

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

---

Институт Природных Ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождения

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении(ЯНАО)</b>
УДК <u>622.276.66-047.44(571.121)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Коновалов Андрей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н.	к.ф.-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭПР	Пожарницкая О.В.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры БЖД	Немцова О.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

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

Институт ИПР  
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело  
 Кафедра ГРНМ

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Коновалову Андрею Александровичу

Тема работы:

Анализ эффективности проведения ГРП на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении(ЯНАО)

Утверждена приказом ректора (дата, номер)	от 2017г. № 1959/с от 22.03.2017
---	----------------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение(ЯНАО) Исходные данные к работе: -Пакет геологической и геофизической информации по Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению; -Научно-технические журналы, статьи из иностранных конференций; -Фондовая и периодическая литература; -Общепринятые ГОСТы и стандарты
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	-Общие сведения о месторождении. -Геолого-физическая характеристика месторождения. -Основные положения проекта разработки Неокомских отложений Ямбургского НГКМ -Применение ГРП (цель, характеристики) -Анализ эффективности применения ГРП -Финансовый менеджмент. -Социальная ответственность.

<b>Перечень графического материала</b>	-Рисунок 1 – Принципиальная схема обустройства Ямбургского НГКМ -Рисунок 2.1 – Структурная карта Ямбургского НГКМ по кровле сеноманской продуктивной толщи -Рисунок 2.2 – Нефтегазоносность пластов Ямбургского месторождения -Рисунок 4.1 – Радиальный приток к скважине -Рисунок 4.2 – Линейное течение жидкости в трещине -Рисунок 4.3 – Схема геометрии трещины с изображением $w_f$ , $h_f$ и $L_f$ -Рисунок 4.4 – Схема проведения ГРП -Рисунок 4.5 – Пример графического изображения трещины -Рисунок 4.6 – График результатов, полученных по приборам промыслового каротажа (PLT) по скважине 11601, показывающий переток пластового флюида -Рисунок 4.7 – График двойного логарифма по КВД в скважине 21109 после ГРП -Рисунок 4.8 – Зависимость проницаемости по каротажу от проницаемости по истории работы скважин (пласты БУ 8-1 и БУ 8-2) -Рисунок 4.9 – Накопленная гистограмма распределения проницаемости -Рисунок 4.10 – Прогнозируемые и реальные (после проведения ГРП)
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Немцова О.А.</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	<b>Пожарницкая О.В.</b>

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20.01.2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Коновалов Андрей Александрович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3Г	Коновалову Андрею Александровичу

<b>Институт</b>		<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов гидравлического разрыва пласта (ГРП)</i>	-Стоимость материалов и оборудования для проведения ГРП -Заработная плата рабочих -Налоги
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	-Норма амортизационных отчислений -Обязательные страховые взносы -Нормы технологического проектирования
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	-Амортизационные отчисления по спец. Технике -Отчисления на социальные нужды -Налог на прибыль

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведение гидроразрыва перспективно в применении, так как данный процесс является ресурсоэффективным методом.
2. <i>Планирование и формирование бюджета ГРП</i>	
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Применение данного метода эффективно с финансовой точки зрения, так как выручка от реализации будет превышать затраты.

**Перечень графического материала**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Таблица бюджета ГРП
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности ГРП

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	23.03.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент кафедры ЭПР	Пожарницкая О.В.	к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б3Г	Коновалов Андрей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БЗГ	Коновалову Андрею Александровичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объектом исследования в данной работе является площадь проведения гидравлического разрыва пласта на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО). Используемое оборудование включает в себя: насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда, а материалы и жидкости: продавочная и жидкость разрыва, ГСМ.</i></p>
---	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p><i>Вредные и опасные факторы, влияющие на работоспособность и угрожающие жизни рабочих:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</li> <li>-производственный шум и вибрация, высокое напряжение электрического тока;</li> <li>-загазованность воздушной среды выхлопными газами машин, используемых при ГРП;</li> <li>-неблагоприятные метеорологические условия: охлаждающее или же тепловое воздействие метеорологических условий, влажность воздуха, скорость ветра;</li> <li>-утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:</li> <li>-воздействие теплового излучения пожара;</li> <li>-воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений);</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, таких как пары нефти и газы работающих машин;</li> <li>-разливы жидкости разрыва при закачке.</li> </ul>

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><i>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•по природно-климатическим: <ul style="list-style-type: none"> <li>-лесные и торфяные пожары</li> <li>-наводки</li> <li>-ураганы</li> <li>-сильные морозы</li> <li>-метели и снежные заносы;</li> </ul> </li> <li>•по техногенным причинам: <ul style="list-style-type: none"> <li>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть: <ul style="list-style-type: none"> <li>-открытое фонтанирование скважин;</li> <li>-взрывы</li> <li>-ошибочные действия персонала при производстве работ;</li> <li>-отказ приборов контроля и сигнализации;</li> <li>-отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;</li> <li>-производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;</li> <li>-старение оборудования (моральный или физический износ);</li> <li>-коррозия оборудования;</li> <li>-факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 197 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</i></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	1.03.2017
---	-----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры БЖД	Немцова О.А.			1.03.17

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Коновалов Андрей Александрович		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и обработки <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий машиностроительного производства для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i>
P3	Ставить и решать <i>инновационные задачи инженерного анализа</i> , связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения
P4	Разрабатывать технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке машиностроительного производства
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания <i>новых</i> материалов в <i>сложных и неопределенных</i> условиях
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P7	Использовать <i>глубокие знания</i> по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной инженерной деятельности</i> с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 77 с., 13 рис., 12 табл., 17 источников.

Ключевые слова: пласт, коллектор, скважина, гидравлический разрыв пласта, продуктивность, дебит.

Объектом исследования являются Неокомские отложения Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – определить целесообразность проведения гидравлического разрыва пласта на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении с технологической и экономической точки зрения.

В процессе исследования проводился анализ имеющихся данных, на основе которых была определена целесообразность проведения ГРП на ЯНГКМ.

В результате исследования было выявлено, что проведение гидравлического разрыва пласта экономически целесообразно, но может привести к некоторым осложнениям во время его проведения на газоконденсатных залежах углеводородов.

В процессе выполнения работы были использованы программы: Microsoft Word 2016, Microsoft Excel 2016.



## Список сокращений

ЯНГКМ – Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ФЕС – фильтрационно–емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования скважин

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

УППГ – установка предварительной подготовки газа

ПО – программное обеспечение

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ГДИ – газодинамические исследования скважин

КВД – кривая восстановления давления

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПЛВА – план по ликвидации возможных аварий

ЧС – чрезвычайная ситуация

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СКЗ – средства коллективной защиты

ТБ – техника безопасности

ФОТ – фонд оплаты труда

ЗП – заработная плата

ГОСТ – государственный стандарт

## Содержание

1. Краткие сведения о месторождении .....	13
2. Геолого – физическая характеристика месторождения .....	18
2.1. Стратиграфическая характеристика месторождения.....	18
2.2 Тектоника.....	20
2.3 Газоносность.....	23
2.4 Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.....	25
2.5 Физико-химическая характеристика газа.....	27
3. Основные положения проекта разработки.....	29
4. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта .....	33
4.1 Общие сведения о гидроразрыве пласта .....	33
4.2 Отбор скважин – кандидатов для проведения ГРП на Ямбургском НГКМ .....	39
4.3 Анализ эффективности проведения ГРП на Ямбургском НГКМ.....	40
4.3.1 Заканчивание скважин и условия их эксплуатации .....	40
4.3.2 Анализ истории добычи газодинамических исследований скважин	42
4.3.3 Калибровка проницаемости, полученной по данным каротажа. ....	45
5. Социальная ответственность .....	51
5.1. Производственная безопасность .....	51
5.1.1. Анализ вредных факторов.....	51
5.1.2 Анализ опасных факторов.....	55
5.2. Экологическая безопасность.....	58
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	59
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	62
5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. ....	62
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	63
6. Финансовый менеджмент.....	65
6.1 Предпроектный анализ финансового менеджмента.....	65
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	65
6.1.2 SWOT-анализ.....	66
6.2 Материальные затраты .....	67
6.3 Амортизация основных фондов .....	68
6.4 Затраты на оплату труда.....	69
6.5 Отчисления на социальные нужды .....	70
6.6 Прочие затраты.....	71
6.7 Подсчет дохода от реализации проведения данного мероприятия .....	73
Заключение .....	75
Список литературы .....	76

## Введение

Неокомские отложения в пределах рассматриваемого месторождения характеризуются сложным геологическим строением, включающим высокую площадную литологическую неоднородность отложений, трещинно – поровый тип коллектора, сложное фазовое состояние пластовых систем.

В настоящее время отсутствуют отработанные технологии бурения, интенсификации и эксплуатации скважин, направленные на сохранение потенциальной производительности неокомских отложений. Напротив, осуществляемая политика интенсивных отборов газоконденсата с нарушением всех проектных показателей разработки при минимальных финансовых затратах в области геолого – промысловых и опытно – методических работ определяет отсутствие знаний о поведении залежей в предложенных проектом условиях дренирования пласта.

Современные технологии разработки низкопроницаемых залежей углеводородов ориентированы на применение технологий гидравлического разрыва пласта(ГРП) в максимально возможном числе добывающих скважин. Повышение эффективности добычи достигается за счет “выноса” забойных давлений через трещины ГРП из скважин в пласт, что многократно повышает градиент давлений, скорость фильтрации пластовых флюидов и, соответственно, объем активно дренируемых запасов углеводородов.

Принимая объект разработки в качестве сложно построенной неоднородно слоистой модели, рассеченной системами взаимно перпендикулярных трещин, при выборе технологического режима эксплуатации скважин необходимо прогнозировать ту или иную степень пластической деформации коллекторов и трещинных систем от заданного уровня рабочей депрессии.

Выбор технологической схемы ГРП определяет характер разреза пласта, технические условия и экономическую целесообразность. Для повышения эффективности гидравлического разрыва пласта на N-ном месторождении необходимо создавать трещины большой протяженности,

чтобы достичь максимального охвата дренированием низкопроницаемой удаленной зоны пласта. На N-ном месторождении практикой проведения ГРП доказана высокая эффективность создания широких трещин, соединяющихся с хорошо развитой системой естественных трещин пласта. По всем скважинам с гидравлическим разрывом необходимо проведения гидродинамических исследований до и после технологической операции для количественной оценки изменения потенциальной продуктивности пласта с выходом на анализ параметров образованной трещины.

Цель данной работы – определить, насколько целесообразно проведение ГРП с технологической и экономической точки зрения, выявить главные аспекты, проанализировать эффективность данного метода на N-ом нефтегазоконденсатном месторождении. Основными задачами является: освещение сущности ГРП как метода интенсификации притока на N-ом нефтегазоконденсатном месторождении; расчет основных характеристик процесса ГРП, таких как длина и ширина трещины, с целью определения эффективности данного метода; так же проведение экономического расчета ГРП для определения рентабельности данного метода. По окончании выполнения поставленных задач можно будет судить о том, насколько эффективно проведение ГРП на N-ом месторождении.

## 1. Краткие сведения о месторождении

Ямбургское месторождение расположено в пределах Тазовского полуострова на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Территория месторождения представляет полого-увалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м. Наименьшие из них отмечаются в долинах крупных рек. Сейсмически район неактивный.

Гидрографическая сеть района представлена реками Пойловояха и Хадуттэ с их многочисленными притоками, впадающими в Тазовскую губу. Реки несудоходные, ширина их до 100 м, скорость течения 0,5-1,0 м/сек. Вскрываются реки ото льда в первой половине июня, ледостав начинается в октябре. В ноябре лёд становится прочным и возможно безопасное продвижение грузового транспорта. Междуречья сильно заболочены. Для территории месторождения характерна большая заозеренность на водораздельных пространствах и по долинам крупных рек. Максимальная глубина озер составляет 0,5-5,6 м. Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самые холодные месяцы - январь и февраль со средней температурой минус 24-26 0С. Абсолютный минимум температуры достигает минус 58 0С. Средняя температура летних месяцев колеблется от 6<sup>0</sup>С до 9<sup>0</sup>С, а максимальная достигает 31 0С. Среднегодовая температура составляет минус 6,9 0С.

Среднегодовое количество осадков составляет 350-400 мм, из них основное количество выпадает в весенне-осеннее время. Толщина снежного покрова в понижениях рельефа не превышает 2 м, на водоразделах 0,6-0,8 м. Снеговой покров держится с ноября по май. Район расположен в тундровой зоне. Большая часть площади характеризуется тундровой растительностью - мхами и лишайниками. По берегам рек встречается редкая кустарниковая

растительность, представленная полярной ивой и карликовой берёзой высотой до 1,5 м. Месторождение расположено в зоне, для которой характерно почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП). Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек увеличивается от 2 до 5 м и более. Подошва ММП залегает на глубине 318-465 м, но на большей части территории - от 400 до 425 м. Геокриологический разрез месторождения подразделяется на три этажа: верхний - с монолитно-мерзлыми льдистыми песчано-глинистыми породами (60-145 м), средний - с преимущественно морозными глинистыми породами (200-250 м) и нижний - со слоисто-льдистыми, охлажденными и морозными песчаными породами (100-200 м). Температура ММП колеблется от минус 3 0С до минус 7 0С на подошве слоя годовых теплооборотов (5-8 м), и от минус 4 0С до минус 2 0С на подошве верхнего этажа. По интервалу среднего и нижнего этажа температура изменяется от минус 4<sup>0</sup>С до минус 1<sup>0</sup>С и выше. Средний градиент для подмерзлотного разреза составляет 3,2-3,4 0С/100 м.[1]

Сеноманская залежь месторождения разделена на Ямбургскую, Анерьяхинскую и, состоящую из северо-восточной и южной частей, Харвутинскую площади. В настоящее время разрабатывается Ямбургская площадь (с 1986 г.), эксплуатационный участок ЭУ-8 Харвутинской площади (с 1997 г.) и Анерьяхинская площадь (с 2004 г.), эксплуатационные участки ЭУ-9...11 Харвутинской площади (введены в 2006-2008 гг.).

Сбор и промысловая подготовка газа Ямбургской площади (ЭУ-1...7) к магистральному транспорту осуществляется на УКПГ1-7, газ из которых подается в систему промысловых коллекторов, соединяющих УКПГ с двумя площадками КС Ямбургская (с расположением на них 3 и 4 компрессорных цехов) системы магистральных газопроводов. Кроме того, на УКПГ-1 и УКПГ-4 подается для подготовки (после первичной сепарации на УППГ-8 и УППГ-4а) газ участка Эу-8 Харвутинской площади и Анерьяхинской площади. Подготовка газа эксплуатационных участков ЭУ-9, 10, 11

Харвутинской площади осуществляется на УКПГ-9, расположенном в районе эксплуатационного участка ЭУ-11 (рис. 1).

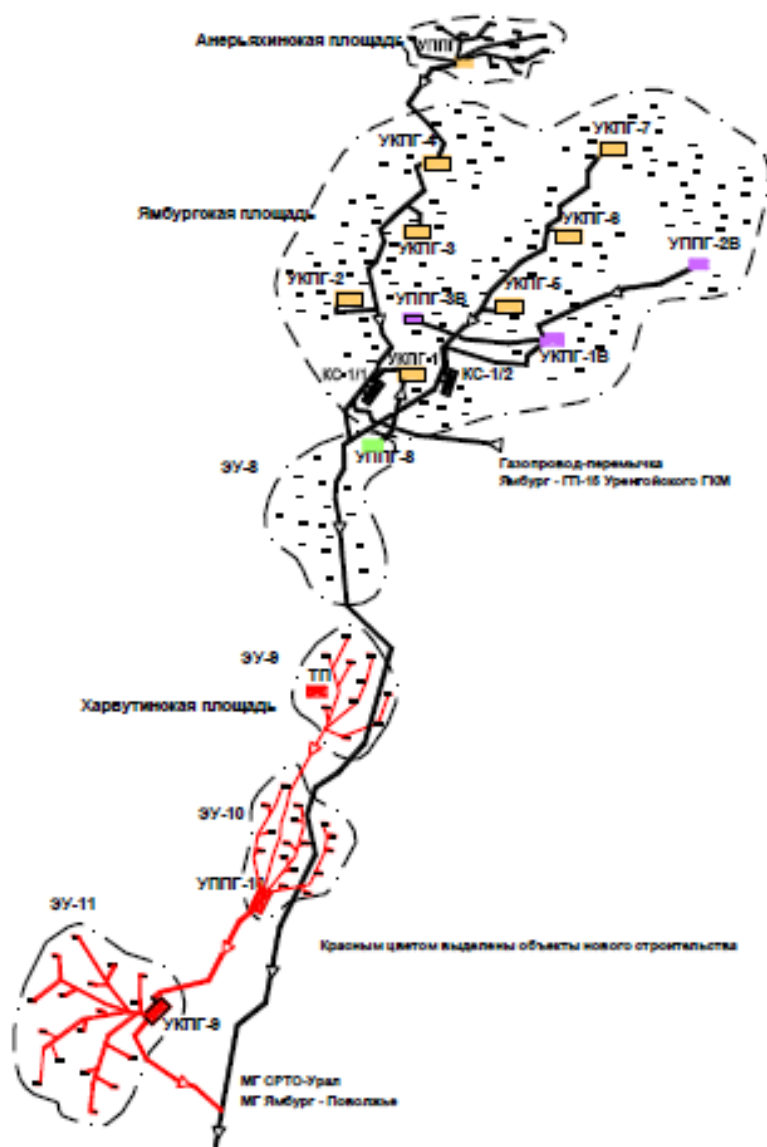


Рисунок 1 - Принципиальная схема обустройства Ямбургского НГКМ

Ввод установок в эксплуатацию был произведен в следующие периоды:

- УКПГ- 1 июль 1987 г.;
- УКПГ- 2 сентябрь 1986 г.;
- УКПГ- 3 июль 1989 г.;
- УКПГ- 4 декабрь 1994 г.;

- УКПГ- 5 январь 1988 г.;
- УКПГ- 6 сентябрь 1988 г.;
- УКПГ- 7 декабрь 1991 г.
- УКПГ-9 декабрь 2006 г.

Сеноманская газовая залежь относится к массивному типу. Вскрыта в интервале глубин 998-1210 м. Размеры составляют 175х50 км, высота более 220 м. Начальный ГВК прослеживается на отметках от минус 1158 м на юго-западе залежи до минус 1177 м на северо-востоке. Наклон плоскости начального ГВК имеет неравномерное по простиранию, северо-восточное направление.

К сеноманской продуктивной толще приурочены основные запасы газа месторождения. Начальные запасы свободного газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения, утвержденные ГКЗ в 2009 году и числящиеся на балансе составляют 5788,065 млрд м<sup>3</sup>. На 01.01.2014 из залежи отобрано 3407,028 млрд м<sup>3</sup> газа, что составляет 58,9 % от начальных запасов. Комплексный состав газа сеноманской залежи приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Комплексный состав газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения

Наименование компонента	Доля компонента в объемных %
Метан (СН <sub>4</sub> )	98,25
Азот (N <sub>2</sub> )	1,292
Диоксид углерода (СО <sub>2</sub> )	0,33
Гелий (He)	0,012
Аргон (Ar)	0,014
Водород (H <sub>2</sub> )	0,018
Этан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	0,075
Бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,0005
н-Бутан (nС <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,0015



Эксплуатационное разбуривание газоконденсатных залежей началось в 1987 г. Газоконденсатный комплекс валанжинской залежи Ямбургского месторождения представляет собой централизованную систему сбора газовой продукции скважин. Система обработки добываемого из нижнемеловых отложений газа включает две установки первичной подготовки газа (УППГ-2В и 3В) и централизованную установку подготовки газа и конденсата к магистральному транспорту УКПГ-1В.

Продуктивный комплекс характеризуется сложным геологическим строением. Залежи пластовые сводные, иногда литологически и гидродинамически экранированные. Наибольшую площадь распространения и наибольшие запасы газа имеют залежи пластов БУ<sub>3</sub><sup>1-2</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>3</sup>, размеры которых 34-48X20X45, высота 27-450 м. Начальное потенциальное содержание конденсата С<sub>5</sub>+ на «сухой» газ составляет по залежам пластов БУ<sub>3</sub>- БУ<sub>4</sub> 128 г/м<sup>3</sup>, БУ<sub>6</sub>- БУ<sub>9</sub> 110-116 г/м<sup>3</sup>. По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метаново - нефтяному типу, содержание ароматических углеводородов 6-18 % мас.[1]

## **2. Геолого – физическая характеристика месторождения**

### **2.1 Стратиграфическая характеристика месторождения**

В геологическом строении Ямбургского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса толщиной порядка 6-7км, несогласно залегающие на породах кристаллического фундамента палеозойского возраста. Породы осадочного чехла вскрыты на Ямбургской площади на максимальную глубину 4515м скважиной 500.

Палеозойский фундамент: отложения палеозойского фундамента вскрыты единичными скважинами на соседних площадях: Уренгойской, Надымской и др. Они представлены кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными интенсивно дислоцированными породами.

Триасовая система: отложения триасовой системы состоят из эффузивно-осадочного и осадочного (в Уренгойском районе) комплексов пород. Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в подошве, аргиллитами, алевролитами, туфогенными породами с отпечатками растений в верхней части разреза. Вышележащий осадочный комплекс подразделяется на пурскую, варенгяхинскую и витюнинскую свиты, сложенные конгломератами, песчаниками и аргиллитами. Общая толщина триасовых отложений на Ямбурге по данным сейсмических исследований составляет от 2 км в своде структуры до 4 км на ее восточном погружении.

Юрская система: отложения юрской системы представлены терригенными породами: глинами (аргиллитами), песчаниками, алевролитами с маломощными прослоями известняков и множеством пропластков и пластов углей и битуминозных глин. Они подразделяются на шесть свит: береговую толщиной порядка 600 м; ягельную толщиной до 150 м; котухинскую толщиной около 500 м; тюменскую толщиной 580-620 м; абалакскую толщиной 30-50 м; баженовскую толщиной 75 м. В кровле

тюменской свиты выделяется песчано-алевролитовый регионально нефтегазоносный пласт Ю2, залегающий на Ямбурге в скважине 500 на глубине 3754 м. Баженовская свита сложена преимущественно черными битуминозными аргиллитами морского генезиса.

Меловая система: отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. Нижнемеловые отложения подразделяются на сортымскую, тангиловскую и покурскую (нижняя часть) свиты.

Сортымская свита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, алевролитистыми, часто карбонатными. В основании свиты залегает ачимовская толща, представленная чередованием алевролитовых и глинистых пород. В верхней части свиты присутствуют пласты песчаников БУ10, БУ11 и БУ12. Общая толщина свиты 450-550 м.

Тангаловская свита, толщина которой достигает 1150-1310 м, подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов (пласты БУ9-БУ80); средняя – чередованием глин и пачек песчано-алевролитовых пород, которые выделяются под индексами БУ7-БУ1-2; верхняя – аргиллитами, алевролитами и песчаными пластами, индексируемыми от АУ11 до АУ14.

Покурская свита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с пропластками и линзами углей. Общая толщина свиты составляет 826 – 987 м. Следует отметить, что по возрасту к отложениям нижнего мела относятся лишь нижняя и средняя части разреза свиты, а верхняя имеет верхнемеловой (сеноманский) возраст.

Отложения верхнего мела подразделяются на покурскую (верхняя часть), кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты. Они представлены главным образом глинами, за исключением верхней части покурской свиты (сеноманской толщи), сложенной мелкозернистыми песчаниками, песками, алевролитами, глинистыми алевролитами с маломощными прослоями глин и известняков. К кровле покурской свиты приурочена основная по запасам

сеноманская газовая залежь. Общая толщина верхнемеловых отложений порядка 500-625 м.

Палеогеновая система: в отложениях палеогеновой системы выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская и люлинворская свиты. Разрез сложен глинами с прослоями песков и алевролитов, песками с прослоями алевроитовых глин, опоковидными глинами с линзами алевролитов. Общая толщина палеогеновых отложений составляет 450-500 м.

Четвертичная система: четвертичные отложения, залегающие на размытой поверхности палеогена, представлены песками с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, пластами торфа в верхней части. Толщина четвертичных отложений составляет 60-145 м.[2]

## 2.2 Тектоника

Согласно тектоническому районированию Ямбургское месторождение находится в северной зоне Западно-Сибирской впадины, в пределах Медвежье-Ямбургского мегавала. Месторождение приурочено к крупному Ямбургскому поднятию, расположенному в северной части мегавала. С юга к нему примыкают осложняющие мегавал Харвутинское, Ныдинское и Медвежье поднятия.

Высокоамплитудное куполовидное Ямбургское поднятие на юге через неглубокий прогиб соединяется с Харвутинским поднятием. Эти поднятия объединены общим контуром газоносности сеноманской залежи и представляют собой как бы единую валообразную структуру, вытянутую в северо-восточном направлении. Длина этой структуры составляет около 175 км, ширина 25-50 км. Высота поднятия более 220 м.

Ямбургское поднятие резко выражено, занимает гипсометрически приподнятое положение и его сводовая часть располагается на 140 м выше по сравнению со сводом Южно-Харвутинской структуры.

Собственно, Ямбургское куполовидное поднятие по данным бурения простирается в северо – восточном направлении и имеет ассиметричное

строение. Северная периклиналь структуры резко вытянута, очень пологая по сравнению южной и, вероятно, имеет сложное строение.

Северо-восточную часть Ямбургского поднятия осложняет крупный структурный нос, вытянутый в сторону Находкинского и Юрохаровского месторождений. В связи с этим на структурных картах по нижнемеловым отложениям ось сводовой части поднятия ориентирована в широтном направлении. В пределах структурного носа наблюдается несколько мелких куполовидных структур.

По кровле продуктивной толщи сеномана размеры собственно Ямбургского поднятия составляют 85х50 км и высота более 220 м.

Структурная карта по кровле продуктивного плато представлена на рис. 2.1.[2]



### 2.3 Газоносность

Ямбургское месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым - Пурской нефтегазоносной области. В разрезе месторождения выделяются две мощные продуктивные толщи. Одна из них приурочена к отложениям неокома тангаловской свиты, вторая – к отложениям сеномана покурской свиты.

Продуктивная толща тангаловской свиты неокома представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пластов с углистыми остатками и пропластками углей. Толщина ее примерно составляет 550-650 м. В продуктивной толще установлено 15 продуктивных горизонтов от БУз<sup>1</sup> до БУ<sub>9</sub><sup>3</sup>, в которых выявлено 23 газоконденсатных залежи.

Продуктивные горизонты в отдельных частях разреза представляют собой крупные (толщиной 30-35 м) песчано-алевролитовые пачки (горизонт БУз1), в большинстве случаев они состоят из нескольких изолированных или полуизолированных песчано-алевролитовых пластов толщиной 0,4-24 м. Одни из них имеют линзовидное строение, другие – выклиниваются в сводовой части или на склонах поднятия и лишь отдельные пласты прослеживаются в пределах всего месторождения. В связи с разобщенностью песчано-алевролитовых горизонтов, а также пластов-коллекторов одного и того же горизонта ГВК в них находятся на разных гипсометрических уровнях. Продуктивные горизонты характеризуются сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В неокомской продуктивной толще присутствуют залежи преимущественно литологически экранированные и линзовидные, реже пластового сводового типа. Залежи газа расположены на глубине от 2500 до 3350 м. Среди выявленных залежей наиболее крупная (БУ83) имеет размеры 31х41 км, высота около 327 м.

К сеноманской продуктивной толще приурочены основные запасы газа месторождения. Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6-1210,0м, ее размеры составляют 85х45 км, высота более 220 м.

Сеноманская залежь газа контролируется природным фактором – наличием высокоамплитудной ловушки, перекрытой мощной (500-800 м) толщиной турон-датских глин, которая служит надежной крышкой залежи. Залежь подстилается пластовой водой по всей площади ее распространения и является субмассивной. Газоводяной контакт ее находится на отметках 1158,4-1176 м и имеет наклон в северо – восточном направлении. Литологически резервуар представлен сложным неравномерным переслаиванием песчаных, алевритовых и глинистых пород, со значительным преобладанием коллекторов. Песчано – алевритовые породы в газонасыщенной части сеноманской продуктивной толщи составляют 41,9-85,3 %.[3]

Толщины проницаемых пород колеблются от 0,4 до 18,8 м; глинистых - от 0,4 до 31,4м. Коллекторами газа являются пески, песчаники, крупнозернистые алевролиты. Наибольшее распространение имеют крупнозернистые разности алевролитов. Для песчано-алевролитовых пород характерна самая разнообразная слоистость, отсортированность пород средняя. Нефтегазоносность рассматриваемых пластов представлена на рис. 2.2.[2]

Индекс пласта	Интервал перфорации, м		Тип флюида	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Относительная плотность газа по воздуху	Проницаемость, мДа Подвижность, мкм <sup>2</sup> (МПа х с)	Содержание		Средний дебит, м <sup>3</sup> /сут, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Температура на устье, °С	Температура в пласте, °С	Пластовое давление, МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Содержание стабильного газоконд., г/м <sup>3</sup>
	от (верх)	до (низ)					Серы, %	Парафина, %					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НК <sub>1</sub>	1100	1195	газ		0.56	500.0	нет	нет	850-900		28.0	6.2	
Скв.101 БУ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	2872	2877	г/к		0.64	16.1	нет	нет	10.40			28.7	150
Скв.114 БУ <sub>8</sub> <sup>0</sup>	3064	3070	г/к		0.65	15.7	нет	нет	358.69			31.5	113
Скв.114 БУ <sub>8</sub> <sup>1</sup>	3095	3103	г/к	765	0.63	15.4	нет	нет	335.80		76.5	31.6	113
Скв.114 БУ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	3122	3131	г/к	762	0.62	15.4	нет	нет	498.50		79.0	31.8	115
Скв.114 БУ <sub>9</sub> <sup>1</sup>	3151	3162	г/к	763	0.62	15.4	нет	нет	474.63		81.2	31.8	150
БУ <sub>10</sub> - БУ <sub>12</sub>	3300	3450	г/к		0.64	0.1-10	нет	нет	до 50.00		88-94	42.9-45.2	100-150

Рисунок 2.2 – Нефтегазоносность пластов Ямбургского месторождения



## 2.4 Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов

Построенные карты эффективных газонасыщенных толщин, средневзвешенных значений эффективной пористости и абсолютной проницаемости коллекторов и их доли в газонасыщенной толще сеномана позволили уточнить закономерности распространения газонасыщенных пород-коллекторов и изменения их фильтрационно-емкостных параметров на площади месторождения. Большое внимание было уделено наименее изученной северной части месторождения, районам УКПГ-7 и особенно УКПГ-4, где в 1998г. Дополнительно пробурено несколько глубоких разведочных скважин.

На территории месторождения выделяется несколько крупных участков с повышенными толщинами газонасыщенных коллекторов. В пределах этих участков породы-коллекторы характеризуются также более высокими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с соседними районами.

В южной половине месторождения прослеживаются два таких участка. Наиболее крупный по размерам, основной участок, в котором наблюдаются наибольшие в пределах месторождения толщины газонасыщенных коллекторов, приурочен к купольной части Ямбургского поднятия. Эффективные газонасыщенные толщины в нем изменяются от 90 до 175 м. максимальные их значения установлены в скважинах 2099 и 2120, пробуренных в своде поднятия.

Породы-коллекторы основного участка характеризуются очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В его пределах средневзвешенная эффективная пористость газонасыщенных пород-коллекторов составляет 24-31,5 % и лишь на отдельных периферийных участках уменьшается до 20-22%. Средневзвешенная абсолютная проницаемость коллекторов изменяется от 1,0 до 2,11Д, и только вблизи границ участка местами снижается до 0,5Д. Максимальные значения

средневзвешенной эффективной пористости и абсолютной проницаемости наблюдаются в сводовой скважине 2120.

Второй участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов наименьших размеров выделяется на пологом восточном крыле структуры. В его пределах эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 80 до 107м. Средневзвешенные значения эффективной пористости и абсолютной проницаемости пород-коллекторов соответственно составляют 22-26% и 0,5-1,14 Д.

В зоне, отделяющей первый основной участок от второго, эффективные газонасыщенные толщины уменьшаются до 60-75м, эффективная пористость коллекторов – до 18,5-20,5 и абсолютная проницаемость – до 0,32-0,34 Д.

В северной части месторождения, на территории УКПГ-4 и УКПГ-7 прослеживаются четыре участка повышенных толщин газонасыщенных коллекторов: западный, Анерьяхинский, восточный и центральный.

Западный участок выделяется на северной периклинали поднятия, в южной части площади УКПГ-4. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в нем от 40 до 60м, из которых на долю высокопроницаемых пород I-III классов приходится более 50% толщин, что составляет 24-49м. На картах эффективной пористости и абсолютной проницаемости этот участок также характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных параметров: средневзвешенная эффективная пористость составляет 18-26% и абсолютная проницаемость 0,3-0,9Д.

К северу от западного участка прослеживается Анерьяхинский участок повышенных толщин. В его пределах толщины газонасыщенных коллекторов колеблются от 30 до 44,5-47,5 м. Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов изменяется от 16 до 19,6%, а абсолютная проницаемость – от 0,22 Д до 0,33Д.

Восточный участок повышенных толщин газонасыщенных пород-коллекторов приурочен к северо-восточному структурному носу.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в его пределах от 50 до 84,5 м. Толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов I-III классов достигают 43-60 м. Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов составляет здесь 18-24,5%, а абсолютная проницаемость 0,250-1,14 Д.

Центральный участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов, имеющий субмеридиональное простирание, прослеживается на границе УКПГ-4 и УКПГ-7. эффективные газонасыщенные толщины достигают в нем 49,6-59,6 м, при этом толщина пород-коллекторов III класса составляет 19-36,2 м. Средневзвешенная эффективная пористость здесь не превышает 18-20,6 %, а проницаемость 0,23 0,27 Д.

Западный, центральный и восточный участки повышенных толщин разделены зонами, где толщины газонасыщенных коллекторов значительно сокращаются и составляют менее 40 м, при этом содержание высокопроницаемых пород в них уменьшается до 7-11 м. В разрезах этих зон присутствуют коллекторы, состоящие в основном из глинистых алевролитов, в связи с чем их средневзвешенная эффективная пористость составляет лишь 15-16 %, а абсолютная проницаемость – менее 0,1Д.

Толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов в разрезах участков повышенных толщин в несколько раз больше, чем в разделяющих их зонах. Это указывает на то, что значительная часть песчаных и алевролитовых пластов (коллекторы I-III классов), вероятно, выклинивается или замещается слабопроницаемыми глинисто-алевролитовыми породами в сторону зон пониженных эффективных газонасыщенных толщин.[2]

## 2.5 Физико-химическая характеристика газа

Нижнемеловые отложения Ямбургской площади содержат газ метанового состава с большим количеством тяжелых углеводородов в газе присутствует конденсат. В соответствии с протоколом ГКЗ РФ №

206 — ДСП от 17 декабря 1993 г. потенциальное содержание углеводородов C5+в в продуктивных пластах нижнего мела составляет:

$$\begin{aligned} \text{БУ}_3^1 - \text{БУ}_5^3 & - 132\text{г/м}^3, \\ \text{БУ}_6^3 - \text{БУ}_8^{01} & - 113\text{г/м}^3, \\ \text{БУ}_8^1 - \text{БУ}_8^2 & - 115\text{г/м}^3, \\ \text{БУ}_8^3 - \text{БУ}_{\text{д}^1-3} & - 112\text{г/м}^3. \end{aligned}$$

Относительная плотность газа по воздуху изменяется от 0,601 до 0,650. [2]

Газ сеноманской залежи Ямбургской площади состоит, в основном, из метана (98,32%). Содержание тяжелых углеводородов в среднем составляет 0,0662%, сероводород отсутствует. В пробах и по результатам на газоконденсатность углеводороды C5+в не обнаружены. Содержание азота 1,18%, углекислого газа 0,382%. В непромышленных концентрациях отмечены инертные газы (до 0,01%), водород содержится в количестве **0,038%**. Относительная плотность газа по воздуху 0,564, среднее значение низшей теплотворной способности - 7878 ккал/м<sup>3</sup>. Среднекритические параметры составляют  $P_{\text{кр.}} = 45,75$  атм.,  $T_{\text{кр.}} = 190,66^\circ\text{К}$ . [3]

### **3. Основные положения проекта разработки**

Страницы 29 – 32 исключены в связи с содержанием коммерческой тайны.









## 4. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта

### 4.1 Общие сведения о гидроразрыве пласта

При эксплуатации скважин после бурения через продуктивный пласт, находящиеся под большим давлением в поровом пространстве газ двигается к скважине, а затем поднимается на поверхность. Режим, при котором происходит приток флюида к скважине, называется радиальным, рис. 4.1.



Рисунок 4.1 – Радиальный приток к скважине

Если скважина дает приток при радиальных условиях, то производительность ее зависит от депрессии  $\Delta P$ , создаваемой между пластом и скважиной, и пропускной способности пласта  $kh$ .

Приток добывающей скважины может быть значительно увеличен с помощью гидроразрыва пласта (ГРП). При проведении гидравлического разрыва пласта в скважину закачивается жидкость (гель) при давлении выше давления разрыва породы. При дальнейшей закачке жидкости в пласт создается высокопроницаемая трещина, созданная трещина расклинивается пропантом. Далее течение жидкости вначале происходит из пласта в трещину похожее на радиальное, а потом линейное течение жидкости в трещине до забоя скважины. Созданная трещина от ГРП в отличие от других методов воздействия, значительно увеличивает площадь притока за счет

увеличения радиуса питания равное длине трещины и обеспечивает линейный приток к скважине. Фильтрация жидкости в трещине на рис. 4.2.

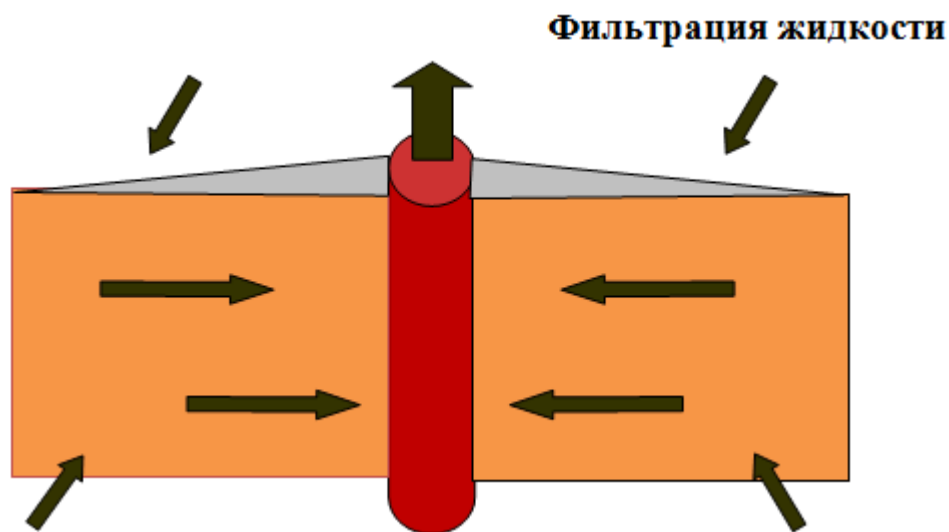


Рисунок 4.2 – Линейное течение жидкости в трещине

Создание линейного потока ведет к увеличению темпов отбора флюида из пласта. Площадной контакт высокопроницаемой созданной трещины с пластом дает наглядное увеличение притока из низкопроницаемого пласта, что характерно для Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения(НГКМ). В трещине существенно снижаются дополнительные потери давления из-за высокой проводимости при течении жидкости из пласта к скважине, ускоряются темпы отбора, соответственно балансовые запасы могут быть извлечены за меньший период времени. Гидравлический разрыв применяется в основном в низкопроницаемых коллекторах, но может быть применен в высокопроницаемых. Проведение гидроразрыва преследует главные цели:

- 1) увеличить продуктивность пласта посредством увеличения эффективного радиуса дренирования скважины, за счет увеличения параметров трещины;
- 2) создать канал притока жидкости в ПЗП из отдаленной зоны пласта через прискважинную загрязненную зону.

Гидравлический разрыв – это процесс использования гидравлического давления для создания новых искусственных трещин или расширение существующих трещин в пласте. Трещины увеличиваются в длину, высоту и ширину за счет закачки гелевой смеси флюида и проппанта под высоким давлением, сохранение размеры трещин в открытом состоянии при снижении давления в скважине. Способность трещины увеличивать добычу из пласта зависит от трех главных характеристик геометрии трещины: высоты, ширины и эффективной длины. Эти параметры взаимосвязаны и определяются горными напряжениями. Схема трещины, закрепленной проппантом, изображена на рис. 4.3.

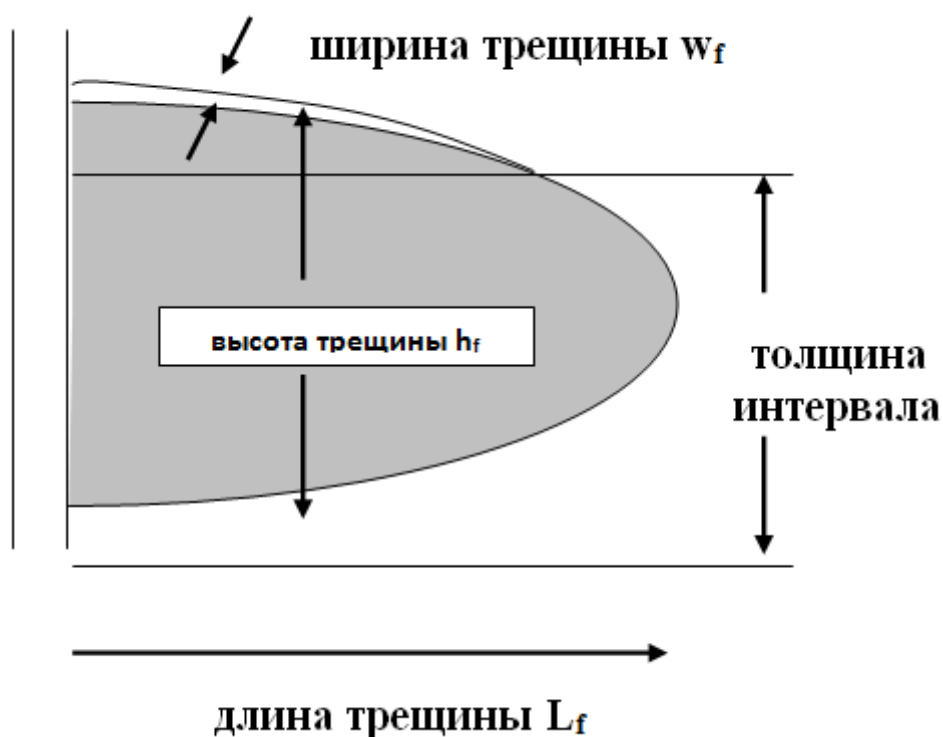


Рисунок 4.3 – Схема геометрии трещины с изображением  $w_f$ ,  $h_f$  и  $L_f$

Изображение см. рис. 4.3 является только половиной полной геометрии трещины. В таком случае длина трещины на самом деле представляет ее полудлину, так как предполагается, что всегда существует зеркальное отражение этой трещины с другой стороны скважины с такими же параметрами как ширина, высота и длина. Об этом всегда нужно помнить при анализе влияния трещины на продуктивность скважины. Что касается

геометрии трещины, можно сказать, что очень важна ширина трещины  $w_f$ , так как ее произведение на проницаемость трещины  $k_f$  определяют ее проводимость  $w_f \cdot k_f$  или ее способность проводить флюиды к скважине.

Высота трещины важна с точки зрения ее соотношения к эффективной толщине продуктивного пласта. Избыточная высота трещины ограничивает длину трещины, которая могла бы быть достигнута при данном объеме закачки. Длина трещины  $L_f$  – степень развития трещины вглубь продуктивного пласта. Длина трещины является важным параметром, так как определяет площадь зоны дренирования жидкости из пласта. В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин путем снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также повышается конечная нефтеотдача посредством присоединения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков. Технологии ГРП различаются, в первую очередь, по объемам закачки технологических жидкостей и пропанта, и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Общая схема проведения ГРП на рис. 4.4.

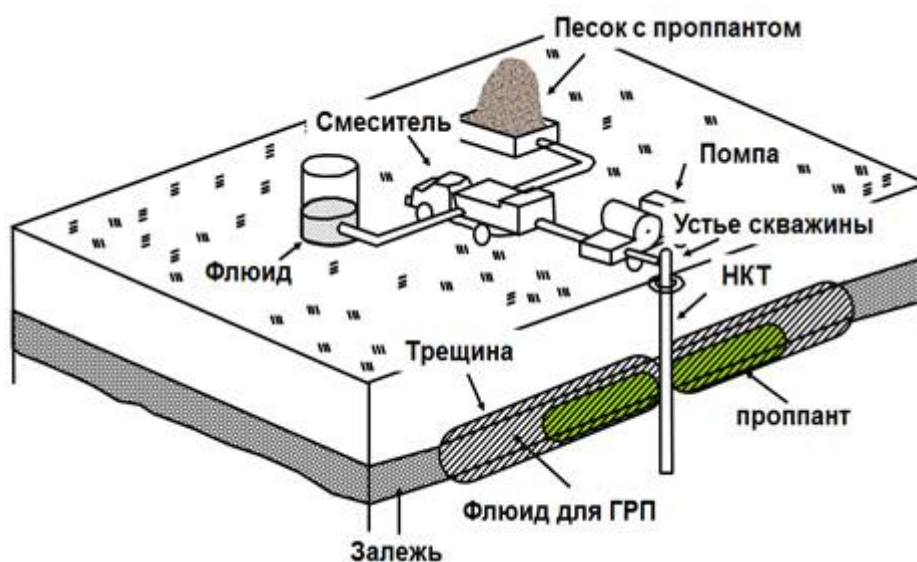


Рисунок 4.4 – Схема проведения ГРП

Проведение ГРП с образованием длинных трещин приводит к повышению не только проницаемости призабойной зоны пласта, но и охвата его воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов флюидов и повышению нефте- или газоизвлечения в целом. Вдобавок возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Наиболее приемлемая длина закрепленной трещины при проницаемости пласта  $0,01 - 0,05 \text{ мкм}^2$  обычно составляет  $50 - 80 \text{ м}$ , а объем закачки – от десятков до сотен кубометром жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.[4,5]

Основными факторами, влияющими на геометрию трещины, являются проницаемость пласта  $k_p$ , естественные напряжения горных пород, пластовое давление. Количество жидкости, профильтровавшейся в пласт во время ГРП, будет зависеть от свойств самой жидкости и от проницаемости пласта. Когда фильтрация жидкости разрыва в пласт велика, длина трещины уменьшается и трещина становится уже. Естественные напряжения горных пород, ширина трещины также зависит от естественных горных напряжений (минимального горного напряжения). Высота трещины контролируется границами пласта (кровлей и подошвой) и величиной основных напряжений горных пород. Ширина трещины обратно пропорциональна модулю упругости Юнга горных пород. Например, чем выше модуль Юнга, тем уже трещина. Другие свойства горных пород, такие как коэффициент Пуассона и сжимаемость системы, также влияют на геометрию трещины, но в значительно меньшей степени. Градиент разрыва (используемый для определения величины давления необходимого для разрыва породы) зависит от пластового давления следующим образом: чем выше градиент разрыва, тем выше давление, которое необходимо создать во время ГРП. В том случае, если рабочее давление достигает максимально допустимого давления (для устья и манифольдов), то возможно преждевременное экранирование трещины во время закачки проппанта.[5,6]

Ознакомление с переменными параметрами дизайна ГРП (тип и объем жидкости, тип и концентрация проппанта, скорости закачки, рабочие давления и пластовые данные) дает нам возможность рассмотреть расчет дизайна ГРП. Теоретический дизайн ГРП может быть рассчитан с использованием программного обеспечения. Целью дизайна является расчет осуществимости ГРП в конкретных условиях и получение информации для разработки процедур его проведения в полевых условиях. Для дизайна ГРП необходимо большое количество входных данных. Так как расчет 3-х мерной модели трещины включает применение множества теоретических взаимоотношений для упрощения компьютерных вычислений, его результаты должны быть восприняты как теоретическая аппроксимация геометрии трещины. Расчет дизайна трещины помогает принятию решений, касающихся выбора жидкости, объема закачки, скорости закачки, и т.д. и является полезным инструментом для создания плана проведения ГРП в полевых условиях, на рис. 4.5.

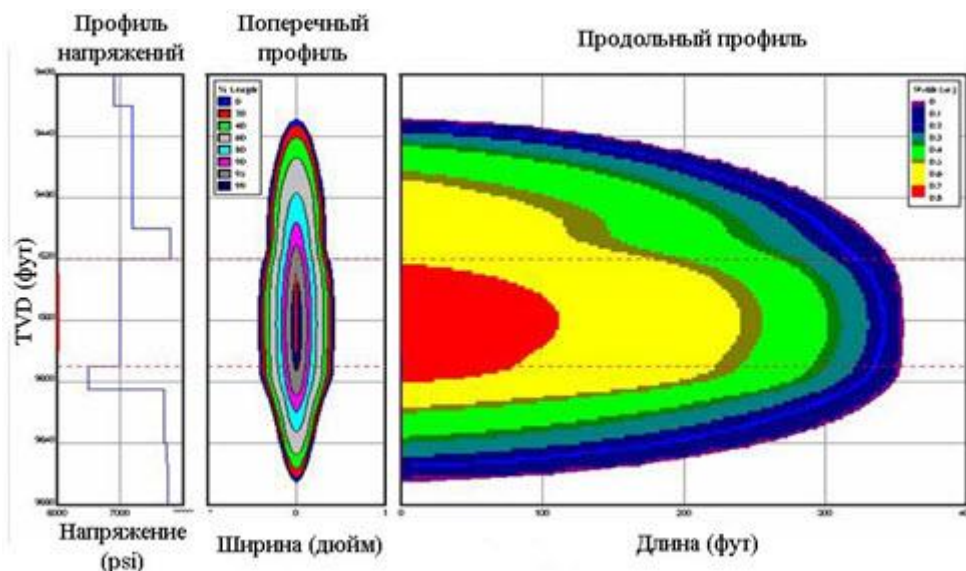


Рисунок 4.5 – Пример графического изображения трещины

На рис. 4.5 изображены профили напряжений горных пород, длины, ширины и высоты трещины. Также доступна информация о концентрации проппанта в трещине и другие параметры. Программное обеспечение(ПО) MFrac (MinFrac и MView) также позволяет получать и обрабатывать данные

при проведении мини-ГРП в реальном времени. Эта информация может быть очень полезной для определения давления развития, давления и времени закрытия трещины, эффективности трещины и т.д. Величины, полученные из ПО MinFrac и MView, могут быть использованы для перерасчета дизайна ГРП, если наблюдаются значительные различия между измеренными и предполагаемыми величинами. Оценка проведенного воздействия с использованием реальных данных, полученных в результате основного ГРП, обеспечивает прекрасную возможность изучения влияния действительных величин на результат теоретического проектирования.[6]

#### 4.2 Отбор скважин – кандидатов для проведения ГРП на Ямбургском НГКМ

Для отбора скважин-кандидатов на проведение работ по интенсификации добычи методом гидравлического разрыва пласта на газоконденсатных месторождениях Западной Сибири необходимо использование надежной методики прогноза ожидаемого дебита для оценки рентабельности проводимых работ. Этот процесс требует больших затрат времени специалистов по разработке месторождений и инженеров-проектировщиков ГРП и дополнительно осложняется отсутствием или неоднозначностью данных о добыче и фильтрационно – емкостных свойствах пласта.

Отбор скважин – кандидатов и точное прогнозирование продуктивности после ГРП было основной трудностью в работах по стимуляции неокомского пласта Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ). В данном случае процесс выбора кандидатов был дополнительно осложнен тем, что основная группа скважин, предварительно отобранных под проведение ГРП, включала скважины, находящиеся в бездействии в течение длительного времени. Эти скважины из пробуренного фонда на неокомский объект не могли обеспечить стабильный режим работы в шлейф и находились либо в заглушенном состоянии, либо работали в периодическом режиме, что было обусловлено низкими ФЕС пластов и

снижающимся пластовым давлением. Ситуация осложнялась отсутствием данных по истории добычи и замерам пластового давления и других важных параметров, используемых при расчете ожидаемой добычи после проведения ГРП. Таким образом, планируемый метод расчета производительности скважин должен был основываться на доступных данных по каротажу, имеющемуся по большинству скважин пробуренного фонда, записанному в открытом стволе во время бурения, и таких данных, как показания стандартного комплекса бокового каротажного зондирования(БКЗ).

В таких условиях ограниченности информации по скважинам создание методики расчета ожидаемого дебита после проведения ГРП, базирующейся на имеющихся данных каротажа, было крайне необходимо. Выработанный подход подробно описывается в данной работе.

#### 4.3 Анализ эффективности проведения ГРП на Ямбургском НГКМ

##### 4.3.1 Заканчивание скважин и условия их эксплуатации

На Ямбургском НГКМ практикуется кустовое бурение скважин, при котором все скважины куста работают в единый газосборный коллектор. Для стабильной работы в этих условиях скважина должна отвечать следующим требованиям:

- рабочее давление на устье должно быть не ниже давления в линии;
- для обеспечения безгидратного режима работы температура на устье должна быть не ниже 18°C;
- иметь дебит, обеспечивающий вынос жидкости с забоя скважины. Так, для НКТ диаметром 73 мм дебит свободного газа составляет 140x10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/сут.

Относительно высокое давление в сборных линиях Ямбургского НГКМ в сочетании со снижающимся пластовым давлением являются основным препятствием в работе скважин с низкой производительностью. Интенсификация притока углеводородов путем проведения ГРП способна при тех же условиях эксплуатации увеличить дебит ряда скважин выше минимально порогового значения. Как известно, для расчета дебита газовой



скважины существует несколько приближенных решений уравнения диффузии, где каждое из приближений применимо и действительно только для определенного диапазона давлений. Для условий некомского объекта разработки Ямбургского НГКМ наиболее целесообразно использование частного, приближенного решения уравнения диффузии с использованием псевдодавления, учитывающего изменения свойств газа.[7]

Преобразованное уравнение притока, предложенное Муньером с использованием нормализованного псевдодавления, будет выглядеть следующим образом:

$$p_{pn} = p_i + \left(\frac{\mu_i Z_i}{p}\right)_i \int_{p_i}^p \frac{p dp}{\mu_g(p) Z(p)} \quad (4.1)$$

Использование нормализованного давления позволило аппроксимировать уравнение диффузии к линейному уравнению по всему диапазону давления и тем самым заменить давление в классическом уравнении Дарси, используемом для расчета дебита нефтяных скважин. После преобразований уравнение Дарси с использованием нормализованного псевдодавления можно записать в следующем виде:

$$Q_g = \frac{5.43 \cdot 10^{-2} \cdot k h (p_{pnr} - p_{pnwf})}{\mu_g B_g (\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + D Q_g)} \quad (4.2)$$

где  $Q_g$  — дебит газа, м<sup>3</sup>/сут

$k$  — проницаемость пласта, мД,

$h$  — газонасыщенная мощность пласта, м,

$\mu_g$  — вязкость газа, ср,

$B_g$  — объемный коэффициент, м<sup>3</sup>/стм<sup>3</sup>,

$r_e$  — радиус скважины, м,

$r_w$  — радиус зоны дренирования, м,

$S$  — скрин-фактор,

$D = 103$  (м<sup>3</sup>/сут.)<sup>-1</sup> нон-Дарси коэффициент,

Таким образом, для расчета дебита скважины до и после проведения ГРП требуется набор параметров, таких как пластовое давление, проницаемость и скин-фактор. Зачастую эти параметры, необходимые для расчета дебита скважины, могут быть определены на основе анализа истории добычи или проведенных газодинамических исследований (ГДИ).

#### 4.3.2 Анализ истории добычи газодинамических исследований скважин

На газоконденсатных месторождениях не всегда возможно проведение замеров дебита добываемой продукции по каждой скважине, и Ямбургское НГКМ не является исключением. Для определения величины дебита газа и конденсата ежемесячно производится расчет дебита по каждой скважине при ее фактических условиях работы, основанный на результатах проведения газодинамических исследований скважин (ГДИ).

В основе ГДИ лежит тест на установившихся отборах, во время проведения которого скважина последовательно исследуется на 3-4 различных режимах, регулируемых разными диаметрами штуцера, после чего проводятся контрольные испытания на 2-3 режимах работы в обратном порядке. Стандартная программа ГДИ также включает в себя регистрацию кривой восстановления давления (КВД), которая проводится после теста на установившихся режимах. Основная информация, получаемая после проведения исследования скважин, включает в себя данные о дебите газа по скважине, устьевом и затрубном давлении, а также забойном давлении, рассчитанном для каждого режима эксплуатации. По результатам проведения теста КВД определяется средневзвешенное пластовое давление по всем вскрытым пластам в скважине. Полученная в ходе проведения исследований по скважинам информация позволяет определить фильтрационные коэффициенты  $a$  и  $b$  для дальнейшего расчета дебита скважины на основе следующей зависимости:



Низкая информативность проводимых тестов ГДИ может быть также связана с недостаточной продолжительностью работы скважины на режимах и при проведении теста КВД. Например, проницаемость пласта БУ 8-2, работающей на один пласт скважины 21109, на которой после ГРП было проведено исследование, по результатам интерпретации теста составила 4 мД (рис. 4.7).

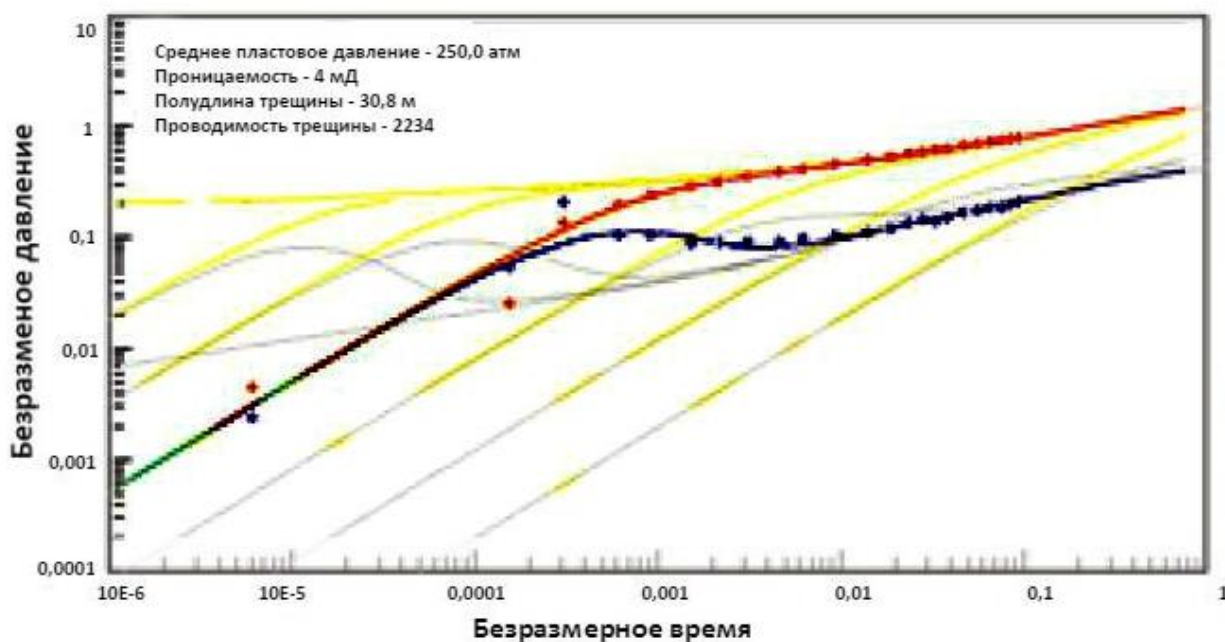


Рисунок 4.7 – График двойного логарифма по КВД в скважине 21109 после ГРП

В данном случае анализ проведенного теста КВД показал, что безразмерное время до псевдоустановившегося состояния составляет 36,5 дней. Очевидно, что продолжительности проведения ГДИС недостаточно для определения свойств пласта и пластового давления. Аналогичные условия существуют и для других скважин как до, так и после проведения гидроразрыва пласта.

Таким образом, использование только лишь данных полученных при проведении газодинамических исследований, не позволяет провести оценку работы скважины после проведения ГРП.[8]

#### 4.3.3 Калибровка проницаемости, полученной по данным каротажа.

Существует множество методов определения проницаемости. Для расчета добычи по пласту самой оптимальной является эффективная проницаемость, определенная на основе газодинамических исследований. Это связано с ее усреднением по горизонтали на расстоянии радиуса исследования и по вертикали в пределах пласта. Но в скважинах, в которых одновременно эксплуатируется несколько продуктивных горизонтов, проведение такого рода исследований является очень трудоемким процессом, требующим больших денежных затрат и ставящим под сомнение целесообразность проведения исследования в каждой скважине. Поэтому часто оперируют пересчетным значением проницаемости, полученной по данным каротажа. Поточечная интерпретация каротажа способна нести большую информацию о значении проницаемости в пластовых условиях.

Стандартный метод интерпретации основан на корреляции между пористостью и проницаемостью с использованием мультиминеральных уравнений.[8] Часто эти корреляции получают на основе данных керна, отобранного в разведочных скважинах. Учитывая, что керновые зависимости устанавливаются на основе лабораторных исследований, в поверхностных условиях, сильно отличающихся от пластовых, проницаемость, полученная на основе данных кернового образца, не может представлять эффективную проницаемость и не может описывать неоднородность коллектора. Таким образом, установленные на основе этих данных зависимости могут иметь существенные погрешности. В связи с этим достаточно часто проницаемости, определенные с использованием установленных зависимостей по результатам интерпретации каротажа, не находят подтверждения на практике и потому нуждаются в дополнительной калибровке.[9]

В современной практике существует несколько способов проведения такого рода корректировки проницаемости, полученной в ходе проведения интерпретации каротажа. Наиболее распространенным является построение

кросс-плота на основе средневзвешенной проницаемости по данным каротажа и проницаемости, полученной на основе данных ГДИ.

В данной работе из-за отсутствия газодинамических исследований скважин и их интерпретации будет предложено в качестве калибровки использовать значение проницаемости, полученное на основе специально разработанного алгоритма, успешно апробированного на скважинах, на которых уже был проведен ГРП. В основе расчета проницаемости, описывающей реальные условия работы скважины, лежит значение прироста коэффициента продуктивности за счет проведения ГРП. Коэффициент продуктивности определяется на основе проводимых газодинамических исследований до и после проведения ГРП.

Если принять за основу, описанную у многих авторов, линейность корреляции между проницаемостью на основе исследования скважин и проницаемостью, полученной на основе интерпретации каротажа [8-10], то можно предположить, что добыча по всем вскрытым пластам до проведения ГРП должна быть пропорциональна гидропроводности пластов ( $kh/\mu$ ). Таким образом можно определить суммарную величину коэффициента продуктивности по всем вскрытым пластам, не подверженным ГРП, которая останется неизменной и после его проведения. Поэтому коэффициент продуктивности после проведения ГРП можно записать в виде:

$$K_{\text{прод}} K_{\text{прод(после ГРП)}} + \sum_{i=0}^J K_{\text{прод}j} \quad (4.4)$$

Определив из формулы (4.4) коэффициент продуктивности по пласту после проведения ГРП с использованием алгоритма, реализованного в программном комплексе Procade\* компании «Шлюмберже», можно найти величину проницаемости пласта. В основе алгоритма лежит использование нормализованного псевдодавления, фактической геометрии трещины ГРП и расчет эффекта турбулентности в ней, что и позволяет решить следующее уравнение:

$$K_{\text{прод}} = \frac{5.43 \cdot 10^{-2} kh}{\mu_g B_g (\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + DQ_g)} \quad (4.5)$$

В табл. 4.1 приведен пример расчета проницаемости для скважины 13005.

Таблица 4.1 – Данные по скважине 13005

Параметр	Значение	Размерность
$P_{\text{пл}}$	236	Атм
$T_{\text{пл}}$	82	°С
Относительная плотность газа по воздуху	0.74	
$r_e$	800	м
$r_w$	0.1	м
$K_{\text{п}}$	16	%
$X_f$	82	м
Ширина трещины	6	мм
Коэффициент а	1.35	
Коэффициент b	0.55	

Коэффициенты продуктивности до и после ГРП и его зональное распределение согласно  $kh$  по вскрытым пластам приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Распределение коэффициента продуктивности по пластам для скважины 13005

Пласт	Газонасыщенная мощность, м	Проницаемость по каротажу, мД	$K_{\text{прод}}$ до ГРП, м <sup>3</sup> /сут/атм <sup>2</sup>	$K_{\text{прод}}$ после ГРП, м <sup>3</sup> /сут/атм <sup>2</sup>
БУ 8-0	4	8.2	0.155	0.16
БУ 8-1	17.6	32	2.66	42.9
БУ 8-2	5.2	6.6	0.162	0.16

Решение уравнения (4.5) с использованием фактической геометрии трещины, созданной в результате проведения ГРП, дает значение проницаемости по пласту БУ 8-1, равное 12 мД, в то время как значение проницаемости по данным каротажа составляет 32 мД. Такое существенное расхождение наглядно демонстрирует актуальность проведения коррекции.



На основе описанной методики был проведен анализ по всем скважинам, имеющим результаты исследований до и после проведения ГРП. Полученных значений проницаемости по данной методике оказалось недостаточно для построения репрезентативного кроссплота между проницаемостью по добыче скважин и проницаемостью по данным каротажа. Для увеличения количества значений проницаемости, с целью применения статистического метода анализа, мной было использовано значение коэффициентов продуктивности по пластам, на которых ГРП не проводился. При расчете использовалось допущение, что текущее значение скин-фактора равно нулю.

По результатам анализа был построен график зависимости проницаемости по каротажу от эффективной проницаемости (рис. 4.8).

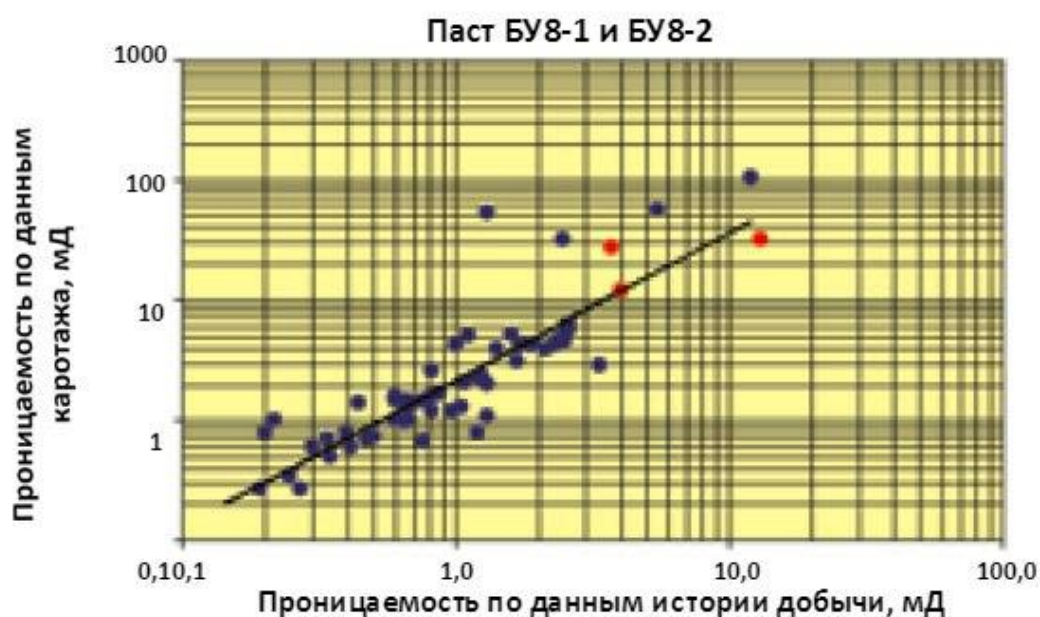


Рисунок 4.8 – Зависимость проницаемости по каротажу от проницаемости по истории работы скважин (пласты БУ 8-1 и БУ 8-2)

На приведенном графике красным цветом выделены точки, полученные по данным интерпретации тестов ГДИ, проводимых на скважинах, вскрывших один пласт. Синими точками показаны значения, полученные в ходе проведенного анализа с использованием симулятора,



основанного на полуаналитическом решении. Результаты полученной зависимости для пластов БУ 8-1 и БУ 8-2 приведены на рис. 4.8.

Таким образом очевидно, что полученного количества замеров достаточно для использования статистических методов анализа. Для этого по всем имеющимся значениям проницаемости по каротажу и значениям, определенным в ходе проведенного анализа, были построены накопленные гистограммы распределения (рис. 4.9).

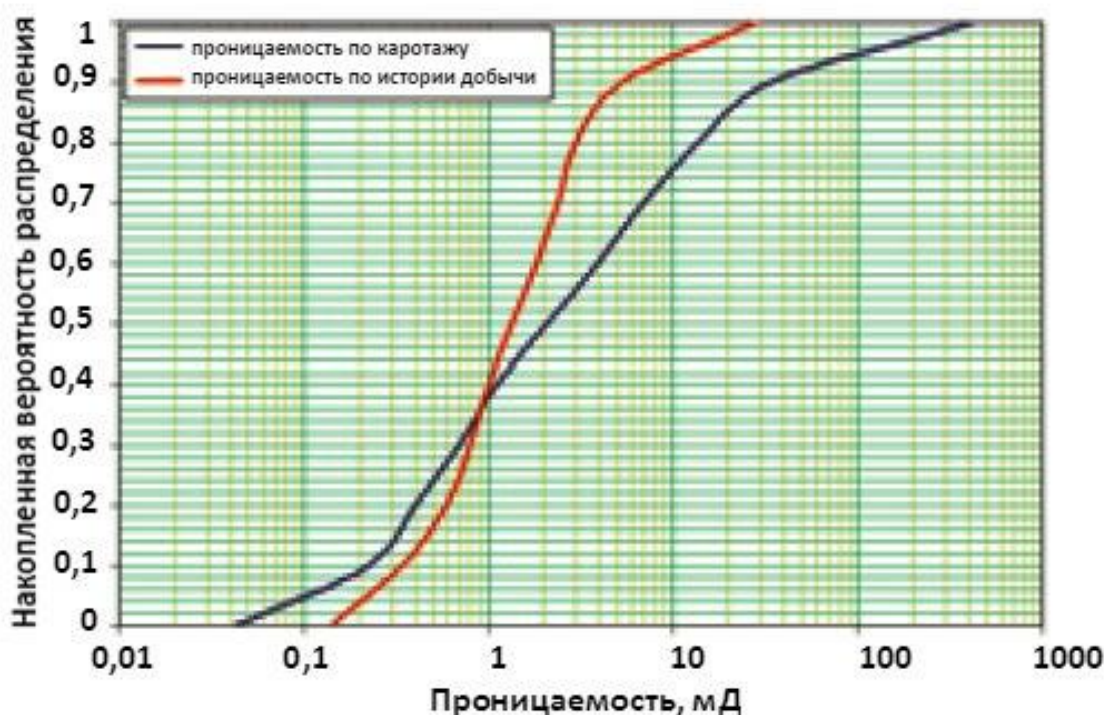


Рисунок 4.9 – Накопленная гистограмма распределения проницаемости

Полученные зависимости калибровки проницаемости по каротажу были успешно апробированы при оценке ожидаемых дебитов после проведения ГРП на Ямбургском НГКМ, что позволило за последние 2 года успешно выбрать и запустить в работу более 20 бездействующих скважин со средним потенциальным дебитом по каждой скважине в 267 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (рис. 4.10).

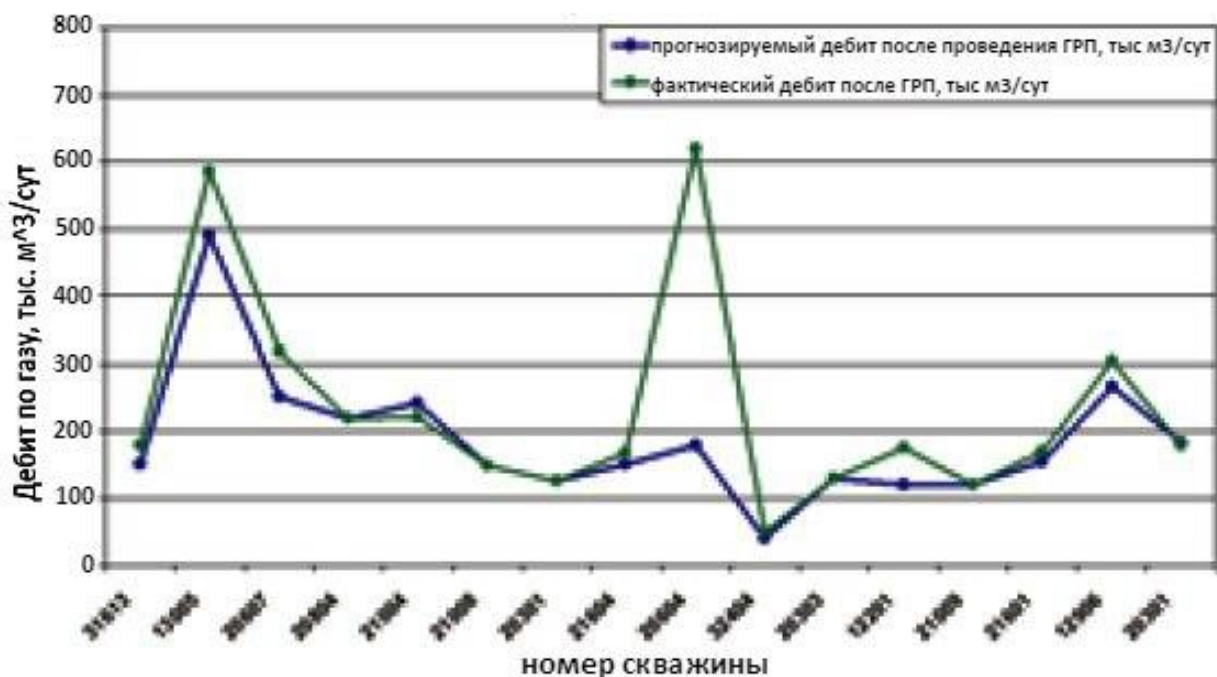


Рисунок 4.10 – Прогнозируемые и реальные (после проведения ГРП) значения дебита скважин

При этом необходимо отметить, что график (рис.4.10) имеет высокую сходимость прогнозируемого дебита скважин на стадии рассмотрения целесообразности проведения ГРП с фактическим дебитом.

Таким образом был проведен анализ имеющейся информации, в результате которого были найдены зависимости, позволившие произвести калибровку проницаемости, полученной по данным интерпретации каротажа к фактическим данным по добыче. Это позволило выработать единый подход к выбору скважин-кандидатов для проведения ГРП и произвести расчет ожидаемого дебита после его производства. Разработанный подход успешно реализован на практике в ходе проведения большого количества ГРП на Ямбургском ГКМ в период с 2003-2005 гг. Тем не менее очевидно, что получение дополнительной информации о текущем пластовом давлении, вертикальной и латеральной проницаемости будут весьма полезны.

## **5. Социальная ответственность**

Объектом исследования в данной работе является площадь проведения ГРП на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО).

### **5.1. Производственная безопасность**

#### **5.1.1. Анализ вредных факторов**

##### **5.1.1.1 Повышенный уровень шума и вибрации**

Предельно допустимые уровни звука и вибрации должны соответствовать санитарным нормам шума и вибрации на рабочих местах, ГОСТ 12.01.003-83 и ГОСТ 12.1.012-2004. Уровень шума не превышает 80 дБ [СанПиН 2.2.2.33359-16]. Шум относится к опасным и вредным факторам в условиях труда, он способен вызвать полную или частичную потерю слуха, расстройства нервной системы, желудочно-кишечные заболевания и другие.

Для борьбы с шумом на нефтеперерабатывающих и газотранспортных предприятиях отрасли осуществляется комплексная целевая программа, предусматривающая: - комплексную автоматизацию и телемеханизацию производственных процессов при бурении скважин и транспортировке нефти; - снижение шума в источнике его возникновения; - снижение шума на путях его распространения; - рациональную планировку компрессорных станций (КС); - внедрение рациональных режимов труда и отдыха; - разработку и обеспечение рабочих средствами защиты (противошумные наушники). Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств

индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в эксплуатации скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.[13]

#### 5.1.1.2 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При проведении ГРП может происходить утечка газа, что может привести к отравлению рабочих. Загазованность на территории осуществления гидравлического разрыва должна определяться с помощью газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Применение огня для обнаружения мест утечек газа категорически запрещается. Обнаружив утечку газа, необходимо принять меры по устранению ее, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 5.1. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости – обеспечить принудительную вентиляцию.[13]

Таблица 5.1 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с УВ C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	3
Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003

### Продолжение таблицы 5.1

Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

#### 5.1.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Попадают химические вещества в организм или через дыхательные пути, ЖКТ или через кожу. Самый распространенный путь проникновения, через дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний.

Работникам нефтегазовой отрасли, в частности работникам Советского месторождения приходится часто сталкиваться и контактировать с различными химическими веществами. Сам по себе газ, добычу которого ведут на месторождении, является вредным химическим веществом, с которым необходимо соблюдать осторожность. Большая концентрация вредных химических веществ в АГЗУ. Также подвергнуться химическому воздействию могут люди работающие на установках подготовки воды, нефти и газа, где для отделения фракций друг от друга, могут использоваться различные ингибиторы и эмульгаторы, состоящие из сложных химических веществ, чаще всего вредных для человека. Еще вредному химическому воздействию могут подвергнуться операторы по добычи, проводящие химическую промывку скважин, с помощью различных приборов-дозаторов, которые ведут закачку химического вещества в скважину. При ГТМ работники сталкиваются с химическим воздействием при мероприятиях, называемых СКО (соляно-кислотная обработка) скважины.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 5 мг/м<sup>3</sup>, С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub> – 3 мг/м<sup>3</sup>, сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлор – 1 мг/м<sup>3</sup>.

На Ямбургском газоконденсатном месторождении применяют СИЗ и средства коллективной защиты для уменьшения химического воздействия на рабочих. Из средств индивидуальной защиты применяются: очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы. В АГЗУ, установлена вентиляционная система, очищающая воздух от вредных химических веществ.[11]

#### 5.1.1.4 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Одним из основных вредных факторов, присущим практически всем месторождениям, расположенным в районе Западной Сибири, относятся сложные климатические условия.

Из параметров, характеризующих климат и оказывающих влияние на организм человека можно отнести такие условия как температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность.[17]

Районам Западной Сибири характерен континентальный тип климата, зимой и в летнее время в Западную Сибирь поступает арктический воздух. Вообще климатические условия могут резко меняться как в течении сезона, так и в течении дня. Способность человеческого организма поддерживать постоянной температуру тела при изменении параметров климата и при выполнении работы, называется терморегуляцией. Для оптимального поддержания терморегуляции, необходима температура тела в пределах 36 °С. Различные среды, по различному влияют на организм, так например, при продолжительном нахождении работника в среде с высокой температурой, значительно увеличивается вероятность перегрева организма, что также может вызвать гипертермию, которая может в дальнейшем вызвать тепловой удар, и работник может даже потерять сознания. Высокая влажность, как и

высокая температура, значительно усложняет условия работы для человека. При сочетании этих двух значений, работать становится сложнее в двойне, так как из-за высокой влажности пот может незначительно испаряться.

Низкая температура, также как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находиться на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до  $-10^{\circ}\text{C}$ . И не более 5 минут при температуре ниже  $-10^{\circ}\text{C}$ . На кустовой площадке, для периодического обогрева возможно нахождения в помещениях оператора, и в БМА (блок местной автоматики), которые оборудованы нагревателями, и температура в них поддерживается на уровне  $23^{\circ}\text{C}$ . [17]

#### 5.1.2 Анализ опасных факторов

##### 5.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы

Процесс гидравлического разрыва пластов осуществляется под руководством инженерно-технического работника по утвержденному плану. Агрегаты для гидроразрыва пласта устанавливаются на расстоянии не менее 10м от устья скважины так, чтобы расстояние между ними было не менее 1м, а кабины не были обращены к устью скважины. Перед проведением гидравлического разрыва-пласта талевый блок опускается вниз, отводится в сторону и прикрепляется к ноге подъемного сооружения. На глубиннонасосных скважинах отключается привод станка-качалки, затормаживается редуктор и вывешивается плакат: «Не включать – работают люди». Во время монтажа напорных трубопроводов и обвязки устья скважины на устьевой арматуре или на нагнетательных линиях устанавливаются обратные клапаны, а на насосах-предохранительные устройства (тарированные мембраны) и манометры.

С помощью импульсных трубок манометры выносятся на расстояние, обеспечивающее возможность безопасного наблюдения за их показаниями. Отвод от предохранительного устройства, установленного на насосе,

закрывается кожухом и выводится под агрегат. Выхлопные трубы двигателей, установленных на агрегатах и других машинах, обеспечиваются глушителями с искрогасителями и нейтрализаторами выхлопных газов и выводятся на высоту не менее 2 м от платформы агрегата. Если при гидравлическом разрыве пласта возможно возникновение давления выше допустимого для эксплуатационной колонны данной скважины, то производится пакерование колонны. До начала закачки в скважину жидкости для гидравлического разрыва проверяется исправность насосных агрегатов и другого оборудования, правильность и надежность их обвязки и соединения с устьевой арматурой скважины. Проверяется исправность устьевой и запорной арматуры, обратных клапанов, а также приборов для замера и регистрации давления. Нагнетательные трубопроводы подвергаются опрессовке на давление, в полтора раза большее ожидаемого максимального давления при гидравлическом разрыве пластов. При производстве гидравлического испытания трубопроводов люди должны быть удалены за пределы опасной зоны. Для осуществления процесса гидравлического разрыва пластов необходимо предусмотреть надежную связь между руководителем работ и персоналом, обслуживающим агрегаты. Агрегаты пускаются в ход только после удаления людей, не связанных непосредственно с выполнением работ у агрегатов, за пределы опасной зоны.

Во время закачки и продавки жидкости при гидроразрыве пластов нахождение людей возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается. Во время работы агрегатов запрещается ремонтировать их, крепить обвязку или устранять пропуски в запорной арматуре. Перед отсоединением, трубопроводов от устьевой арматуры на ней закрываются краны, а в трубопроводе давление снижается до атмосферного. Остатки жидкости разрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в канализацию или специальную емкость. В зимний период после временной остановки работ производят пробную прокачку жидкости, чтобы убедиться в



отсутствии пробок в трубопроводах. Подогревать систему нагнетательных трубопроводов открытым огнем запрещается.

#### 5.1.2.2 Электробезопасность

На кустовой площадке рабочие ежедневно сталкиваются с различными электроприборами, которые могут нести в себе опасность поражения электрическим током. Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое(ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Все это многообразие действий может привести к двум видам поражения: электрическим травмам и электрическим ударам.[12]

В таблице 5.2 представлены значения силы тока, и воздействие их на организм.

Таблица 5.2 – Значения силы тока и воздействие их на организм

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
$\geq 300$	Паралич сердца

#### 5.1.2.3 Пожарная безопасность

Причинами возникновения пожара могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества. В целях пожарной профилактики между отдельными объектами предусмотрены противопожарные разрывы. Например, от устья скважины до котельных, нефтесборных резервуаров, насосных станций расстояние 40 м, до компрессорных 60 м, до жилых и общественных зданий 500 м. Высокий

уровень электрофикаций нефтяных промыслов и тяжелые условия эксплуатации электрооборудования (сырость, переменные 94 температуры, наличие взрывоопасных и агрессивных веществ), требует основного внимания к обеспечению электробезопасности обслуживающего персонала. Особенности действия электрического тока на человека являются отсутствие явных признаков опасности, неожиданность, внезапность поражения, большая вероятность смертельного исхода. При внутриконтурном заводнении осваиваются скважины под нагнетание воды в нефтяную часть пласта. В этом случае особо необходимо соблюдать все правила пожарной безопасности. По взрывоопасности технологические участки производства отнесены к классу В-1Г и В-1 по АПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Технологические установки оборудуются противопожарными системами: пенными, газовыми и водяными в соответствии с ВНТПЗ-85 и противопожарной автоматикой по НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования», в том числе зарубежного производства. Планировка и конструкция зданий и сооружений проектируются с учетом СНиП 2.01.02.85.

Пожары на скважинах могут нанести большой материальный ущерб и вызвать несчастные случаи с людьми. Поэтому у устья запрещено пользоваться огнем, курить, включать электрооборудование, проводить сварочные работы. Загорание следует ликвидировать. Пламя можно погасить сбиванием его сильной струей воды или инертного газа, изоляцией от воздуха и т.д. Так же загорание ликвидируют с помощью первичного инвентаря пожаротушения, который должен быть на пожарном посту и в автомашине для исследований скважин.[14]

## 5.2 Экологическая безопасность

При осуществлении гидравлического разрыва в большинстве случаев используют жидкости на основе нефти. Причем перед закачкой их обрабатывают химическими составами компании «CLEARWATER Inc.». Последние имеют в своей основе вещества 3 класса опасности и

большинство других веществ 2-3 класса. Это напрямую говорит о том, что при утечке они представляют серьезную опасность для окружающей среды. Поэтому на производстве применяют следующие способы, предотвращающие попадание жидкостей разрыва в окружающую среду[16]:

- жидкости для гидроразрыва изготавливаются по специальным технологиям, не допускающим ее попадания в почву;

- при сборке-разборке быстросъемных соединений и других креплений арматуры применяются поддоны;

- проведение ГРП осуществляют только при полностью герметизированной эксплуатационной колонне и в отсутствие ЗКЦ.[11]

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка, возникающая в результате аварии на объекте или определенной территории, а также в результате иного природного или техногенного бедствия. В результате ЧС наносится серьезный вред окружающей среде и народному хозяйству, ставится под угрозу жизнь людей, а также причиняется ущерб имуществу населения. Чрезвычайные ситуация подразделяются на трансграничные, территориальные, федеральные, региональные, местные и локальные. Принадлежность ЧС к той или иной категории зависит от числа пострадавших людей, размера ущерба в материальном отношении, а также от площади воздействия вредоносных факторов.[11]

В наших суровых природно-климатических условиях при проведении ГРП могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- сильные морозы (ниже - 40°);
- метели и снежные заносы.

Техногенного характера:

- фонтанирование скважин;
- взрывы;
- отключение электроэнергии.[14]

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи при чрезвычайных ситуациях составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте [13];
- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- 4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- 5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- 6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- 7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- 8) акты испытания СИЗ, связи, заземления
- 9) график и схему по отбору проб газовой среды;
- 10) технологическая схема объекта;
- 11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается один раз в пять лет. Согласно графика с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников. Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения, создания условий, повышающих устойчивую работу предприятий в военное время.

Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

- 1) Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.
- 2) Проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.
- 3) Обеспечение надежной действующей системы оповещения и связи.
- 4) Общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

Особенностью организации гражданской обороны в НГДУ является специфика производства, связанная с добычей нефтяного стратегического сырья.

Спецификой производства являются:

- 1) непрерывный цикл производства;
- 2) повышенная газозрываемость объектов НГДУ;
- 3) необходимость поддержания пластового давления.

В основу боевой подготовки формирований гражданской обороны положены практические и тактико-специальные занятия. Проводятся двадцати-часовые занятия по программе обязательного обучения и по специальной подготовке в каждой службе гражданской обороны. В настоящее время в НГДУ укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины,

аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями [15].

#### 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно ТК РФ, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов [14];
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [17].

#### 5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

- Гидроразрыв пласта осуществляется при надзоре ответственного инженерного работника согласно плану работ, подписанному руководителем организации
- Гидравлический разрыв пласта проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану работ, утвержденному техническим руководителем организации. [11]
- В процессе ГРП персоналу запрещается находиться вблизи нагнетательных трубопроводов и рядом с устьем скважины
- Напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы - обратными клапанами. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП согласовывается с противодонной службой.
- После обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25. [15]

В процессе ГРП все оборудование работает на предельных паспортных режимах при высоких давлениях, поэтому для обеспечения безопасности работ необходимо придерживаться следующих правил:

-работников допускают к проведению ГРП только после соответствующего инструктажа по ТБ

-Территорию вокруг скважины очищают от посторонних предметов

-Расставляют агрегаты, обвязывают все оборудование, опрессовывают его под непосредственным руководством и контролем ответственного руководителя работ

-Насосные агрегаты должны иметь исправную контрольно-измерительную аппаратуру; предохранительные клапаны должны быть предварительно опрессованы, а их сброс должен быть обеспечен линией, отводящей жидкость под агрегат

-при опрессовке обвязки и пакера рабочие не должны находиться у устья скважины и у элементов обвязки. В это время запрещается проводить какие-либо работы с элементами обвязки

-демонтаж оборудования разрешается только после снижения давления до атмосферного.[16]



## **6. Финансовый менеджмент**

### **6.1 Предпроектный анализ финансового менеджмента**

#### **6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

В настоящее время в разработку нефтяных и газовых месторождений широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабоденируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). 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.

В результате ГРПкратно 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.

Таким образом, потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие компании, которые заинтересованы в решении следующих задач благодаря методу ГРП:

1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;

2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;

3) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и т.д.

### 6.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 6.1 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины</p> <p>С2. Технология ГРП может использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации, и т.д.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Большие первоначальные вложения</p> <p>Сл.2. Учет особенностей конкретного объекта обработки</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1.Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В2. Ожидание подобной методики</p>	<p>1. Увеличение эффективного радиуса скважины</p> <p>2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии</p>	<p>1. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов</p> <p>2. Поиск заинтересованных лиц</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1.Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ</p> <p>У2.Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности скважин</p>	<p>1.Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве</p> <p>2.Увеличение конечной нефтеотдачи</p>	<p>1.Повышение квалификации кадров.</p> <p>2. Копирование методов конкурентными компаниями</p>

## 6.2 Материальные затраты

В элементе «Материальные затраты» отражается стоимость покупных материалов и инструментов, используемых в процессе исследований.

Для производства гидравлического разрыва пласта используется следующая техника:

- КРАЗ-257;
- Кенворт песковоз;
- Кенворт хим.фургон;
- Кенворт насосная установка;
- Форд-350 лаборатория;
- К-700 вакуумная установка;
- инструменты (гаечные ключи, молотки, зубило и др.)
- прочие материалы (природная бентонитовая глина, рабочая жидкость, прочие).

Таблица 6.2 – Расчет амортизационных отчислений по спец.технике

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Нормы наработки до капит. ремонта (средний), тыс.км	Норма амортизационных отчислений (Н <sub>А</sub> ) за 1 год		Норма амортизационных отчислений за 1 час (Н <sub>А</sub> / 1980), руб.
			%	руб./год	
КРАЗ-257	600 000	110	20	120 000	60
Кенворт песковоз	1 850 000	350	20	370 000	186
Кенворт хим.фургон	1 100 000	350	20	220 000	111
Кенворт насосная установка	1 350 000	350	20	270 000	137
Форд-350 лаборатория	1 500 000	250	20	300 000	151
Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Срок эксплуатации (средний), лет	%	руб./год	Норма амортизационных отчислений за 1 час (Н <sub>А</sub> / 1980), руб.
К-700 вакуумная установка	400 000	7	20	80 000	40
ИТОГО за 1 час:	-	-	-	-	685

Затраты на вспомогательные материалы включают в себя затраты на малоценное, быстроизнашивающиеся материалы и затраты на спецодежду. Результаты расчета затрат по спецодежде показали, что затраты на материалы на 1 исследование составляют 5 962 руб.

Всего затрат  $Z_m$ , руб., на материалы составило:

$$Z_m = Z_{m1 \text{ исс}} + Z_{co1 \text{ исс}} = 32\,500 + 859 = 33\,359 \text{ руб.} \quad (6.1)$$

где  $Z_{m1 \text{ исс}}$  – Расход на одно исследование, руб.;

$Z_{co1 \text{ исс}}$  – Затраты на спецодежду на 1 исследование, руб.

Таблица 6.3 – Расчет расхода материалов бригады на 1 исследование

Наименование материалов	Стоимость (средняя), руб.	Расход (P) на 1 год		Расход на 1 час, (P / 1980), руб.	Расход на 1 исследование, руб.
		м	руб.		
Природная бентонитовая глина	15 000 руб. за 1000 кг	-	15 000	7,58	7 500
Рабочая жидкость	1 000 руб. за 1 л	-	1 000	131,93	20 000
Прочие	-	-	100 000	50,50	5 000
ИТОГО на 1 исследование:			116 000	190,01	32 500

### 6.3 Амортизация основных фондов

В элементе «Амортизация основных фондов» отражается сумма амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, исчисленная исходя из балансовой стоимости и утвержденных в установленном порядке норм.

Для производства гидравлического разрыва пласта используется следующая техника:

- КРАЗ-257;
- Кенворт песковоз;
- Кенворт хим.фургон;
- Кенворт насосная установка;

- Форд-350 лаборатория;
- К-700 вакуумная установка.

Норма амортизационных отчислений (в руб.) за 1 час использования, как видно из таблицы 1.2, составляет 685 руб./ч.

Так как спец.техника используется в течение двух дней по 12 часов, получается: 16 440 руб., т.е. амортизационные отчисления  $N_{ал\text{ исс}}$ , руб., на 1 исследование составляют:

$$N_{ал(1\text{ исс})} = N_{ал(1\text{ час})} \times 2 \times 12 = 685 \times 2 \times 12 = 16\,440 \text{ руб.} \quad (6.2)$$

где  $N_{ал(1\text{ час})}$  – Норма амортизационных отчислений за 1 час использования, руб.

#### 6.4 Затраты на оплату труда

В состав затрат на оплату труда включаются:

- выплаты заработной платы, исчисленные исходя из тарифных ставок и должностных окладов бригады;
- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда – районный коэффициент равен 70 % и северные надбавки равны 50 %.

Затраты по заработной плате (ЗП) рассчитываются по формуле:

$$ЗП = ЧТС \times ОВ \times K_i, \text{руб} \quad (6.3)$$

Где ЧТС – часовая тарифная ставка;

ОВ – отработанное время;

$K_i$  – коэффициент трудового участия.

Состав бригады по ГРП состоит из мастера по ГРП, инженера-технолога, супервайзера и водителя-моториста. Общая численность бригады составляет 7 человек.

В таблице 6.4 представлен расчет затрат по заработной плате. Исходя из месячных должностных окладов, подсчитан месячный ФЗП на каждого сотрудника бригады, подсчитан месячный ФОТ умножением на количество работников и затем сделан пересчет (делением на месячную норму часов – 165) для определения полной часовой ставки (руб.)

Таблица 6.4 – Расчет затрат по заработной плате

Должность	Количество	Оклад	Районный коэффициент 70 %	Северная надбавка 50 %	Месячный ФЗП, руб.	Месячный ФОТ, руб.	Отработано, час.	Полная часовая ставка, руб.
Мастер	1	40 000	28 000	20 000	88 000	88 000	165	533
Инженер-технолог	1	34 000	23 800	17 000	74 800	74 800	165	453
Супервайзер	1	30 000	21 000	15 000	66 000	66 000	165	400
Водитель-моторист	4	27 000	18 900	13 500	59 400	59 400	165	360
ИТОГО	7	-	-	-	288 200	288 200	-	1 746

Дополнительная заработная плата составляет 10% от основной зарплаты.

Расчет фонда оплаты труда ФОТ, руб., полной часовой ставки проведен укрупненным методом с использованием следующих данных:

$$\text{ФОТ}(1 \text{ час}) = \text{Чпол} + (\text{Чпол} \times \text{Qд}), \text{руб.} \quad (6.4)$$

$$\text{ФОТ}(1 \text{ час}) = 1746 + (1746 \times 0,1) = 1\,920,60 \text{ руб.}$$

где Чпол – полная часовая ставка, руб.;

Qд – коэффициент дополнительной оплаты труда.

Отсюда, часовой фонд оплаты составляет 1,92 тыс. руб.

Следовательно, ФОТ на одно исследование определяем исходя из того, что для производства гидравлического разрыва пласта каждый пласт исследуется в среднем 2 дня или 24 час. (2 дня × 12 час.):

$$\text{ФОТ}(1 \text{ исслед.}) = 1920,6 * 24 = 46094,4, \text{руб}$$

#### 6.5 Отчисления на социальные нужды

В отчислениях на социальные нужды отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством нормам и составляют 30 %.

Отчисления на социальные нужды (Осн) рассчитаем по формуле:

$$\text{Осн} = \text{Остр} + \text{Ов}, \text{руб} \quad (6.5)$$

где Остр – страховые взносы во внебюджетные фонды, руб.;

Ов – взносы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве, руб.

Страховые взносы во внебюджетные фонды составляют 30 % от затрат на оплату труда при условии, что годовая зарплата одного работника не превышает предельный размер облагаемой базы для одного физического лица в размере 568 тыс. руб., в нашем случае годовая заработная плата превышает 568 тыс. руб. и страховые взносы Ос за 1 месяц, руб., составят:

$$Ос(\text{за 1 месяц}) = 46094,4 \times \left(\frac{165}{1980}\right) \times 7 \times 0,30 = 80665,2 \text{ руб.} \quad (6.6)$$

Здесь:  $[46\,094,4 \times (165/1980)]$  – доля отчислений на 1 работника (165 – отработанные часы за месяц, 1980 – отработанные часы за год), 7 – число работников.

Количество исследований в месяц равно 4, на 1 исследование отчисления на социальные нужды Осн(на 1 исследование), руб., составят:

$$Осн(\text{на 1 исследование}) = \frac{Ос(\text{за 1 месяц})}{4} = \frac{80665,2}{4} = 20166,3 \text{ руб.} \quad (6.7)$$

Взносы на обязательное страхование составляют 0,2 % от затрат на оплату труда:

$$Ов = ФОТ1 \text{ исс} \times 0,2 / 100, \text{руб} \quad (6.8)$$

где ФОТ(1 иссл.) – фонд оплаты труда на 1 исследование.

$$Ов = 46094,4 * 0,002 = 92,2 \text{ руб.},$$

$$Осн = 20166,3 + 92,2 = 20258,5 \text{ руб.}$$

#### 6.6 Прочие затраты

К прочим денежным расходам в смете на производство гидравлического разрыва пласта исследование пласта относятся следующие виды затрат: заработная плата геологической службы, командировочные расходы, расходы по охране труда и техники безопасности, услуги вспомогательного производства и т.д.

При гидроразрыве пласта используют целый комплекс наземного оборудования: насосные агрегаты типа 2АН-500 или 4АН-700,

пескосмесительный агрегат 4ПА. Для перевозки жидкости разрыва применяют автоцистерны 4ЦР или ЦР-20.

Агрегат 4АН-700 конструкции Азинмаша является основным в комплекте наземного оборудования. Он отличается повышенными мощностью и производительностью, удобен в эксплуатации. Рабочее давление агрегата позволяет проводить гидроразрыв пластов и осуществлять гидropескоструйные процессы и в глубоких скважинах. Все узлы его смонтированы на грузовом трехосном автомобиле КрАЗ-257 грузоподъемной силой 100—120 кН и представляют из себя следующее: силовую установку; коробку передач; трехплунжерный насос; манифольд, систему управления.

Автомобиль КРАЗ-257 выделяется по цене 4 800 руб./ч, а на 1 исследование приходится 24 час. (2 дн. × 12 час.) получим:

$$Z_{\text{п}} = 4\,800 \times 24 = 115\,200 \text{ руб.}$$

По нормам технологического проектирования прочие расходы составляют в среднем 15 % от суммы прямых затрат.

Прямые затраты  $Z_{\text{прямые}}$ , руб., на 1 исследование составляют:

$$\begin{aligned} Z_{\text{прямые}} &= Z_{\text{од}} + Z_{\text{ам.об}} + Z_{\text{спец.тр.}} + Z_{\text{соц.н.}} + Z_{\text{м.всп.}} \text{ руб} & (6.9) \\ Z_{\text{прямые}} &= 46094,40 + 16440 + 115 + 200 + 20258,2 + 33359 = \\ &= 116466,6 \text{ руб.}, \end{aligned}$$

где  $Z_{\text{од}}$  - Заработная плата основная и дополнительная, руб.;

$Z_{\text{ам об}}$  - Амортизация оборудования, руб.;

$Z_{\text{спец тр}}$  - Затраты на спецтранспорт, руб.;

$Z_{\text{соц н}}$  - Отчисления на социальные нужды, руб.;

$Z_{\text{м всп}}$  - Затраты на вспомогательные материалы, руб.

$Z_{\text{проч}} = 0,15 \times Z_{\text{прямые}} = 0,15 \times 116\,466,6 = 17\,466,6 \text{ руб.}$

В заключение составляем смету затрат и сводим в таблицу 6.5.



Таблица 6.5 – Смета затрат на 1 исследование пласта

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Структура затрат, %
Заработная плата основная и дополнительная	46 094,40	18,53
Отчисления на социальные нужды	20 258,2	8,14
Затраты на спецтранспорт	115 200	46,3
Амортизация оборудования	16 440	6,6
Затраты на вспомогательные материалы	33 359	13,41
Прочие денежные расходы	17474,04	7,02
Итого затрат	248 825,64	100,00

Затраты на проведение 1 исследования пласта составили 248 825,64 рублей.

Из общей сметы затрат для производства гидравлического разрыва пласта затраты на спецтранспорт составляют 46,3 %. Затраты на оплату труда и социальные нужды составляют 26,67 %.

Исходя из результатов проведенных расчетов расходов на осуществление работ по исследованию пласта и общего количества проведенных исследований, определяем величину затрат  $Z_{\text{сумм}}$ , руб., по всем объектам предприятия:

$$Z_{\text{сумм}} = Z_{\text{об}} \times Z_{\text{ф}}, \text{руб} \quad (6.10)$$

$$Z_{\text{сумм}} = 248825,64 * 8 = 1990605,12 \text{ руб.}$$

где  $Z_{\text{об}}$  – расходы на общее количество проведенных исследований, руб.;

$Z_{\text{ф}}$  – Фактические затраты, руб.

Следовательно, суммарные затраты ГРП одной скважины составляют 1990605,12 руб.

#### 6.7 Подсчет дохода от реализации проведения данного мероприятия

- Рассчитаем прирост выручки от реализации дополнительно добытого газа в году  $t$  по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t * C = 3769000 * 4,85 = 18279650 \text{ руб.} \quad (6.11)$$

где  $\Delta Q_t$  – дополнительная добыча газа за год после проведения ГРП

$C$  – цена одного кубометра газа, руб/м<sup>3</sup>

- Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле:

$$\Delta\Pi_t = \Delta B_t - Z_{\text{сумм}} = 18279650 - 1990605,12 = 16289044,88 \text{ р.} \quad (6.12)$$

- Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{прт}} = \frac{\Delta\Pi_t * H}{100\%} = \frac{16289044,88 * 20}{100} = 3257809 \text{ руб} \quad (6.13)$$

где H – налог на прибыль (по данным на 2017 год составляет 20%)

- Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{ДН}_t} = \Delta\Pi_t - \Delta H_{\text{прт}}, \text{ руб} \quad (6.14)$$

$$\Delta\Pi_{\text{ДН}_t} = 16289044,88 - 3257809 = 13031235,88 \text{ руб.}$$

Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\Delta\Pi_{\text{ДН}_t}}{Z_{\text{сумм}}}, \text{ руб/руб} \quad (6.15)$$

$$\text{ИД} = \frac{13031235,88}{1990605,12} = 6,5 \text{ руб/руб}$$

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидроразрыва на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принести немалый дополнительный доход предприятию.

## Заключение

Интенсификация притока методом ГРП при условии правильного проектирования может оказаться оптимальным средством повышения производительности газовых и газоконденсатных скважин. Результаты пилотного проекта на скважинах куста 211 N-ого месторождении являются хорошим практическим примером.

В ходе выполнения данной работы был проведен анализ имеющейся информации, в результате которого были найдены зависимости, позволившие произвести калибровку проницаемости, полученной по данным интерпретации каротажа к фактическим данным по добыче. Это позволило выработать единый подход к выбору скважин-кандидатов для проведения ГРП и произвести расчет ожидаемого дебита после его производства. Разработанный подход успешно реализован на практике в ходе проведения большого количества ГРП на N-ом газоконденсатном месторождении в период с 2003-2005 гг. Тем не менее очевидно, что получение дополнительной информации о текущем пластовом давлении, вертикальной и латеральной проницаемости будут весьма полезны.

Так же в данной работе выполнен расчет экономической целесообразности проведения данного мероприятия на газоконденсатном месторождении и освещены основные обстоятельства, влияющие на окружающий мир, так же опасные и вредные факторы производства.

## Список литературы

1. А.В. Мамаев Инвестиционный замысел реконструкции и технологического перевооружения объектов добычи газа на период 2016 – 2020 ГГ. Том 1. – пос. Развилка, 2014. -131 с.
2. Годовой геологический отчет за 2003 год. ООО “Ямбурггаздобыча”, 2006. -198 с.
3. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения. –М., 1997. -124 с.
4. Апасов Т.К. Анализ применения комплексных аппаратов ГП-105 на скважинах Кошильского месторождения: Известия высших учебных заведений. Сер. Нефть и газ/ Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, М.Л. Макурин, Р.Т. Апасов// Тюмень, ТюмГНГУ, 2011. – № 2. – 38 с.
5. Иванов С.И. Интенсификация протока нефти и газа к скважинам: Учебное пособие/ С.И. Иванов – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2006. – 565с.
6. Некрасов В.И. Гидроразрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения / В.И. Некрасов, А.В. Глебов, Р.Г. Ширгазин, В.В. Вахрушев. Лангепас. – 2001. –240 с.
7. Жером Маньер, Крешо К. Бутула, Александр Шандырин, Денис Руденко, Игорь Зинченко. “Анализ работ по гидроразрыву пласта на Ямбургском газоконденсатном месторождении”, Научно-технический журнал “Технологии ТЭК” №5, октябрь 2005 г.
8. Herron, M.M. «Estimating the Intrinsic Permeability of Clastic Sediments from Geochemical Data,» paper SPWLA NN presented at the 1987 SPWLA Logging Symposium, London, England, 29 June–2 July.
9. Tidwell, V.C., and Wilson, J.L.: «Heterogeneity, Permeability Patterns, and Permeability Upscaling: Physical Characterization of a Block of Massillon Sandstone Exhibiting Nested Scales of Heterogeneity, » SPEREE (August 2000), 283.

10. Blekhman, V., Diaz, D., and Corbett, C.: «Calibrating Log-Derived Permeability Data to PTA for Geostatistical Integration into a Fluid-Flow Simulation Model» paper SPE 69473 presented at the 2001 Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25–28 March.

11. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс

12. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

13. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56.

15. Правило охраны недр ПБ-07-601-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 6 июня 2003 г. №71.

16. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов ПБ 03-585-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. №80.

17. О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.2000 №399