

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

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Оценка эффективности применения гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения» (Томская область)

УДК 622.243.24:622.276.66(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Сухарева Светлана Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
к.г.-м.н., доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
к.э.н., доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
к.г.-м.н., доцент	Чернова О. С.	к.г.-м.н., доцент		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Сухаревой Светлане Александровне

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1396/с от 01.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	05.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проект разработки Игольско-Талового месторождения; отчеты «XXX»; методические руководства; руководящие документы; специальная литература; периодическая научно-техническая литература; нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Собрать исходные данные о месторождении.2. Провести оценку текущего состояния разработки Игольско-Талового месторождения.3. Проанализировать эффективность применения ГРП на месторождении.4. Рассчитать экономические показатели проекта.5. Провести экономическую оценку проекта.6. Сравнить технико-экономические показатели вариантов разработки.

	7. Сделать выводы о рациональности проведения ГРП на Игольско-Таловом месторождении.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта Игольско – Талового месторождения 2. Структура запасов нефти Игольско-Талового месторождения 3. Зависимость начальной (S_n), остаточной (S_{on}) нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения (K_v) от проницаемости 4. Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП 5. Схема расположения подземного оборудования при проведении ГРП. 6. Диаграммы накопленной добычи нефти за 3 года. 7. Эффект от ГРП на добывающих скважинах Игольско-Талового месторождения. 8. Эффективность основных мероприятий разработки Игольско-Талового месторождения
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Болсуновская Л.М.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Сухарева С.А.		

Задание для раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Сухаревой Светлане Александровне

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистр	Направление подготовки	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведены расчеты эффективности проведения ГРП на месторождении. Сравнительный анализ применения одного из методов повышения интенсификации добычи нефти.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сравниваются показатели до и после проведения гидравлического разрыва пласта с целью выяснения является ли метод экономически эффективным
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операций и от курса цен на нефть.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
К.э.н., доцент	Романюк В.Б.	К.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Сухарева Светлана Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Сухарева Светлана Александровна

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистр	Направление подготовки	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема работы:

«Оценка эффективности применения ГРП на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения» (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования данной работы является применение гидравлического разрыва пласта с целью повышению интенсификации добычи нефти на Игольско-Таловом месторождении</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>7.1. Анализ вредных производственных факторов</p> <p>7.1.1. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны</p> <p>7.1.2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе</p> <p>7.1.3. Повышенный уровень шума и вибрации</p> <p>7.1.4. Недостаточная освещенность рабочей зоны</p> <p>7.1.5 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ</p> <p>7.1.6. Сосуды и аппараты под давлением</p> <p>7.1.7 Движущиеся машины и механизмы</p> <p>7.1.8 Электробезопасность</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу 	<p>7.2. Охрана окружающей среды</p> <p>7.2.1 Защита атмосферы</p> <p>7.2.2 Защита гидросферы</p> <p>7.2.3 Защита литосферы</p>

(отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	<i>7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 7.3.1 Пожарная безопасность</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<i>7.4 Правовые и организационные вопросы</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Сухарева Светлана Александровна		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
16.02.2018	Общие сведения о месторождении	15
25.02.2018	Геолого-физическая характеристика месторождения	15
18.03.2018	Состояния разработки месторождения	15
26.03.2018	Техническая часть	20
20.04.2018	Финансовый менеджмент	20
02.05.2018	Социальная ответственность	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
к.г.-м.н., доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 7 рисунков, 19 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, ГРП, дебит, проппант, технология проведения.

Объектом исследования является Игольско-Таловое нефтяное месторождение.

В данной работе проведен анализ эффективности проведения технологии ГРП на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения, которая должна позволить снизить время, затрачиваемое на проведение данного ГТМ, повысить показатели экономической эффективности.

Данная выпускная квалификационная работа посвящена вопросу гидравлического разрыва пласта, описана одна из ведущих технологий проведения ГРП в России, описаны ее особенности и преимущества, подробно описана методика подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, проведены технологические расчеты гидравлического разрыва пласта, а также анализ экономической эффективности.

Состоит работа из семи частей: геологическая часть, где подробно описывается геологические особенности строения Игольско-Талового месторождения, общей части об истории и технологии проведения гидравлического разрыва пласта в России и за рубежом, специальной, где проведены расчеты технологических параметров при проведении ГРП, экономической части с расчетами экономической эффективности проведения ГРП и социальной ответственности, где описаны вредные факторы, воздействующие на оператора, при проведении ГРП.

Цель работы – анализ эффективности проведения ГРП на Игольско-Таловом месторождении.

Для выполнения дипломной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Определения, обозначения и сокращения

БС – боковой ствол

БТ – бурильные трубы

ВНК – водонефтяной контакт

ВНЗ – водонефтяная зона

ГИС – геофизические исследования скважин

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГС – горизонтальная скважина

ГТМ – геолого–технические мероприятия

ЗБС – зарезка боковых стволов

КИН – коэффициент извлечения нефти

КРС – капитальный ремонт скважины

НПК – низкопроницаемый коллектор

ППД – поддержание пластового давления

Содержание

Введение	14
1. Общие сведения о месторождении	20
2. Геолого-физическая характеристика месторождения	24
2.1 Геологическое строение месторождения	24
2.1.1 История открытия месторождения, изученность полевыми геофизическими методами, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением	24
2.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	25
2.1.3 Тектоническое строение месторождения и окружающих территорий	28
2.1.4 Общие сведения о нефтегазоносности	29
2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия	34
2.2.1 Характеристика водоносных комплексов	34
2.2.2 Режим залежей	34
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	36
2.3.1 Отбор и исследования керна	36
2.3.2 Геофизические исследования скважин и петрофизические зависимости	39
2.3.3 Гидродинамические исследования скважин, фильтрационные и емкостные свойства коллекторов	41
3. Текущее состояние разработки Игольско-Галового месторождения нефтяного месторождения	44
3.1 Анализ результатов исследований скважин и пластов	44
4. Гидравлический разрыв пласта.	47
4.1 Проектирование гидравлического разрыва пласта.	48
4.2 Расчет параметров гидравлического разрыва пласта	53
4.3 Техника для гидравлического разрыва пласта	58

4.4	Применяемые материалы при ГРП	60
4.5	Технология проведения гидравлического разрыва пласта	61
4.6	Заключительные работы	66
5.	Анализ эффективности применения ГРП	68
6.	Финансовый менеджмент	76
6.1	Обоснование показателей экономической эффективности	76
6.2	Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта	77
6.3	Расчет экономических показателей проекта	86
6.4	Экономическая оценка проекта	88
6.5	Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП	89
7.	Социальная ответственность	91
7.1	Анализ вредных производственных факторов	92
7.1.1	Повышенный уровень шума и вибрации	92
7.1.2	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	94
7.1.3	Повышенный уровень шума и вибрации	95
7.1.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны	97
7.1.5	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ	97
7.1.6.	Сосуды и аппараты под давлением	98
7.1.7	Движущиеся машины и механизмы	99
7.1.8	Электробезопасность	100
7.2	Экологическая безопасность	101
7.2.1	Защита атмосферы	101
7.2.2	Защита гидросферы	103
7.2.3	Защита литосферы	104
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
7.3.1	Пожаробезопасность	107
7.4	Правовые и организационные вопросы	108

Заключение	110
Список использованных источников	112

Введение

Гидравлический разрыв пласта - довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший массовое применение в Западной Сибири. Чаще всего гидравлические разрывы пласта дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов. Одним из наиболее серьезных факторов, снижающих успешность проведения, является наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ), особенно в залежах, представленных НПК. В этом случае возникает вопрос, что предпочтительнее – продлить эксплуатацию скважин (без ГРП) с невысоким дебитом нефти или, сделав ГРП, повысить обводненность.

В компании «XXX» внедрение ГРП было организовано с учетом известного негативного опыта на основе принципа выполнения всех работ по реализации ГРП собственными силами с максимальным привлечением передового отечественного и мирового опыта.

В условиях месторождений компании «XXX» ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные залежи.

Эффективность этого метода, в основном, зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Поэтому рассмотрение возможности применения ГРП, как одного из основных методов интенсификации добычи нефти из залежей пластов Игольско-Талового месторождения является необходимым.

Целью магистерской диссертации является анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения. В работе рассмотрен материал на эту тему, а также проведен его анализ.

Задачи магистерской диссертации:

1. Анализ геологического строения и текущего состояния разработки месторождения;

2. Изучение технологии ГРП на горизонтальной скважине;
3. Проведение расчетов технологических параметров ГРП;
4. Оценка экономического эффекта ГРП.

Защищаемые положения:

1. Применение технологии ГРП повышает интенсификацию нефти.
2. Гидравлический разрыв пласта на Игольско-Таловом месторождении имеет значительные перспективы в связи с низкой проницаемостью залежей.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что гидравлический разрыв пласта является наиболее подходящим методом повышения нефтеотдачи на Игольско-Таловом месторождении в связи с низкой проницаемостью коллекторов.

Аннотация

В данной работе проведен анализ эффективности проведения технологии ГРП на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения, которая должна позволить снизить время, затрачиваемое на проведение данного ГТМ, повысить показатели экономической эффективности.

Данная выпускная квалификационная работа посвящена вопросу гидравлического разрыва пласта, описана одна из ведущих технологий проведения ГРП в России, описаны ее особенности и преимущества, подробно описана методика подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, проведены технологические расчеты гидравлического разрыва пласта, а также анализ экономической эффективности.

Состоит работа из семи частей: геологическая часть, где подробно описывается геологические особенности строения Игольско-Талового месторождения, общей части об истории и технологии проведения гидравлического разрыва пласта в России и за рубежом, специальной, где проведены расчеты технологических параметров при проведении ГРП, экономической части с расчетами экономической эффективности проведения ГРП и социальной ответственности, где описаны вредные факторы, воздействующие на оператора, при проведении ГРП.

Первые три части работы посвящены сведениям о месторождении, описывается его географическое и административное положение, физико-географическая характеристика района, далее дается подробное описание геологическому строению месторождения, истории его изученности, нефтеносности района, описанию продуктивных пластов их геолого-физических свойств, а также текущему состоянию разработки месторождения.

Месторождение введено в разработку в 1991 году. Основными особенностями месторождения являются:

- месторождение уникальное по величине запасов;
- залежи приурочены к изолированным песчано-алевролитовым телам сложного литологического строения, возраст продуктивных отложений – нижний мел;
- запасы являются трудноизвлекаемыми с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, поэтому применяются современные техники и технологии разработки месторождения;
- выделен один объект промышленной разработки – (пласты АС10, АС12);
- основная площадь объекта разбурена по равномерной треугольной схеме с расстоянием между скважинами 500 м;
- реализуется однорядная система заводнения.

В четвертой части работы рассматривается метод интенсификации притока – гидравлический разрыв пласта. Дана его характеристика, описана поэтапная технология проведения ГРП на скважинах с применением необходимого технического снаряжения и химических продуктов, применяемых при проведении данного геолого-технологического мероприятия. Более конкретно уделяется внимание применяемой технике, с описанием ее свойств и мощностей, расположения на кустовой площадке при выполнении работ по интенсификации притока, рассматривается, используемая химия, такая как: жидкость разрыва, продавочная жидкость, расклинивающий агент – зернистый материал (проппант). То есть в этой главе говорится об общих принципах проведения ГРП на скважинах с описанием основной техники и химических продуктов.

В пятой части работы приведен анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на основе фактических полученных данных после проведения ГРП на Игольско-Таловом месторождении.

В шестой части работы произведены экономические расчеты ГРП на Игольско-Таловом месторождении. Основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия, является показатель

экономического эффекта. В нем находят отражение частные показатели эффективности: производительность труда, фондоотдача, материалоемкость и энергоемкость производства, показатели технического уровня производства и качества продукции. Показатель экономического эффекта (\mathcal{E}_T) на всех этапах оценки мероприятия определяется как превышение стоимостной оценки результатов (P_T) над стоимостной оценкой совокупных затрат ресурсов (Z_T) за весь срок осуществления мероприятия (T), если выразить формулой, получим: $\mathcal{E}_T = P_T - Z_T$.

Анализ, приведенный в главе 6 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» говорит о том, что проведение ГРП на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения является рентабельным мероприятием. Поэтому есть необходимость применения в дальнейшем данной технологии повышения нефтеотдачи пласта.

В седьмой части работы рассмотрена социальная ответственность предприятия при проведении гидравлического разрыва пласта. Понятие о социальной ответственности предприятия в общем случае включает в себя производство продукции (работ) и оказание услуг надлежащего качества и удовлетворение интересов потребителей. Также понятие социальной ответственности включает в себя соблюдение прав персонала на труд, выполнение требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности и охране окружающей среды, ресурсосбережению, участие в социальных мероприятиях и поддержке инициатив местного сообщества, добросовестное ведение бизнеса.

В данном разделе уделено особое внимание описанию рабочего места персонала, осуществляющего производство работ по гидравлическому разрыву пласта, вредным проявлением факторов производственной среды, оказывающих влияние на персонал и окружающую среду. Рассмотрены пути снижения влияния вредных факторов, как на персонал, так и на окружающую среду.

Таким образом, данная выпускная квалификационная работа включает в себя полное описание проведения гидравлического разрыва пласта на Игольско-Таловом месторождении с необходимыми технологическими расчетами для его реализации и анализом экономической эффективности.

1. Общие сведения о месторождении

В административном отношении Игольско – Таловое месторождение расположено на юго-западе Томской области, в Каргосокском районе (Рисунок 1.1). В двух километрах на северо-запад и север от него расположены соответственно. Карайское и Федюшинское нефтяные месторождения, находящиеся в разведке.

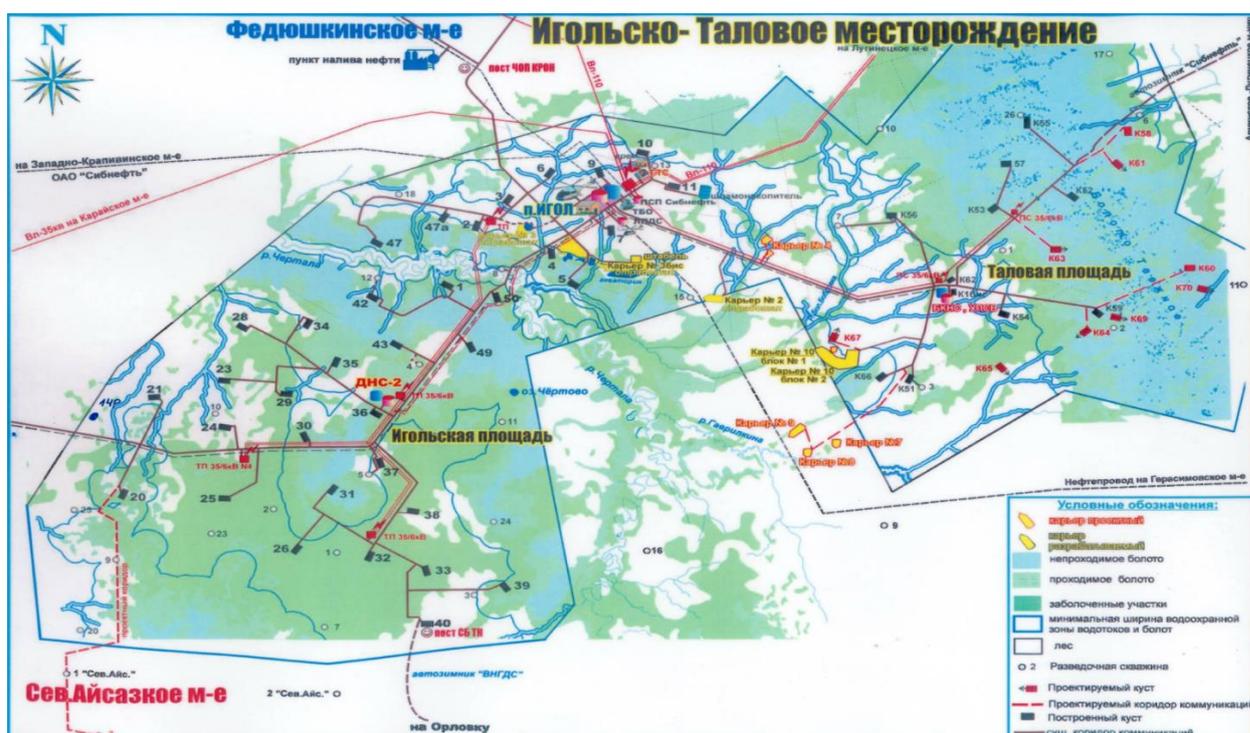


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Игольско – Талового месторождения

В орографическом отношении район представляет собой слабо расчлененную, сильно заболоченную (до 50 % и более) равнину с абсолютными отметками от + 96 до + 135 м. Основной водной артерией является р. Васюган, протекающая в 20 км к востоку от месторождения. Более мелкие левые притоки этой реки – Чертала, Большая и Малая Бобровка непосредственно пересекают месторождение в центральной части, в направлении с юго-востока на северо-запад. Река Васюган судоходная для судов малого тоннажа, в основном в период весеннего половодья. Её притоки несудоходные.

Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав во второй половине октября. Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от – 45 (зимой), до + 30 (летом).

По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм.) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает 1-1,5 м. Промерзание грунта составляет 0,8-1,6 м, болот – около 0,4 м.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Майск, расположенный в 25 км. севернее Игольско-Талового месторождения.

В экономическом отношении район развит слабо, за исключением нефтедобывающей промышленности. Здесь также ведутся пушной промысел и в небольшом объеме лесозаготовки. Месторождение представляется хорошо обустроенным по Игольскому участку. Здесь развита сеть внутрипромысловых дорог, проходит бетонная дорога, соединяющая Игольско-Таловое месторождение с Каймысовской группой разрабатываемых нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Западно – Катильгинское), вахтовый п. Пионерный и г. Стрежевой. Доставка грузов осуществляется автотранспортом с основных и перевалочных баз снабжения, расположенных в г. Стрежевой и на Катильгинском месторождении. Энергоснабжение нефтепромысловых работ осуществляется с ЛЭП-110 Лугинецкого месторождения.

Транспортировка добываемой нефти в магистральный нефтепровод Александровское – Анжеро-Судженск, проводится по нефтепроводу Игольско-Таловое – Герасимовское-Лугинецкое.

На месторождении имеются вахтовый поселок, две вертолётные площадки, ремонтные и транспортные службы, три кустовые насосные станции, центральный пункт сбора и подготовки нефти, водозабор питьевой воды. Для технических нужд эксплуатационного бурения широко используются подземные воды сенманского водяного комплекса.

Обеспечение строительства промысловых дорог, кустовых оснований проводится за счет привозного гравия из Томска и использования местных песков, добываемых из пойменно-террасовых отложений р. Чертала [1].

Игольско-Таловое месторождение открыто в 1977 г. Новосибирским ТГУ. Первый промышленный приток нефти получен из разведочной скважины №2 Игольской площади, затем в 1978 г. из скважины №1 Таловой площади. Залежь представлялась на этих площадях единой.

До 1946 г. о геологическом строении района исследования имелись лишь сведения, касавшиеся в основном литологии четвертичных отложений (неогеновых).

В 1956-1957 гг. Новосибирской структурно-поисковой экспедицией выполнен маршрутный профиль колонковых скважин вдоль реки Васюган, по которым отмечено общее погружение пластов в юго-западном направлении.

С 1960 г. Западная нефтегазоразведочная экспедиция разворачивает планомерные сейсморазведочные работы на Игольско-Таловой площади с задачей выявления и детализации локальных поднятий для ввода их в поисковое бурение на нефть и газ.

Большое значение для изучения геологии и направление дальнейших работ имело бурение в Новом Васюгане опорной скважины (в период 1956–1961 гг.), достигшей глубины 3004,5 м. Результаты опорного бурения дали ценные сведения по стратиграфии, литологии и нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений.

С 1961 г. на территории Васюгана началось планомерное глубокое бурение на нефть и газ. Так в 1960-1961 гг. работами сейсмопартии 43/60-61 была выявлена и детализирована Игольская структура третьего порядка, расположенная на одноимённом куполовидном поднятии в юго-западной части Нюрольской впадины.

В 1991 г. началось освоение Игольско-Таловского нефтедобывающего района. Эксплуатационное бурение проводится только на Игольской

площади. Построен нефтепровод Игольско-Таловое Герасимовское. В непосредственной близости к Игольскому нефтяному месторождению разрабатываются Крапивинское месторождение, Западно-Моисеевское, Лёсмуrowsкое и Двуреченское нефтяные месторождения.

В 1978 г. составлена схема опытной эксплуатации, где были оценены добывные возможности и предложена программа исследований. В 1984 г. на основе оперативно оцененных запасов выполнена технологическая схема разработки, Запасы утверждены в ГКЗ СССР в 1985 г. и составили по категории С₁.

Таблица 1.1 Утвержденные запасы в ГКЗ СССР в 1985 г. по С₁

Игольская площадь	геологические 80943 тыс. т.
	извлекаемые 34961 тыс. т.
Таловая площадь	геологические 35133 тыс. т.
	извлекаемые 11418 тыс. т.

С 1990 г. Игольская площадь месторождения является объектом разработки и нефтедобычи компании «XXX» [2].

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Геологическое строение месторождения

2.1.1 История открытия месторождения, изученность полевыми геофизическими методами, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением

Месторождение открыто в 1977 г. В разработку месторождение введено в 1991г. в соответствии с технологической схемой разработки, составленной СибНИИНП в 1985г. на базе утвержденных ГКЗ СССР (1985г.) извлекаемых запасов нефти (категория C_1 – 46,7 млн.тонн). В пределах наиболее продуктивной зоны рекомендовался к внедрению вариант блоковой трехрядной системы с размещением скважин по сетке 550x550 м (50,9 % фонда скважин), на остальной части площади – площадная девятиточечная система по той же сетке. Всего предусматривалось размещение 420 добывающих и 219 нагнетательных скважин основного фонда, 100 скважин резервного фонда и 10 водозаборных. На Таловой залежи выделялся первоочередной участок с размещением 72 скважин. Максимальный уровень добычи нефти – 1,55 млн. т/год планировался на 1994 год.

Результаты эксплуатационного бурения 1991 – 1994 гг., наряду с полученными новыми данными сейсмических исследований, существенно изменили представление о геологическом строении месторождения (заметно сократилась площадь нефтеносности и значения нефтенасыщенных толщин, между Игольской и Таловой залежами определилось наличие прогиба). Оперативно уточненные балансовые запасы нефти оказались на 18,3% ниже первоначальных по Игольской залежи, а извлекаемые снизились на 43% к первоначальным. Указанное обстоятельство предопределило составление нового проектного документа – дополнительной записки к технологической схеме разработки, который составлен институтом «XXX» и утвержден с технологическими показателями (вариант 2) на период 1997 – 1999гг. По Игольской залежи утвержден к внедрению вариант блоковой трехрядной

системы с расстоянием между скважинами 550 метров в зоне 3-4 м толщиной и 1100 м – в зонах с толщинами ниже 3 м. Бурение 434 скважин основного (323 добывающих и 111 нагнетательных) и 45 ед. резервного фонда.

2.1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Геологический разрез Игольско-Талового месторождения складывается (снизу) образованиями фундамента доюрского возраста, несогласно перекрываемыми отложениями осадочного чехла. Расчленение мезокайнозойского разреза проведено по материалам ГИС по общепринятой для юго-востока Западной Сибири стратиграфической схеме, утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 году в г. Тюмени, уточнявшейся и дополнявшейся в последующие годы [3]. При расчленении разреза использованы реперные геолого-геофизические горизонты регионального и зонального уровня. Литологическое описание разреза выполнено по результатам бурения разведочных скважин на Игольско-Таловом и Карайском месторождениях, а также использованы данные по соседним площадям.

Геологический разрез месторождения складывается образованиями фундамента доюрского возраста, несогласно перекрываемыми отложениями осадочного чехла.

- Палеозойская эра.

На Игольско-Таловом месторождении отложения палеозойской группы вскрыты в скважинах №№1Р и 2 Игольской площади и №17Р Таловой. Глубины вскрытия различные – 3207, 3186 и 3335 м.

Литологически вскрытые породы представлены эффузивами, дацит-андезитовыми порфиритами, кварцевыми диоритами интенсивно карбонатизированными, долеритами.

Вскрытая толщина палеозойских отложений составляет 105 м.

- Мезозойская эра. Триасовая система.

Отложения триасовой системы на Игольско-Таловом месторождении выделяются по данным скважин №№1Р, 2 Игольской площади и №№5Р, 17Р Таловой.

По внешним признакам и литолого-фациальному составу отложения триаса не отличаются от вышележащих отложений тюменской свиты, поэтому интервалы их залегания в разрезе скважин можно выделить только условно.

По литологическому составу отложения триаса представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. По разрезу встречаются прослой углей. В скважине №2 Игольской площади определялся комплекс спор и пыльцы, который позволяет вмещающие породы отнести к средне-позднетриасовому возрасту (Ткачева Л.Г.).

- Юрская система. Нижне-среднеюрский отдел. Байос-батский ярус. Тюменская свита

Тюменская свита слагается частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников преимущественно серых и темно серых и углей. Осадки свиты формировались в континентальных условиях.

Толщина отложений тюменской свиты составляет 284-384м.

- Верхнеюрский отдел. Келловей-оксфордский ярус. Васюганская свита.

Отложения свиты залегают трансгрессивно на отложениях тюменской свиты. По литологическим особенностям васюганская свита разделяется на две подсвиты: нижневасюганскую, преимущественно глинистую, и верхневасюганскую, преимущественно песчаную. Формирование отложений свиты происходило в морских, прибрежно-морских условиях, возможно, с перерывами или кратковременными переходами в континентальные условия в верхней ее части.

В кровле свиты почти повсеместно залегают маломощные песчаники барабинской пачки. Песчаники глауконитовые, зеленоватые, обладают повышенной радиоактивностью. Толщина пачки не превышает 3 м.

В составе васюганской свиты выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт Ю₁: пласты Ю₁² и Ю₁^{МУ} являются промышленно нефтеносными в пределах Игольской площади и пласт Ю₁² в пределах Таловой. Толщина свиты изменяется от 69 до 117 м.

- Киммериджский ярус. Георгиевская свита.

Георгиевская свита на месторождении распространена отдельными участками, представлена тёмно-серыми, темными, плотными аргиллитами. Формирование отложений свиты происходило в условиях начала трансгрессии киммериджского моря. Средняя толщина свиты 4-8 м.

- Волжский ярус. Баженовская свита.

В пределах месторождения отложения баженовской свиты залегают на отложениях васюганской либо георгиевской свит и формировалась в условиях максимальной трансгрессии. Отложения свиты представлены темно-бурыми до черных битуминозных аргиллитов плитчатыми, плотными, с остатками детрита. Эти отложения являются хорошим маркирующим горизонтом. Толщина свиты – 26-31 м.

Вышележащие меловые отложения (куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты), палеогеновые и четвертичные отложения представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы.

2.1.3 Тектоническое строение месторождения и окружающих территорий

В тектоническом отношении, согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты» под редакцией К.И. Микуленко (1975 г.) месторождение приурочено к Игольскому куполовидному поднятию, положительной структуре второго порядка, расположенной в южной части Нюрольского прогиба [4].

Структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку размером 55x25-15 км и амплитудой 75 м. Поднятие оконтуривается сейсмоизогипсой по отражающему горизонту Па –2680 м и расчленяется на две локальные складки четвертого порядка – Игольскую и Таловую. Отделенные друг от друга неглубокой седловиной (10–15 м). Наиболее крупной из них является Игольская брахиантиклиналь северо-восточного простирания, размером 25x15 км и амплитудой 65 м (по изогипсе 2680 м). Она состоит из двух куполов: юго-западного – размером 12.8x11.2 км и северо-восточного – размером 7,2x3,3 км. Их амплитуды по изогипсе отражающего горизонта Па –2650 м составляют 35 м. Таловая структура имеет северо-западное простирание, по изогипсе 2680 м разделяется на две складки: северо-западную брахиантиклиналь размером 15x9км с максимальной амплитудой 30 метров и юго-восточную антиклинальную складку субмеридионального простирания размером 8x5 км с амплитудой 15 метров.

Изучение особенностей геологического строения месторождения планомерно велось на протяжении всего периода эксплуатации. Так в период с 1985 по 1993 гг. после проведения сейсморазведочных работ компанией «XXX» было выполнено в объеме более 800 п.км., что позволило увеличить плотность сети наблюдений до 1,8 п. км/км². Эксплуатационное разбуривание месторождения также позволило значительно уточнить структурный план месторождения. Были составлены структурные карты по

отражающему горизонту Па ОАО “Сибнефтегеофизика” (Дроздов А.В., 1990-92 гг., Черняк В.С., 1993 г., 1996 г.). В 1999 г. отделом сейсморазведки института «ХХХ» была построена структурная карта по кровле васюганской свиты Игольской части месторождения, а в 2002 г. уточнены структурные построения Талового участка. С последующим эксплуатационным разбуриванием месторождения (в период с 01.10.2003 года по 01.01.2006 года) появилась новая информация для уточнения простираения продуктивных пластов (графические приложения 1-2). Обобщение накопленного материала позволило использовать вышеуказанные структурные построения при создании трехмерной геологической модели месторождения в настоящей работе.

2.1.4 Общие сведения о нефтегазоносности

Нефтегазоносность Игольско-Талового месторождения связана с регионально нефтеносным горизонтом Ю₁ васюганской свиты (графическое приложение 3). В кровле свиты почти повсеместно залегают песчаники барабинской пачки. Песчаники глауконитовые, зеленоватые, обладают повышенной радиоактивностью. Толщина пачки не превышает 3 м. В составе васюганской свиты выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт Ю₁: Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁^{МУ}, Ю₁², из которых два пласта, Ю₁² и Ю₁^{МУ}, являются промышленно нефтеносными. Эксплуатационное разбуривание Игольской площади позволило значительно уточнить геологическое строение и распространение продуктивных пластов. В период с 01.10.2003 года по 01.01.2006 года было пробурено 35 скважин, незначительно повлиявших на положение контура нефтеносности пласта Ю₁² и видоизменив геометрию распространения пласта Ю₁^{МУ}.

Пласт Ю₁² Игольской площади вскрыт всеми пробуренными скважинами, гипсометрически находится на абсолютных отметках 2598,55–

2707,39 м и имеет повсеместное распространение за исключением скважины №6, где происходит замещение коллектора плотными разностями. В разведочных скважинах дебиты нефти составляют 8,9 м³/сут. (скв. №12), 36,7 м³/сут. (скв. № 5) на 4 мм штуцере. В эксплуатационных скважинах от 4,2 до 46,2 т/сут. на 4 мм штуцере, в то время как после проведения интенсификации притоков (проведение ГРП, заглубление насосов) максимальные дебиты эксплуатационных скважин превышали 200 т/сут. Начальное пластовое давление находилось в пределах 27,6–28,6 МПа.

Общая толщина пласта Ю₁² Игольской площади в нефтяной зоне пласта изменяется в пределах от 0,7 до 12,8 м (среднее значение 4,5 м), при этом эффективная и нефтенасыщенная толщины изменяются от 0,7-10,1 м (среднее значение 3,1 м). В водонефтяной зоне среднее значение общей толщины составляет 3,6 м, при интервале изменения 3,6-7,7 м, а эффективной – 2,8 м. Средневзвешенное значений нефтенасыщенной толщины в зоне распространения водонефтяной части площади равно 2,4 м, при интервале изменения 1,4-4,2 м. В целом по пласту общая толщина пласта составляет 4,5 м, изменяясь в пределах от 0,7 до 12,8 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составляет 3,0 м, изменяясь от 0,7 до 10,1 м. Эффективная толщина пласта Ю₁² Игольской площади в целом по пласту составила 4,1 м, при интервале изменения 0,7-10,1 м. Толщина непроницаемых разделов в среднем составляет 0,9 м, изменяясь в интервале 0,4-4,9 м. Наибольшие нефтенасыщенные толщины (10,1 м) приурочены к юго-восточному крылу (район скважины №1407), минимальные нефтенасыщенные толщины выявлены в районе скважин №№7 и 223 (0,7 и 0,8 м соответственно). Далее по направлению к северу, северо-востоку происходит более равномерное распределение нефтенасыщенных толщин, что свидетельствует о сложной обстановке осадконакопления.

Водонефтяной контакт вскрыт разведочными скважинами №18 и №24 Игольской площади, где получены притоки нефти с водой (нефти 4,0 м³/сут., воды 2,3 м³/сут.) на динамическом уровне 1063 м в скважине №18 и 7,2

м³/сут. нефти и 0,8 м³/сут. воды на 4 мм штуцере в скважине №24. Водонефтяной контакт принят на северо-западном склоне залежи в районе скважины №18 на абсолютной отметке 2682 м, а на юго-восточном борту залежи в районе скважины №24 на абсолютной отметке –2676 м.

Залежь пластовая, сводовая, с литологическим замещением ограниченной площади. Размеры залежи - 25х6 км, высота - 68 м.

Пласт Ю₁² Таловой площади вскрыт всеми скважинами №№1Р, 2Р, 3Р, 4Р, 5Р, 6Р, 7Р, 8Р, 9Р, 10Р, 11Р, 17Р и 26Р (графическое приложение 1). После проведения детализационных сейсмических работ Игольская и Таловая структуры разъединились по сейсмоизогиipse –2680 м. Ранее эта сейсмоизогиipse была оконтуривающей для этих структур.

Результаты бурения скважины №26Р в 1986 году подтвердили структурные построения по залежи Таловой площади. Пласт Ю₁² скважиной вскрыт в интервале 2802,4 -2806,8 м (а.о.-2662,8 -2667,2 м). Опробование пласта проведено в интервале 2801-2809 м (а.о.-2661,4-2669,4 м). При этом получен приток нефти дебитом 55,8 м³/сут. через 8 мм штуцер. Кроме того, из пласта отобран керн, по которому определены коллекторские свойства: пористость 17,2%, проницаемость 46,9%. Эти данные позволили перевести запасы нефти из категории С₂ в категорию С₁. Опробование пласта проведено во всех скважинах. Наиболее продуктивными являются скважины 3Р и 26Р, где дебиты нефти составили 45,8 м³/сут. и 55,8 м³/сут. соответственно на 8 мм штуцере.

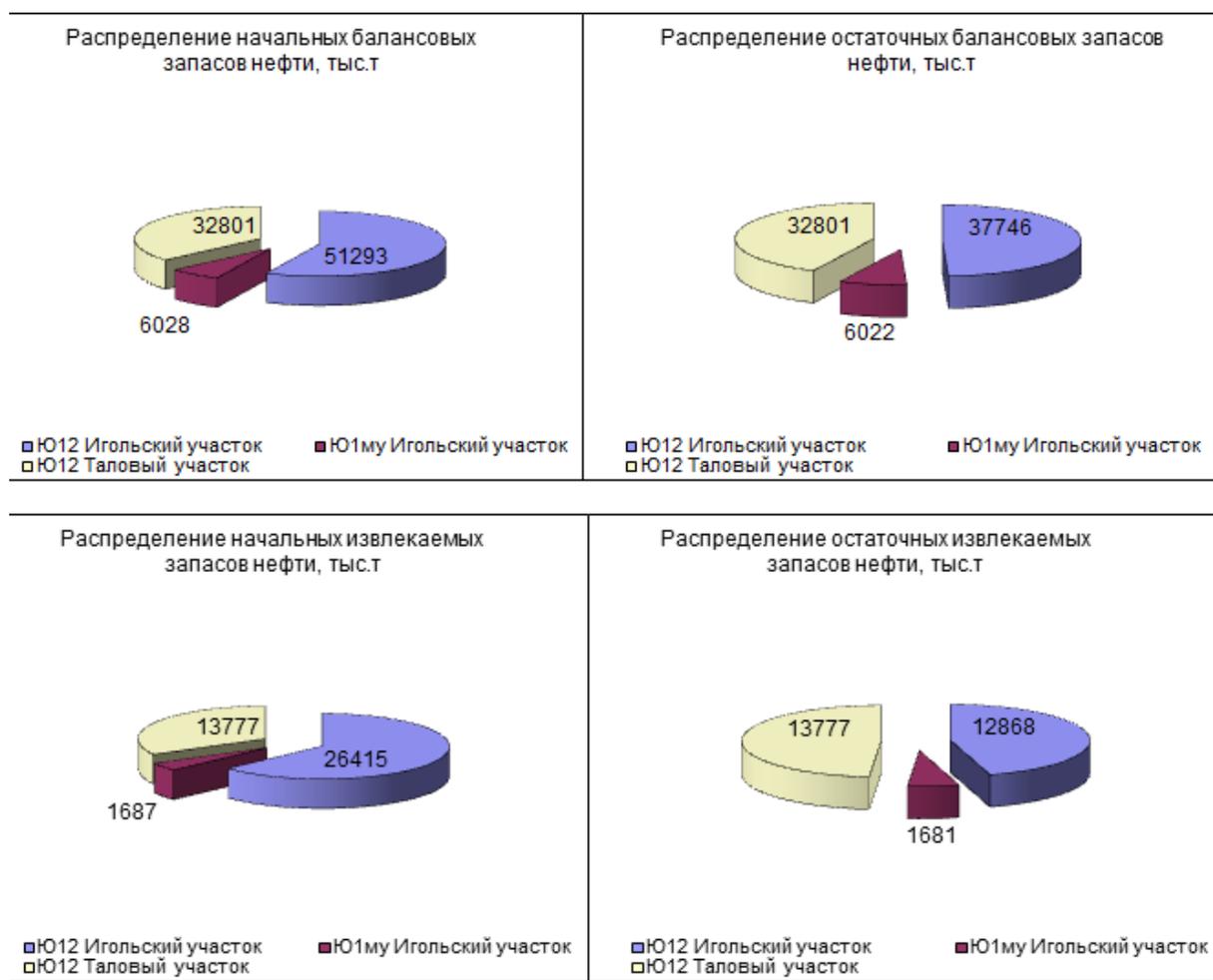


Рисунок 2.1 - Структура запасов нефти Игольско-Талового месторождения

Водонефтяной контакт на Таловой залежи условно принят по кровле водоносной части пласта в скважине №11Р (а.о -2682 м) и по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине №7Р (а.о.-2683 м).

Общая толщина в нефтяной зоне составляет 4,6 м, изменяясь в интервале 3,2-6,8 м, а в целом по пласту составляет 4,0 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составило 3,6 м, при интервале изменения 2,4-5,8 м. Наименьшее значение нефтенасыщенной толщины (2,4 м) в скважине №1Р, расположенной в центре залежи, от которой в северном, южном, восточном и западном направлениях происходит постепенное увеличение нефтенасыщенных толщин до 5,8 м (в скважине №3Р). Эффективная толщина в нефтяной зоне в среднем составляет 3,6 м, а в целом по пласту 3,5 м изменяясь от 1,2 м до 6,4 м. Толщина непроницаемых

разделов в целом по пласту составила в среднем 0,9 м, изменяясь от 0,2 до 1,6 м.

Залежь нефти пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 12х6-11 км, амплитуда 33 м.

Пласт Ю₁^{МУ} был выявлен в процессе эксплуатационного разбуривания. Пласт имеет ограниченное распространение в южной части Игольской структуры. Как коллектор, замещается в северной и южной частях зоны распространения, поэтому залежь имеет сложную руслообразную форму, в целом вытянутую с запада на восток.

Опробование пласта Ю₁^{МУ} было проведено в скважинах №№2, 9, 271. При опробовании разведочных скважин №№2 и 9 (на стадии поисково-разведочного бурения) были получены: приток жидкости (нефть+пл.флюид) – 2,42 м³/сут. (Ндин-1977м) из них 20 % нефти (скв. №2) и приток нефти с водой 0,569 м³/сут. (Ндин.= 1493 м), из них нефти 6,3 % в скважине №9. При испытании в эксплуатационной скважине №271 из интервала 2757,6-2764,6 м (-2624-2631м) получен приток нефти дебитом 8,1 м³/сут. Кроме того, недропользователем были проведены испытания пласта в скв. №№233 и 291, в результате которых получены дебиты жидкости 22 и 5 м³/сут., при обводненности 3 и 97% соответственно [4]. При бурении эксплуатационных скважин основного объекта (пласта Ю₁²), практически повсеместно обнаруживается отсутствие коллектора по пласту Ю₁^{МУ}.

Водонефтяной контакт при испытании не был вскрыт. Поэтому он условно принимался по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №9 на абсолютной отметке –2661 м. По данным интерпретации ГИС в скважине №386 пласт водонасыщен, а кровля вскрыта на отметке –2663 м, что не противоречит условно принятому ВНК.

Общая толщина пласта в нефтяной зоне составляет 6,6 м, а в целом по пласту 5,7 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составляет 2,9 м, изменяясь от 1,4 м до 10,6 м. Эффективная толщина в среднем в нефтяной зоне составляет 2,9 м (изменяясь от 1,4 до 10,6 м) и по

пласту в целом равна 3,5 м при минимальном значении 1,2 м, максимальном 11,5 м. Толщина непроницаемых разделов составляет в среднем: в нефтяной зоне 1,2 м, а по пласту в целом 1,5 м. Максимальные нефтенасыщенные толщины (до 10,6 м) приурочены к скважинам центральной зоны (№№2, 2605, 2103, 1067, 344), т.е. распространены локально, небольшими площадями, уменьшаясь к периферийным областям залежи (до 1,4-2,4 м в скважинах №№253 и 268 соответственно).

По типу залежь пластовая сводовая литологически ограниченная. Размеры залежи составляют 1,9х10,8 км, высота – 44 м.

Средние значения общей, эффективной толщины продуктивных пластов месторождения и толщин непроницаемых разделов рассчитывались как среднеарифметические значения. Нефтенасыщенная толщина нефтяной и водонефтяной зон рассчитывалась как средневзвешенная с учетом площади распространения обозначенных зон.

2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

2.2.1 Характеристика водоносных комплексов

Гидрогеологические исследования подземных вод на Игольско-Таловом месторождении проведены в шести разведочных скважинах.

Исследования состояли в определении статического уровня, дебита водоносного горизонта, в отборе проб, замере пластовых, забойных давлений, температур, газосодержания, минерализации по солемеру и плотности по денсиметру. Отобрано 14 поверхностных и 9 глубинных проб воды.

Район работ находится в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна и Средне-Обского бассейна II порядка согласно районированию, принятому в монографии “Гидрогеология СССР”.

Особенностью района является расположение его в глубинной зоне, в полосе весьма избыточного и избыточного увлажнения, что определяет основные черты формирования ресурсов и химического состава подземных вод.

Гидрогеологический разрез района расчленяется на 5 водоносных комплексов:

1. Палеоген-четвертичный
2. Верхнемеловой (покурская свита)
3. Нижнемеловой (алымская, киялинская, тарская и куломзинская свиты)
4. Юрский (васюганская и тюменская свиты)
5. Доюрский

Поскольку к верхней части юрского комплекса приурочена нефтяная залежь, по ней имеются наиболее полные сведения.

Воды юрского комплекса имеют более высокую гидрогеологическую закрытость недр по сравнению с вышележащими комплексами.

Меньшая водообильность пород связана с ухудшением коллекторских свойств и невыдержанностью песчаных пластов, особенно в тюменской свите.

Эффективная водонасыщенная толщина пласта Ю₁² изменяется от 3,8 м до 7,8 м. Максимальный приток воды был получен из скважины 15 – 45,9 м³/сут. на динамическом уровне 658 м. Коэффициент продуктивности изменяется в пределах 0,39 – 4,8 м³/сут·МПа. Статический уровень по данным испытания устанавливается на отметках +70 – +120 м.

Воды газонасыщенные, газосодержание колеблется в пределах 1,1 – 2,8 м³/т. По составу воды хлоридно-кальциевые, с минерализацией 30 г/л.

2.2.2 Режим залежей

Водоносный горизонт, к которому приурочены залежи нефти Игольско-Талового месторождения, представляет собой закрытый естественный резервуар, не имеющей самостоятельной области питания и находящийся в зоне затрудненного водообмена. О застойности вод свидетельствует и химический состав вод. Анализ результатов опробования в законтурной зоне показывает, в основном, низкую водообильность пласта Ю₁². Фильтрационные свойства отложений низкие, причем в законтурной зоне ниже, чем в нефтенасыщенной.

Геологические и гидрогеологические факторы позволяют предполагать неактивный упруго-водонапорный режим, по мере падения пластового давления – режим растворенного газа.

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

2.3.1. Отбор и исследования керна

С целью изучения литолого-петрографических характеристик разреза, коллекторских свойств продуктивных пластов, бурение поисково-разведочных скважин проводилось с отбором керна.

За период с 1985 года по 1999 год керн отобран в 26 эксплуатационных скважинах.

В целом на дату пересчета запасов на Игольском участке пробурено 45 скважин с отбором керна, нефтенасыщенная часть охарактеризована керном по 37 скважинам.

Освещенность общей толщины пласта Ю₁² составила 61,2%, эффективной нефтенасыщенной – 59,7%.

Сопоставление результатов двух этапов работ показывает, что по продуктивному пласту объем керн достаточен для определения фильтрационно-емкостных свойств.

Экспериментальные работы по определению коэффициента вытеснения нефти рабочим агентом из керн, отобранного в скважинах Игольско-Талового месторождения выполнялись в лаборатории ЮУО ВНИГНИ в 1985 году, а в период с 1994 по 2002 гг. в отделе физики пласта компании «XXX».

Исследования проводились по образцам керн пласта Ю₁² из 19-ти скважин Игольской площади (111 определений по образцам) и 5-ти скважин Таловой площади (13 определений).

По пласту Ю₁^{МУ} керновый материал до настоящего времени не сохранен, ранее исследований по определению коэффициента вытеснения нефти рабочим агентом из керн этого пласта не проводилось.

Для пласта Ю₁² Игольской площади исследования проведены по всем образцам, полученным при бурении месторождения и характеризующим залежь в целом. Открытая пористость образцов изменяется в пределах 8,6-26,2 %, начальная нефтенасыщенность колеблется от 0,42 до 0,84 при среднем значении 0,66. По имеющимся данным, остаточная нефтенасыщенность пласта Ю₁² изменяется от 0,7 до 0,39. Кроме того, выборка образцов для определения коэффициента вытеснения нефти была подобрана таким образом, что проницаемость находится в пределах от 4,8 до 138,3 мкм²·10⁻³ изменяется пошагово и представляет практически весь спектр песчаников различной проницаемости.

Изучение характеристик вытеснения пласта Ю₁² Таловой площади проведены менее досконально в результате незначительного количества полученного кернового материала по продуктивным интервалам залежи. Тем не менее, характеристики определены на 13 образцах по 5-ти скважинам (из 11-ти пробуренных на площади).

Обобщение полученных результатов лабораторных определений позволяют сделать вывод о том, что выявить явную зависимость

коэффициента проницаемости (K) с коэффициентами начальной (S_n), остаточной ($S_{o.n}$) нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения (B) нефти водой по имеющейся выборке не удастся. Величина достоверности аппроксимации (R_2) для данных по пласту Ю₁² Игольской площади чуть более 0,2, а коэффициент корреляции исследуемых параметров от проницаемости не превышает 0,47. Из иллюстрируемых зависимостей на рисунке 2.4 для пласта Ю₁² Таловой площади достоверность полученных зависимостей еще более низкая - коэффициент корреляции 0,27 и ниже.

Все вышеперечисленные факторы обусловили принятие среднего значения коэффициента вытеснения нефти водой по пласту Ю₁² для водонефтяной зоны Игольской площади 0,584; чисто нефтяной – 0,561. В целом по пласту Ю₁² коэффициент вытеснения принимается 0,562.

На Таловой площади имеется лишь одно лабораторное определение по образцам из скважины расположенной на границе раздела вода-нефть (скважина 11Т). По единственному определению коэффициент вытеснения в этой зоне составляет 0,629, в то время как по нефтяной зоне пласта среднее значение коэффициента вытеснения 0,586 определено по 12 образцам из 4 скважин. В целом по пласту Ю₁² Таловой площади коэффициент вытеснения принимается равным 0,589.

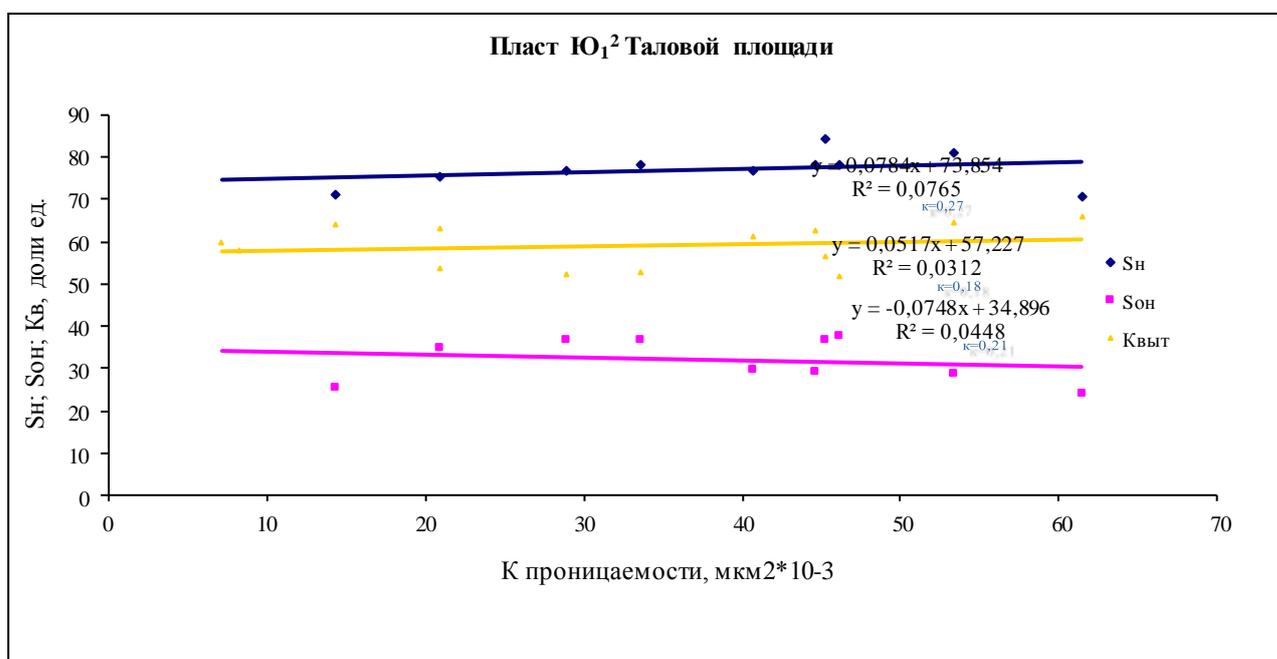
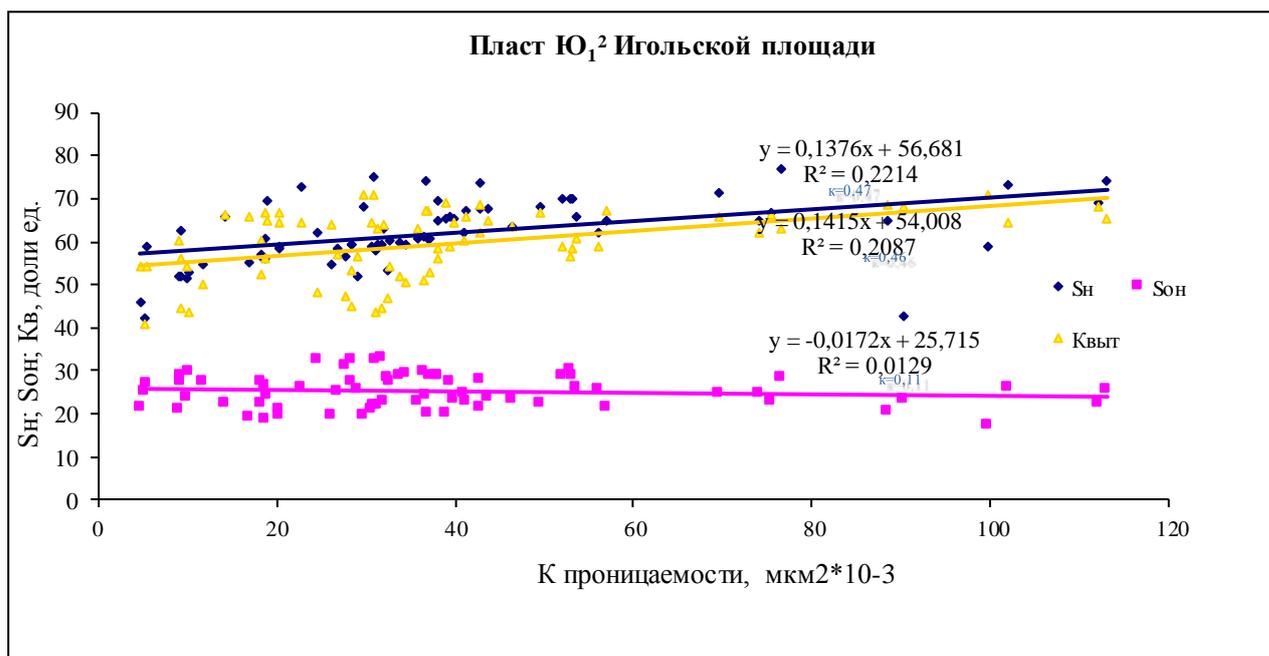


Рисунок 2.2 - Зависимость начальной (S_n), остаточной (S_{on}) нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения (K_v) от проницаемости

2.3.2. Геофизические исследования скважин и петрофизические зависимости

Петрофизические зависимости в интегральном, количественном виде содержат информацию о литологическом составе пород пласта-коллектора.

Они установлены практически на всех месторождениях углеводородов, находящихся на стадии разведки, а тем более разработки. Использование этого огромного массива данных для классификации коллекторов является актуальной задачей.

В отчете 1985 года петрофизическое обеспечение получено по результатам комплексного анализа ГИС, керн и результатов опробования разведочных скважин. В результате этих анализов были получены петрофизические зависимости:

$$P_{\Pi}=f(K_{\Pi}),$$

$$P_{\text{H}}=f(K_{\text{B}});$$

где P_{Π} – относительное сопротивление – параметр пористости

P_{H} – коэффициент увеличения удельного сопротивления – параметр насыщения.

$$\text{Lg}P_{\Pi}=3.088-1.397\text{Lg}K_{\Pi}, (\%) \text{ или } P_{\Pi}=1.968/K_{\Pi}^{1.398}, (\text{д.ед.})$$

$$\text{Lg}P_{\text{H}}=5.380-4.085\text{Lg}K_{\text{BO}}+0.690(\text{Lg}K_{\text{BO}})^2, (\%) \text{ или}$$

$$P_{\text{H}}=0.817/K_{\text{BO}}^{1.8584}, (\text{д.ед.}),$$

где - P_{Π} , P_{H} – параметр пористости и параметр насыщения;

K_{Π} , K_{BO} – открытая пористость и остаточная водонасыщенность.

Оценка коэффициента пористости проводилась по данным акустического каротажа и сопротивлению зоны проникновения ($R_{\text{зп}}$). При определении пористости по акустическому каротажу использовалось уравнение среднего времени, с учетом поправки за глинистость через $\alpha_{\text{пс}}$:

$$K_{\Pi\text{-ак}}=((\Delta T - \Delta T_{\text{ск}})/(\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}})) * 1/(2-\alpha_{\text{пс}}),$$

где ΔT , $\Delta T_{\text{ск}}$, $\Delta T_{\text{ж}}$ – интервальное время пробега волны по породе, скелету и воде соответственно;

$\alpha_{\text{пс}}$ – относительная амплитуда ПС.

Обоснование предела коллектора проводилось следующим образом.

Построена зависимость относительной амплитуды ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$) от удельной продуктивности ($q_{\text{уд}}$). По этой зависимости получили критическое значение предела коллектора по относительной амплитуде ПС $\alpha_{\text{ПС_кр}}=0,47$.

Определение критического значения удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п_кр}}=5,7$ Омм получено по статистическому распределению $\rho_{\text{п}}$ для продуктивных коллекторов и коллекторов, давших воду или нефть с водой.

Критическое значение параметра насыщения определено также по статистическому распределению $P_{\text{н_кр}}=3,2$, что соответствует коэффициенту нефтенасыщенности 53%. Для уточнения критического значения коэффициента нефтенасыщенности построена зависимость удельной продуктивности ($q_{\text{уд}}$) от коэффициента нефтенасыщенности ($K_{\text{н}}$). Полученное значение $K_{\text{н_кр}}$, равное 54%, соответствует условию получения притока безводной нефти.

Значение коэффициента нефтенасыщенности на уровне ВНК получено в скважине 24Р (ВНК=2676м), в интервале пласта 2784,8-2787,0 м при $\rho_{\text{п}}=5,6$ Омм $K_{\text{н}}=42\%$.

В результате лабораторных исследований керна коэффициент остаточного нефтенасыщения получен равным 30%, что не противоречит оценке $K_{\text{но}}$ на большинстве месторождений Западной Сибири.

2.3.3. Гидродинамические исследования скважин, фильтрационные и емкостные свойства коллекторов

Для изучения физико-литологических характеристик продуктивных пластов использовался весь объем литологических исследований и изучения коллекторских свойств, выполненный в лабораториях физики пласта ГПП «XXX» и петрофизики института «XXX».

В процессе работы осуществлялся внутренний и внешний контроль за качеством исследований. Внешний лабораторный контроль выполнен в ЦНИЛ «XXX» .

Определение фильтрационно-емкостных свойств и петрофизические исследования проводились по общепринятым методикам.

Ввиду сложного литолого-фациального состава продуктивных пластов исследования проводились на образцах, представленных как песчаниками, так и были сведены в таблицы.

Коллекторами продуктивного пласта Ю₁² являются песчаники мелко-среднезернистые, иногда переходящие в крупнозернистые алевролиты.

Песчаники выдержаны в целом по площади месторождения и имеют сложную литолого-физическую характеристику как по площади, так и по разрезу. Общая толщина колеблется от 2,0 м до 10, м, эффективная толщина – от 0 м до 7,8 м, нефтенасыщенная – от 0 м до 7,8 м.

Песчаники мелко-среднезернистые, часто алевритистые с псаммитовой структурой, текстура беспорядочная. Для них характерно преобладание мелкопесчаной фракции (от 0,1 до 0,25 мм), содержание которой меняется от 24 до 67,4 %. Содержание средне песчаной фракции (0,5 – 0,25 мм) изменяется от 7 до 75.8 %, крупно песчаной от 1,0 до 7,0 %. Алевритовая фракция (0.01 - -0.05 мм) встречается редко. Содержание крупноалевритовой (0,05 – 0,10) фракции незначительно (1,2 – 4,66 %).

Содержание цемента изменяется от 5,1 до 14 %, в среднем составляет 11%.

Песчаники пласта полевошпатово-кварцевые с содержанием кварца 39 – 59 %, полевых шпатов 22 – 33 %, обломков пород 7 – 19 %, в незначительном количестве присутствуют слюды.

Тип цемента поровый, редко пленочный. Состав цемента каолинит-гидрослюдисто-сидеритовый, каолинит-гидрослюдистый.

На дату пересчета запасов определение коллекторских свойств пласта Ю₁² проведено в 32 скважинах, в том числе по его нефтенасыщенной части – в 26 скважинах.

Всего в интервалах продуктивного пласта Ю₁² из нефтенасыщенной и водонасыщенной частей учтено 463 определения открытой пористости 332 – проницаемости, 142 – остаточной водонасыщенности.

Нефтенасыщенная часть пласта охарактеризована 412 определениями открытой пористости, 290 определениями проницаемости, 142 определениями остаточной водонасыщенности.

Степень изученности коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу удовлетворительная. В среднем на 1 метр нефтенасыщенной толщины пласта Ю₁² приходится 2,5 анализа пористости и 1,8 – проницаемости.

Анализ лабораторных исследований показывает, что в целом по месторождению фильтрационно-емкостные свойства достаточно изучены, удовлетворительно совпадают с данными, определенными по ГИС, что позволяет использовать эти результаты при подсчете запасов Игольско-Талового месторождения.

3 Текущее состояние разработки Игольско-Талового месторождения нефтяного месторождения

3.1. Анализ результатов исследований скважин и пластов

Разработка месторождения ведется согласно следующих утвержденных проектных документов - Технологическая схема (ЦКР 19.06.85 г.) и Дополнительная записка к технологической схеме (ЦКР 24.07.96 г.).

Утвержденный вариант технологической схемы предусматривает размещение половины скважин в продуктивной части Игольской площади по трехрядной системе разработки с сеткой 550 x 550 м, на остальных участках, включая Таловый - площадная девятиточечная. В пределах Игольской площади предполагалось разместить 420 добывающих, 219 нагнетательных, 100 резервных. По Таловому участку выделен первоочередной участок с размещением 72 скважин. Максимальные уровни добычи нефти определялись в объеме 1,55 млн. тонн по Игольской и 0,8 млн. тонн по Таловой площадям, в целом по месторождению 2,2 млн. тонн на период 1997-2000 г. г.

Затем, в соответствии с новым порядком проектирования, установленным Миннефтепромом в 1986 году, составлена дополнительная записка с выделением первоочередного участка освоения Игольской площади восточнее реки Чертала. Согласно схеме был выделен первоочередной участок разбуривания с размещением 35% основного фонда скважин Игольской площади. Максимальные уровни добычи нефти 838 тыс. тонн определены на пятый год освоения месторождения - 1993 год.

Дополнительной запиской к технологической схеме, выполненной в 1996 году предусматривалось бурение по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 550 x 550 м и формирование трехрядной системы заводнения. Данным проектным документом предусматривается производить

разбуривание по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 1100 м в районах уменьшения продуктивной мощности пласта.

Разработка месторождения ведется с 1991 года. Разбуривание восточной части, позволило оценить геологическое строение как более сложное, чем представлялось на момент составления технологической схемы.

На 1.07.1999 г. пробурено и взято на баланс ВНГДУ 368 скважин основного фонда, из них 237 добывающих, 84 нагнетательные, 14 водозаборных скважин. Месторождение находится на первой стадии разработки в стадии растущей добычи нефти. С начала разработки на 1.07.1999 года добыто 4775,2 тыс. тонн нефти.

На дату подсчета действующий фонд скважин составил 203 ед., из которых: 1 фонт, 73 ЭЦН, 129 ШГН. Бездействующий фонд на 1.07.99 г. составил 34 ед.

Средняя обводненность действующих скважин - 3.4%. В таблице 3.1 представлено распределение фонда скважин по обводненности.

Таблица 3.1 – Распределение фонда скважин по обводненности

Год	до 2%	2-20%	21-50%	51-90%	от 91%
1997	105	61	7	5	19
1998	124	70	2	3	3
на 07.99	121	64	9	7	2

Как видно из таблицы, отмечается тенденция к понижению количества скважин, работающих с обводненностью более 90%.

Средний дебит действующих скважин 19,0 т/сут. Добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом. Основная добыча приходится на скважины, оборудованные ЭЦН.

Основное количество скважин, работающих с невысокими дебитами (менее 5 т/сут.) , приходится на скважины , оборудованные ШГН (40 скв.). К

малодебитным относится и единственная фонтанирующая скважина № 251. Её дебит равен 0,1 т/сут.

По мере разбуривания на месторождении формируется предложенная технологической схемой трехрядная система воздействия на пласт. Общий фонд нагнетательных скважин составляет 84 ед. Приемистость нагнетательной скважины 96 м³/сут. при высоких давлениях нагнетания на устье (20МПа), что обусловлено большой глубиной залегания пласта и значительными удлинениями наклонно-направленных скважин.

Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой на 1.07.1999 года составила 113,8 %. Текущее пластовое давление в зоне отбора (26,0 МПа) значительно ниже начального (28,4 МПа).

Одним из недостатков функционирующей системы воздействия на современном этапе разработки представляется отсутствие последней на краевых приконтурных блоках.

В период 1991-1995 г.г. фактический дебит новых скважин, значительно, в среднем на 32,5% (6.2 т/сут.), был ниже проектного, и лишь в 1996 году, достиг проектного уровня, благодаря массовому переводу новых скважин на механизированный способ эксплуатации, в первую очередь на производительные ЭЦН.

4 Гидравлический разрыв пласта

На Игольско-Таловом месторождении операции ГРП проводятся с 1995 г. Этот метод интенсификации добычи нефти традиционно считается одним из наиболее эффективных на месторождении с трудноизвлекаемыми запасами.

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти Игольско-Талового месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам, увеличению доли выработки запасов, улучшению условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора), ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины [4].

Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение ГРП преследует две главные цели:

- повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

В результате ГРП кратно улучшается проницаемость и как следствие, повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидравлического разрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта $0,01-0,05 \text{ мкм}^2$ обычно составляет 40-60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн пропанта.

4.1. Проектирование гидравлического разрыва пласта

Наиболее критичным и важным этапом всего проекта ГРП является подбор кандидатов, то есть скважины для проведения ГРП. Например, при проведении ГРП на скважине с большим запасом в коллекторе и с сильно

поврежденной призабойной зоной, прирост добычи будет более значительный и устойчивый, чем на скважине с истощенным коллектором.

Существуют определенные параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП, то есть минимальный объем данных, требующийся для корректной оценки скважины-кандидата. Ниже представлен перечень необходимых данных и параметров для проведения оценки.

1. Карта месторождения с указанием:

- 1) расположения скважины-кандидата;
- 2) расположения соседних скважин, включая нагнетательные;
- 3) расположения скважин с выполненными ГРП;
- 4) легендой, дающей возможность рассчитать расстояния до соседних скважин.

2. Данные по добыче прошлых лет:

- 1) графики работы скважины по нефти, воде и газу, динамика давления на устье, данные по всем внутрискважинным работам;
- 2) текущий режим эксплуатации;
- 3) сведения по скважинам после ГРП в районе работ, в том числе данные ГИС.

3. Данные (диаграммы) ГИС в открытом стволе:

- 1) ГК, ПС, пористость, сопротивление и/или данные акустического каротажа;
- 2) содержать сведения об интервале как минимум на 50м выше и 50м ниже интересуемой зоны;
- 3) на диаграммах должны быть показаны зоны ПВР (в прошлом, настоящие и планируемые в будущем);
- 4) текущий и планируемый искусственный забой;
- 5) должна быть показана кровля всех зон.

4. Данные по целевому интересуемому и соседним пластам:

- 1) пластовое давление;
- 2) пластовая температура;

- 3) пористость;
- 4) литология;
- 5) местонахождение разломов;
- 6) естественная трещиноватость коллектора.

5. Данные по фильтрационным свойствам пласта, полученные при бурении:

- 1) модуль Юнга;
- 2) данные, свидетельствующие о том, будут ли прилегающие зоны являться барьером на пути развития трещины в высоту, или нет;
- 3) проектные кровля и подошва трещины;
- 4) требуется ли изоляция перфорационных отверстий для обеспечения развития трещины в целевой зоне;
- 5) представляет ли проблему близко расположенный водоносный горизонт.

6. Представляет ли проблему вынос проппанта.

7. АКЦ с данными по 50м выше и ниже целевого интервала.

8. Схемы конструкции скважин с указанием расположения интервалов перфорации, высоты подъема цемента, интервалов посадки и диаметров, цементных мостов-пробок, мест выполнения ловильных работ.

9. Сведения по обсадным и НКТ колоннам:

- 1) диаметры, марки стали, интервалы спуска;
- 2) наличие хвостовика в скважине;
- 3) диаметр планируемой колонны ГРП;
- 4) выдержит ли колонна ГРП преждевременную остановку;
- 5) выдержит ли затруб ожидаемые давления;
- 6) достаточно ли качество цементирования над предполагаемой высотой трещины;
- 7) достаточно ли сцепление цементного камня (качество и количество) чтобы избежать смятия обсадной колонны над пакером;

8) можно ли выполнить исследование с применением тетраборнокислого натрия или импульсный нейтронный каротаж для выявления воды в каналах цементного камня?

10. Данные о перфорации:

- 1) тип перфоратора;
- 2) плотность перфорации (отв. на м);
- 3) диаметр и глубина отверстий (мм);
- 4) фазирование (град);
- 5) отношение диаметра к макс. размеру частиц проппанта (меш).

11. Искривление ствола:

- 1) глубина максимальной кривизны ствола;
- 2) отклонение от вертикали на кровле интервала перфорации.

12. Полные данные по эксплуатации скважины.

13. Наземные сооружения.

14. Поддержка проекта со стороны ППД:

- 1) в состоянии ли нагнетательные скважины обеспечить повышенные объемы нагнетания в связи с возросшим отбором нефти?;
- 2) требуется карта (схема) заводнения.

При выполнении ГРП колонна НКТ подвергается экстремальным нагрузкам:

1. Высокие нагрузки на НКТ и пакер
2. Аномальные давления. При выполнении ГРП давление на устье может превышать 680 атм. Очень важно, чтобы фонтанная арматура была устойчива к высокому давлению.
3. Абразивные составы. Необходимо защитить фонтанную арматуру от чрезмерной эрозии.
4. Высокие нагрузки на обсадную колонну. Обсадная колонна должна выдерживать давления в затрубном пространстве, необходимые для выравнивания давлений ГРП в колонне ГРП.

5. Высокие нагрузки на хвостовик. Хвостовики должны выдерживать высокие забойные давления ГРП.

6. Жидкости – всегда следует проверять жидкости до начала капитального ремонта скважин: качество, плотность, процент содержания соли, кальция и магния в воде, общее содержание взвешенных частиц и рН. В качестве основных жидкостей рекомендуется отфильтрованная до 10 микрон вода с 3% содержанием хлористого калия. «Чистую» нефть необходимо проверить на содержание воды и частиц песка. Для глушения скважин и КРС должна применяться только нефть с содержанием частиц песка < 0.003%. Все емкости для хранения нефти должны быть очищены паром. Для транспортировки разрешается использование только очищенных емкостей. Перед применением все жидкости подлежат обязательной проверке.

7. Посадка пакера. Спуск скребков и пакеров ниже интервала перфорации не допускается и строго запрещен. Обычно пакер устанавливается на расстоянии 35 мм над перфорационными отверстиями. В случае надежного цементирования пакер может устанавливаться на высоте до 50 метров над верхними перфорационными отверстиями. Одно соединение НКТ устанавливается ниже пакера. В ежедневный отчет по КРС должны включаться данные по глубине посадки пакера и весу лифтовой колонны до и после установки. Отклонения от заданных параметров должны также фиксироваться в отчете.

8. Интервал проработки обсадной колонны скребком. Проработка обсадной колонны скребком должна производиться на расстоянии от 40 метров над пакером до 5 метров над перфорационными отверстиями. При отсутствии перфорационных отверстий проработка скребком производится до планируемой нижней перфорации.

9. Размер шаблонов. Рекомендуется использовать максимально возможный размер шаблонов для заданной колонны. Таким образом, шаблон должен иметь диаметр, больше диаметра пакера, и достаточную длину, и наружный диаметр для установки скважинного насоса.

4.2. Расчет параметров гидравлического разрыва пласта

Расчет параметров ГРП происходит для условий образования горизонтальных и вертикальных трещин при закачке жидкости.

После получения исходных параметров по скважине от геологической службы НГДУ, производится расчет закачки параметров инженерной службой организации, которая производит ГРП.

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{гв} = \rho_{п} \cdot g \cdot L, \quad (4.1)$$

где $\rho_{п}$ – плотность пород;

g – ускорение свободного падения;

L – глубина скважины.

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{п} = P_{гв} \cdot \nu / (1 - \nu), \quad (4.2)$$

где $P_{гв}$ - вертикальная составляющая горного давления;

ν – коэффициент Пуассона.

Давление на забое:

$$\frac{P_{заб}}{P_r} = \left(\frac{P_{заб}}{P_r} - 1 \right)^3 = 5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \frac{\mu}{((1 - \nu^2)^2 \cdot P_r)} \cdot \vartheta_{ж}, \quad (4.3)$$

где $P_{заб}$ – давление на забое;

P_r – рабочее давление агрегата;

E – модуль упругости пород;

Q – темп закачки;

μ – динамическая вязкость;

ν – коэффициент Пуассона.

Длина трещины:

$$l = \frac{V_{\text{ж}} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - V^2) \cdot h \cdot (P_{\text{заб}} - P_r)}, \quad (4.3)$$

где $V_{\text{ж}}$ – объем жидкости, которую необходимо закачать в пласт;

V – объем трещины;

h – толщина пласта.

Раскрытость трещины:

$$W = 4 \cdot (1 - V^2) \cdot l \cdot (P_{\text{заб}} - P_r) / E, \quad (4.5)$$

Объемная доля проппанта в смеси:

$$\eta_0 = \frac{\frac{G}{\rho_{\text{пр}}}}{\frac{G}{\rho_{\text{пр}}} + 1}, \quad (4.6)$$

где G – масса проппанта на 1 м^3 жидкости;

$\rho_{\text{пр}}$ – плотность проппанта.

Вязкость жидкости – песконосителя:

$$\mu_{\text{ж}} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot n_0), \quad (4.7)$$

где n_0 – объемное содержание песка

Остаточная ширина трещины:

$$W_1 = W \cdot n_0 / (1 - m), \quad (4.8)$$

где W – раскрытость трещины;

m – пористость трещин после закрытия.

Проницаемость трещины:

$$K_T = \frac{W_1^2}{12}, \quad (4.9)$$

Средняя проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине:

$$K_1 = ((\pi \cdot D - W_1) \cdot k + W_1 \cdot k_t) / \pi \cdot D, \quad (4.10)$$

где D – диаметр скважины;

W_1 - остаточная ширина трещины;

k_t – проницаемость горизонтальной трещины.

Плотность жидкости-пескносителя:

$$P_{ж} = P_n \cdot (1 - n_0) + P_{пр} \cdot n_0, \quad (4.11)$$

где P_n – плотность нефти;

$P_{пр}$ – плотность проппанта;

n_0 – объемное содержание песка.

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d \cdot \mu_{ж}}, \quad (4.12)$$

где Q – темп закачки;

d – внутренний диаметр НКТ;

$\mu_{ж}$ – динамическая вязкость жидкости.

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 64/Re, \quad (4.13)$$

Потери давления на трение при $Re > 200$:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q \cdot 2 \cdot L}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (4.14)$$

Устьевое давление при гидроразрыве:

$$P_y = P_{\text{заб}} - \rho \cdot g \cdot h \cdot L + P_{\text{тр}}, \quad (4.15)$$

где $P_{\text{тр}}$ – потери давления на трение.

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot K_{\text{тс}} + 1}, \quad (4.16)$$

где Q_a – подача агрегата при рабочем давлении;

$K_{\text{тс}}$ – коэффициент технического состояния агрегата.

Объем жидкости для продавки:

$$V_{\text{п}} = 0,785 \cdot d^2 \cdot L, \quad (4.17)$$

Коэффициент, учитывающий вязкость жидкости разрыва

$$C_V = 0,174 \cdot \frac{\sqrt{K_{\text{пл}} \cdot \Delta P \cdot m}}{\mu_{\text{см}}}, \quad (4.18)$$

где $K_{\text{пл}}$ – проницаемость пласта;

ΔP – депрессия на забое;

m – пористость трещин после закрытия;

$\mu_{\text{см}}$ – вязкость песчано-жидкостной смеси.

Коэффициент, учитывающий сжимаемость пластовой жидкости

$$C_c = 0,137 \cdot \frac{\sqrt{K_{\text{пл}} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot m}}{\mu_{\text{н}}}, \quad (4.19)$$

Кальматрирующие свойства жидкости разрыва

$$C_w = 0,022 \cdot \sqrt{K_{\text{пл}}}, \quad (4.20)$$

$$S_p = 0,032 \cdot \sqrt{K_{\text{пл}}}, \quad (4.21)$$

Приведенный коэффициент фильтрационных утечек:

$$\frac{1}{C_B} = \frac{1}{C_V} + \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_w}, \quad (4.22)$$

$$W = 0,454 \cdot 10^{-2} \cdot \left(\frac{Q_w \cdot \mu_{cm}}{H_{пл} \cdot E} \right)^{\frac{1}{4}} \cdot \sqrt{L}, \quad (4.23)$$

$$Q_w = Q \cdot \left(\frac{h_{пл}}{P_T} \right), \quad (4.24)$$

$$W_5 = \frac{a \cdot C_V \cdot Q}{2 \cdot h_T \cdot L}, \quad (4.25)$$

Расчет устьевого давления:

Забойное давление разрыва:

$$P_p = P_r + \delta_p, \quad (4.26)$$

где P_r – горное давление;

δ_p - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия, $\delta_p \approx 3$ Мпа..

Устьевого давления разрыва

$$P_{тр} = \frac{\lambda \cdot \rho \cdot V^2 \cdot H_{пл}}{2 \cdot g \cdot d_{вн}}, \quad (4.27)$$

$$V = \frac{Q}{60 \cdot 0,785 \cdot d_{вн}^2}, \lambda \approx 0,016 - 0,020.$$

Расчет на блендере:

Плотность смеси:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_{п} + G}{\frac{G}{1 + \rho_{пр}} \cdot 1000}, \quad (4.28)$$

Подача проппанта

$$G_{calc} = \left(\frac{1 - G}{\rho_{пр}} \right) \cdot (Q \cdot (G + G^3 \cdot 10^{-7})) \quad (4.29)$$

Расход жидкости по стадиям

$$V'_ж = V''_{см} - \frac{V'_{см} - V_{см}}{Q} \cdot \frac{G_{calc}}{\rho_{пр}} \quad (4.30)$$

Объем стадии

$$V'_j = V''_{cm} - V'_{cm'} \quad (4.31)$$

Всего пропанта по стадиям

$$G_{3\text{стад}} = \left(\frac{G_3 + G_4}{2} \right) \cdot (V_4 - V_3) \quad (4.32)$$

(за исключением 2 и 3 стадий)

$$G_{2(5)\text{стад}} = G_{2(5)} \cdot (V_{3(4)} - V_{2(5)}) \quad (4.33)$$

Всего пропанта

$$G = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5 \quad (4.34)$$

4.3. Техника для гидравлического разрыва пласта

Комплекс оборудования для гидравлического разрыва пласта состоит из следующего оборудования:

1. Насосные установки. Необходимы для закачки жидкости различных типов в скважину при ГРП нефтяных и газовых пластов в составе комплекса, а также автономного проведения работ по промывке скважин, гидropескоструйной обработке призабойной зоны и опрессовке скважин.

2. Смесительные установки: предназначены для непрерывного приготовления технологических жидкостей и смесей на основе твердого сыпучего компонента (пропанта), жидких и сухих химических реагентов и для последующей подачи приготовленных жидкостей и растворов к насосным установкам при осуществлении гидроразрыва нефтяных и газовых пластов в составе комплекса оборудования для ГРП.

3. Станция контроля и управления СКУ: предназначена для управления процессом гидравлического разрыва пласта, задания параметров работы и

сбора оперативных данных в процессе ГРП. Фургон установки не предназначен для перевозки людей.

4. Машина манифольдов: предназначена для размещения, транспортирования и монтажа оборудования, обеспечивающего обвязку смесительных, насосных установок и скважины при осуществлении гидроразрыва нефтяных и газовых пластов в составе специального комплекса оборудования. Область применения – гидравлический разрыв нефтяных и газовых пластов в составе комплекса оборудования для ГРП.

5. Гидратационные установки: предназначены для приготовления гелей на водной основе с использованием порошкообразного гелеобразователя непосредственно в процессе операций ГРП.

6. Установки для подачи сыпучих материалов (пропантов): предназначены для транспортировки (в порожнем состоянии) по дорогам различного состояния, а также (в стационарном состоянии) для высокоскоростной дозированной подачи сыпучих материалов (песок, пропант и т.д.) из бункера груженой установки в приемное устройство смесительной установки на скважине при осуществлении гидроразрыва нефтяных и газовых пластов в составе комплекса.

Кроме того, в состав комплекта спецтехники для производства ГРП входят:

- автомобиль для транспортировки расклинивающего агента,
- насосный агрегат;
- автомобиль для транспортировки химических реагентов;
- вакуумная машина;
- вахтовая машина.

4.4. Применяемые материалы при ГРП

- Технические жидкости:

Рабочие жидкости для ГРП представляют собой эмульсии и жидкости на углеводородной или водной основах.

Наиболее часто в процессе ГРП на промыслах применяют следующие рабочие жидкости:

1. На углеводородной основе - дегазированная нефть, амбарная нефть, загущенная нефть, мазут или его смеси с нефтями, керосин или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами.

2. На водной основе - сульфит-спиртовая барда, вода, растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами, загущенные растворы соляной кислоты.

3. Эмульсии – гидрофобная водонефтяная, гидрофильная водонефтяная, нефтекислотные и керосинокислотные.

- Расклинивающие материалы:

Песок для ГРП. К песку для ГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушиться под весом вышележащих пород); отсутствие широкого разброса по фракционному составу.

Плотность укладки песка в созданной трещине определяется зазором трещины, фильтруемостью жидкости-песконосителя и концентрацией песка в этой жидкости.

Для ГРП чаще всего применяют отсортированный кварцевый песок (проппант) фракции 0,5-0,8 мм. Кроме того, применяются и более прочные материалы: стеклянные и пластмассовые шарики, корунд и агломерированный боксит.

4.5. Технология проведения гидравлического разрыва пласта

Технология ГРП позволяет вновь ввести в эксплуатацию скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами либо не возможна, либо не рациональна.

В скважине, предварительно выбранной для проведения ГРП, определяется дебит (приемистость), пластовое и забойное давления, содержание воды в добываемой продукции и газовый фактор. Так же осуществляются мероприятия очистке забоя и призабойной зоны пласта.

Этапы проведения гидравлического разрыва пласта:

1. Геологической службой управления составляется информация установленной формы для расчета ГРП.

2. Составляется программа проведения ГРП по результатам расчета на ЭВМ.

3. Подготавливается площадка на территории скважины для размещения необходимого оборудования по ГРП.

4. Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.

5. Мастер капитального ремонта скважин передает скважину ответственному по ГРП, утвержденного актом для проведения ГРП установленной формы.

6. Согласно приложенной схеме, инженером ГРП производится размещение агрегата и оборудования.

7. В течении 10 минут проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм.

8. После установления факта герметичности соединений, в скважину нагнетается чистая загеленная жидкость разрыва в объеме от 10 до 40 м³ для осуществления ГРП. Увеличение приемистости скважины, отображаемое по

диаграмме на компьютере, служит свидетельством достижения удачного разрыва.

9. За жидкостью разрыва следует закачка загеленной жидкости с подачей расчетной дозы проппанта от 100 до 900 кг/м³ до определенной стадии объема закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 4-30 тонн проппанта.

10. Далее, непосредственно за смесью проппанта и жидкости, закачивается жидкость продавки, в необходимом объеме подачи до кровли пласта. Управление процессом ГРП происходит по радиосвязи и с пульта управления.

11. В зависимости от геолого-промысловых данных пласта, темп нагнетания жидкости выдерживается расчетный, в пределах 3-7 м³/мин.

12. Скважина остается на 24 часа под остаточным давлением на распад геля, с обязательной регистрацией изменений давления в виде графика на ЭВМ.

13. В течение всего процесса гидравлического разрыва пласта, ведется непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества проппанта, плотности жидкости, количества химических реагентов. Регистрация параметров происходит одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, записи на дискету, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по ГРП с ЭВМ производится в форме: сводки ГРП, графиков изменения параметров в процессе ГРП, графика изменения остаточного давления после ГРП [17].

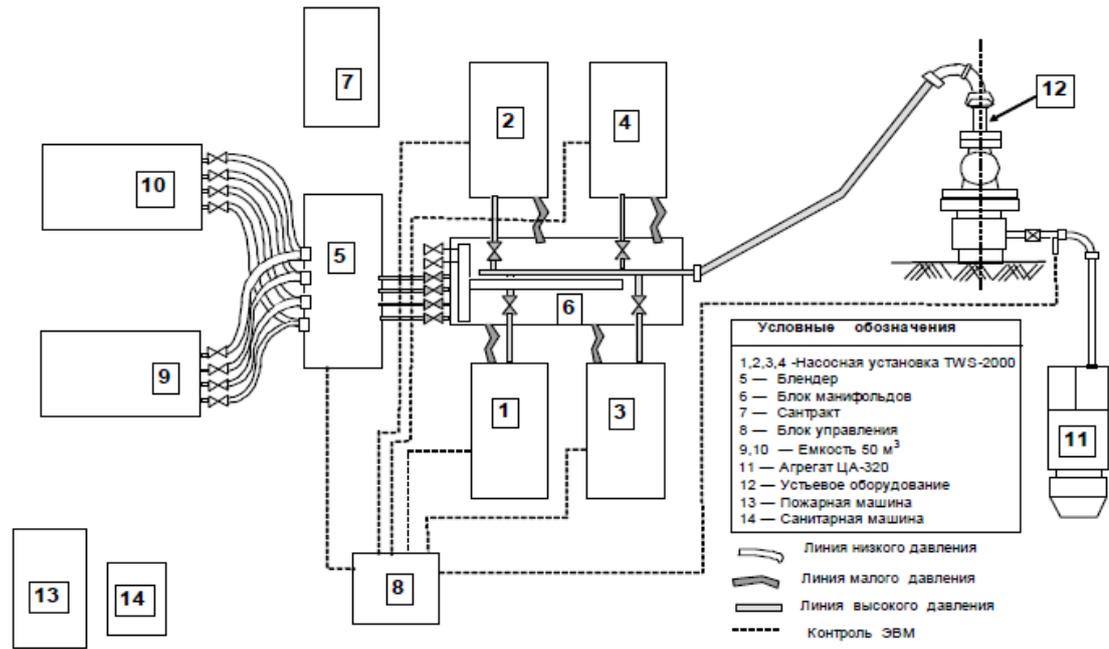


Рисунок 4.1 - Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП

Для хорошего результата разрыва, может применяться предварительная перфорация в узком интервале пласта, предназначенного для ГРП. Для этих целей может быть осуществлена гидropескоструйная или кумулятивная перфорация. Они способствуют снижению давления разрыва и повышают его эффективность.

Проверка герметичности и прочности эксплуатационной колонны и цементного кольца происходит следующим образом:

1. спускают НКТ (как можно большего диаметра для уменьшения потерь давления) с пакером и якорем;
2. пакер устанавливают на 5-10 метров выше разрываемого пласта против плотных непроницаемых пород (глина, аргиллит, алевролит);
3. ниже пакера устанавливаются НКТ (хвостовик). Длину хвостовика необходимо выбирать максимально возможной для того, чтобы песок двигался к трещине и не выпадал в зумпф скважины.

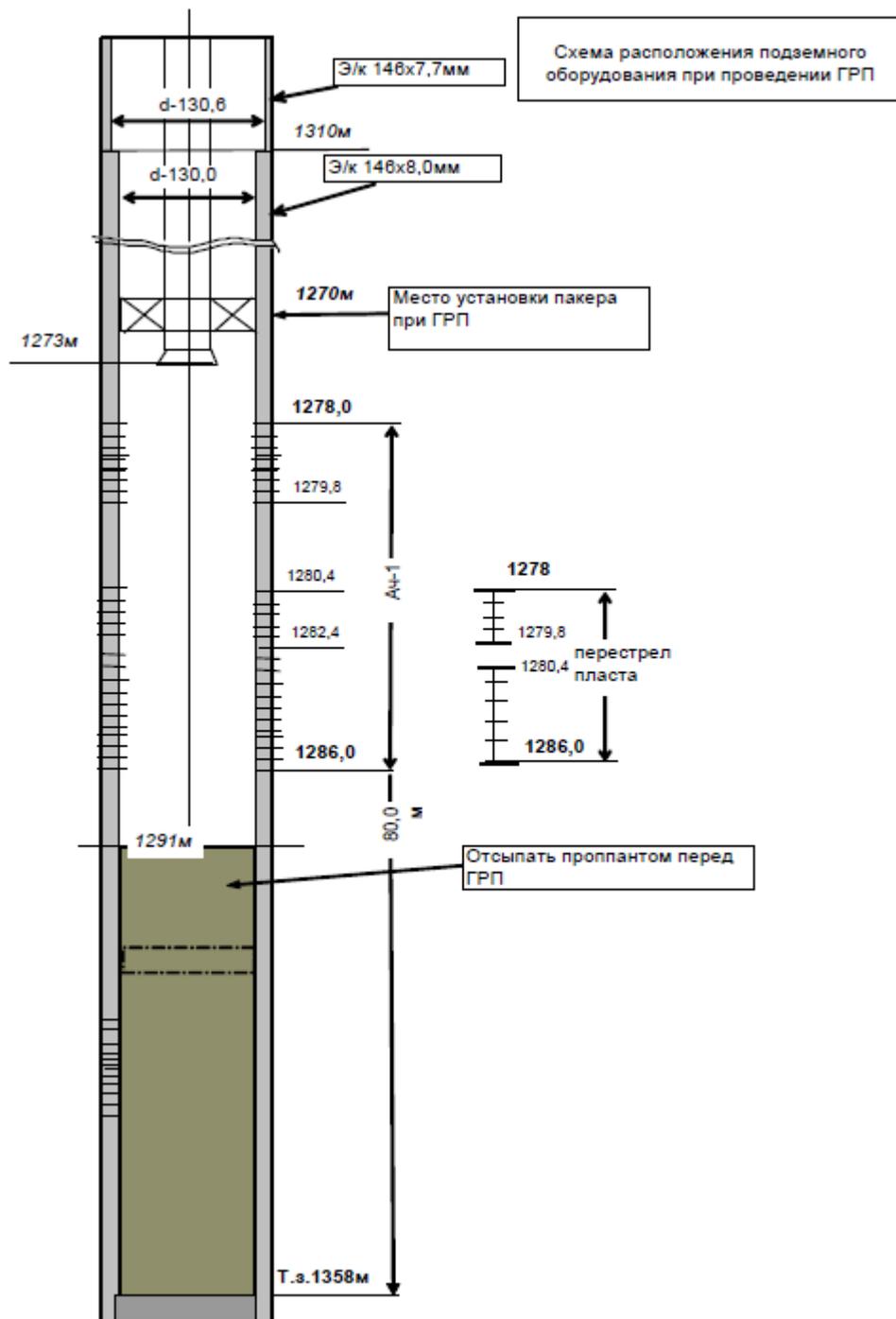


Рисунок 4.2 – Схема расположения подземного оборудования при проведении ГРП

Промывают и заполняют скважину до устья собственной дегазированной нефтью в нефтяных добывающих и нагнетательных скважинах. После посадки пакера производят его опрессовку путем закачки нефти или воды в НКТ при открытом затрубном пространстве. При обнаружении пропусков в пакере, его срывают и производят повторную

посадку и опрессовку. Если и в этом случае не достигается герметичность, то пакер заменяют или изменяют место его посадки.

Персоналом бригады ГРП расставляется необходимое оборудование на площадке перед скважиной согласно технологической схемы. Производится обвязка оборудования трубопроводами между собой, емкостями и скважиной. В случае низкого давления, обвязка производится мягкими рукавами, для высокого давления - стальными трубами.

После закрепления всех трубопроводов, необходима их опрессовка на ожидаемое рабочее давление и плюс коэффициент запаса, зависящий от величины ожидаемого рабочего (например, при ожидаемом рабочем давлении более 650 атм, коэффициент запаса будет равен 1,25). Далее подготавливается рабочая жидкость разрыва путем перемешивания технологической жидкости, находящейся в емкостях, с химическими реагентами, которые повышают ее вязкость. Продолжительность подготовки жидкости разрыва зависит от ее объема, качества и температуры.

Процесс ГРП начинается в первую очередь с закачки жидкости разрыва в скважину с показателями расхода и давления, соответствующими рабочему проекту. Когда происходит разрыв пласта, сразу отмечается падение давления закачки и увеличение приемистости скважины.

Далее, после разрыва пласта, с целью увеличения приемистости скважины, инженеры ГРП увеличивают расход жидкости и поднимают давление разрыва. При получении трещины необходимой величины, соответствующей проектной, начинается закачка расклинивающего материала в трещину для ее закрепления. Этот процесс происходит при максимальных значениях давления и производительности для обеспечения максимального раскрытия созданных трещин.

Далее без снижения темпов, проводится продавка расклинивающего материала в пласт чистой жидкостью в объеме, равном объему труб. Затем все агрегаты останавливаются, устьевая задвижка закрывается. Скважине

необходимо находиться на распределении давления и распаде геля не менее суток.

Во время процесса ГРП, с целью уменьшения перепада давления на НКТ и пакер, необходимо поддерживать давление от 80 до 130 МПа в затрубном пространстве скважины.

На протяжении всего процесса ГРП, все параметры, такие как давление на насосных агрегатах, мгновенные и накопленные расходы жидкости и закрепляющего материала, давление в затрубном пространстве, суммарный расход жидкости, плотность смеси и другие, выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируются в памяти компьютеров.

4.6 Заключительные работы

После проведения ГРП происходит спад давления. Из скважины извлекают подземное оборудование и замеряют забой. Если возникает песчаная пробка, то производится ее промывка.

В случае, когда закачивается меченый изотопами материал, необходимый для контроля местоположения трещин и оценки их раскрытия, следует произвести повторный замер гамма-каротажа. Раскрытие трещины оценивают по величине зернистого «меченного» материала, а сопоставляя контрольный и проведенный замеры гамма-каротажа, можно установить интервалы разрыва.

После процесса ГРП, чаще всего освоение и эксплуатация скважины производятся тем же способом, как и до гидроразрыва.

После того, как установится постоянный отбор жидкости из скважины, производится исследование методами установившегося и неуставившегося отбора для определения коэффициента продуктивности по добывающим скважинам или коэффициента приемистости по нагнетательным скважинам и других параметров пласта и призабойной зоны скважины. Что бы выявить

изменения в скважине качественного характера после гидроразрыва, следует производить замеры дебита нефти и газа, процента обводненности, количества выносимого песка и т.д.

Производить исследования по изучению динамики коэффициента продуктивности следует периодически, один раз в квартал. Это необходимо для более полного представления о длительности эффекта в скважине при последующей ее эксплуатации. Такие исследования особенно необходимы в случаях значительных изменений в режиме работы насосной установки или режиме работы газлифтного и фонтанного подъемников.

5 Анализ эффективности применения ГРП

На Игольской площади Игольско-Талового месторождения операции выполнялись по разработанным технологиям компаний-подрядчиков, адаптированным специалистами к местным условиям. Таким образом, по технологии выполнения все операции можно разделить на две группы.

Первая – в период с 1995-1996 г. ГРП проводился силами канадской фирмы Васюган Фрак-Мастер по технологии мини-ГРП. В качестве жидкости разрыва использовалась загущенная сырая нефть в объеме 10-15 м³, объем проппанта составлял 1 т. Фирмой Васюган Фрак-Мастер было проведено 6 операций, дополнительная добыча по которым составила 14 тыс. т, удельный эффект на одну скважинно-операцию – 2,3 тыс. т/скважина

Вторая – в период с 2000-2009 г. ГРП проводился тремя сервисными компаниями: Schlumberger, ВJ, Катобь. Основой жидкости разрыва являлась минерализованная вода. Для закрепления трещин использовался обладающий высокой прочностью керамический проппант (как российского производства VogoProp с проводимостью 687 Д, так и зарубежного – CarboLite с проводимостью 955 Д), хорошо сочетающийся с жидкостью разрыва и обеспечивающий высокую удельную проводимость трещин после ГРП. Силами этих организаций на Игольской площади выполнено 250 операций ГРП.

На тринадцати скважинах Игольской площади в 2008-2011 г. средний дебит нефти после проведения ГРП увеличился в среднем в 1,6 раза и составил 21,2 т/сут., Средняя обводненность добываемой продукции увеличилась с 32,2 % до 53,7 %.

Дополнительный объем нефти, добытой за счет ГРП, составил 5822,6 тыс. т, удельная дополнительная добыча на одну скважинно-операцию – 19,3 тыс. т, средняя продолжительность эффекта – 5-6 лет.

В скважинах № 198, 223, 441, 2304 при проведении ГРП положительный эффект не получен. Дебит нефти в скважине № 198 после проведения ГТМ

уменьшился в 3,2 раза и составил 3,6 т/сут., в то время как дебит жидкости остался практически без изменения, что повлияло на увеличение обводненности (на 23,1 %). Дебит нефти в скважине № 223 после проведения ГТМ уменьшился в 2 раза и составил 8,6 т/сут., дебит жидкости увеличился в 1,3 раза и составил 25,9 т/сут. Дебит нефти в скважине № 441 после проведения ГТМ уменьшился в 8,2 раза и составил 0,4 т/сут., дебит жидкости напротив, увеличился в 1,3 раза и составил 12,5 т/сут. Дебиты нефти и жидкости скважины № 2304 после проведения ГРП остались, практически, на прежнем уровне. Наименьший прирост дебита нефти (5 т/сут.) получен в скважине № 440 (после ГРП – 31 т/сут., при базовом – 26 т/сут.). Наибольший прирост дебита нефти (35,4 т/сут.) получен в скважине № 2505 (44,6 т/сут. при базовом дебите 9,2 т/сут.), работа которой характеризуется наибольшей кратностью увеличения дебита по жидкости (в 5,1 раза).

Наиболее интенсивно программа ГРП проводилась в 2000-2003 г. за этот период было проведено 182 операции. При столь интенсивном проведении программы ГТМ и как следствие интенсификации отбора пластовой жидкости существующая система ППД не смогла обеспечить поддержание пластового давления на необходимом уровне. Невыполнение проектных решений по формированию системы ППД привело в результате понижения пластового давления к падению дебитов жидкости скважин с ГРП за 2-3 г. от 30 до 60 %.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) на Таловой площади Игольско-Талового месторождения проводился компаниями Катобь, Schlumberger, Newco и МКМ в 2006-2009 г., по технологии адаптированной специалистами к местным условиям.

С начала разработки на скважинах Таловой площади Игольско-Талового месторождения были проведены 138 операции по гидроразрыву пласта (40 операций в 2006 г., 45 операций в 2007 г., 11 операций в 2008 г., 27 операций в 2009 г., 6 операций в 2010 г. и 9 - в 2010 г.). Оценить эффект от ГРП удалось лишь по скважинам № 2007, 2106, 2803 в 2007 г., по скважине №

2307 (в отработке на нефть) в 2008 г. и по скважинам № 7 Р, 1206, 1403, 1408 в 2009 г. Средний дебит нефти (22,4 т/сут.) по данным скважинам увеличился в среднем в 1,3 раза и составил 28,8 т/сут., годовой прирост добычи составил 48,1 тыс. т в 2007 г. (4,9 % от годовой добычи по месторождению). На 01.01.2013 г. накопленная дополнительная добыча нефти за счет ГРП составляет 65,4 тыс. тонн, на одну скважину приходится 6,9 тыс. тонн нефти, средняя обводненность добываемой продукции увеличилась с 25,5 % до 39,0 %.

В остальных скважинах гидроразрыв был проведен сразу после бурения. Не имея истории добычи нефти, эффективность мероприятия по ним объективно оценить, не представляется возможным. На их долю приходится 58,4 % накопленной добычи нефти Таловой площади. Накопленный отбор на одну скважину составляет 28,1 тыс. тонн.

В скважине № 2307 при проведении ГРП положительный эффект не получен. Дебит нефти после проведения ГТМ уменьшился в 2,9 раз и составил 5,8 т/сут., дебит жидкости напротив, увеличился в 2,7 раза (наибольшая кратность увеличения дебита) и составил 51,7 т/сут., с сохранением наибольшего увеличения обводненности (на 75,4 %). Скважина переведена в нагнетательный фонд. Наименьший прирост дебита нефти (4,6 т/сут.) получен в скважине № 2700 (после ГРП – 56,4 т/сут., при базовом – 51,8 т/сут.). В скважинах № 2803, 1408 прослеживается снижение обводненности – в скважине № 2803 (после ГРП – 7,7 %, при базовой – 11,7 %), в скважине № 1408 (после ГРП – 39,6 %, при базовой – 38,5 %). Наибольший прирост дебита нефти (21,1 т/сут.) получен в скважине № 1206 (36,3 т/сут. при базовом дебите 15,1 т/сут.).

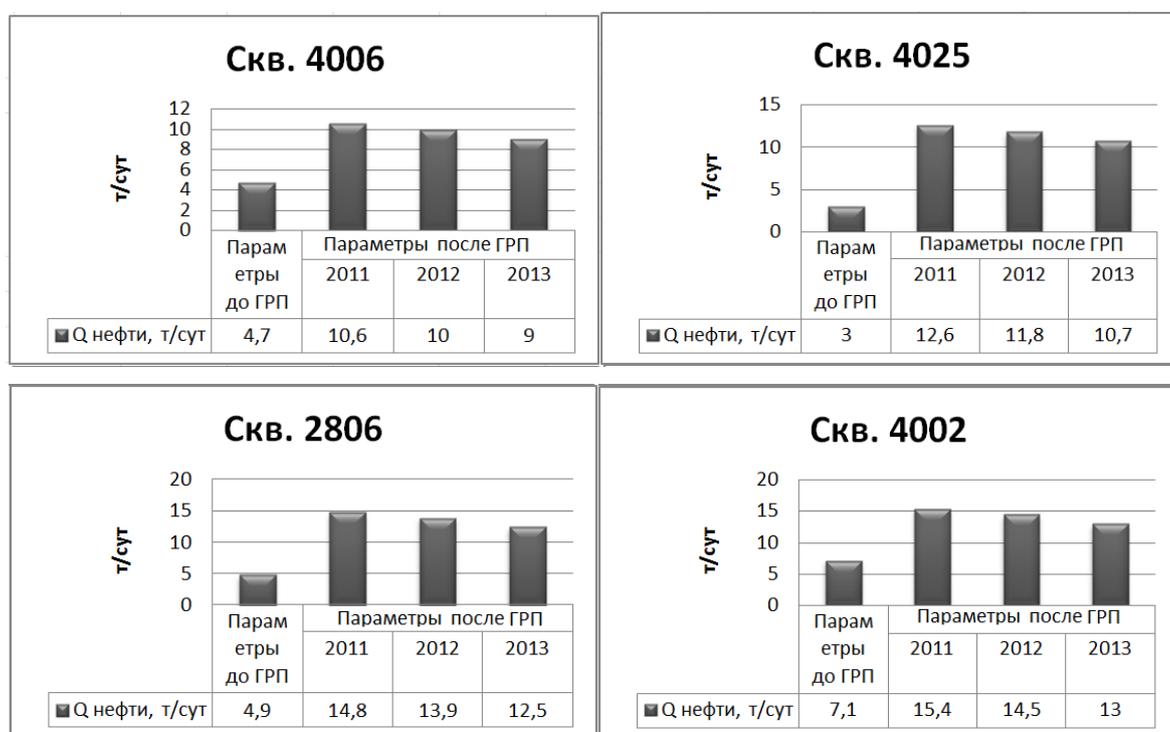
На 01.01.2013 г. дополнительная добыча нефти, полученная от проведения ГРП, оценивается в 65,4 тыс. т или 1,2 % от накопленной добычи по Таловой площади. Однако очевидно, что истинный объем дополнительной добычи нефти за счет ГРП намного больше, так как оценить эффективность мероприятий удалось лишь по 9 операциям из 118. Наибольшая

дополнительная добыча за счет ГРП получена в скважине № 2803 (33,8 тыс. тонн, продолжительность эффекта – 4 г.), наименьшая – в скважине № 1403 (105 т). Средняя продолжительность эффекта - 2-3 г., по скважинам № 2701, 1403 эффект продолжается.

За пятилетку 2012-2016 гг. проведено лишь 2 операции ГРП – сразу после зарезки бокового ствола – на скважинах «2603 (2013 г.), 2601 (2014 г., проведена под нагнетательные). Вследствие этого, объективно оценить эффект в виде дополнительной добычи нефти по этим двум операциям не предоставляется возможным.

Таким образом, на 01.01.2017 г. накопленная дополнительная добыча нефти за счет ГРП, проведенных в 2007-2014 гг., составляет 74,1 тыс. тонн; на одну скважину приходится 5,7 тыс. тонн нефти, средняя обводненность добываемой продукции увеличилась с 24,9% до 37,2%.

На рисунке 5.1 представлены сравнительные диаграммы дополнительной добычи нефти за 3 года после ГРП.



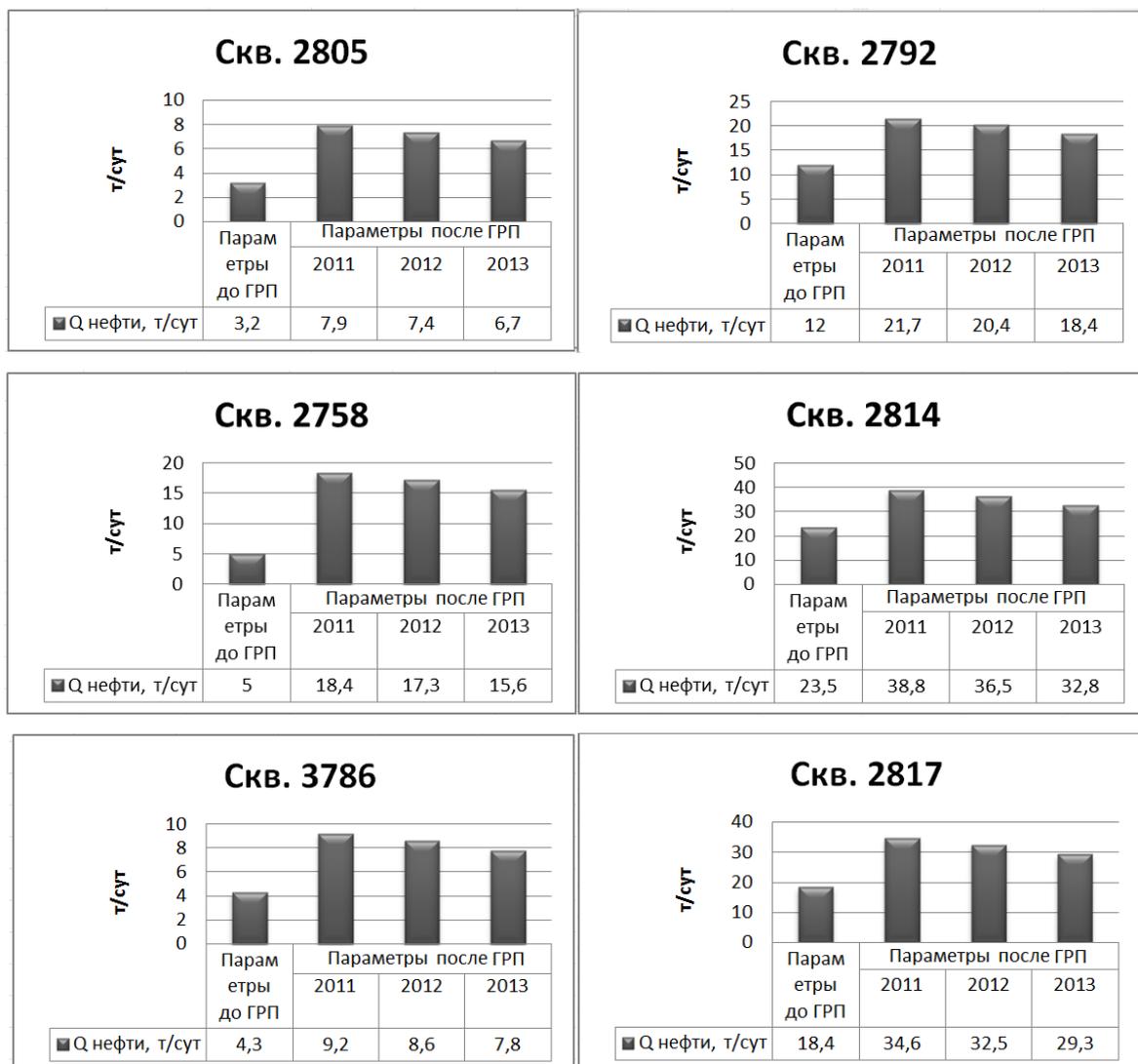


Рисунок 5.1 – Диаграммы накопленной добычи нефти за 3 года

В целом по Игольско-Таловому месторождению количество ГРП достигло 434 операции, из них 182 операции на скважинах уже работающих до ГРП, 252 операции ГРП на скважинах при вводе в эксплуатацию.

Дополнительная добыча нефти в результате проведения ГРП с 1995 по 2017 г. составила 5900,7 тыс. т.

Динамика и результаты ГРП на Игольско-Таловом месторождении представлены в Таблице 5.1 и Рисунке 5.2.

Таблица 5.1 – Динамика и результаты ГРП на Игольско-Таловом месторождении

Года	Количество ГРП на скв., работающих до ГРП	ГРП всего	Доп. добыча, тыс. т.
1995	2	2	0,4
1996	5	5	1,5
1997	0	0	6,1
1998	0	0	10,3
1999	0	0	14,0
2000	32	37	212,5
2001	32	62	676,1
2002	47	60	1305,1
2003	13	23	1001,3
2004	7	10	681,2
2005	7	21	427,2
2006	7	65	328,8
2007	3	46	244,7
2008	2	12	206,5
2009	16	37	195,4
2010	2	7	157,8
2011	3	13	117,2
2012	0	1	91,7
2013	2	16	73,3
2014	1	2	62,4
2015	1	13	53,4
2016	0	2	33,6
Итого:	182	434	5900,7

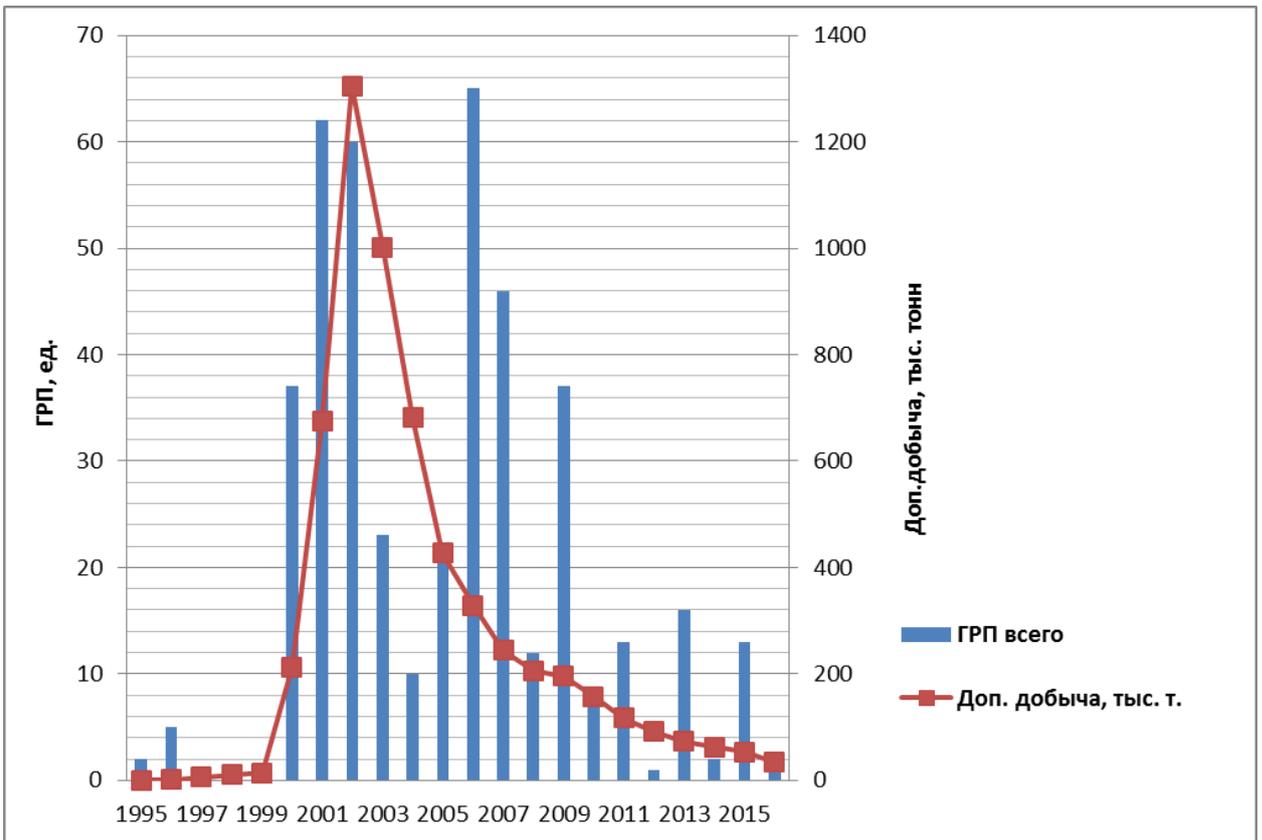


Рисунок 5.2 – Эффект от ГРП на добывающих скважинах Игольско-Талового месторождения

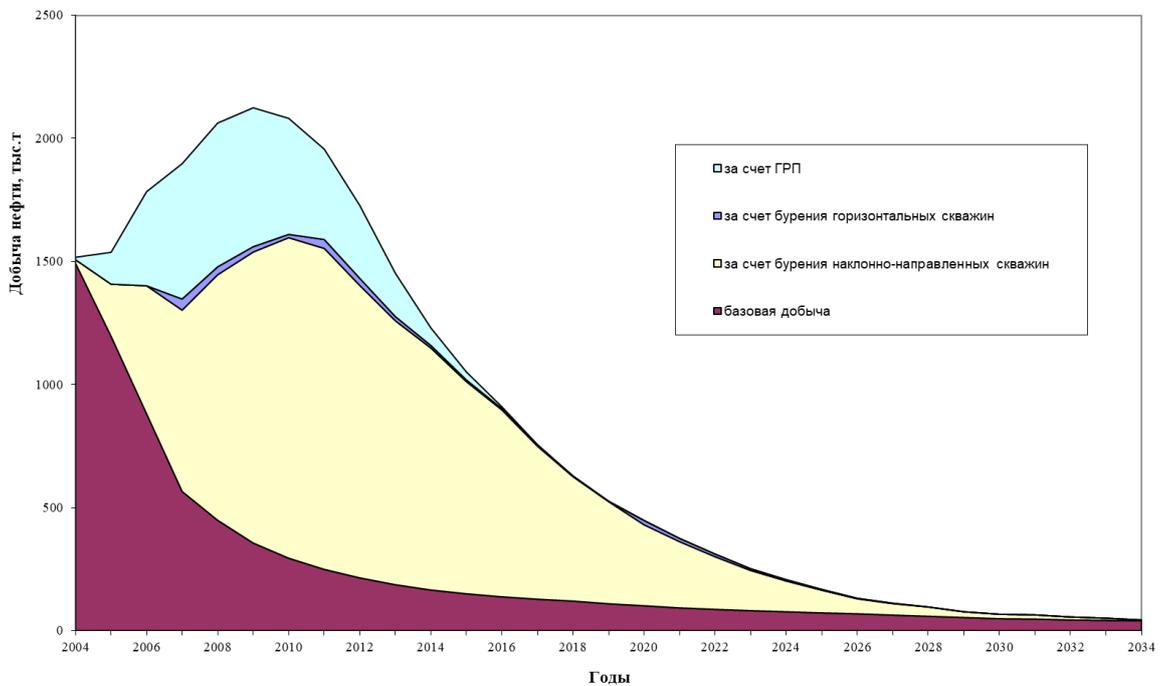


Рисунок 5.3. Эффективность основных мероприятий разработки Игольско-Талового месторождения

В процессе проведения работ использовались различные технологии ГРП с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещин. Масса проппанта, характеризующая объём закрепленной трещины в добывающих скважинах, изменялась от 4,8 до 70,3 тонн, составляя в среднем 37,3 тонн; в нагнетательных скважинах – от 14,9 до 42,0 тонн, составляя в среднем 26 тонн и в нагнетательных, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД, от 29 до 50,1 тонн, составляя в среднем 39,2 тонн.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1. Обоснование показателей экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Игольско-Таловом месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

При реализации этого проекта предполагается получить дополнительную добычу нефти в объеме 92828 тыс. тонн за три года эксплуатации.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, так как только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности,

прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

6.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в табл. 6.2.1 и табл. 6.2.2.

Таблица 6.2.1 - Условия расчета экономических показателей гидравлического разрыва пласта

Показатели	Значение
Количество проведенных ГРП, шт.	10
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	92,8
Стоимость одного ГРП, тыс. руб.	3244,056

Цена реализации на внутреннем рынке, руб./тонн	13200
Номер дисконта, %	15
Расчетный период, лет	3
Амортизационные отчисления, млн. руб.	22,3

Таблица 6.2.2 - Данные для расчета экономической эффективности

Скв.	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счёт ГРП, т
	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.	2013 год		2014 год		2015 год				
			Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, т/сут.			
4006	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
4025	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
2806	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
4002	7,1	0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
2805	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
2792	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13140,0	29017,5	15877,5
2758	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
2814	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
3786	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
2817	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20148,0	31317,0	11169,0
ИТО по скважинам:									94279,5	187080,9	92801,4

Дополнительная добыча нефти определялась по формуле:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_s \cdot T, \quad (6.1)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут.;

N – количество скважин, скв.;

K_3 – коэффициент эксплуатации скважины, ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения ГРП.

Расчет затрат на процесс проведения ГРП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

При расчёте выручка от реализации цена нефти на внутреннем рынке принята 13200 руб./тонн.

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (6.2)$$

где, C_n – цена реализации в t -ом году, руб./т;

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Исходные данные для расчета экономических показателей дополнительной реализации нефти приведены в табл. 6.2.3.

Таблица 6.2.3 – Данные для расчета дополнительной реализации нефти

$Q_n, т$	Параметры после ГРП		
	Q нефти, т/сут.		
	1 год	2 год	3 год
	35733,5	31682	25440,5

Прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти составил:

$$V_1 = 35\,734 \cdot 13200 = 471,689 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_2 = 31\,682 \cdot 13200 = 418,202 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_3 = 25\,441 \cdot 13200 = 335,821 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост выручки за 3 года составил 1 225,712 тыс. руб.

Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей. В таблице 6.2.4 представлены нормативы эксплуатационных затрат непосредственно на проведение ГРП согласно Регламента компании «XXX». В табл. 6.2.5 представлены результаты расчета эксплуатационных затрат.

Таблица 6.2.4 - Нормативы эксплуатационных затрат на проведение ГРП

Элементы затрат	Значение
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс. руб./т.	10,1
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды), тыс. руб./т.	153,8
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа, тыс. руб./т.	20,6
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб./т.	143
Обслуживание скважин, тыс. руб./скв.	613,6
Балансовая стоимость ОПФ, млн. руб.	16,8
Остаточная стоимость ОПФ, млн. руб.	5
Средняя норма износа ОПФ, %	13,6
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т. ч. ПРС), тыс. руб./т.	720,8
Цеховые расходы, тыс. руб./т.	217,4
Общепроизводственные расходы, тыс. руб./скв.	1089,6
Прочие производственные расходы, тыс. руб./скв.	30,2

Таблица 6.2.5 - Расчёт эксплуатационных затрат

Обслуживание нефтяных скважин за 3 года, тыс. руб.	18 408		
Затраты на энергию по извлечению	1 год	2 год	3 год

дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	694,839	611,211	487,587
	Итого:	1 793,639	
Затраты по искусственному воздействию на пласт (закачка воды) на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	10 580,8	9 307,4	7 425,0
	Итого:	27 313,188	
Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	1 417,199	1 246,633	994,5
	Итого:	3 658,3	
Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	9 837,8	8 653,8	6 903,6
	Итого:	25 395,2	
Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т. ч. ПРС) на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	42 213,3	37 132,7	29 622,6
	Итого:	108 968,6	
Текущие затраты в целом, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	64 396,6	56 646,2	45 189,4
	Итого:	166 232,2	

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальными вложениями являются: стоимость оборудования, инструмента и оснастки применяемые в процессе гидравлического разрыва пласта. В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операций ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля;

лаборатория; комплект трубы НКТ; колонная головка; извлекаемый пакер; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъемника; оператор песковоза.

Стоимость услуг по проведению ГРП приведена в табл. 6.2.6.

Таблица 6.2.6 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, тыс. руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105
Оборудование		
Флот ГРП	9	950
Пакер	1	70
Колонная головка	1	250
Трубы НКТ	До 1500 м	320
Скрепер	1	50
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./м ³	5,5
Проппант	руб./т.	54,6
Проппант Боровичи	руб./т	22,6
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527

Итого стоимость одного гидравлического разрыва пласта равна 3 244,1 тыс. руб. и внесена в таблицу экономические условия.

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетном году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \Delta_t - H_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}} \quad (6.3)$$

где Π_t – прибыль от реализации продукции, тыс. руб.;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия, тыс. руб.;

B_t - выручка от реализации продукции, тыс. руб.;

Δ_t - эксплуатационные затраты с амортизацией, тыс. руб.;

H_t - сумма налогов, тыс. руб.;

E_n - норматив дисконтирования, ед.;

t, t_p - соответственно текущий и расчетный год.

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством. В таблице 6.2.7 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономический анализ, и показан порядок их расчета.

Таблица 6.2.7 - Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
Налог на добычу полезных ископаемых	919 руб. за тонну. $K_{ц} = (Ц - 15)P / 261$, где $Ц$ – средний за налоговый период уровень цен

	нефти «Юралс» в долларах США за баррель; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ
Страховые взносы	30% от начисленной суммы ФОТ
Страхование от несчастного случая	0,8% от начисленной суммы фонда оплаты труда
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
Налог на добавленную стоимость	18% от добавленной стоимости, определяемой как разница между стоимостью реализованной продукции и стоимостью материальных затрат, отнесенных на издержки. В случае использования в расчете затрат без НДС, базой начисления налога будет выручка от реализации продукции.
Налог на имущество предприятий	2,2% от стоимости основных фондов.
Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{эксп.}} = Z_{\text{тек}} + Н + А_{\text{скв}} \quad (6.4)$$

где $Z_{\text{тек}}$ – текущие затраты, тыс. руб.;

$Н$ – налоги, выплачиваемые компанией, тыс. руб.;

$А_{\text{скв}}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб.

В таблице 6.2.8 представлены значения налогов и платежей компании Томискнефть, взятые из документации компании.

Таблица 6.2.8 – Значения по годам суммы налогов и платежей

Показатель	Значения (по годам)		
	1 год	2 год	3 год
Сумма налогов и платежей, млн. руб.	101,2	89,7	52,3

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$П_t = V_t - (З_{\text{эксп}} + Н_{\text{ндс}} + Н_{\text{им}}) \quad (6.5)$$

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$Н_{\text{пр.}} = П_t \cdot 20/100 \quad (6.6)$$

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$П_{\text{пр.}} = П_t - Н_{\text{пр}} \quad (6.7)$$

Таким образом, в таблице 6.2.9 приведены результаты расчетов капитальных вложений.

Таблица 6.2.9 – Оценка капитальных вложений

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	187 896,6	168 646,2	119 789,0
	Итого:	476 331,8	
Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	188 506,4	135 019,4	52 368,4
	Итого:	375 894,2	
Налог на прибыль на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	37 701,3	27 003,9	10 473,7
	Итого:	75 178,84	
Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	150 805,1	108 015,52	41 894,72

	Итого:	300 715,36
--	--------	------------

6.3. Расчет экономических показателей проекта

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-tp}} \quad (6.8)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t-ом году;

A_t – амортизационные отчисления в t-ом году;

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t-ом году.

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$$NPV_1 = 471\,620,44 \text{ тыс. руб.};$$

$$NPV_2 = 418\,202,27 \text{ тыс. руб.};$$

$$NPV_3 = 335\,802,92 \text{ тыс. руб.}$$

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 1 225 625,6 тыс. руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный номеру дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

Индекс доходности.

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-t_0}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-t_0}} \quad (6.9)$$

Определим индекс доходности (PI) :

$$PI = (319\,665,513,7 / 1,15) / (3 \cdot 32\,440,1 / 1,15) = 3,8$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

Период окупаемости вложенных средств.

Период окупаемости ($\Pi_{ок}$) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{\Pi_{ок}} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_0}} = 0, \quad (6.10)$$

где $\Pi_{ок}$ - период возврата вложенных средств, год.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$\Pi_{cp} = 300\,715,36 / 36 = 8\,853,2 \text{ тыс. руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$\Pi_{ок} = 32\,440,1 / 8\,853,2 = 4 \text{ мес.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит менее полугода, а именно 4 месяца, период за которым значение NPV и дальше положительно.

6.4. Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Игольско-Талового месторождения, приведена в табл. 6.4.1.

Таблица 6.4.1 - Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значения (по годам)		
	1 год	2 год	3 год
Прирост добычи нефти, тыс.т	68,8	60,5	48,3
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	471,7	418,2	335,8
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	187,9	168,6	119,8
Прибыль предприятия, млн.руб.	150,8	108,0	41,9
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб.	471,62	418,2	335,8
Индекс доходности (PI), доли ед.	3,8		
Срок окупаемости, мес.	4		

6.5. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств (смотри таблицу 6.5.1). Данные показатели рассчитывались по 10 скважинам в динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной табл. 6.5.1.

Таблица 6.5.1 - Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед. изм.	Варианты	
		Без ГРП	С ГРП
Проектная добыча нефти	тыс. т	94,3	177,6
Проектный срок разработки	годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс. м ³	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений	млн. руб.	221,7	476,3
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	769,2	1225,6
Индекс доходности	ед.	-	3,8
Срок окупаемости	годы	-	0,33

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 456,4 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 1225,6 млн. руб. за 3

года. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит 83,3 тыс. т нефти.

7 Социальная ответственность

Данная выпускная квалификационная работа посвящена вопросу гидравлического разрыва пласта, описана одна из ведущих технологий проведения ГРП в России, описаны ее особенности и преимущества, подробно описана методика подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, проведены технологические расчеты гидравлического разрыва пласта, а также анализ экономической эффективности.

В данной части работы рассмотрена социальная ответственность предприятия при проведении гидравлического разрыва пласта. Уделено особое внимание описанию рабочего места персонала, осуществляющего производство работ по гидравлическому разрыву пласта, вредным проявлением факторов производственной среды, оказывающих влияние на персонал и окружающую среду. Рассмотрены пути снижения влияния вредных факторов, как на персонал, так и на окружающую среду.

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при гидравлическом разрыве пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Подвижные части производственного оборудования; 3. Сосуды и аппараты под давлением; 4. Электробезопасность.	1. ГОСТ 12.1.005-88 [2]; 2. ГОСТ 12.01.003-83 [3]; 3. ГОСТ 24346-80 [4]; 4. ВСН34-82 [5]; 5. ГОСТ 12.4.011-89 [6];

телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в пласт.	3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.		6. ГОСТ 12.2.003-91 [7]; 7. ГОСТ 12.2.062-81 [8]; 8. ГОСТ Р 52630-2012 [9]; 9. ГОСТ 12.1.004-91 [10]; 10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 [11].
---	--	--	--

7.1 Анализ вредных факторов

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование.

На рабочего действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП, согласно ГОСТ 12.0.003-74 [1].

7.1.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C1-C10) и сероводорода (H₂S) в

смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении технологических процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП)

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 7.2 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [2].

Таблица 7.2 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [2]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [4]. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

7.1.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений [11].

7.1.3 Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие.

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ [13].

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» [14].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X0, Y0							
	виброускорения				виброскорости			
	м*с ⁻²		дБ		м*с ⁻² *10 ⁻²		дБ	
	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		0,64		2,0		102	
2,5	0,071		0,46		2,5		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне; - установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

7.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта большую часть работы осуществляет на территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [4]

Лампа	Макс. сила света, ккд	Лампа
ПЭС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

7.1.5 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которое характеризуется повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением

тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20мг/м³, а на месторождении - 8 мг/м³. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м³. По ГОСТ 12.1.005-88 [2] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Сажа	4	3
Диоксид азота	2	3
Оксид углерода	20	4
Углеводороды нефти	300	2
Диоксид серы	10	3
Метанол	15	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [2], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

7.1.6. Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки.

Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением.

Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение гидроразрыва связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда.

7.1.7 Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связан с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [6] устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально подготовленные емкости или в канализацию.

7.1.8 Электробезопасность

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего.

Электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [11], существуют следующие средства защиты от повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

1. Оградительные устройства;
2. Индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики)
3. Устройства автоматического контроля и сигнализации;
4. Изолирующие устройства и покрытия;
5. Устройства защитного заземления и зануления;
6. Устройства автоматического отключения;
7. Устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
8. Устройства дистанционного управления;
9. Предохранительные устройства;
10. Молниеотводы и разрядники;
11. Знаки безопасности.

7.2 Экологическая безопасность

7.2.1 Защита атмосферы

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы

и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромислах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты.

При строительстве нефтегазопромысловых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- использование автотранспорта, имеющего высокие экологические показатели, потребляющего небольшое количество топлива, оборудованного нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов и силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;

- осуществление контроля токсичности и уровня дымности отработавших газов автомобильных двигателей в соответствии с действующими стандартами, проведение мероприятий по их снижению;

- обеспечение регулярного технического осмотра и обслуживания транспортных средств;

- разработка оптимальной схемы движения транспортных потоков, позволяющей до минимума снизить выброс отработанных газов;

- выбор оптимального режима работы машин при выполнении технологических процессов, с учётом того, что работа строительных машин характеризуется частой сменой нагрузочных режимов работы двигателей, и минимальную токсичность отработанных газов имеют дизельные двигатели при 60-70 % рабочей нагрузке;

- заправка автотранспорта закрытым способом;

- использование электроприводов в буровых установках и электрических земснарядов при разработке карьеров.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

7.2.2 Защита гидросферы

Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) строительство водопропускных труб;
- 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода согласно СНиП 2.05.06-85 [15];

3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);

4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;

5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;

6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;

7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;

8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);

9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

7.2.3 Защита литосферы

Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва 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. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

5. 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.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;

- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [14], на производственных

участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м³, либо получением извещения об аварии.

Согласно [14] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

7.3.1 Пожаробезопасность

Противопожарный режим излагается в цеховых и обще объектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломami и огнетушителями ОХП – 10, ОУ – 2, ОУ – 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен

порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [5]. Класс рабочей зоны П – III по классификации пожаро-опасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыво-опасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа.

7.4 Правовые и организационные вопросы

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С

целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [12], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [13]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Заключение

Целью гидравлического разрыва пласта является интенсификация текущей нефтедобычи при разработке низкопроницаемых залежей и повышения в конечном итоге коэффициента нефтеотдачи по месторождению.

Игольско-таловое месторождение является уникальным по запасам жидкого углеводородного сырья, характеризуется трудноизвлекаемыми запасами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, поэтому на данном месторождении уделяют большое внимание новейшим технологиям при разработке. Гидравлический разрыв пласта на горизонтальных скважинах месторождения является неотъемлемой частью геолого-технологических мероприятий по увеличению интенсификации притока низкопроницаемых коллекторов, обеспечивающей многократный прирост дебита жидкости в эксплуатационных скважинах.

В результате ГРП значительно повышается дебит добывающих скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

В данной работе на основе фактического материала разработана технология ГРП на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения, проведен расчет оптимальных технологических параметров ГРП, при которых процесс ГРП позволит значительно увеличить продуктивность горизонтальной скважины, произведен расчет экономического эффекта, на основании которых получены следующие результаты:

- дебит нефти на обрабатываемой скважине увеличился от 15 до 78,2 т/сут.;

- затраты на проведение гидроразрыва пласта окупались в течение 120 суток при продолжительности технологического эффекта 465 суток, что свидетельствует о целесообразности проведения гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах Игольско-Талового месторождения.

Факторы, обеспечивающие успех планируемых работ по гидроразрыву пласта:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого фонда скважин, перспективных для проведения гидроразрыва;
- использование своевременной высококачественной зарубежной техники, технологии и материалов, обеспечивающих стабильный успех и прирост добычи при гидроразрыве пласта.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

- снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;
- опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;
- недостаточная геологическая изученность месторождений;
- сложное геологическое строение объектов разработки;

На месторождениях компании «XXX» технология гидравлического разрыва пласта в настоящий момент имеет стабильный эффект.

Применение гидроразрыва пласта на Игольско-Таловом месторождении имеет наиболее значительные перспективы: ввиду высокой доли запасов низкопродуктивных залежей, так как высокопродуктивные залежи в достаточной степени выработаны.

Список использованных источников

1. Авторский надзор за разработкой месторождений «XXX» за 2013 г. Игольско-Таловое месторождение / П.В. Молодых, С.И. Алексеев, Т. П. Еремеева, О.С. Г.нова, И. В. Бородич – Томск, 2012 г. – 217 с.
2. Резниченко В.А. Корреляция верхнеюрских пластов-коллекторов на территории деятельности «XXX». / Томск, 2000 г. – 105 с.
3. Багаутдинов А.К. Технологическая схема разработки Игольско-Талового месторождения. /А. К. Багаутдинов - Томск, 1984 г. – 108 с.
4. Проект доразведки Игольско-Талового нефтяного месторождения. / «XXX», НГДУ «Иголнефть». – 1991 г. – 310 с.
5. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30
6. В.М. Шенбергер, Г. П. Зозуля, М.Г. Гейхман, И.С. Матиешин,
7. А.В. Кустышев, «Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах», Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. - 574 с.
8. Зозуля Г.П., Шенбергер В.М., Карнаухов М.Л. и др. «Расчеты при капитальном ремонте скважин». Учеб. пособие для ВУЗов. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003, - 188 с.
9. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. «Строительство наклонных и горизонтальных скважин». – М.: Недра, 2000.
10. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. «Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин». М.: Недра, 1984 г. – 238 с.
11. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. / В.Ф. Иматов, Ю.М. Малышев и др. – М.: Недра, 1990 г. – 157 с.

12. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ю. Шеметов. – М.: Недра, 1997. – 485 с.
13. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Издательство стандартов, 1978. – 5 с.
14. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Издательство стандартов, 1999. – 47 с
15. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М.: Госгортехнадзор РФ, 2003. -178 с.
16. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности, 1999. – 34 с.
17. Матвеев, С.Н. Справочная книга по добыче нефти/ С.Н. Матвеев, Р.Т. Габрафиков и др. — НГДУ «КН» -Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья», 2002. — 364 с.
18. Мищенко, И.Т.Сборник задач по технологии технике нефтедобычи/ И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольский. - М: Недра, 1970.
19. Муравьев, И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др.- М.: Недра, 1970.
20. Технология применения кислотосодержащих составов для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. РД 39-02691126-001-95 - Тюмень: СибНИИ НП.-1995.