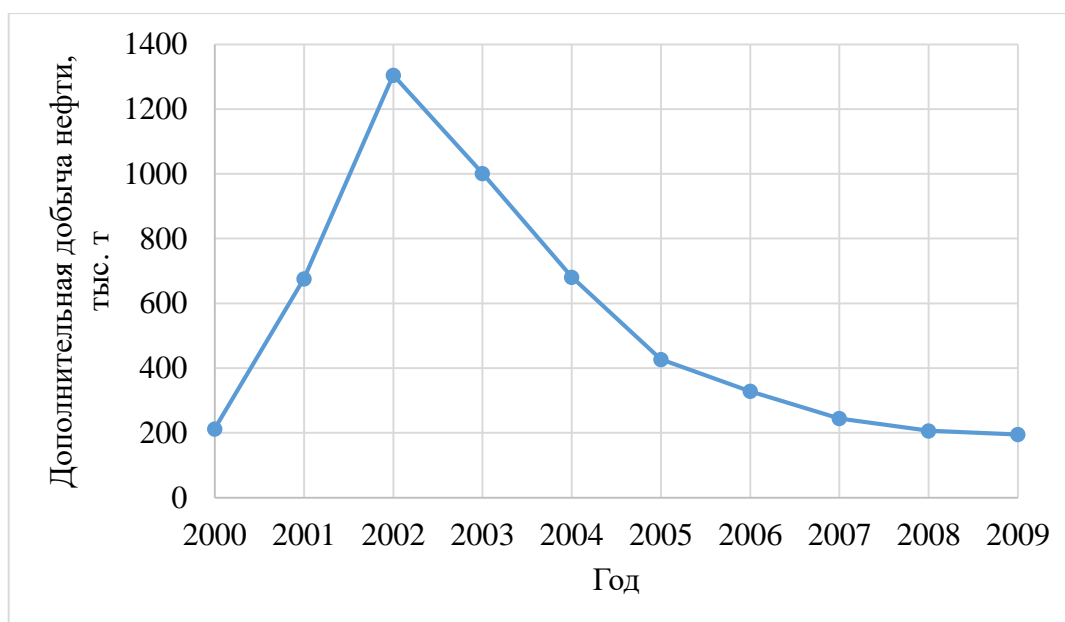


Рисунок 4.7 – Динамика дополнительной добычи нефти за 2000 – 2009 гг.

Проанализировав график можно сделать вывод о том, что наибольшая дополнительная добыча нефти была получена в 2002 году, после чего началось планомерное снижение. Это связано с тем, что при таком интенсивном применении гидроразрыва пласта на месторождении действующая система ППД не смогла обеспечить необходимое пластовое давление на должном уровне, в следствии чего добыча нефти начала снижаться, а обводненность продукции увеличилась.

В связи с этим за промежуток разработки месторождения с 2010 по 2016 гг. количество проводимых операций по ГРП для увеличения нефтеотдачи значительно уменьшилось. За это время было проведено 16 операций ГРП на работающих скважинах и дополнительная добыча нефти составила 621,7 тыс. т.

В итоге за всё время разработки месторождения было проведено 182 операции ГРП на работающих скважинах, в целях увеличения нефтеотдачи. Общий объём дополнительно добытой нефти в период разработки месторождения с 1995 по 2016 гг. за счёт проведения гидроразрыва пласта составил 5900,5 тыс. т, удельный вес одной скважинной операции равен 32,4тыс. т/скважину, а средняя продолжительность эффекта – 5 лет.

Динамика и результаты использования гидроразрыва пласта в качестве метода увеличения нефтеотдачи на Игольско-Таловом месторождении представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Динамика и результаты ГРП на Игольско-Таловом месторождении [14].

Года	Количество ГРП на скв., работающих до ГРП	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
1995	2	0,4
1996	5	1,5
1997	0	6,1
1998	0	10,3
1999	0	14
2000	32	212,5
2001	32	676,1
2002	47	1305,1
2003	13	1001,3
2004	7	681,2
2005	7	427,2
2006	7	328,8
2007	3	244,7
2008	2	206,5
2009	16	195,4
2010	2	157,8
2011	3	117,2
2012	0	91,7
2013	2	73,3
2014	1	62,4
2015	1	53,4
2016	0	33,6
Итого:	182	5900,5

На основании проведённого анализа использования гидроразрыва пласта, в качестве метода увеличения нефтеотдачи, на Игольско-Таловом месторождении можно сделать вывод о том, что ГРП является эффективным методом увеличения нефтеотдачи для месторождений с терригенным типом коллектора и позволяет получить большое количество дополнительного объёма добытой нефти. Также стоит отметить, что в процессе использования

данного метода проявились и недостатки, которые в данном случае заключаются в том, что из-за высокой интенсивности проведения ГРП в короткий промежуток времени система поддержания пластового давления, используемая на данном месторождении, не смогла обеспечить необходимый уровень пластового давления, в следствии чего это привело к падению дебитов жидкости скважин с ГРП. Исходя из этого можно заключить, что при выборе метода увеличения нефтеотдачи необходимо учитывать все имеющиеся факторы, а процедура ГРП не смотря на свою эффективность нуждается в постоянной доработке для увеличения качества применяемой технологии.

4.8 Технологический расчет ГРП

При проектировании процесса гидроразрыва пласта необходимо проводить расчет ряда технологических параметров в условиях его проведения на определённой скважине. Данный расчёт включает в себя определение основных характеристик процесса и выбор техники для его проведения. Так же рассчитывается предполагаемое увеличение дебита за счёт проведённой операции.

Проведём такой расчет по данным, представленным в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета.

Параметры	Значения
Глубина скважины, м	2628
Эффективная толщина пласта, м	12,2
Диаметр НКТ (внешний/внутренний), м	0,089/0,076
Плотность жидкости-песконосителя, кг/м ³	1080
Вязкость жидкости-песконосителя, Па*с	0,29
Масса проппанта, т	6
Темп закачки, м ³ /с	0,03
Концентрация проппанта в 1м ³ , кг/м ³	300
Плотность проппанта, кг/м ³	2850

Для расчета забойного давления разрыва пласта $P_{забр}$ при использовании нефилтующейся жидкости пользуемся формулой (при закачке 1м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{забр}}{P_{гг}} \left(\frac{P_{забр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \left(\frac{E}{P_{гг}} \right)^2 \frac{Q\mu_{жр}}{P_{гг}}, \quad (4.1)$$

где, ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu=0,25$); E – модуль упругости пород ($E = 10^4$ Па); Q – темп закачки жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$; $\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, $\text{Па}\cdot\text{с}$; $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, которую можно найти по формуле (4.2):

$$P_{гг} = P_{гв} \frac{\nu}{(1-\nu)}, \quad (4.2)$$

где, $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа. Определяется по следующей формуле:

$$P_{гв} = \rho_{п} g L_c 10^{-6}; \quad (4.3)$$

где, $\rho_{п}$ – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, $\text{кг}/\text{м}^3$ ($\rho_{п} = 2500$ $\text{кг}/\text{м}^3$); L_c – глубина скважины, м; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Рассчитываем вертикальную составляющую горного давления по формуле (4.3):

$$P_{гв} = 2500 * 9,81 * 2628 * 10^{-6} = 64,45 \text{ МПа}$$

Далее рассчитаем горизонтальную составляющую по формуле (4.2):

$$P_{гг} = 64,45 * \frac{0,25}{1-0,25} = 21,48 \text{ МПа}$$

Из полученных данных можно сделать вывод о пространственной ориентации трещины, так как вертикальная составляющая горного давления много больше горизонтальной составляющей в данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины.

Зная значение горизонтальной составляющей горного давления рассчитаем по формуле (4.1) забойное давление разрыва:

$$P_{забр} = 22,17 \text{ МПа}$$

Далее необходимо определить давление на устье при закачке жидкости-песконосителя по следующей формуле:

$$P_y = P_{зобр} - \rho_{жп} g L_c + P_{тр} \quad (4.4)$$

где, $P_{тр}$ – потери давления на трение, МПа; $\rho_{жп}$ – плотность жидкости с пропантом, кг/м³, которую можно рассчитать по формуле (4.5):

$$\rho_{жп} = \rho'_{жп} (1 - \beta_n) + \rho_n \beta_n, \quad (4.5)$$

где, где $\rho'_{жп}$ – плотность жидкости-песконосителя, кг/м³; ρ_n – плотность пропанта, кг/м³; β_n – объемная концентрация пропанта в смеси, для её расчёта используем формулу (4.6):

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1}, \quad (4.6)$$

где, C_n – концентрация пропанта в 1 м³ жидкости, кг/м³.

$$\beta_n = \frac{300/2850}{(300/2850) + 1} = 0,095.$$

Рассчитываем плотность жидкости с пропантом по формуле (4.5).

$$\rho_{жп} = 1080 * (1 - 0,095) + 2850 * 0,095 = 1248,15 \text{ кг/м}^3.$$

Далее необходимо рассчитать потери давления на трение. Для этого сначала находим потери давления на трение жидкости с пропантом по формуле:

$$P'_{тр} = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{жп}}{\pi^2 d_{вн}^5}, \quad (4.7)$$

где, $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, который находится по (4.8):

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (4.8)$$

где, Re – число Рейнольдса. Находим его по формуле (4.9):

$$Re = \frac{4Q\rho_{жп}}{\pi d_{вн} \mu_{жп}}, \quad (4.9)$$

где, $\mu_{жп}$ – вязкость жидкости с пропантом, Па*с. Находим её по (4.10):

$$\mu_{жп} = \mu'_{жп} \exp(3,18\beta_n), \quad (4.10)$$

где, $\mu'_{жп}$ – вязкость жидкости-песконосителя, Па*с.

$$\mu'_{\text{жп}} = 0,29 * \exp(3,18 * 0,095) = 0,392 \text{ Па*с.}$$

Находим число Рейнольдса по формуле (4.9):

$$\text{Re} = \frac{4 * 0,03 * 1248,15}{3,14 * 0,076 * 0,392} = 1601$$

Далее находим коэффициент гидравлических сопротивлений по (4.8):

$$\lambda = \frac{64}{1601} = 0,04.$$

Отсюда находим потери давления на трение жидкости с пропантом по формуле (4.7):

$$P'_{\text{тр}} = \frac{8 * 0,04 * 0,03^2 * 2628 * 1248,15}{3,14^2 * 0,076^5} = 37,8 \text{ МПа.}$$

Учитывая то, что число Рейнольдса > 200 , то общие потери на трения находятся по следующей формуле:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 * P'_{\text{тр}}, \quad (4.11)$$

$$P_{\text{тр}} = 1,52 * 37,8 = 57,5 \text{ МПа.}$$

Исходя из полученных значений находим давление на устье по формуле (4.4):

$$P_y = 22,17 - 1248,15 * 9,81 * 2628 * 10^{-6} + 57,5 = 47,49 \text{ МПа.}$$

Далее необходимо найти количество насосных агрегатов для проведения ГРП на данной скважине по (4.11).

$$N = \frac{P_y * Q}{P_p * Q_p * K_{\text{тс}}} + 1, \quad (4.12)$$

где, P_p – рабочее давление агрегата, МПа; Q_p – подача агрегата при данном P_p , м³/с; $K_{\text{тс}}$ – коэффициент технического состояния агрегата ($K_{\text{тс}}=0,7$).

В качестве насосного агрегата используется модель FS-2251. При работе насосного агрегата на 3 скорости подача будет равняться 0,035 м³/с, а рабочее давление равно 65 МПа.

Тогда необходимое количество агрегатов составит:

$$N = \frac{47,49 * 0,03}{65 * 0,035 * 0,7} + 1 = 1,89 \approx 2.$$

Для проведения ГРП необходимо 2 насосных агрегата FS-2251.

Рассчитаем объем продавочной жидкости. Продавочная жидкость применяется для продавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Для этого используем следующую формулу:

$$V_n = 0,785 d_{\text{вн}}^2 L_c, \quad (4.13)$$

$$V_n = 0,785 * 0,076^2 * 2628 = 11,92 \text{ м}^3.$$

Так же найдём объём жидкости, необходимой для гидроразрыва:

$$V_{\text{ж}} = \frac{M_{\text{п}}}{C_{\text{п}}}, \quad (4.14)$$

где $M_{\text{п}}$ – масса пропантанта, кг.

$$V_{\text{ж}} = \frac{6000}{300} = 20 \text{ м}^3.$$

С помощью полученных расчётов находим время работы для одного насосного агрегата по следующей формуле:

$$t = \frac{V_{\text{ж}} + V_n}{Q_p}, \quad (4.15)$$

$$t = \frac{20 + 11,92}{0,035} = 912 \text{ с}$$

Таким образом время работы одного агрегата составит 912с или 15,2мин.

Далее рассчитаем параметры трещины. Мы определили, что образуется вертикальная трещина. Найдём её длину и раскрытость.

Длина вертикальной трещины можно определить по формуле:

$$l = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} * E}{5,6 * (1 - \nu^2) * h * (P_{\text{забр}} - P_{\text{гг}})}, \quad (4.16)$$

$$l = \sqrt{\frac{20 * 10^4}{5,6 * (1 - 0,25^2) * 12,2 * (22,17 - 21,48)}} = 67,3 \text{ м.}$$

Раскрытость трещины рассчитывается по формуле:

$$\omega = \frac{4 * (1 - \nu^2) * (P_{\text{забр}} - P_{\text{гг}}) * l}{E}, \quad (4.17)$$

$$\omega = \frac{4 * (1 - 0,25^2) * (22,17 - 21,48) * 67,3}{1 * 10^4} = 0,0174 \text{ м.}$$

Таким образом при проведении ГРП с заданными параметрам на данной скважине образуется вертикальная трещина длиной 67,3м и шириной 1,74 см.

Рассчитаем ожидаемый эффект от данного ГРП. Для этого используем приближенную формулу Кривоносова и Чарного:

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg(\frac{R_k}{r_c})}{\lg(\frac{4R_k}{l})}, \quad (4.18)$$

где, Q_1 и Q_2 – дебит скважины до и после ГРП, т/сут; r_c – радиус скважины, м; R_k – радиус контура питания, м ($R_k = 250\text{м}$).

$$n = \frac{\lg(\frac{250}{0,038})}{\lg(\frac{4 * 250}{67,3})} = 3,25.$$

В результате проведения гидроразрыва пласта на данной скважине с заданными параметрами предполагается увеличить дебит в 3,25 раз. Фактическая эффективность может быть немного ниже, поскольку при движении жидкости по трещинам, заполненным проппантом, могут наблюдаться потери напора, которые не учитываются формулой.

На практике после проведения ГРП на данной скважине дебит увеличился в 3,5 раза. Поскольку предполагаемое увеличение дебита на скважине и реальное практически одинаковы, можно говорить о том, что расчеты выполнены достаточно точно.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Кунгурцеву Артему Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы расходов на закупку оборудования, нормы расхода инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль – 20 %; Ставка дисконтирования – 13%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности применения технологии ГРП; Выполнение SWOT-анализа.
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; Определение затрат на проведение технологии.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности технологии ГРП.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4.03.2020
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Кунгурцев Артем Викторович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе проведено экономическое обоснование проведения такого метода увеличения нефтеотдачи, как гидроразрыв пласта. А также приведена оценка потенциала данной технологии с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В качестве экономического обоснования приведён расчёт основных экономических показателей, таких как: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс рентабельности (ИР) и окупаемость мероприятия.

В качестве оценки актуальности и потенциала данного метода был произведён SWOT-анализ [15].

5.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ предлагаемого метода и применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 5.1 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны: С1. Технология ГРП позволяет вернуть в эксплуатацию не рентабельные скважины; С2. Большая вероятность успешности мероприятия; С3. Высокий прирост дополнительной добычи</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Большие изначальные вложения; Сл2. Индивидуальность применения к условиям определенного объекта; Сл3. Негативное влияние на окружающую среду</p>
<p>Возможности: В1. Дополнительный спрос на данный метод; В2. Совершенствование и увеличение данного метода; В3. Укрепление положения на рынке</p>	<p>1. Увеличение эффективного радиуса скважины; 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии и возможности применения с другими методами увеличения нефтеотдачи; 3. Улучшение качества оборудования</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц; 2. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов; 3. Контроль за процессом проведения ГРП путем регулирования основных параметров пласта или проведением мероприятий, направленных на выделение необходимого интервала</p>

Продолжение таблицы 5.1

<p>Угрозы: У1. Появление новых требований к проведению работ; У2. Развитие других методов увеличения нефтеотдачи; У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования</p>	<p>1. Постоянное отслеживание изменений предъявляемых требований; 2. Увеличение конечной нефтеотдачи; 3. В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию метода</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров. 2. Копирование методов конкурентами 3. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации</p>
--	--	--

Проанализировав полученную информацию можно с уверенностью говорить о том, что проведение ГРП является эффективным и имеющим спрос методом, несмотря на некоторые недостатки. Данная технология не находится в стагнации и имеет перспективы для совершенствования, включающие улучшение качества оборудования и применение с другими методами увеличения нефтеотдачи. Негативные стороны данного метода можно снизить за счёт улучшенного контроля технологического процесса и повышения квалификации рабочих кадров. Данная технология является конкурентоспособной, и для того, чтобы не терять актуальности необходимо проводить постоянное совершенствование, как в технологическом плане, так и в экономическом.

5.2 Расчет экономической эффективности проведения ГРП

Для расчёта экономической эффективности данного метода были взяты исходные данные, представленные в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Данные
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного ГРП	тыс.руб.	1437,8
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после	т/сут	12,1
4	Кол-во мероприятий	ед	27

Продолжение таблицы 5.2

5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,8
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,94
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2531,4
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	58,1
10	Ставка дисконта	%	13
11	Цена одной тонны нефти	руб	29607,3
12	Среднесписочная численность ППП	чел	4524,7
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	6944,5
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	10524,9

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (5.1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 12,1 * 365 * 0,94 * 27 = 112090,77 \text{ т/год} = 112,09 \text{ тыс. т}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q * Ц_n}{Ч_{ППП}}, \quad (5.2)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб.

$$Ц_n = 29607,3 \text{ руб. [16].}$$

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\Delta ПТ = 112090,77 * \frac{29607,3}{4524,7} = 733464,109 \frac{\text{руб}}{\text{чел}};$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{\Phi_{опф}}, \quad (5.3)$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{опф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = 112090,77 * \frac{29607,3}{6944500000} = 0,478 \text{ млн. руб/т}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (5.4)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{пост}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{пост} = Q * C * \frac{100 - D_{у/пер}}{100} \quad (5.5)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{пост} = 10524,9 * 2531,4 * \frac{100 - 58,1}{100} = 11163304,65 \text{ руб};$$

$$\Delta C = 11163304,65 * \left(\frac{1}{10524,9} - \frac{1}{10524,9 + 112,09} \right) = 11,177 \text{ руб/т}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta П_{рп} = \Delta Q_p \cdot (Ц_n - (C - \Delta C)), \quad (5.6)$$

где $\Delta П_{рп}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = 112090,77 * (29607,3 - (2531,4 - 11,177)) = 3036211319,76 \text{ руб.};$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\text{рп}} - N_{\text{пр}}, \quad (5.7)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

$$N_{\text{пр}} = 20 \% [17].$$

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = 3036211319,76 * 0,8 = 2428969055,81 \text{ руб} = 2428969,056 \text{ тыс.руб}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 21,67 тыс.руб.

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 * K_{\text{п}}) = 12,1 - (12,1 * 0,8) = 2,42 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 * K_{\text{п}}) = 2,42 - (2,42 * 0,8) = 0,484 \text{ т/сут}$$

$$\Delta Q_2 = 2,42 * 365 * 0,94 * 27 = 22418,154 \text{ т/год};$$

$$\Delta Q_3 = 0,484 * 365 * 0,94 * 27 = 4483,631 \text{ т/год};$$

Прирост выручки от реализации за t -й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (5.8)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн;

$C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 112090,77 * 29607,3 = 3318705054,621 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 22418,154 * 29607,3 = 663741010,924 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 4483,631 * 29607,3 = 132748202,185 \text{ руб.};$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{грп}}, \quad (5.9)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t -м году, руб.;

$Z_{\text{грп}}$ – затраты на проведение ГРП, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (5.10)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 112090,77 \cdot 2531,4 \cdot 58,1/100 = 164856760,178 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 22418,154 \cdot 2531,4 \cdot 58,1/100 = 32971352,036 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 4483,631 \cdot 2531,4 \cdot 58,1/100 = 6594270,407 \text{ руб.};$$

Затраты на проведение ГРП определим по формуле:

$$Z_{\text{грп}} = C_{\text{им}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (5.11)$$

где $C_{\text{им}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{грп}} = 1437800 \cdot 27 = 388206000 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год, составят:

$$\Delta Z_1 = 164856760,178 + 388206000 = 203677360,178 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = 32971352,036 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = 6594270,407 \text{ руб.};$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta V_t - \Delta Z_t, \quad (5.12)$$

где ΔV_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 3318705054,621 - 203677360,178 = 3115027694,443 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = 663741010,924 - 32971352,036 = 630769658,889 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 3} = 132748202,185 - 6594270,407 = 126153931,778 \text{ руб.};$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (5.13)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

$$\Delta N_{\text{пр } 1} = 3115027694,443 \cdot 0,2 = 623005538,889 \text{ руб};$$

$$\Delta N_{\text{пр } 2} = 630769658,889 \cdot 0,2 = 126153931,778 \text{ руб};$$

$$\Delta N_{\text{пр } 3} = 126153931,778 \cdot 0,2 = 25230786,356 \text{ руб};$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta \text{ДП}_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta \text{ДП}_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - N_t = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} - N_t. \quad (5.14)$$

$$\Delta \text{ДП}_1 = 3115027694,443 - 623005538,889 = 2492022156 \text{ руб};$$

$$\Delta \text{ДП}_2 = 630769658,889 - 126153931,778 = 504615727,111 \text{ руб};$$

$$\Delta \text{ДП}_3 = 126153931,778 - 25230786,356 = 100923145,422 \text{ руб};$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t, \quad (5.15)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta \text{ДП}_1 = 2492022156 \text{ руб};$$

$$\text{НПДН}_{1-2} = \Delta \text{ДП}_1 + \Delta \text{ДП}_2 = 2996637883 \text{ руб};$$

$$\text{НПДН}_{1-3} = \Delta \text{ДП}_1 + \Delta \text{ДП}_2 + \Delta \text{ДП}_3 = 3097561028 \text{ руб};$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \Delta \text{ДП}_t / (1 + i)^t, \quad (5.16)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 2205329341 \text{ руб};$$

$$\text{ДПДН}_2 = 395188133,065 \text{ руб};$$

$$\text{ДПДН}_3 = 69944802,312 \text{ руб};$$

Чистый дисконтированный доход – по формуле:

$$\text{ЧДД}_t = \sum \text{ДПДН}_t, \quad (5.16)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 2205329341 \text{ руб};$$

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 2600517474 \text{ руб};$$

$$\text{ЧДД}_{\text{общ}} = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 2670462277 \text{ руб}.$$

Общий чистый дисконтированный доход за три года при проведении ГРП составил 2670,462277 млн. руб.

На графике (рис. 5.1) показано накопление чистого дисконтированного дохода за период проведения ГРП.

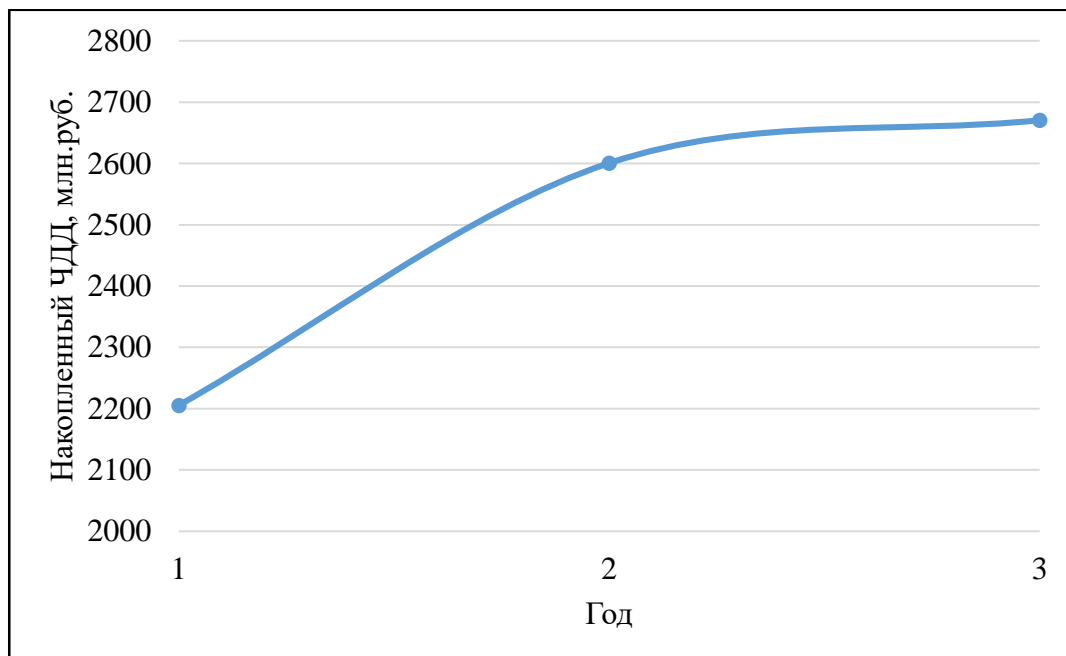


Рисунок 5.1 – Накопленный чистый дисконтированный доход

Результаты расчётов показателей экономической эффективности проведения ГРП представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Показатели экономической эффективности проведения ГРП

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	-	-	-
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	112,09	22,418	4,483
Прирост выручки от реализации, руб.	3318705054,621	663741010,924	132748202,185
Прирост прибыли, руб.	3115027694,443	630769658,889	126153931,778
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	623005538,889	126153931,778	25230786,356
Денежный поток, руб.	2492022156	504615727,111	100923145,422
Накопленный поток денежной наличности, руб.	2492022156	2996637883	3097561028
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	2205329341	395188133,065	69944802,312

Продолжение таблицы 5.3

Чистый дисконтированный доход, руб.	2205329341	2600517474	2670462277
---	------------	------------	------------

Также необходимо рассчитать индекс рентабельности (ИР) проекта по следующей формуле:

$$\text{ИР} = \frac{\text{ЧДД}_{\text{общ}}}{\text{З}_{\text{грп}}} \quad (5.17)$$

$$\text{ИР} = \frac{2670462277}{388206000} = 68,7$$

Исходя из полученного значения можно говорить о том, что проведение ГРП в данном случае может считаться рентабельным, так как значение индекса рентабельности больше единицы.

Это также свидетельствует и о том, что проведение данного мероприятия быстро выйдет на самоокупаемость.

5.3 Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи, поскольку данная технология имеет множество вариаций и постоянно совершенствуется, как в экономическом, так и в технологическом плане.

В данной главе была приведена оценка потенциала данной технологии с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Произведён SWOT-анализ, а также приведено экономическое обоснование использования данного метода, с помощью расчёта основных экономических показателей. Исходя из произведённых расчётов можно сделать вывод, что применение технологии ГРП является экономически выгодным. О чём говорят нам значения чистого дисконтированного дохода и индекса рентабельности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Кунгурцеву Артему Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ методов увеличения нефтеотдачи на терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования: Методы увеличения нефтеотдачи на месторождении Западной Сибири</p> <p>Область применения: Нефтедобывающая отрасль</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> • специальные правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p> <p>Трудовой кодекс РФ;</p> <p>СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений.</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Повышенный уровень шума; •Повышенный уровень вибрации; •Недостаточный уровень освещенности; •Отклонение показателей климата на открытом воздухе; •Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание

	<p>которой может произойти через тело человека;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Взрывоопасность и пожароопасность • Движущиеся машины и механизмы
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: Выбросы и выделения вредных веществ. Гидросфера: Попадание нефти, ПАВ и отработанных растворов в водоёмы. Литосфера: Розливы нефти, попадание химических веществ в почву.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: Пожары и взрывы, разливы нефтепродуктов и химических веществ, аварии и повреждения оборудования. Наиболее типичная ЧС: Розливы нефтепродуктов и химических веществ.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	5.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Кунгурцев Артем Викторович		

6 Социальная ответственность

Работы, проводимые на нефтегазовых месторождениях, отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Во избежание несчастных случаев на производстве необходимо придерживаться единой системе. Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Объектом исследования данной работы являются методы увеличения нефтеотдачи пластов на месторождении Западной Сибири.

В проведении данных мероприятий на месторождениях непосредственно участвуют операторы по добычи нефти и газа (ДНГ). Именно их рабочее место будет рассмотрено в данной главе. Условия труда операторов ДНГ характеризуются воздействием комплекса вредных и опасных производственных факторов, включающих производственный шум, воздействие токсичных веществ, тяжесть труда и напряженность трудового процесса.

Так же, в данной главе рассмотрено влияние применения методов увеличения нефтеотдачи на экологическую обстановку и возможные чрезвычайные ситуации.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Режим работы оператора по добыче нефти и газа определяется правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также графиками сменности. Работа при вахтовом методе ведется в различных сменных режимах (8 часов работы чередуются через 8 часов отдыха или 12 часов работы чередуются через 12 часов отдыха в течение 12 – 30 и более дней). Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения

на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках [18]. Статьей 302 Трудового кодекса РФ гарантируется работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы взамен суточных. Поощрения и прибавки к выплатам прописаны в условиях коллективного договора эксплуатирующей организации.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, оборудование должно находиться в исправном состоянии. Оператор должен иметь при себе газоанализатор, для определения степени загазованности закрытых помещений.

6.2 Производственная безопасность

В процессе проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи и обслуживанию скважин оператор ДНГ может быть подвержен следующим основным вредным и опасным факторам, приведённым в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Опасные и вредные производственные факторы, возникающие при эксплуатации скважин

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Вид работ	Нормативные документы
------------------------------	-----------	-----------------------

Продолжение таблицы 6.1

Повышенный уровень шума	Обслуживание скважин на кустовой площадке	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [19]. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ Шум. Общие требования безопасности [20]. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [21]. ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [22]. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [23]. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [24]. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [25]. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [26]. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [27].
Повышенный уровень вибрации		
Недостаточный уровень освещенности		
Отклонение показателей климата на открытом воздухе		
Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны		
Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека		
Взрывоопасность и пожароопасность		
Движущиеся машины и механизмы		

6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации скважины, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

6.3.1 Повышенный уровень шума и вибрации

Работа операторов ДНГ, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Шум является одним из наиболее распространенных неблагоприятных факторов условий труда на

производстве. Под влиянием интенсивного шума нарушаются функции не только слухового анализатора, но и центральной нервной, сердечно-сосудистой и других физиологических систем. Работа в условиях интенсивного шума приводит к снижению производительности труда, росту брака и увеличению вероятности получения производственных травм. Предельно допустимые уровни шума и вибрации должны соответствовать санитарным нормам на рабочих местах, согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [20]. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

6.3.2 Недостаточный уровень освещённости

Рабочие места, объекты, подходы к ним должны быть освещены в темное время суток. В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение. Недостаточная освещенность рабочей зоны неблагоприятно влияет на зрение. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2016) [21].

6.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работника. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми

нормами и соответствуют времени года. Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

6.3.4 Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе обслуживания скважин, технологического оборудования, а также при проведении газоопасных работ не исключена вероятность выделения в рабочую зону вредных и опасных веществ (газа, паров нефти), способных оказать негативное воздействие (заболевание, отравление) на организм человека. Нефть и ее пары относятся к четвертому классу опасности и ПДК в рабочей зоне составляет 300 мг/м^3 [22].

Попадание вредных веществ может происходить через кожу, а также через дыхательные пути. Попадание вредных веществ на кожу может вызвать сыпь, раздражение, эпидермис кожных покровов. Вдыхание паров нефти вызывает удушье и смерть. Для снижения воздействия этого негативного фактора рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты. Для защиты кожных покровов рекомендуется применять спецодежду и спецобувь, а для защиты органов дыхания противогазы (шланговые и изолирующие).

6.3.5 Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [23].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12 – 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки [24].

6.3.6 Пожароопасность и взрывоопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно СП 231.1311500.2015 [25], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

6.3.7 Движущиеся машины и механизмы

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной

эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К их числу относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [26] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [27].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

6.4 Экологическая безопасность

При выполнении проектных работ или эксплуатации оборудования действующим природоохранным законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды. Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии Федерального закона «Об охране окружающей среды».

Проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи, а также эксплуатация и обслуживание объектов месторождения, оказывает воздействие на все компоненты окружающей среды. В первую очередь это касается почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходит в основном вследствие:

- испарения нефти из резервуаров;
- потеря нефтяного газа через неплотности технологического оборудования;
- сжигания нефтяного газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей и в котлоагрегатах;
- вентиляции производственных помещений;
- работы двигателей внутреннего сгорания;
- хранения сыпучих веществ.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти.
2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.

3. Защита оборудования от коррозии.
4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.
5. Сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или факел аварийного сжигания газа.
6. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.
7. Утилизация попутного нефтяного газа.
8. Оснащение нефтяных резервуаров газоуравнительной системой и газосигнализаторами [28].

Основными загрязнителями водной среды при эксплуатации скважин является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Для предотвращения загрязнения гидросферы производятся следующие мероприятия:

1. расположение кустовых площадок нормируется на специальном расстоянии от водоемов и водотоков с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;
2. приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах;
3. полное исключение сброса производственных и хозяйственно-бытовых стоков в водные объекты;
4. необходимо соблюдать правила хранения загрязняющих веществ;
5. в случае пролива углеводородного сырья в водоемы принимаются меры по ликвидации пролива с использованием физико-химических, механических, биологических и термических методов.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и

другой спецтехникой, применяемой при проведении мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Для предупреждения загрязнения литосферы проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;

2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;

3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

4. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Во время проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи и эксплуатации скважин возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 6.2. Таблица 6.2 – Возможные чрезвычайные ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
----------------------------------	---------------------------------	--	----------------------------

Продолжение таблицы 6.2

Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций	Коррозия, некачественный монтаж оборудования, внешние воздействия	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования	Аварийная остановка агрегата, устранение повреждений
Разливы нефти и нефтепродуктов	Высокий уровень износа производственных фондов, человеческий фактор, сильные землетрясения	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, компетентность персонала	Устранение источника разлива, использование бондовых заграждений, дамб
Взрывы, пожары	Утечки вследствие высокого уровня износа производственных фондов, человеческий фактор, природный фактор	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, запрет пожароопасных работ, прогноз погоды, оповещение персонала	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения

Одной из наиболее частых ЧС является разлив нефти и нефтепродуктов. В этом случае время локализации разлива нефти не должно превышать 4 часов при разливе в акватории и 6 часов при разливе на почве с момента поступления информации о разливе. Работы по локализации заключаются в остановке технологического процесса, создание контурного заграждения, отсечение поврежденного участка от технологической схемы. Работы по ликвидации в свою очередь включают откачку нефтепродуктов насосами и вакуумными машинами, сбор нефтепродуктов с помощью сорбентов, при необходимости сбор нефтезагрязненного грунта. Наблюдение и контроль за загрязненным объектом проводится оперативной группой [29].

6.6 Вывод по разделу социальная ответственность

Проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи, а также обслуживание скважин может нанести вред, как обслуживающему персоналу, так и окружающей среде. Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а

соблюдение правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

Заключение

В настоящее время практически все крупные нефтяные месторождения в Западно-Сибирском регионе находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются падающей добычей и высокой долей трудноизвлекаемых запасов. Причиной этому является, как продолжительная эксплуатация данных месторождений, так и особенности их строения. В результате этого возникает необходимость в применении различных методов увеличения нефтеотдачи, позволяющих повысить добычу нефти.

В данной работе были рассмотрены основные особенности строения месторождений Западной Сибири, имеющих терригенный тип коллектора. Фильтрационно-емкостные свойства данных коллекторов сильно разнятся в разных направлениях, поскольку для них характерна высокая неоднородность и разобщённость, что затрудняет их разработку.

Также была проанализирована важность применения методов увеличения нефтеотдачи в данном регионе и рассмотрены основные из них, которые применяются на месторождениях. Были изучены методы, которые активно изучаются в данное время и в скорой перспективе могут стать наиболее эффективными в увеличении нефтеотдачи. К ним можно отнести такой химический метод, как применение мицеллярных растворов.

Проведён анализ эффективности применения такого метода увеличения нефтеотдачи, как гидроразрыв пласта на примере конкретного месторождения с интересующим нас геологическим строением. Так за проведённых 182 операции, на работающих ранее скважинах, общая дополнительная добыча нефти составила 5900,5 тыс. т. По итогу можно сказать о том, что ГРП действительно подходит в качестве метода по увеличению нефтеотдачи для месторождений с терригенным типом коллектора. Но при этом нельзя не сказать о негативном моменте. В ходе высокой интенсивности проведения операций по гидроразрыву пласта система поддержания пластового давления, используемая на рассматриваемом месторождении, не справилась с поддержанием

достаточного уровня пластового давления, что по итогу привело к снижению дебитов скважин на которых был произведён ГРП. Из этого можно сделать вывод о том, что необходимо как можно тщательнее подходить к выбору метода по увеличению нефтеотдачи в каждом отдельном случае. Также, это говорит нам и о том, что необходимо постоянно совершенствовать уже имеющиеся технологии для получения наибольшей эффективности.

Также был приведён теоретический расчёт основных технологических параметров проведения ГРП на скважине с заданными параметрами. По итогам которого рассчитано предполагаемое увеличение дебита на данной скважине.

В ходе выполнения работы была подтверждена экономическая эффективность использования гидроразрыва пласта и изучены требования производственной безопасности при проведении мероприятий по увеличению нефтеотдачи на месторождениях, а также выявлены наиболее опасные угрозы для окружающей среды и экологии.

Список использованных источников

1. Скоробогатов В.А. Юрский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: запасы, ресурсы, будущее / В.А. Скоробогатов, Н.Ю. Юферова, Л.В. Строганов // Материалы научно-практической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». Ч. 1. – Тюмень, 2004. – С. 98–120.
2. Гайворонский И. Н., Леоненко Г. Н., Замахаев В. С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. – Геоинформцентр Геоинформ, 2003.
3. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 697 с.
4. Крянев, Д.Ю., Петраков, А.М., Минаков, И.И., Рогова, Т.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации. // М., Труды вниинефть, 2007.-вып. 136.-С. 6-19.
5. Сургучёв, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучёв. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
6. Методы повышения нефтеотдачи пластов Л.М. Рузин, О.А. Морозюк – Ухта, УГТУ 2014– 15 с.
7. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
8. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов: Учеб. пособие / Н.И.Слюсарев. СПГИ. СПб, 2003. 78 с.
9. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В., Сургучев М.Л., Цыпкина О.Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. М.: Недра, 1983. – 345 с.
10. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты Г.С. Степанова – Москва «Газоил пресс» 2006 – 186 с.
11. Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/Тюмень, 2015 г. – 186 с.

12. Сизова Е.М. Классификация методов ГРП/ Геология – 2017. - №3 3- 5 с.
13. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. - М.: Недра, 1986. – 165 с.
14. Дополнение технологического проекта разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения.
15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Учебно – методическое пособие. – Издательство Томского политехнического университета. - 2014. - 37с.
16. Цена одной тонны нефти [сайт] URL: <https://news.yandex.ru/quotes/1006.html> (Дата обращения: 16.05.2020).
17. Величина налога на прибыль [сайт] URL: <https://www.gazeta-unp.ru/articles/51692-stavki-naloga-na-pribyl-v-2019-godu-tablitsa> (Дата обращения: 16.05.2020).
18. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
21. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
22. ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
23. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
24. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
26. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

28. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.

29. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов Салым Петролеум Девелопмент Н.В.