



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)

УДК 622.276.6(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Охотников Вячеслав Евгеньевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
Р2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
Р4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
Р5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
Р6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
Р7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
Р8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
Р9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (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
2Б6П	Охотникову Вячеславу Евгеньевичу

Тема работы:

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	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
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	-Общие сведения о месторождении. -Геолого-физическая характеристика месторождения. -Основные положения проекта разработки Неокомских отложений Ямбургского НГКМ -

	Применение методов воздействия на пласт (цель, принцип действия) -Анализ и сравнение эффективности применения методов. -Финансовый менеджмент. -Социальная ответственность.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Сечин Андрей Александрович

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Охотников Вячеслав Евгеньевич		03.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2020	Влияние физико-химических методов воздействия на пласты при разработке газоконденсатных месторождений	25
01.04.2020	Геолого-физическая характеристика Ямбургского месторождения	25
15.04.2020	Анализ эффективности применяемых ГТМ на Ямбургском месторождении	30
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
15.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

ЯНГКМ – Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей флюида;

ППД – поддержание пластового давления;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ШГН – штанговый глубинный насос.

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 85 страниц, в том числе 15 рисунков, 18 таблиц. Список литературы включает 16 источников. Работа содержит 1 приложение.

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

Объектом исследования являются Неокомские отложения Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – определить наиболее эффективные методы воздействия на пласты Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения 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 ГРП является наиболее эффективным и частым методом воздействия на пласты газоконденсатных месторождений, 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.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 Влияние физико-химических методов воздействия на пласты при разработке газоконденсатных месторождений.....	13
1.1 Основы физико-химических методов.....	13
1.2 Методы повышения газоотдачи пластов.....	14
1.3 Первичное и вторичное вскрытие пласта.....	16
1.4 Гидравлический разрыв пласта.....	17
1.5 Кислотная обработка пласта и скважины.....	19
2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	21
2.1 Краткая характеристика месторождения.....	21
2.2 Стратиграфическая карта месторождения.....	24
2.3 Тектоника.....	26
2.4 Нефтегазоносность.....	27
2.5 ФЕС коллекторов.....	29
2.6 Физико-химическая характеристика газа.....	31
3 Анализ эффективности применяемых ГТМ.....	32
3.1 Первичное вскрытие пласта перфорацией и освоение скважин Ямбургского месторождения.....	32
3.2 Вторичное вскрытие пласта на Ямбургском месторождении.....	33
3.3 Гидроразрыв пласта на скважинах Ямбургского месторождения.....	35
3.4 Увеличение производительности скважин Ямбургского НГКМ кислотной обработкой.....	41
3.5 Сравнение эффективности и проектирование применения ГТМ.....	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
4.1 Предпроектный анализ финансового менеджмента.....	51
4.1.1 Потенциальные потребители результата исследования.....	51
4.1.2 SWOT-анализ.....	51
4.2 Материальные затраты.....	53
4.3 Затраты на оплату труда.....	55

4.4 Отчисления на социальные нужды	59
4.5 Прочие затраты	59
4.6 Доход от проведения операции	60
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	62
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	62
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	62
5.1.2 Организационные мероприятия при компановке рабочей зоны.....	63
5.2 Производственная безопасность	64
5.2.1 Анализ вредных факторов.....	64
5.2.1.1 Повышенный уровень шума и вибрации.....	65
5.2.1.2 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	66
5.2.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	67
5.2.1.4 Отклонение показателей микроклимата в открытом воздухе.....	68
5.2.2 Анализ опасных факторов.....	69
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы.....	69
5.2.2.2 Электробезопасность.....	70
5.2.2.3 Пожарная безопасность.....	71
5.3 Экологическая безопасность	72
5.3.1 Влияние на атмосферу	72
5.3.2 Воздействие на литосферу	74
5.3.3 Воздействие на гидросферу	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	80
Приложение	82

Введение

Топливо-энергетический баланс России является нефтегазовым — за последние 30 лет доля нефти и газа в ТЭК России составила более 75% потребляемой энергии. Значение газовой и нефтяной промышленности России является приоритетным, так как на сегодняшний день предприятия ТЭК формируют почти половину промышленной продукции России, более половины бюджета страны и примерно 70% валютных поступлений. В связи с этим развитие нефтегазового комплекса — важная задача для экономики страны и первостепенная цель Правительства России. В настоящее время Россия находится на 8 месте по количеству запасов нефти и на 1 месте по запасам газа.

В настоящий момент разведаны около 2800 нефтяных месторождений и 1600, находящихся в разработке месторождений, что составляет примерно 85% всех запасов России. Более 95% газа сконцентрировано в 40 уникальных и 140 крупных месторождениях. С начала XXI века добыча углеводородов только растет — примерно по 15-20 млн тонн нефти и 15-17 млрд м³ газа в год, что составляет примерно 7-10% общемирового роста. В 2019 году количество добытой нефти в России составило более 560 млн тонн нефти и 740 млрд м³ газа. Однако на сегодняшний день стоит вопрос о извлечении газоконденсата и остаточной нефти из разработанных пластов. Это наиболее актуальная экономическая проблема. Значительная часть добычи нефти и газоконденсата, до 15%, достигнута за счет методов увеличения нефте- и газоотдачи. В настоящее время коэффициент извлечения нефти в подавляющем большинстве случаев не может быть достигнут более 50%, коэффициент извлечения газа — более 90%. Поэтому за последние годы исследования по увеличению извлечения газа и нефти стали наиболее востребованными. На сегодняшний день большая часть месторождений Западной Сибири находится в поздней стадии разработки, из-за чего текущая обводненность добываемой на этих месторождениях продукции составляет около 85% и продолжает расти.

Для улучшения эффективности добычи и интенсификации добычи газоконденсата и нефти проводятся эксперименты, на основе которых создаются новые гидродинамические, тепловые, физико-химические и другие методы увеличения газоконденсатоотдачи. Среди физико-химических методов можно отметить использование растворов ПАВ, щелочей, использование кислот. Главная роль принадлежит гидроразрыву пласта, который увеличивает охват пласта, а также улучшает его фильтрационные свойства. В работе рассмотрены механизмы проведения кислотных обработок, гидроразрыва пласта, применение облегченных тампонажных жидкостей для облегчения разбуривания пласта, а также проведен анализ этих методов с точки зрения безопасности для окружающей среды и человека, экономическая целесообразность проведения.

Цель данной работы – проанализировать наиболее результативные и используемые методы увеличения нефтегазоотдачи пластов, а также выявить наиболее выгодные с экономической точки зрения на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

В соответствии с поставленной целью решаются следующие задачи:

- изучить влияние различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на продуктивные пласты нефтегазоконденсатных месторождений;
- рассмотреть геолого-физические особенности Ямбургского месторождения;
- проанализировать применение добуривания и дополнительной перфорации скважин, гидроразрыва пласта, солянокислотных и глинокислотных обработок, а также смешанных методов воздействия на пласт, применяемых на Ямбургском месторождении;
- провести сравнительную характеристику применяемых методов и выявить наиболее эффективные.

1. Влияние физико-химических методов воздействия на пласты при разработке газоконденсатных месторождений

1.1 Основы физико-химических методов.

Со временем дебит эксплуатационных и приемистость нагнетательных скважин уменьшаются. Это происходит вследствие истощения естественной энергии пласта при добыче нефти и газа, ухудшения коллекторских свойств, а также проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Также большое влияние на производительность оказывает способ заканчивания скважины и ее эксплуатация. На ухудшение свойств коллектора могут повлиять снижение пластового давления, набухание глин, выпадение солей из пластовых вод, отложение парафинов, кольматация ПЗП

С целью восстановления притока используют большое количество методов воздействия на пласт и ПЗП. Для повышения дебита используется как очистка фильтра от смол, глины и прочих механических примесей, так и увеличение и углубление поровых каналов. Однако если это не помогает, то в дальнейшем применяются методы интенсификации нефти и газа – одна из наиболее актуальных тем для большинства месторождений России в связи с выработкой большинства последних. Суть интенсификации в воздействии на околоскважинную зону, а также вовлечение ранее недоступных удаленных зон пласта в разработку. Основными показателями интенсификации являются накопленная добыча и КИН – коэффициент извлечения нефти (КИГ – коэффициент извлечения газа). Эффективность методов оценивается с помощью сравнения дебита продукции до и после их применения. Необходимо отметить, что на выбор того или иного метода при внедрении в большей мере влияют строение, геолого-промысловые условия и характеристики коллектора. Например, большая часть методов основана на восстановлении и улучшении фильтрационно-емкостных свойств пласта, т.к. во многих случаях ухудшение этих свойств связано с кольматацией и

влиянием глинистых минералов на поровые каналы коллектора. Также со временем эксплуатации скважин, давление пласта снижается, что приводит к уменьшению трещин и, соответственно, увеличению остаточной газонасыщенности. Наиболее востребованными методами воздействия на пласт являются физический, химический, тепловой, газовый, гидравлический. [2]

В данной работе рассматриваются первые две группы методов. Более подробно их разновидности указаны в табл. 1.

Таблица 1. Физические и химические методы воздействия на пласт.

Химические методы	Физические методы
<ul style="list-style-type: none"> • вытеснение водными растворами ПАВ; • вытеснение растворами полимеров; • вытеснение щелочными растворами; • вытеснение кислотами; • вытеснение композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.); • микробиологическое воздействие 	<ul style="list-style-type: none"> • гидроразрыв пласта; • электромагнитное воздействие; • волновое воздействие на пласт;

Однако большинство из них применимо исключительно к увеличению нефтеотдачи. Для увеличения и интенсификации газоотдачи используются кислотное воздействие и гидроразрыв пласта (ГРП).

1.2 Методы повышения газоотдачи пластов.

Важнейшим показателем пласта является коэффициент газоотдачи, именно он влияет на экономическую целесообразность разработки месторождения. КИГ вычисляют как до разработки с целью выяснения возможного количества добытого газа, так и во время разработки с целью введения операций по интенсификации и увеличению добычи газа, а также с целью завершения работы месторождения. На коэффициент воздействует

большое число факторов, среди которых свойства пласта и интенсивность разработки.

Существует два коэффициента газоотдачи: текущий и конечный. Текущий равен объему добытого газа к пластовым запасам, а конечный равен объему добытого газа перед закрытием скважины к изначальному запасу месторождения. В среднем коэффициент варьируется от 0,5 до 0,9 в зависимости от месторождения. Минимальное значение характерно для небольших месторождений с нестабильными коллекторскими свойствами. Максимальный коэффициент наблюдается также в небольших месторождениях с однородными коллекторскими свойствами. В среднем для месторождения значение коэффициента равно 0,8.

На конечный коэффициент газоотдачи влияют такие факторы, как:

- геологическое строение месторождения;
- обводненность пластов;
- физические свойства пласта-коллектора;
- площадь месторождения;
- пластовое давление;
- схема расположения скважин;
- технологии ремонта скважин;
- способы борьбы с загрязнением забоя.

Когда коэффициент слишком низкий, его можно повысить путем:

- перфорации или добуривания стволов скважины с использованием облегченных жидкостей и растворов для тампонажа;
- гидроразрыва пласта. Увеличение объема трещин и внедрение новых трещин с целью введения ранее недоступных участков пласта. Позволяет получить приток газоконденсата к забою скважины. Может комбинироваться с различными методами, например с кислотной обработкой;

- кислотной обработки. Предназначены для введения кислоты в призабойную зону пласта для очистки и увеличения проницаемости ПЗП, а также вовлечения малопроницаемых интервалов. Имеет множество разновидностей, среди которых повышение температуры и давления.

Среди вышперечисленных наиболее часто применяется гидроразрыв пласта, поскольку на него тратится минимальное количество времени, к тому же он не вызывает побочных явлений, которые могут проявиться при других методах.

1.3 Первичное и вторичное вскрытие пласта.

Основной задачей вскрытия является качественное сообщение пласта со скважиной. От этого зависит ее производительность. Вскрытие можно разделить на первичное – бурение скважины и вторичное – перфорация колонны.

Появление уменьшенного дебита скважин после бурения может быть связано с несколькими причинами. Одной из них является ухудшение проницаемости ПЗП при неправильном заканчивании скважины.

Коллекторские свойства призабойной зоны пласта могут измениться в результате физико-химического воздействия промывочной жидкости:

- изменяющееся давление столба жидкости;
- разгрузка горного массива;
- фильтрация тампонажного раствора;
- меняющаяся температура;
- механические и гидродинамические проявления.

Под давлением в поры ПЗП попадает промывочная жидкость, которая может содержать частицы дисперсной фазы. Это может привести к ее попаданию внутрь пласта, отдавливая нефть и газ, а также ухудшая проницаемость. Если коллектор содержит глину, то при контакте с водой она набухает и забивает каналы. Если коллектор содержит соли, то они

образовывают нерастворимые осадки. При контакте воды и УВ создается эмульсия, которая уменьшает проницаемость для газа и нефти. Разница между бурением ствола скважины и разбуриванием продуктивного пласта проявляется в типе бурового раствора. Во втором случае используются растворы с малой плотностью и поверхностным натяжением, чтобы не снижать проницаемость пласта. Солевой состав и минерализация этих растворов должны совпадать с пластовыми.

Растворы, используемые при первичном вскрытии продуктивных пластов:

- вода с добавлением ПАВ;
- раствор CaCl_2 с добавлением ПАВ;
- безглинистый полимерный раствор;
- раствор на УВ основе.

Смысл вторичного вскрытия – создание сообщающих каналов в цементном кольце, обсадной колонне и ПЗП с минимально возможным воздействием на качество цемента и коллекторские свойства пласта. В зависимости от условий, применяют сверлящий, гидромеханический и кумулятивный методы перфорации. Однако основным является кумулятивный ввиду своей универсальности (более 90% от общего числа перфораций).

Применяемые методы вторичного вскрытия:

- безударное вскрытие;
- ударно-взрывное вскрытие;
- вскрытие щелевой перфорацией.

1.4 Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов увеличения нефте- и газоотдачи, поскольку позволяет расширить зону дренирования скважины, а также повышает интенсификацию отбора продукции из пласта, что в конечном итоге приводит к увеличению конечной нефтегазоотдаче пласта.

Для проведения ГРП необходимы следующие условия:

- толщина насыщенного пласта более 4 м;
- толщина глинистых пропластков в кровле и подошве ловушки более 6 м;
- герметичность и прочность колонны, а также цементного кольца в интервале +/- 20 метров от перфорации;
- угол наклона скважины в интервале перфорации менее 100°;
- текущая обводненность продукции менее 60%.

Целями ГРП являются:

- 1) Введение в разработку дополнительных низкопроницаемых залежей с дальнейшим увеличением промышленных балансов УВ.
- 2) Расширение зоны дренирования за счет увеличения объема трещин, что приводит к интенсификации добычи.

На рисунке 1 изображена схема проведения гидроразрыва пласта.

Оборудование для ГРП содержит 4 основных элемента:

- насосная установка;
- смесители;
- транспортеры песка;
- жидкостные магистрали.

Современные установки могут создавать давление до 150 МПа. Давление для проведения ГРП равно:

$$P_{\text{ГРП}} = P_{\text{зак}} + P_{\text{столб}} + P_{\text{пот}}$$

где $P_{\text{зак}}$ – давление, необходимое для закачки жидкости в пласт, $P_{\text{столб}}$ – давление столба жидкости в скважине, $P_{\text{пот}}$ – потери давления на трение в колонне.

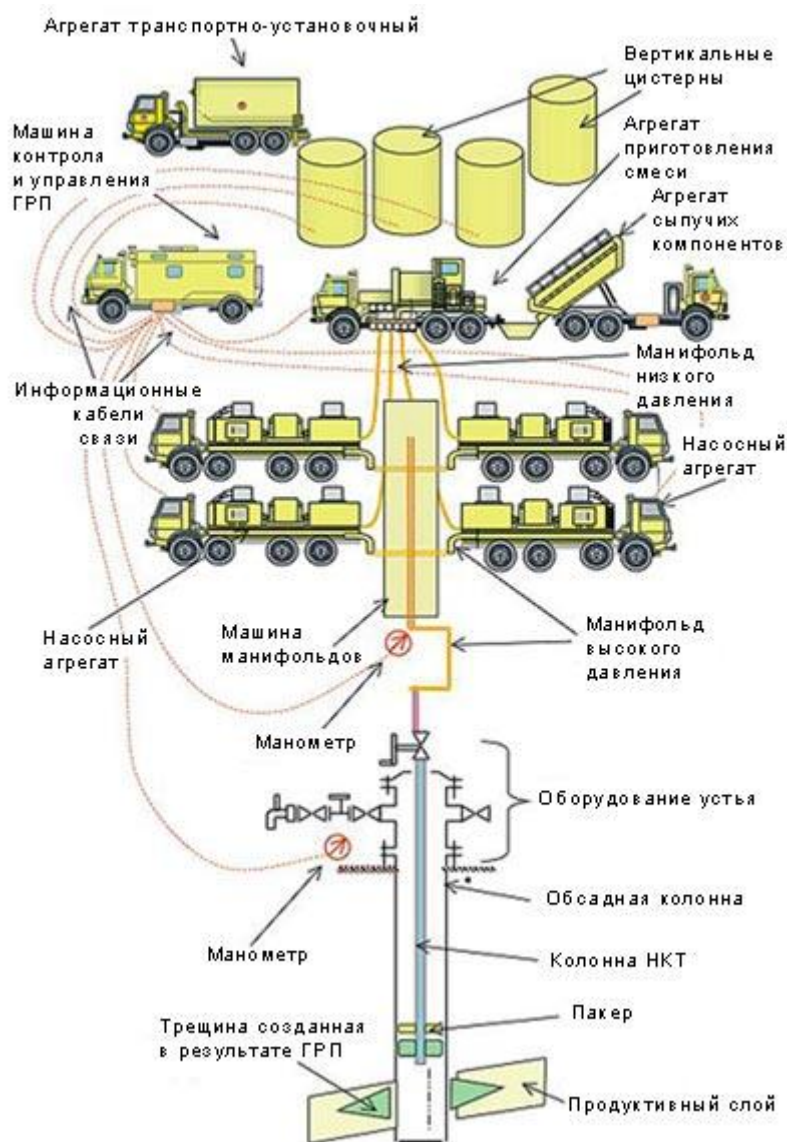


Рисунок 1. Схема проведения ГРП. [1]

Для успешного ГРП необходимо, чтобы на поверхности давление было выше, чем сумма давлений в пласте и падения давления в результате трения.

1.5 Кислотная обработка пласта и скважины

Кислотную обработку применяют:

1. При обработке ПЗП пластов терригенных и карбонатных породах коллектора для увеличения проницаемости и дебита
2. Для удаления глинистой корки с поверхности забоя как подготовительную операцию перед ГРП или дальнейшей кислотной обработкой.

3. Для вовлечения в разработку слабопроницаемых доломитных пластов.

Существуют следующие виды кислотных обработок:

- кислотные ванны. Используются при очистке забоя от цемента, глинистой корки и смолы. Объем не более ствола скважины. После 20-24 часов удаляют промывкой с помощью воды;
- простая кислотная обработка. Используется для увеличения проницаемости ПЗП. В начале в пласт закачивают воду или нефть, затем задавливают количество кислоты от башмака до кровли пласта, после этого в пласт закачивают оставшуюся воду или нефть;
- кислотная обработка под давлением. В скважину закачивают кислотный состав, с помощью пакера герметизируют затрубное пространство, после кислоты закачивают продавочную жидкость. Скважину оставляют до нормализации давления;
- пенокислотные обработки. Применяют в объемных пластах с низким пластовым давлением. В ПЗП вводят смесь кислоты и вспененной ПАВ;
- многократные обработки. ПЗП несколько раз обрабатывают кислотой с перерывом 1-2 недели. Способствует максимально быстрому выводу скважину на режим;
- термохимические обработки. Применение горячей кислоты с целью удаления асфальто-смолистых материалов.

Наиболее востребованными методами является глинокислотная и солянокислотная обработки.

При кислотных обработках применяют насосный агрегат, автоцистерны для перевозки кислоты. Схема расстановки представлена на рис 2.

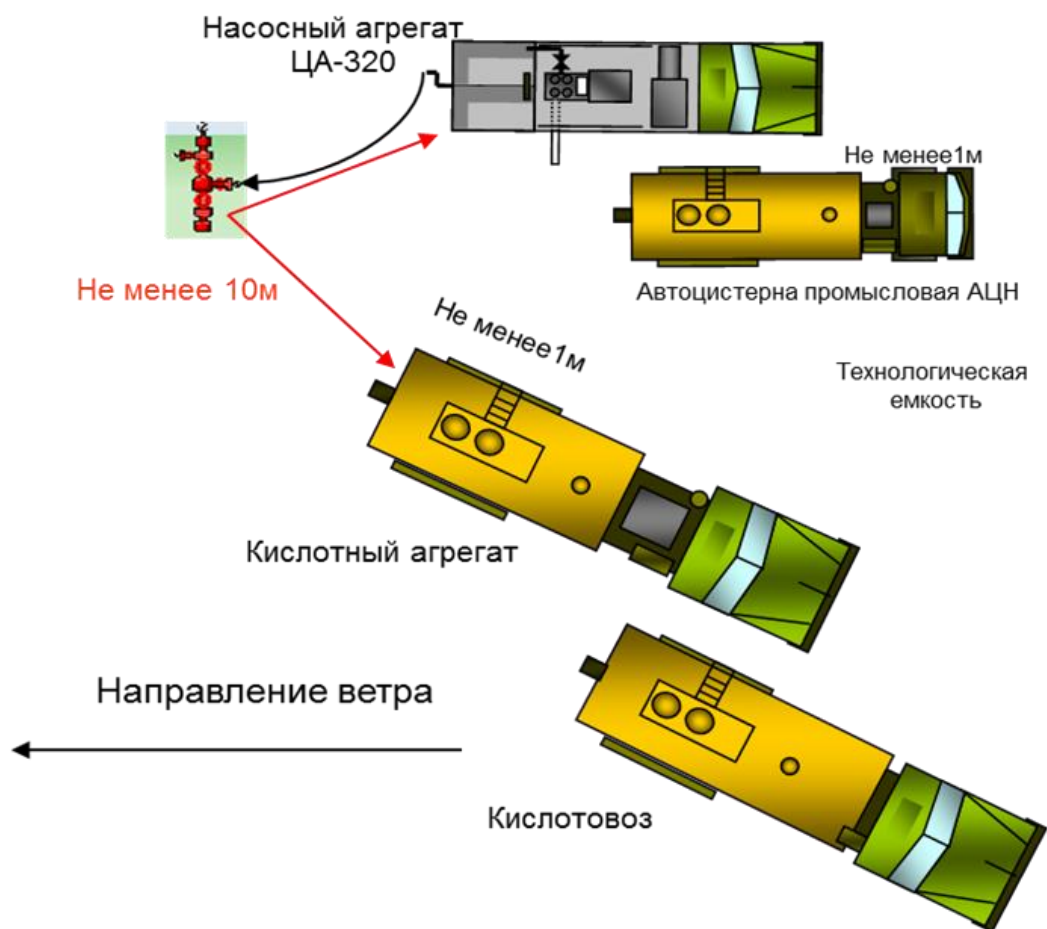


Рис. 2. Схема расстановки техники для кислотной обработки. [1]

Техника ставится так, чтоб кислота закачивалась по направлению ветра. Расстояние между оборудованием более 1 метра. Перед закачкой кислоты линии опрессовывают на полутора кратное давление от рабочего. Во время закачки рабочие должны находиться на безопасном расстоянии от нагнетательных линий.

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Краткая характеристика месторождения

Ямбургское месторождение находится в Ямало-Ненецком автономном округе в пределах, севере Тюменской области. Территория является равниной с небольшим наклоном в сторону севера. Имеются существенные эрозионные расчленения. Высота над уровнем моря колеблется от 10 до 65 метров. Район сейсмически неактивен. На территории района имеются реки Хадуттэ и Пойловояха со скоростью течения до 1,0 м/с, шириной от 30 до 110 метров. Большая часть их притоков впадает в

Тазовскую губу. Безопасное движение грузового транспорта по льду возможно с ноября по май, в эти месяцы на водоразделах держится снеговой покров. Для района месторождения характерны высокие заболоченность и заозеренность. Глубина до 6 метров.

Длительность холодной части года достигает 9 месяцев, минимальная среднемесячная температура достигает -25°C в феврале и январе, а наименьшая температура может достигать минус 60°C . Наиболее теплыми месяцами являются июнь и июль, среднемесячная температура от 5°C до 10°C , максимальная температура до 30°C . Среднегодовая температура – минус 7°C . В целом за год выпадает до 400 мм осадков, 70% из них - весной и осенью. Толщина снега до 2 метров, на площадях рек и озер – до 0,9 метров.

Территория находится в средне-арктической тундровой зоне. Растительность в большинстве своем представлена в виде травы и мха, в редких случаях – кустарниковой растительностью. На всей территории месторождения располагается зона многолетнемерзлых пород. Глубина кровли ММП до 1,5 метров на суше и до 5 метров на территории рек и озер. Мощность ММП от 310 до 420 метров. Температура в кровле около минус 2°C , на подошве – около минус 8°C . Ямбургское месторождение входит в состав сеноманской залежи и разрабатывается с 1985 года. Сбор и подготовка продукции происходит на УКПГ 1-7. Далее газ подается на компрессорную станцию Ямбургская через систему коллекторов. Также на УКПГ-1 и УКПГ-4 с Анерьяхинской и Харвутинской площадями поступает сепарированный газ дальнейшей подготовки.

Подготовка газа эксплуатационных участков ЭУ-9, 10, 11 15 осуществляется на УКПГ-9. Схема расположения основных объектов месторождения приведена на рисунке 3.

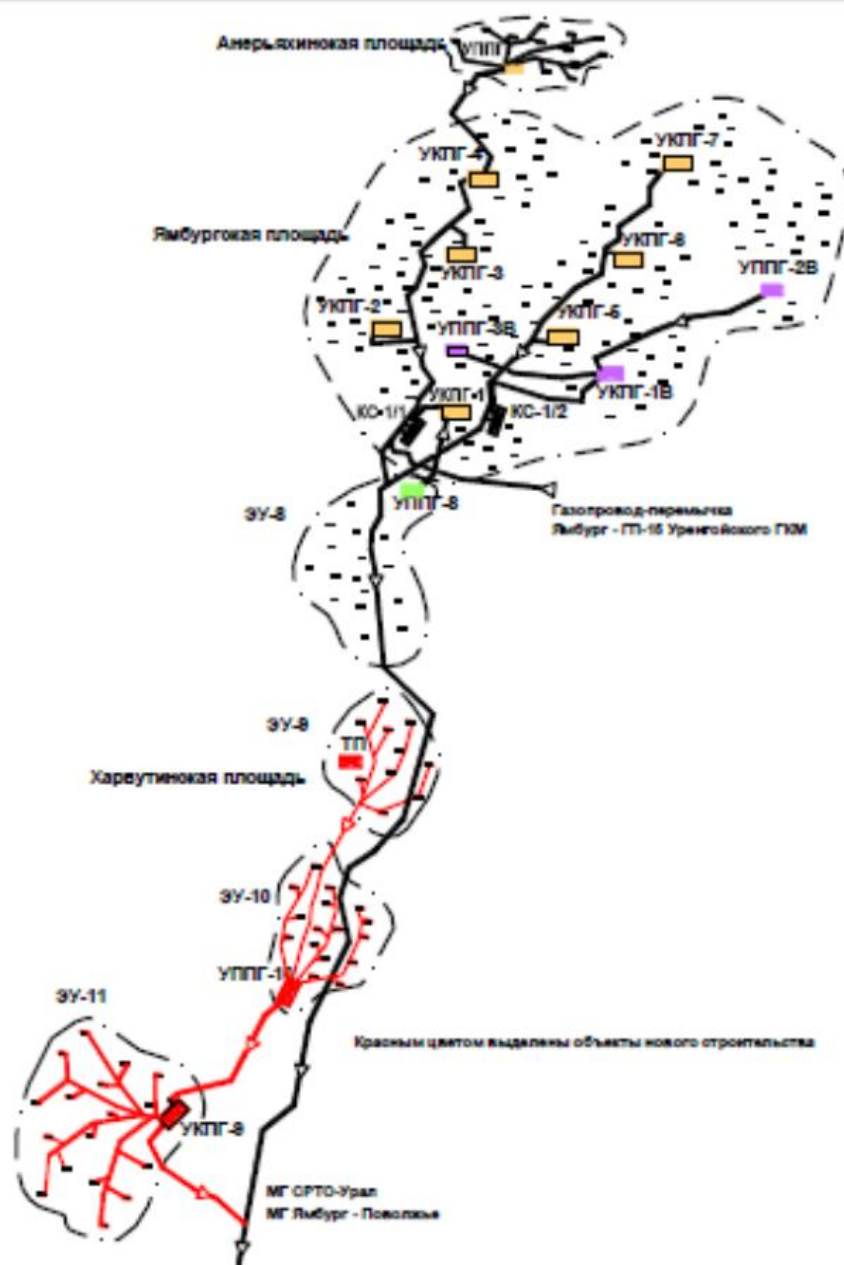


Рисунок 3. Схема обустройства Ямбургского НГКМ. [3]

Основные запасы газа находятся в сеноманской продуктивной толще. Сеноманская углеводородная залежь массивного типа. Вскрыта в интервале 1000-1200 м. Площадь залежи составляет 8750 км², ширина до 180 км, длина до 50 км, мощность около 220 метров. Газоводяной контакт на уровне 1160-1180 метров. Наклон ГВК совпадает с наклоном рельефа, простирается в направлении северо-востока. Первоначальные запасы газа в 2009 году составляли 5801,867 млрд м³. За последующие 5 лет до 01.01.2014 отобрано более 58% начальных запасов, что равно 3406,421 млрд м³.

Комплексный состав газа сеноманской залежи приведен в таблице 1.1.

Таблица 2. Комплексный состав газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения

Наименование компонента	Доля компонента в объемных %
Метан (CH ₄)	98,24
Азот (N ₂)	1,293
Диоксид углерода (CO ₂)	0,34
Гелий (He)	0,013
Аргон (Ar)	0,013
Водород (H ₂)	0,019
Этан (C ₂ H ₆)	0,076
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0,0004
n-Бутан (nC ₄ H ₁₀)	0,0014

Первая скважинная продукция из залежи была получена в начале 1987 года. На валанжинской залежи газоконденсатный комплекс представлен в виде централизованной системы сбора газа. Обработка и первичная подготовка газа нижнемеловых отложений происходит на УППГ 2В и УППГ 3В, подготовка газоконденсата к магистральной транспортировке происходит на УКПГ-1В. Залежи имеют сложное геологическое строение: сводные, экранированные литологически и гидродинамически. Наибольшие запасы газа расположены в пластах БУ₃¹⁻², БУ₈¹, БУ₈², БУ₈³ и составляют 3290,76 млрд м³ по категориям В+С₁. Содержание С₅₊ в конденсате составляет до 128 г/м³ в пластах БУ₃-БУ₄, до 117 г/м³ в пластах БУ₆-БУ₉. По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метаново - нафтеновому типу, содержание ароматических УВ до 18 %.

2.2 Стратиграфическая характеристика месторождения

Ямбургское месторождение представляет собой глинисто-песчаные отложения кайнозойского комплекса толщиной до 7 км, несогласно залегающие на породах кристаллического фундамента палеозойского возраста. Породы осадочного чехла вскрыты скважиной 600 на Ямбургской площади на максимальную глубину 4523 метра. На Надымской и Уренгойской площадях единичными скважинами вскрыты отложения палеозойского фундамента в виде глинистых, кремнистых и песчаных раздробленных пород. Отложения триасовой системы в основном состоят

из эффузивно-осадочного комплекса пород в виде базальтов, аргиллитов, алевролитов и туфогенных пород со следами растительности в кровле разреза. Витюнинская, варенгахинская и пурская свиты составляют верхний осадочный комплекс. В основном сложен песчаниками, аргиллитами и конгломератами. Общая толщина триасовых отложений составляет от 2 км на западе до 4 км на востоке месторождения. Отложения юрской системы составляют пропластки битуминозных глин и углей, а также глины, известняки, песчаники и алевролиты. Они подразделяются на 6 свит: толщина береговой до 650 м; ягельной до 140 м; котухинской 520 м; тюменской 590-630 м; абалакской 35-55 м; баженовской до 75 м. На глубине 3755 метров располагается нефтегазоносный алевролито-песчаный пласт Ю2, принадлежащий кровле тюменской свите. Баженовская свита состоит из битуминозных аргиллитов. Отложения меловой системы состоят из двух отделов: верхний и нижний. Нижние отложения состоят из покурской, сортымской и тангаловской свит. Сортымская свита представлена алевролитистыми аргеллитами. В основании свиты залегают алевролиты и глины - ачимовская толща. Верхняя часть состоит из пластов песчаников БУ₁₀, БУ₁₁ и БУ₁₂. Толщина достигает 560 метров. Тангаловская свита толщиной до 1300 метров состоит из трех подсвит. Нижняя подсвита состоит из пластов БУ₈-БУ₇₀, которые представляют собой песчаники, алевролиты и аргиллиты; Средняя подсвита состоит из пластов БУ7 – БУ1-2: глины, песчаники и алевролиты. Верхняя подсвита состоит из пластов АУ11 - АУ14: алевролиты, аргиллиты, песчаники.

Покурская свита толщиной до 980 м состоит из углей, песчаников и алевролитов.

Отложения верхнего мела состоят из покурской, березовской, кузнецовской и ганькинской свит. В основном содержат глины, верхняя часть покурской свиты содержит пески, песчаники и глинистые алевролиты. Сеноманская газовая залежь находится в верхней части покурской свиты, там расположены основные запасы газа. Всего толщина верхнемеловых

отложений составляет около 600 метров. Отложения палеогена достигают толщины 520 метров и состоят из люлинворской, ганькинской и тибейсалинской свит и представляют собой глины, пески и алевролиты. Четвертичные отложения толщиной до 150 метров расположены сверху палеогена, состоят из песка, гравия, гальки и прослоек глин, в верхней части присутствуют пропластки торфа.

2.3 Тектоника

Ямбургское месторождение находится в северной части Западно-Сибирской впадины. Месторождение располагается на крупном поднятии в северной части к крупному Ямбургскому поднятию, расположенному в северной части Медвежье-Ямбургского мегавала. В нижней части находятся Харвутинское и Ныдинское поднятия. Ямбургское и Харвутинское поднятия, общая площадь которых составляет около 7 тыс. км², длиной до 180 и шириной до 40 км, составляют единый контур нефтегазоносности, ассиметрично протянутый с северо-востока на юго-запад сеноманской залежи. Структурная карта по кровле продуктивного пласта представлена на рис. 4

Сводовая часть Ямбургского поднятия на 150 метров выше Южно-Харвутинского свода. Наивысшая точка системы находится на высоте более 200 метров. Северная часть гораздо более узкая и пологая по сравнению и южной, вытягивается в сторону Юрхаровского месторождения и образует так называемый “структурный нос”. В его пределах наблюдаются небольшие куполовидные структуры. Размеры по кровле продуктивной толщии Ямбургского месторождения составляют 90 км в ширину, 45 км в длину и до 250 метров в высоту.

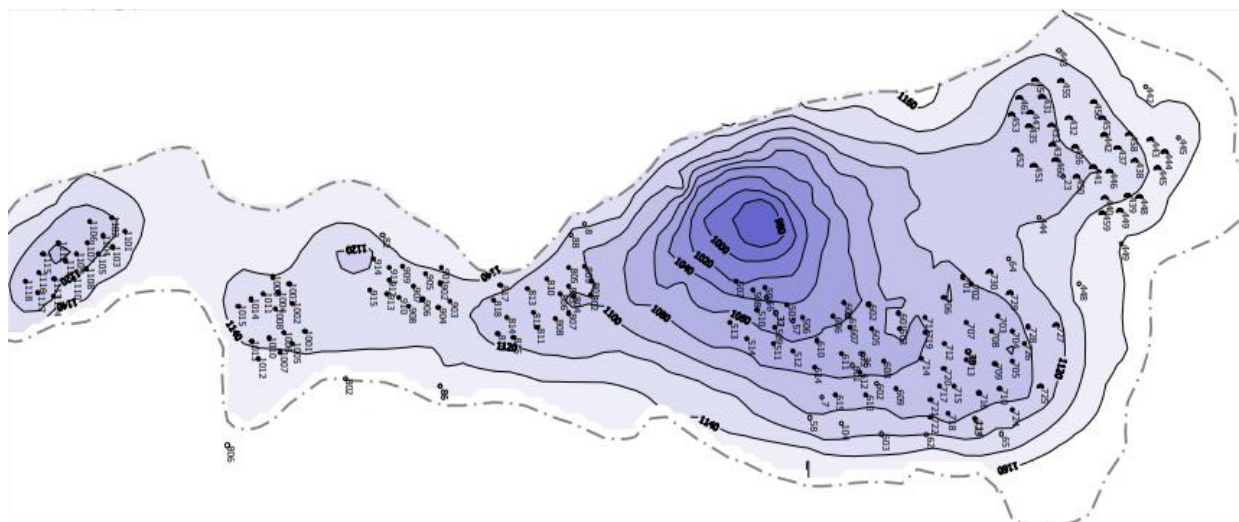


Рисунок 4. Структурная карта Ямбургского НГКМ по кровле сеноманской продуктивной толщи. [4] Условные обозначения: 1137 - номер скважины, 1110 - изогибсы кровли, м - контур газоносности.

Тектонически Ямбургское НГКМ расположено на одноименном мегавалу, между Уренгойского, Медвежего, Юрхаровского и Оликуминского мегавалов. К этим структурам приурочены гигантские залежи газа в сеномане. [5]

2.4 Нефтегазоносность

В разрезе Ямбургского месторождения, находящегося в крайней части севера Надымского нефтегазоносного района имеются 2 продуктивные толщи: в отложениях тангаловской и покурской свит. Продуктивная толща тангаловской свиты неокома толщиной 600 метров состоит из песчаных и алевролитовых пластов с пропластками углей. В пластах БУ₃¹ - БУ₉³ расположено 24 газоконденсатных пропластка. В основном представляют собой массивные песчано-алевролитовые пачки, толщиной до 25-35 метров, вмещают в себя несколько отдельных или разрозненных пластов в пределах всего месторождения толщиной поменьше – от 0,5 метра и более. Имеют различное строение от линзовидной до выклинивающейся. Из-за разобщенности на большой площади в пределах одного горизонта

газоводяной контакт может находиться на разных высотах. Данные горизонты имеют низкие ФЕС.

В толще неокома в основном присутствуют экранированные и линзовидные залежи на глубине от 2,5 до 3,5 км, среди которых БУ83 – самая крупная с шириной более 40 км, длиной около 30 км и высотой около 320 метров. Сенманская залежь вскрыта на глубине 1000-1200 метров. Ширина залежи более 85 км, длина более 45 км, высота более 230 метров. ГВК находится на глубине 1160-1175 метров.

Таблица 3. Нефтегазоносность пластов Ямбургского месторождения.

Индекс пласта	Интервал перфорации, м	Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Проницаемость, мД	Дебит, м ³ /сут	Температура пласта, °С	Пластовое Давление, МПа	Содержание СГК, г/м ³
ПК ₁	1100-1194	газ	-	500,0	850-900	28,0	6,2	-
БУ ₁ ⁶	2872-2877	г/к	-	16,1	10,4	-	28,7	150
БУ ₀ ⁸	3064-3070	г/к	-	15,7	358,7	-	31,5	113
БУ ₁ ⁸	3095-3103	г/к	765	15,4	335,8	76,5	31,6	113
БУ ₂ ⁸	3122-3131	г/к	762	15,4	498,5	79,0	31,8	112
БУ ₁ ⁹	3151-3162	г/к	763	15,1	474,6	81,2	31,8	113
БУ ₁ ⁰ - БУ ₁ ²	3300-3450	г/к	-	0,1-10,0	>50	88,0-94,0	42,9-45,2	100-150

Процент песчано-алевролитовых пород в продуктивной части залежи достигает 85%. Коллектор гранулярного типа состоит из песков, песчаников, крупнозернистых алевролитов со средней отсортированностью породы. Толщина проницаемых пород до 20 метров, глинистых пород – до 30 метров. Нефтегазоносность рассматриваемых пластов представлена в таблице. 3

2.5 Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов

Закономерности расположения газонасыщенных толщин и изменение их ФЕС на площади месторождения были уточнены с помощью построенных карт эффективных газонасыщенных пород-коллекторов и средних значений проницаемости и пористости коллекторов, а также отношения этих параметров к толще сеноманской залежи. В районах с повышенной мощностью газонасыщенного коллектора ФЕС имеют более высокие показатели по сравнению с меньшими по размеру коллекторами. В южной части Ямбургского месторождения имеются два особо крупных участка газоносности. В самом крупном участке месторождения эффективная газонасыщенная толщина достигает 180 метров. Его эффективная пористость колеблется в районе 30% и редко опускается до 20%. Проницаемость коллекторов составляет 0,5-2,1Д и увеличивается к центру коллектора. На наибольшую толщину продуктивного пласта пробурены скважины 2099 и 2102. Во втором по величине участке толщина коллектора достигает 110 метров. Эффективная пористость 20-25%, проницаемость – 0,5-1,1Д. Между этими двумя участками имеется зона, в которой расположены коллекторы толщиной до 70 метров, эффективной пористостью до 20% и проницаемостью до 0,35Д.

В северной части месторождения имеются 4 участка с повышенной эффективной толщиной газонасыщенности: Анерьяхинский, центральный, западный и восточный.

Анерьяхинский участок повышенных толщин располагается в северной части УКПГ-4. Толщина участка достигает 30-45 метров.

Эффективная пористость увеличивается к центру коллектора и достигает 18-20%, проницаемость – 0,2 Д - 0,3Д.

Таблица 4. Фильтрационно-емкостные параметры продуктивных пластов Ямбургского месторождения.

Индекс пласта	Глубина залегания пласт, м	Состав коллектора, тип коллектора	ФЕС (данные из проекта разработки)		Глинистость Коллектора, %	Пластовые условия	
			коэффициент пористости, %	коэффициент проницаемости, $K \cdot 10^{-3}$ мкм ²		давление, МПа	температура, °С
ПК ₁	1000 - 1240	Песчаники, песчано-алевролитовые породы; коллектор поровый, гранулярный	30,0	569,3	20,0	12,0	30,0
БУ ₃ ¹ - БУ ₃ ²	2550,0 - 3010,0	Тот же	9,0 - 20,0	1,0 - 500,0	8,0	27,0	72,0
БУ ₄ ¹⁻³	2890,0 - 2980,0	Тот же	9,0 - 20,0	1,0 - 370,0	8,0-13,0	27,0	72,0
БУ ₆ ¹ - БУ ₆ ³	2900,0 - 3050,0	Тот же	БУ ₆ ¹ - 14,7 БУ ₆ ² - 14,5 БУ ₆ ³ - 14,2	81,7 30,1 134,0	13,0- 16,0	31,0	80,0
БУ ₈ ⁰ - БУ ₈ ³	2980,0 - 3400,0	Тот же	БУ ₈ ⁰ - 15,5 БУ ₈ ¹ - 13,7 БУ ₈ ³ - 15,1	10,5 59,6 113,0	9,0-18,0	31,8	85,0
БУ ₉ ¹ - БУ ₉ ²	3120,0 - 3500,0	Тот же	БУ ₉ ¹ - 14,6 БУ ₉ ² - 14,5	95,2 85,9	9,0-17,0	32,5	90,0

К югу от Анерьяхинского участка находится Западный участок. Толщина участка достигает 50-60 метров. Эффективная пористость увеличивается к центру коллектора и достигает 24-26% и абсолютная проницаемость 0,3-1,0Д.

Восточный участок газонасыщенных пород-коллекторов находится на северо-востоке месторождения. Толщина участка достигает 50-85 метров. Эффективная пористость увеличивается к центру коллектора и достигает 22,5-25%, проницаемость 0,25Д - 1,1Д.

Центральный участок находится между УКПГ-7 и УКПГ-4. Толщина участка достигает 50-60 метров. Эффективная пористость увеличивается к центру коллектора и достигает 18-20%, проницаемость 0,23Д – 0,3Д.

Между центральным, восточным и западным участками имеются зоны с продуктивными толщами до 45 метров, однако высокопроницаемые породы достигают лишь 20-30% среди этих толщин. В основном эти коллекторы представлены глинистыми алевролитами с эффективной пористостью около 15% и проницаемостью до 0,1Д. В таблице 4 указаны ФЕС, состав и глубина продуктивных пластов (табл. 4).

2.6 Физико-химическая характеристика газа

Ямбургское месторождение содержит газ метанового состава с большим процентом тяжелых углеводородов. Содержание углеводородов C5+ в 1 м³ газа представлено в таблице 5.

Таблица 5. Количество УВ C5+ в различных продуктивных пластах Ямбургского месторождения.

Продуктивные пласты	Содержание углеводородов C5+
БУ ₃ ¹ – БУ ₅ ³	132 г/м ³
БУ ₆ ³ – БУ ₈ ¹	113 г/м ³
БУ ₈ ¹ – БУ ₈ ²	115 г/м ³
БУ ₈ ³ – БУ ₉ ³	112 г/м ³

Общее количество тяжелых углеводородов достигает 0,066%.

Плотность газа по воздуху колеблется от 0,6 до 0,65. Газ состоит из метана на 98,3%, азота на 1,2%, CO₂ на 0,38%, H₂ на 0,038%. Инертные газы

занимают менее 0,01% от общей массы. Сероводород отсутствует. Теплотворная способность составляет 7900 ккал/м³. Критические давление и температура равны соответственно $P_{кр.} = 45,7$ атм. и $T_{кр.} = 190,7^{\circ}K$.

3. Анализ эффективности применяемых ГТМ

На скважинах Ямбургского месторождения был проведен анализ технологической эффективности таких мероприятий, как гидравлический разрыв пласта(ГРП), первичное и вторичное вскрытия пласта с использованием кислот и растворов ПАВ и солянокислотная обработка.

3.1 Первичное вскрытие пласта перфорацией и освоение скважин Ямбургского месторождения.

Первичная перфорация на Ямбургском месторождении проводилась как под депрессией пласта, так и под давлением столба раствора.

В большинстве случаев применялись корпусные перфораторы, которые не образовывали в стволе скважины осколков, что позволило избежать длительных промывок скважин и контрольного шаблонирования. Для более легкого освоения скважин, перфорация проводилась в кислотной среде(HCl), и растворах ПАВ. В 40% случаев для получения притока пришлось применять дополнительные меры, такие как гидроперфорация, метод переменных давлений или обработка ПЗП кислотой. Применение гидроперфорации в ранее перфорированных скважинах приводило к получению притока в 100% случаев.

Метод переменных давлений применялся обычно после того, как уменьшение плотности бурового раствора не приводило к появлению притока из скважины. Коэффициент успешности данного метода составил около 65%. Одной из причин низкой эффективности методов освоения скважин являлся глубокий кольматаж плохо проницаемых коллекторов из-за полимерных буровых растворов среднего молекулярного веса, которые использовались при проходке коллекторов и с дальнейшим закреплением

глинистых минералов в порах. Таким образом это приводило к кольматажу ПЗП, что можно было устранить либо дополнительной перфорацией с помощью гидроперфораторов, либо увеличением глубины пробивания, что могло привести к нарушению герметичности цементного камня и заколонным перетокам.

3.2 Вторичное вскрытие пласта на Ямбургском месторождении

Вторичное вскрытие на Ямбургском месторождении производилось в два этапа. Перфорация проходит в газовой среде при равенстве давления газа в скважине и пластового давления. Начало перфорации происходит при заполнении ствола скважины конденсатом плотностью 0,8-0,85 г/см³, что обеспечивает депрессию в 2-3 МПа при вторичном вскрытии пласта. Время продувки скважины уменьшилось с 3 суток до 2, что позволило снизить дополнительные потери газа при перфорации.

Площадь сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения составляет 8750 км², ширина до 180 км, длина до 50 км, мощность около 220 метров. Начальное пластовое давление 26,72 МПа, газоводяной контакт на уровне 1160-1180 метров.

Проект разработки предполагал вскрытие пласта на глинистом растворе с увеличенной плотностью (до 1350 кг/м³), что привело к увеличенной репрессии на пласт до 15%.

При данной технологии в продуктивный интервал пласта на кабеле спускается перфоратор. Используемый буровой раствор той же плотности, что был использован при первичном вскрытии.

При сообщении пласта со скважиной в поры породы под давлением через перфорационные каналы проникает раствор с твердыми частицами.

Для предотвращения загрязнения породы существует несколько способов:

- применение пресной воды с добавками ПАВ;
- использование растворов на углеводородной основе;
- применение растворов солей.

В данных растворах отсутствуют твердые частицы, которые закупоривают поры породы-коллектора, поэтому кольматация пласта невозможна.

Для каждой скважины Ямбургского месторождения в структуры и положения горизонтов рассчитывалась плотность буровой жидкости, которая менялась от 1,1 до 1,3 г/см³, для того чтоб обеспечить необходимую репрессию в 15%. Контроль осуществлялся глубинными манометрами.

Вторичное вскрытие также производилось в 2 этапа. Перфорация начинается при депрессии в 2-3 МПа с плотностью 0,7-0,8 г/см³. Заряды в скважину спускаются с помощью лубрикатора. После первичного перфорирования нижележащих интервалов посторонняя жидкость и конденсат удаляются из скважины. Далее происходит вскрытие вышележащих интервалов при равенстве скважинного и пластового давлений. Время продувки уменьшено с 3 до 2 суток. [6]

При полученном дебите газа в 1 млн м³/сут депрессия составила 0,02 МПа. Выход на стабильный режим работы составляет 48 часов. Таким образом при вскрытии пласта в конденсатной и газовой среде фильтрационное сопротивление значительно ниже, чем в соленой среде CaCl₂.

Таблица 6. Результаты обработанных газодинамических исследований скважин, вскрытых в конденсатной и газовой среде.

Номер скважины	Коэффициент фильтрационного сопротивления а	Коэффициент фильтрационного сопротивления b	Дебит
11038	0,0989	0,0000957	11954
11069	0,0526	0,0000359	13797
11182	0,0258	0,0000194	15649
11199	0,0736	0,0000432	12386

К примеру, скважины 11038, 11069, 11182 и 11199 вскрыты в газоконденсатной среде, а скважины 11173, 11181, 11192 и 11195 в растворе CaCl_2 . Результаты вскрытия приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 7. Результаты обработанных газодинамических исследований скважин, вскрытых в среде раствора хлористого калия.

Номер скважины	Коэффициент фильтрационного сопротивления а	Коэффициент фильтрационного сопротивления b	Дебит
11173	0,1178	0,0002393	5928
11181	0,1344	0,0001915	6658
11192	0,1508	0,0002873	5299
11195	0,15	0,0005280	4219

Анализируя данные по двум таблицам, можно заключить, что при вторичном вскрытии пластов применение раствора CaCl_2 и глинистого раствора заметно увеличивают коэффициент фильтрационного сопротивления.

Таким образом можно сделать вывод, что применение растворов с твердой фазой отрицательно влияет на фильтрационные свойства при вскрытии проницаемых пластов. Высокопроницаемые пласты имели наибольшее загрязнение при перфорации, а низкопроницаемые - после бурения.

Вторичное вскрытие пласта в 2 этапа улучшило качество вскрытия с помощью перфорации. Попадание техногенной жидкости в продуктивный пласт после вторичного вскрытия при этом невозможно, а очистка ствола скважины от бурового раствора происходит с увеличенной скоростью и эффективностью.

3.3 Гидроразрыв пласта на скважинах Ямбургского месторождения

Для отбора скважин на проведение ГРП на Ямбургском месторождении применяются методы прогнозирования дебита для оценки экономической выгоды проводимых работ. Это требует большого количество потраченного времени специалистов и инженеров ГРП, также процесс осложняется недостаточным количеством данных по ФЕС пласта и дебиту. Отбор скважин для ГРП является основной задачей по увеличению добычи Ямбургского газоконденсатного месторождения. Также процесс выбора осложнялся тем, что некоторые из отобранных для ГРП скважин бездействовали в течение долгого времени. Эти скважины находились либо в периодическом режиме работы, либо были заглушены, т.к. продуктивный пласт не мог оказывать достаточного давления для постоянного режима работы, что было обусловлено недостаточным пластовым давлением и низкими фильтрационно-емкостными свойствами пласта. Данные по расчетам изменения ожидаемого дебита и пластового давления после ГРП отсутствовали. Текущий расчет ожидаемой производительности скважин основывается на каротажных данных и данных БКЗ, полученных во время бурения скважин. [7]

На Ямбургском месторождении все скважины работают через единый газосборный коллектор. Для этого режима необходимо, чтоб давление на устье было выше, чем линейное давление, температура на устье должна превышать 20°C для предотвращения образования гидратов и иметь дебит, достаточный для поступления продукции с забоя на устье скважины. Для НКТ 73 мм дебит газа составляет 130 м³/сут. Низкое пластовое и высокое линейное давления являются основными проблемами в работе скважин Ямбургского месторождения. При данных условиях увеличение дебита возможно проведением ГРП. Для различных диапазонов давлений применимо собственное уравнение диффузии для расчета дебита скважины.

Для Ямбургского месторождения для наиболее точного расчета используется уравнение

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

где Q_g — дебит газа, м³/сут k — проницаемость пласта, мД, h — газонасыщенная мощность пласта, м, μ_g — вязкость газа, ср, V_g — объемный коэффициент, м³/стм³, r_e — радиус скважины, м, r_w — радиус зоны дренирования, м, S — скрин-фактор, $D = 103$ (м³/сут.)⁻¹ нон-Дарси коэффициент,

Для расчета дебита газа до и после гидроразрыва пласта требуется знать данные по проницаемости, скин-фактору и пластовое давление. Эти данные могут быть получены из газодинамических исследований (ГДИ) и истории добычи.

На Ямбургском месторождении иногда невозможно замерить дебит добытой продукции на каждой скважине. Для замера дебита газоконденсата на каждой скважине раз в месяц производится расчет при условиях работы, полученных при ГДИ. Во время ГДИ скважина тестируется на 4-5 режимах с различными штуцерами, затем проводятся 3-4 испытания в обратном порядке. После теста регистрируется КВД. Проведение исследования позволяет получить данные о затрубном и устьевом давлении, а также о дебите газа для всех режимов эксплуатации. Далее определяется пластовое давление во всех вскрытых интервалах. По следующей формуле для расчета дебита определяются коэффициенты фильтрации a и b :

$$p_r - p_{wf} = a(Q_g) + b(Q_g)$$

где p_r — пластовое давление, атм, p_{wf} — гидродинамическое забойное давление, атм, Q_g — дебит газа, тыс. м³/сут.

Но из-за того, что данные рассчитываются как среднемесячные, невозможно достоверно определить реальные данные в промежутках между исследованиями. Также погрешность в исследованиях может возникнуть из-

за того, что часть скважин на Ямбургском НГКМ пробурены на несколько продуктивных горизонтов, между которыми могут возникнуть перетоки, либо разница в пластовых давлениях, что может привести к неравномерной выработке.

Также потеря информативности тестов может возникнуть из-за малого промежутка продолжительности работы скважины, либо недостаточной продолжительности теста КВД.

По результатам теста время до псевдо установившегося режима составило 37 дней. Таким образом за время проведения ГДИС невозможно достоверно установить пластовое давление и свойства пласта. В других скважинах существуют такие же условия до и после ГРП. В результате, данных после проведения ГДИ недостаточно для оценки проведенного гидроразрыва пласта[8].

Как было сказано ранее, коэффициент продуктивности увеличивается за счет проведения ГРП. Он определяется на основе ГДИ до и после ГРП. Дебит вскрытых интервалов пласта прямолинейно зависит от гидропроводности пластов (kh/μ).

Таблица 8. Данные по скважине 13004

Параметр	Значение
Рпл	237 Атм
Тпл	83°C
Относительная плотность газа по воздуху	0,75
r_e	790 м
r_w	0,11 м
$K_{п}$	17%
X_f	83 м
Ширина трещины	7 мм
Коэффициент а	1,36
Коэффициент b	0,56

Так подсчитывается суммарный коэффициент продуктивности вскрытых пластов, на которых не был проведен ГРП. Коэффициент продуктивности после гидроразрыва равен:

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

В табл. 8 приведен пример расчет коэффициента проницаемости для скважины 13004.

В таблице 9 приведен коэффициент продуктивности до и после ГРП. Решение уравнения дает значение проницаемости в пласте БУ 8-1, равное 13 мД. Таким образом были посчитаны значения проницаемости для всех скважин до и после ГРП.

Таблица 9. Эффективность ГРП.

Пласт, м	Газонасыщенная мощность, м	$K_{\text{прод}}$ до ГРП, м ³ /сут/атм	$K_{\text{прод}}$ после ГРП, м ³ /сут/атм
БУ ₈ ⁰	4	0,156	0,17
БУ ₈ ¹	17,5	2,67	42,8
БУ ₈ ²	5,2	0,163	0,17

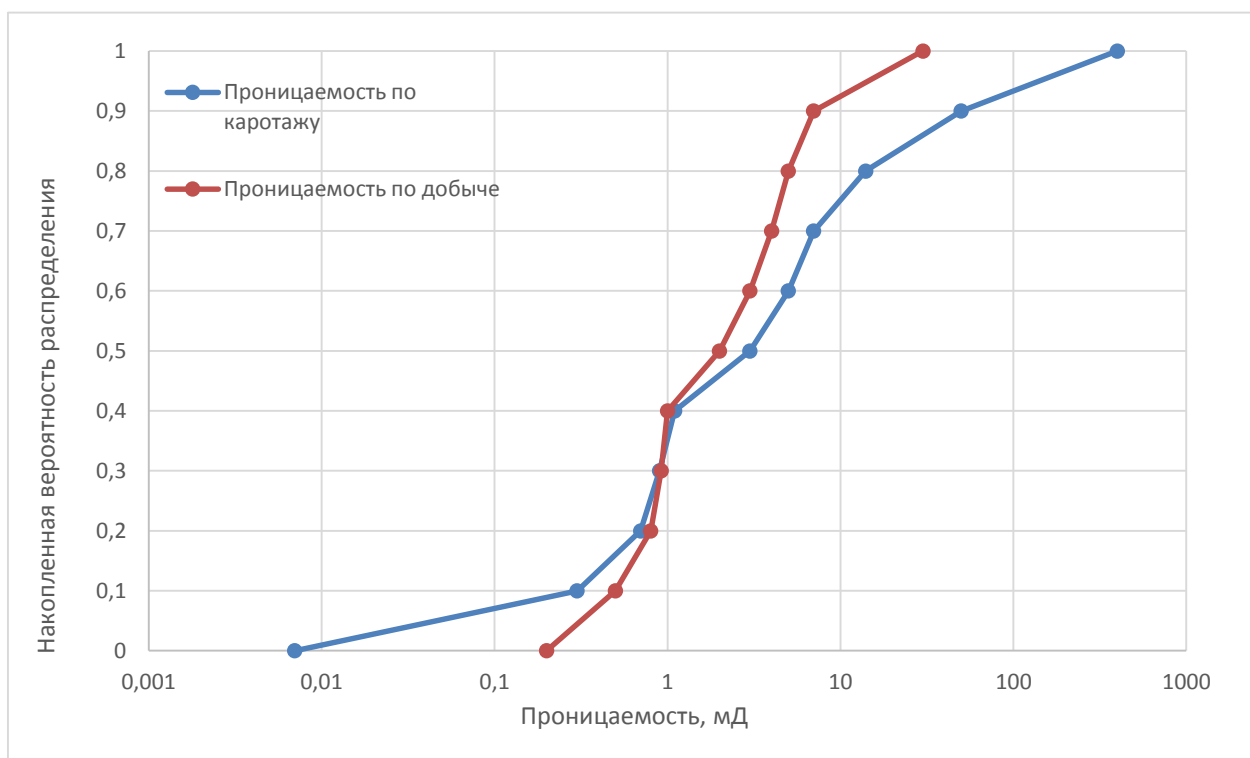


Рисунок 5. Гистограмма распределения проницаемости.

Данного количества замеров достаточно для построения гистограммы распределения проницаемости (рис 5). В период с 2004-2013гг. на Ямбургском месторождении провели 24 операции ГРП на 19

скважинах. Динамика годового объема выполнения операции ГРП приведена на рисунке 6.

С помощью корректировки проницаемости данным методом на Ямбургском месторождении было запущено более 22 бездействующих скважин со средним дебитом в 270 тыс. м³/сут. (рис. 7).

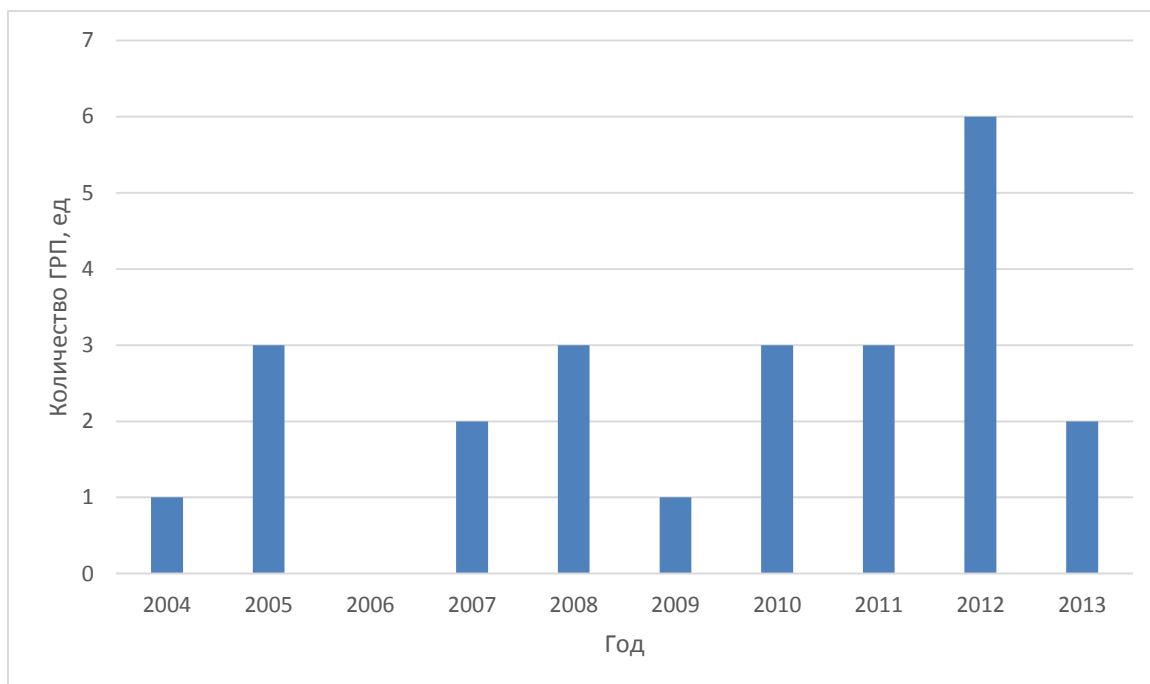


Рисунок 6. Выполнение ГРП в 2004-2013 гг.

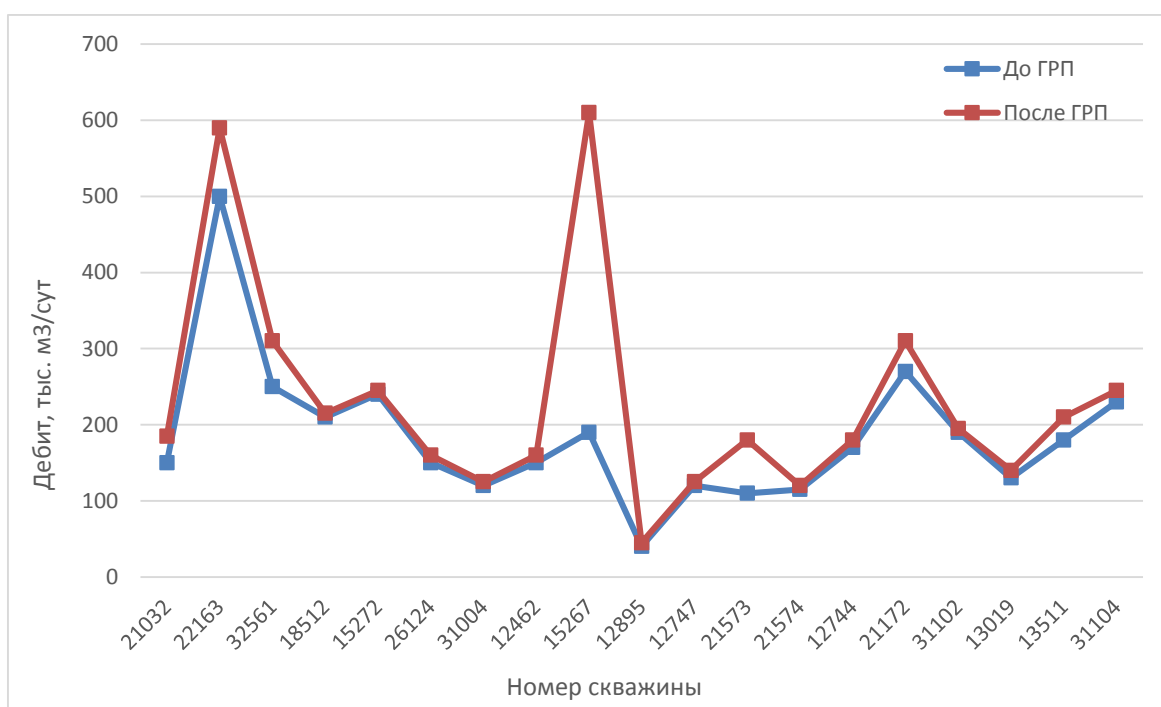


Рисунок 7. Значения дебита скважин до и после проведения ГРП.

Таким образом, с помощью проведенных ГРП удалось увеличить дебит газа в среднем на 50-60 тыс. м³/сут для каждой скважины. Время действия ГРП составляет в среднем до 36 месяцев (табл. 10).

Таблица 10. Результаты проведения ГРП.

Дата ГРП	Скважина	Интервал перфорации	Объем закачанного пропанта, т	Дополнительный дебит, тыс. м ³ /сут
01.03.2004	№21032	3476-3491	27,5	23,5
12.04.2005	№22163	3781-3798	36,1	91,6
21.05.2005	№32561	3651-3661	19,9	76,3
13.08.2006	№18512	3671-3685	36,8	5,6
16.09.2006	№15272	3769-3786	25,2	7,8
02.01.2007	№26124	3814-3831	21,8	5,0
08.02.2007	№31004	3452-3466	29,0	8,2
21.06.2008	№12462	3334-3357	33,1	5,5
29.11.2009	№15267	3589-3601	38,2	421,2
04.09.2009	№12895	3772-3792	28,6	4,1
01.05.2010	№12747	3401-3422	23,8	5,6
15.01.2011	№21573	3620-3641	29,6	79,3
19.02.2011	№21574	3635-3655	31,7	7,3
08.08.2011	№12744	3568-3583	20,5	11,7
02.10.2012	№21172	3622-3638	37,6	23,3
22.08.2012	№31102	3437-3452	30,1	4,7
17.02.2013	№13019	3718-3737	25,1	7,9
13.11.2013	№13511	3328-3345	29,0	37,3
04.04.2013	№31104	3571-3589	37,4	13,6

3.4 Увеличение производительности скважин Ямбургского НГКМ кислотной обработкой.

На Ямбургском месторождении перед кислотной обработкой ПЗП из скважин №15221, №15231 и №14261 брались образцы керна длиной 50 см, радиусом 15 см. Первая часть образцов не подвергалась обработке и использовалась в качестве исходного материала, вторая часть обрабатывалась 13% соляной кислотой (HCl), третья часть обрабатывалась глинокислотой (9% HCl+ 3% HF). После этого в образцах определялись

проницаемость и пористость. Далее проводился анализ содержания пород до и после обработки.

Было установлено, что содержание полевых шпатов и глинистого цемента значительно уменьшилось. Реакция плавиковой кислоты с алюмосиликатом приводит к растворению цемента в кислоте. Карбонатный же цемент быстрее реагирует с соляной кислотой, которая растворяет сидерит и кальцит. Плавиковая кислота воздействует на карбонаты в меньшей степени. Стоит отметить, что кварц в реакцию с кислотами не вступает.

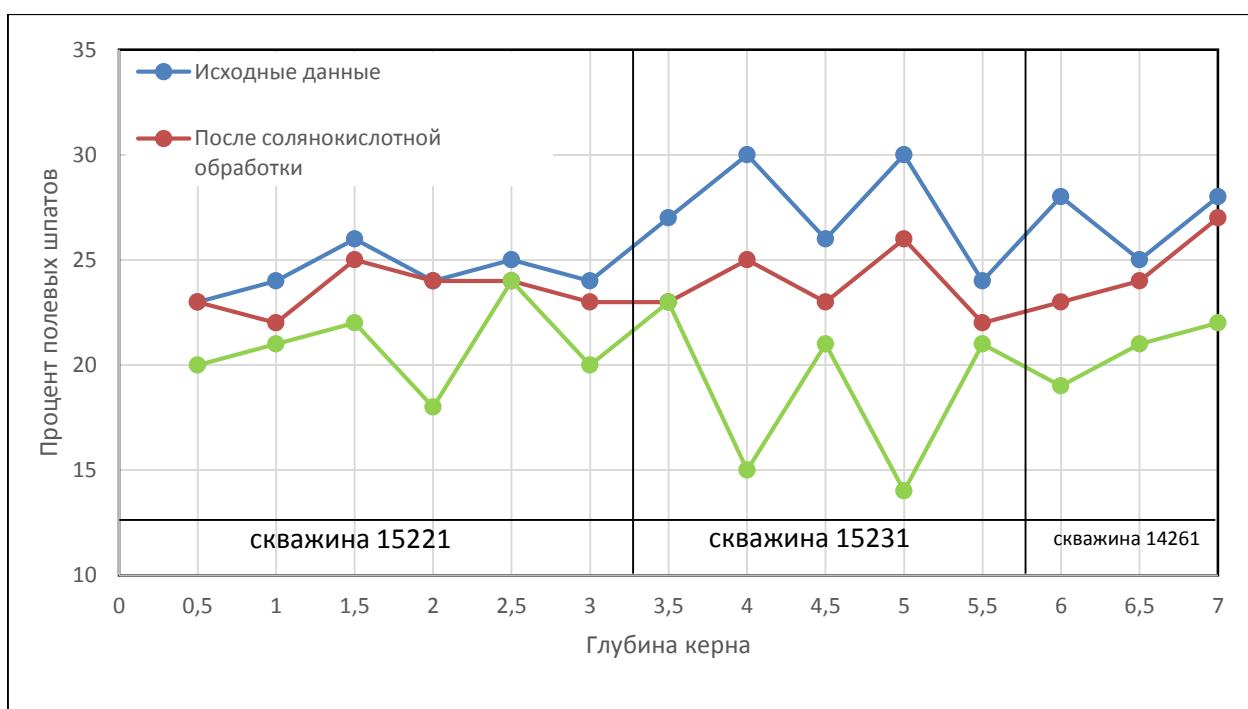


Рис. 8. Содержание полевых шпатов в песчаниках

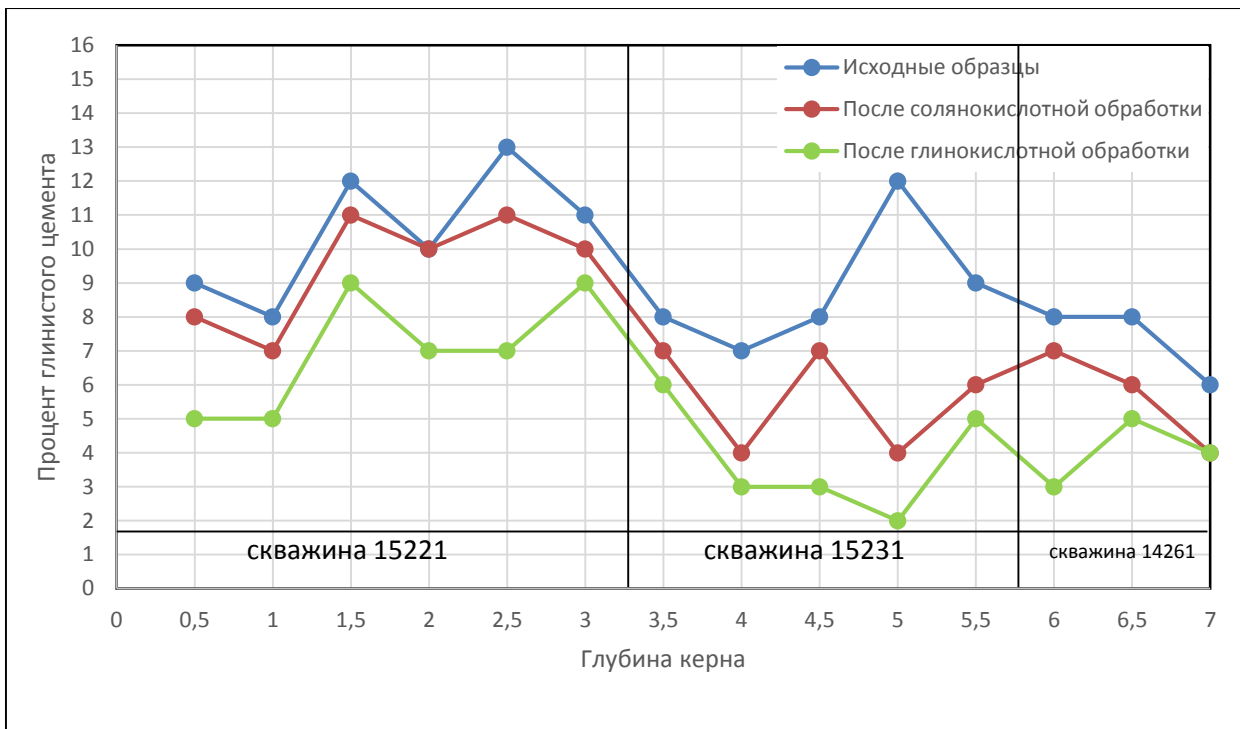


Рис. 9. Содержание глинистого цемента в песчаниках.

Изменения в содержании шпатов и глинистого цемента в образцах показаны на рисунках 8 и 9.

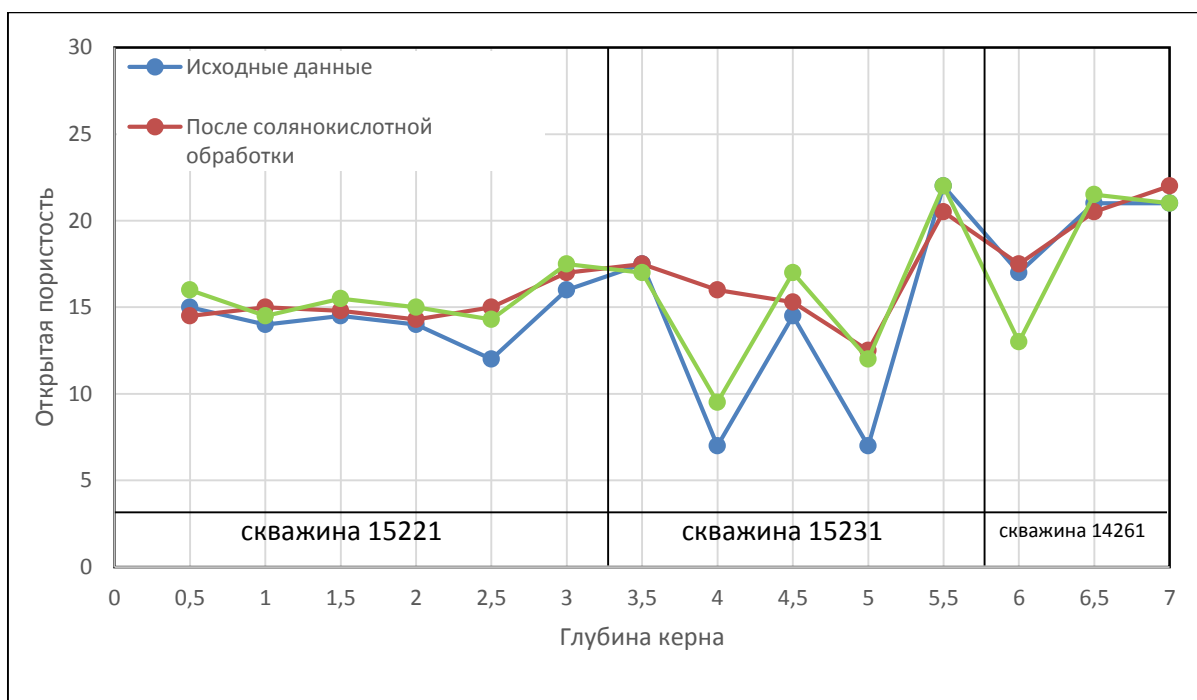


Рис. 10. Изменение открытой пористости

При использовании глиноукислоты остаются осадки в виде солей фтористовых кальция и кремния, которые удаляются при промывке

скважины сложнее, чем после солянокислотной обработки. Изменения в пористости и проницаемости пород образцов показаны на рисунках 10 и 11.

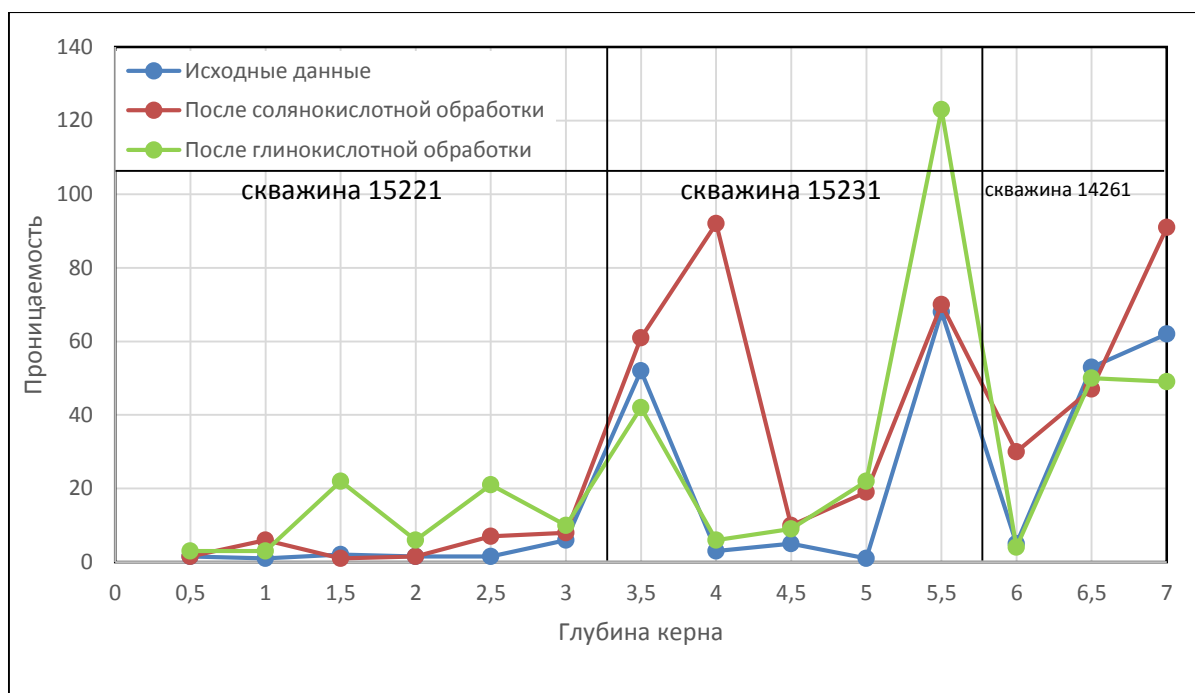


Рис. 11. Изменение проницаемости.

Глинокислотная обработка в большей степени влияет на открытую пористость, в то время как солянокислотная – на проницаемость. При этом проницаемость изменяется намного интенсивнее. Также было установлено, что в среднезернистых песчаниках под действием глинокислоты открытая пористость и проницаемость незначительно снижаются.

Таким образом можно сделать выводы, что для улучшения коллекторских свойств в среднезернистых песчаниках с карбонатным и глинисто-карбонатным цементом наиболее эффективной является солянокислотная обработка. Для глинистых же пород с мелкозернистым песчаником наиболее всего подходит глинокислотная обработка.

Как видно из Закона Дарси,

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

коэффициент проницаемости k прямо пропорционален дебиту Q , что позволяет нам вычислить прогнозируемый дебит скважин. При начальном дебите скважины в 50 тыс. м³ газа в сутки, после обработки мы получим

теоретически возможные прогнозные значения дебита, показанные на рис. 12.

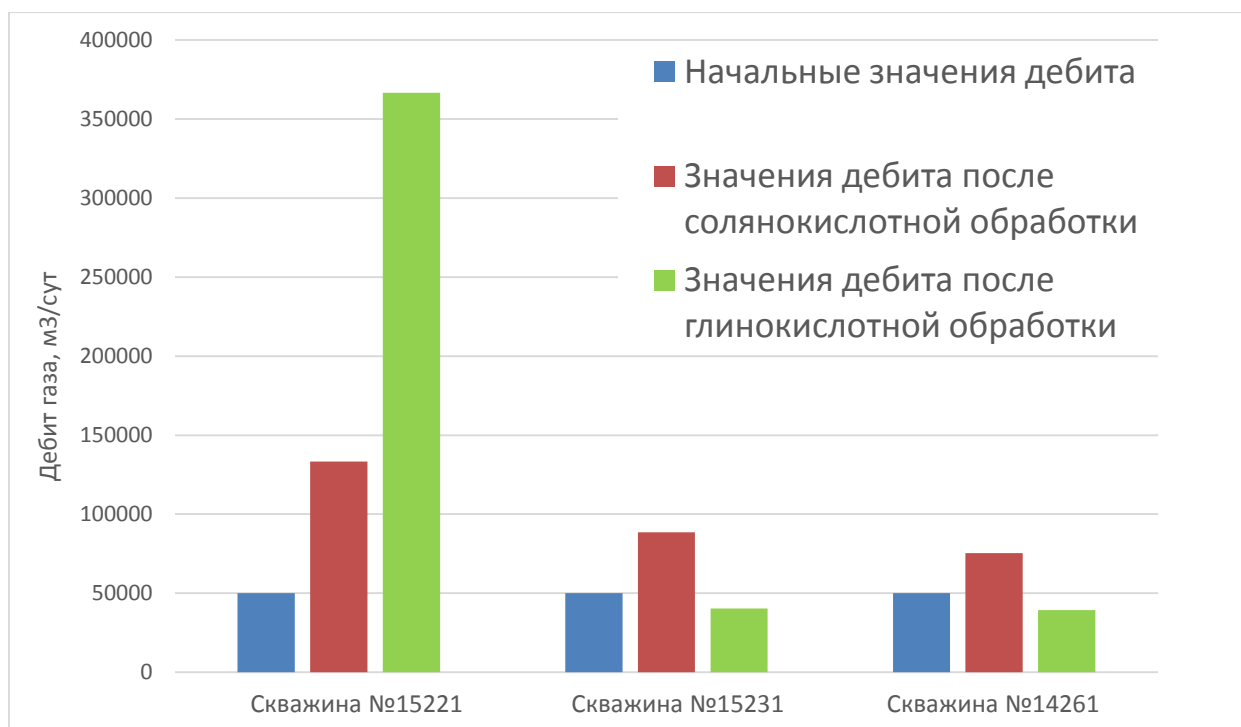


Рис. 12. Изменение дебита до и после обработки.

В среднезернистых песчаниках с карбонатно-глинистым цементом возможно увеличение дебита в 1,6-1,8 раза при использовании солянокислотной обработки. В мелкозернистых песчаниках с глинистым цементом при использовании глиноукислоты возможно максимальное увеличение дебита в 7 раз.

3.5 Сравнение эффективности и проектирование применения ГТМ

На 01.01.2013 г. разработка Ямбургского месторождения ведется с некоторыми отклонениями от проектных решений. Несмотря на то, что накопленные показатели проекта по добыче газа и конденсата практически достигнуты, фактическая добыча газа и конденсата за 2013 год ниже прогнозной на 15 %, причина недобора заключается в отставании фактического фонда скважин, а также более низких показателей его эксплуатации по сравнению с проектными. С целью достижения проектных уровней добычи углеводородов и обеспечения оптимальной эффективности

системы разработки была разработана программа геолого-технических мероприятий. Программа была разработана с учетом экономической и технологической эффективности ГТМ для неокомских залежей Ямбургского региона. Для интенсификации добычи нефти, газа и конденсата и увеличения конечного КИГ и КИК на Ямбургском месторождении запланированы следующие виды геолого-технических мероприятий: гидроразрывы пласта, как на вновь пробуренных скважинах, так и повторные операции ГРП на существующем фонде газовых скважин, кислотная обработка скважин. Количество ГТМ до 2040 года изображено на рис. 13.

Дополнительная добыча газа за проектный период от ГТМ составит – 2903,4 млн. м³; Дополнительная добыча конденсата за проектный период от ГТМ составит – 179,4 тыс. т.;

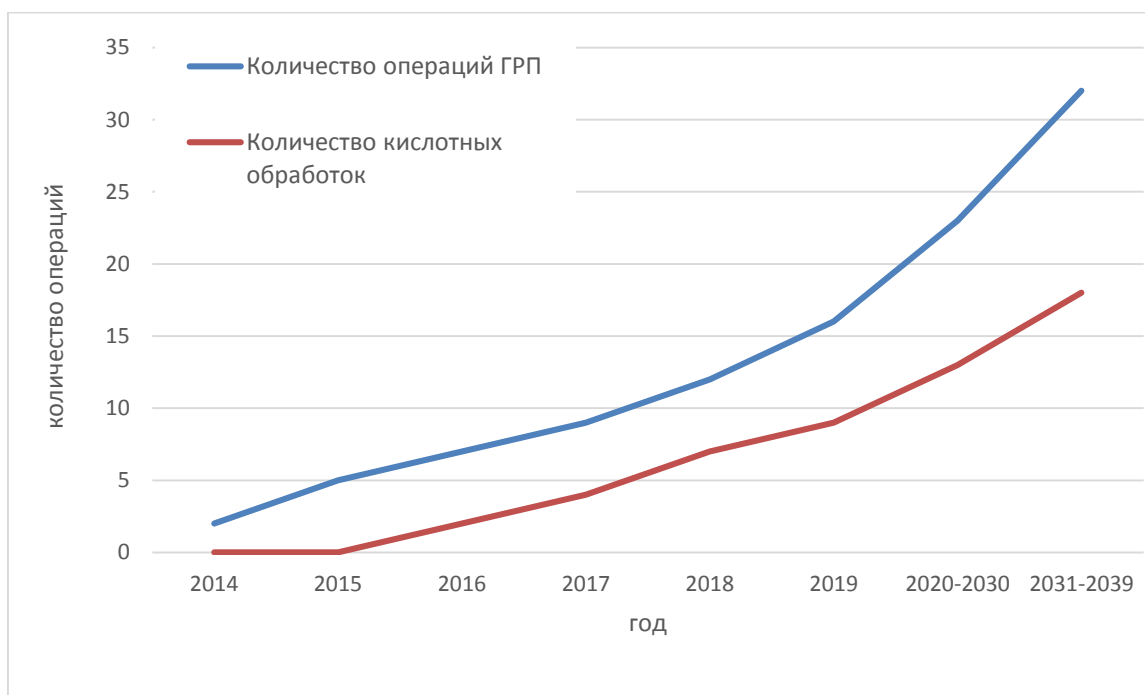


Рис. 13 Количество ГТМ в 2014-2040 гг.

По мере реализации программы полномасштабного освоения всего проектного блока, комплекс ГТМ, безусловно, потребуется корректировать с учетом текущей ситуации на месторождении.

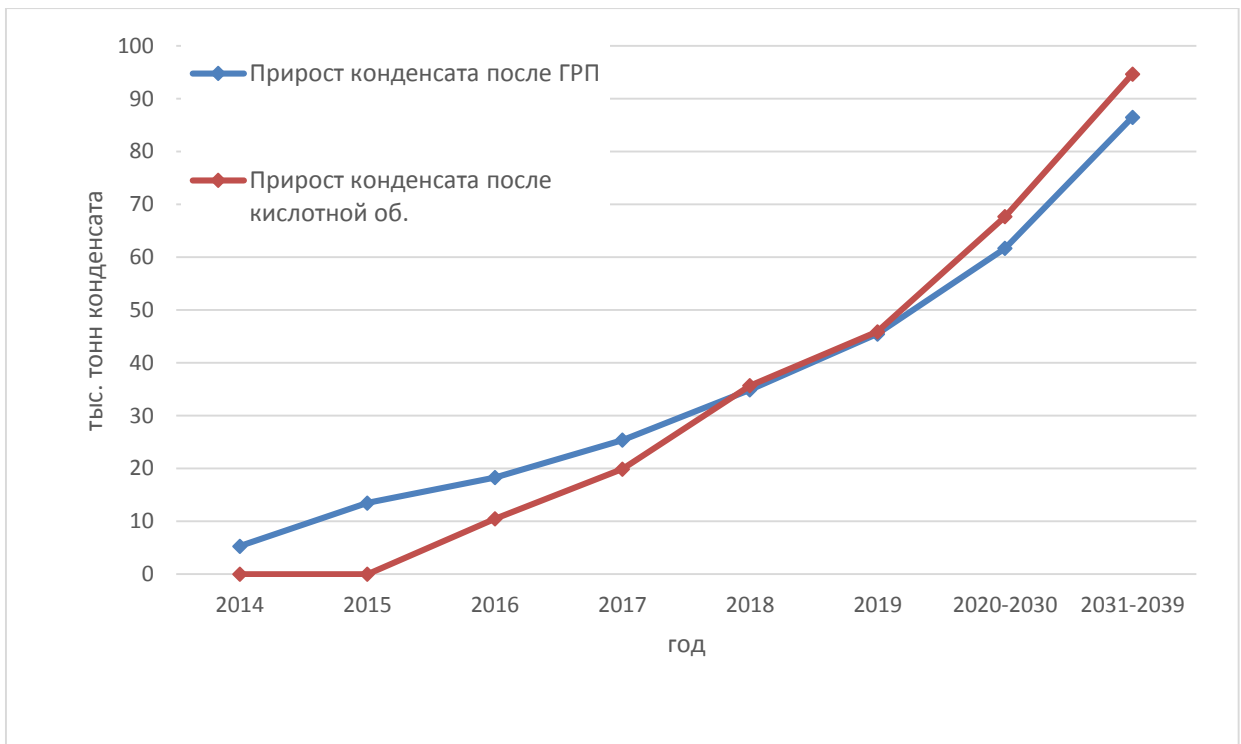


Рис. 14. Прирост конденсата после кислотных обработок и ГРП.

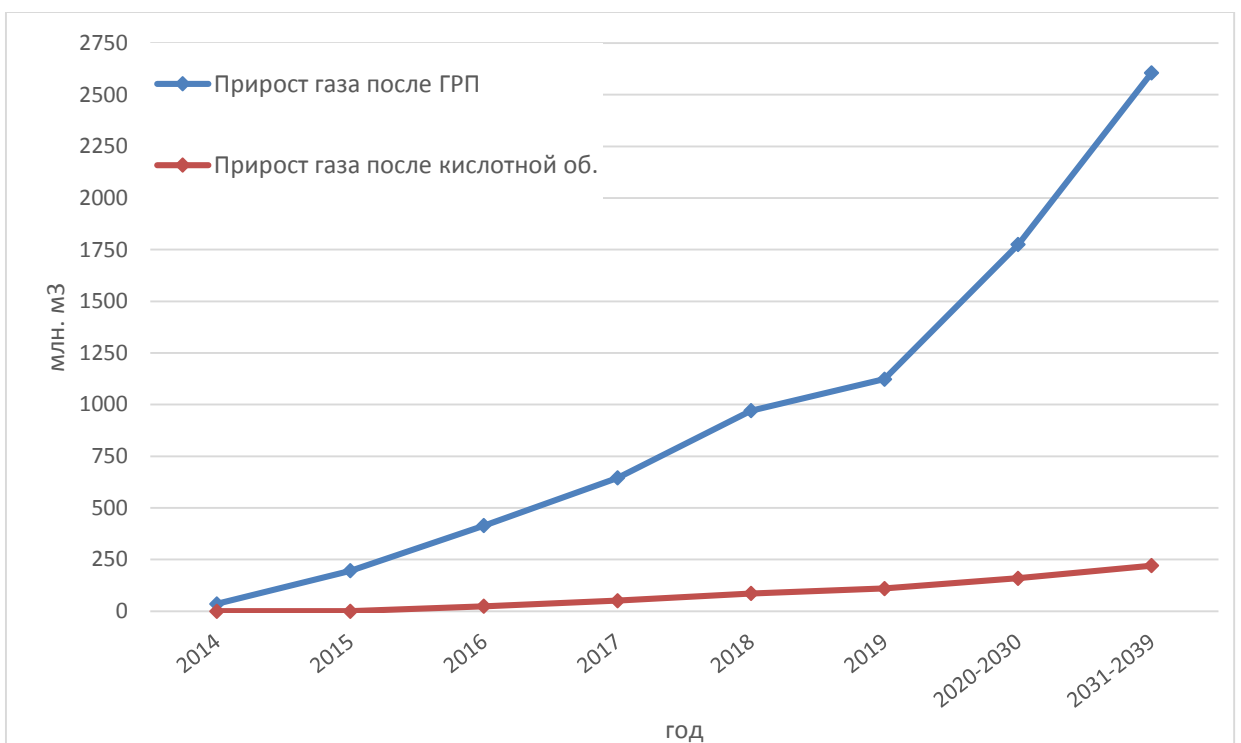


Рис. 15. Прирост газа после кислотных обработок и ГРП.

Для сравнения ГРП и кислотной обработки составим графики накопленной добычи газа и конденсата за 2014-2040 по ГТМ для Ямбургского месторождения, изображенные на рис. 14 и 15.

Как можно увидеть по графикам, ГРП используется примерно в 2 раза чаще, чем кислотная обработка. Основной прирост газа был обеспечен за счет ГРП, однако прирост конденсата был примерно одинаковым, несмотря на удвоенное количество операций ГРП по сравнению с кислотными обработками.

На основе этой статистики можно сделать выводы, что на Ямбургском месторождении для увеличения притока газа ГРП примерно в 5 раз эффективнее, чем кислотная обработка, однако для увеличения притока конденсата кислотная обработка примерно в 2 раза эффективнее, чем ГРП. Это может быть связано с тем, что за счет ГРП в разработку вовлекаются дополнительные ранее недоступные продуктивные интервалы, а за счет кислотной обработки улучшаются фильтрационные свойства пласта, что снижает сопротивление пласта притоку конденсата к забою скважины.

Таким образом, ГРП является наиболее востребованным и эффективным методом воздействия на пласт для увеличения газоотдачи. Однако следует отметить, что все больше и больше внимания уделяется смешанным операциям «ГРП+Кислотная обработка», т.к. в данном случае удается достигнуть еще большего результата в увеличении дебита.

Время проведения операций примерно равно. Цена зависит от множества факторов, таких как условия пласта, отдаленность месторождения, выбор материала, поэтому данный пункт не может отражать эффективность мероприятия.

Таким образом, был проведен анализ информации, была дана стратиграфическая и нефтегазоносная характеристика Ямбургского месторождения, проведен анализ используемых физико-химических методов воздействия на пласт: вскрытие пласта, гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка пласта и скважин. Проведен сравнительный анализ эффективности в плане увеличения дебита применяемых ГТМ на Ямбургском месторождении. Выявлены коэффициенты увеличения дебита, с помощью которых получен прогноз по дебиту скважин после проведения

операций. Однако для большей точности вычислений и более полной формулы зависимости дебита необходимо получение дополнительной информации как по выборке операций по годам, так и по условиям и свойствам пластов-коллекторов и скважин.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Охотников Вячеславу Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Анализ потенциальных потребителей, выполнение SWOT-анализа.
2. Планирование и формирование бюджета проекта.	Расчет затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы. Составление сметы затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Оценка экономической эффективности применения технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	19.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Охотников Вячеслав Евгеньевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Предпроектный анализ финансового менеджмента

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Как было указано ранее, наиболее эффективным и популярным методом воздействия на пласт, является ГРП, который является механическим воздействием на породы с дальнейшим разрывом по плоскостям минимальной прочности. Сначала разрыв и раскрытие трещин происходит благодаря жидкости, закачиваемой в пласт под давлением, затем с помощью жестких частиц – проппанта, закачиваемого в эти трещины, они сохраняются в раскрытом состоянии. Также в разработку вовлекаются ранее недоступные интервалы и расширяется область пласта, дренируемая скважиной. Результатом операции является увеличение дебита газа и конденсата после улучшения фильтрационных свойств пласта.

Потребителями исследования являются добывающие компании, которые благодаря ГРП получают:

- 1) Увеличение продуктивности за счет увеличения проницаемости.
- 2) Расширение интервала продуктивности.
- 3) Интенсификация притока газа и конденсата

4.1.2 SWOT-анализ

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

Таблица 11. SWOT-анализ

	Сильные стороны проекта: С1. Повторное увеличение дебита на заглушенных скважинах.	Слабые стороны проекта: Сл1. Большие затраты на проведение операции Сл2. Большое количество техники
--	---	---

Продолжение таблицы 11.

	<p>С2. Возможность использовать как на добывающих скважинах, так и на нагнетательных для увеличения приемистости.</p> <p>С3. Использование для дегазации угольных пластов и подземной газификации.</p> <p>С4. Возможность использования технологии как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах</p>	<p>Сл3. Влияние пластовых условий на проведение операции.</p> <p>Сл4. Неконтролируемое поведение трещин, вследствие чего их дальнейшее проникновение в зоны ВНК и ГНК.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Увеличение спроса на технологии увеличения интенсификации и газоотдачи пласта.</p> <p>В2. Использование ГРП в комбинации с другими технологиями воздействия на пласт.</p> <p>В3. Развитие технологий для снижения стоимости и увеличения эффективности ГРП.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Становление ГРП как основного метода воздействия на пласт - Улучшение технологии для дальнейшего завоевания рынка 	<ul style="list-style-type: none"> - Увеличения количества проводимых операций - Упрощение методов с помощью новых технологий - Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия.
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Появление конкуренции на рынке повышения газоотдачи.</p> <p>У2. Введение дополнительных требований на осуществление операции.</p> <p>У3. Падение цены углеводородов на мировом рынке.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Отслеживание изменений в российском законодательстве - Использование технологии зарубежом - Увеличение КИГ и КИК за счет улучшения технологий 	<ul style="list-style-type: none"> - Копирование методов конкурентных компаний. - Аренда оборудования вместо производства собственного. - Замена текущего оборудования и расходных материалов более дешевыми

4.2 Материальные затраты

В данном разделе показана стоимость оборудования и материалов, используемых для проведения ГРП.

Для производства гидроразрыва в зависимости от количества проппанта и давления пласта используются: насосные дизельные агрегаты (до 6 штук), смеситель для приготовления рабочих смесей для ГРП, машина манифольдов, автоматизированная станция управления, танки для проппанта, рабочие инструменты. В таблице 12 указаны цена и амортизационные отчисления оборудования. Более подробная информация об оборудовании изложена в приложении.

Таблица 12. Расчет амортизационных отчислений.

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, тыс. руб	Нормы наработки до капит. ремонта, тыс. км	Норма амортизационных отчислений за год, %	Норма амортизационных отчислений за 1 час, руб.
Агрегат насосный дизельный ДНУ 320/50	1 145	150	20	115
Агрегат приготовления смеси АПС-8М	2 100	400	20	215
Машина манифольдов ММ105М	3000	500	20	305
СКУ ГРП на шасси КамАЗ-43118	8500	1000	20	860

Продолжение таблицы 12.

Песковоз Kenworth T800	1850	1000	20	185
Итого за 1 час работы:	-	-	-	1680

Амортизационные отчисления за 1 операцию равны:

$$A = Aч \times 12 = 1680 \times 12 = 20160 \text{ руб.} \quad (4.1)$$

Где А – сумма отчислений

Во – время операции

Ач – Норма амортизационных отчислений за 1 час работы.

Затраты на расходные материалы состоят из затрат на инструменты, спецодежду и закачиваемой жидкости с проппантом.

Таблица 13. Расчет расхода материалов на 1 операцию

Наименование материалов	Стоимость, руб	Расход на 1 операцию, руб	Расход за 1 час, руб
Керамический проппант 0,4-0,8 мм	2 500/т	50 000 рублей за 20 тонн	4 150 рублей/час
Рабочая жидкость	1 000/м3	30 000 за 30 м3	2 500 рублей/час
Расход топлива для перевозки расходных материалов	50/л	10 000 рублей за 200 л.	210 рублей/час
Прочие	10 000	10 000	830 рублей/час
Итого на 1 операцию:		100 000 рублей	7 690 рублей/час

Всего затрат на расходные материалы:

$$Z_o = Z_{оп} + Z_{спец} = 100\,000 + 2\,500 = 102\,500 \text{ рублей.} \quad (4.2)$$

Где Z_o – Затраты общие

$Z_{оп}$ – затраты на операцию

$Z_{спец}$ – затраты на спец. одежду

4.3 Затраты на оплату труда

В состав зарплаты входит базовый оклад, районный коэффициент и северная надбавка. Для Ямбургского месторождения они составляют 70% и 50% соответственно.

Состав бригады по ГРП состоит из машинистов, помощников буровика, операторов ГРП и ДНГ, геофизиков, полевого супервайзера, специалиста по бурению и специалиста по КРС. Всего 23 человека. В таблице 14 предоставлен расчет заработной платы.

Общая численность бригады составляет 23 человек. Подсчитана месячная зарплата:

$$ЗП = О + Рк + Сн \quad (4.3)$$

Где ЗП – месячная заработная плата.

О – базовый оклад.

Рк – районный коэффициент.

Сн – Северная надбавка.

Месячный ФЗП равен месячной зарплате, умноженной на количество работников:

$$ФЗП = ЗП \times \text{Количество} \quad (4.4)$$

Для определения почасовой ставки месячная ЗП делится на месячную норму часов, равную 165:

$$ЧС = \frac{ЗП}{165} \quad (4.5)$$

Где ЧС – почасовая ставка.

Заработная плата бригады за час равна почасовой ставке, умноженной на количество человек:

$$ЧСп = ЧС * \text{Количество} \quad (4.6)$$

Где ЧСп – полная часовая ставка

Таблица 14. Затраты на заработную плату.

Должность	Количество	Оклад, руб	Районный коэффициент (70%), руб	Северная надбавка (50%), руб	Месячная зарплата, руб	Месячный ФЗП, руб	Почасовая ставка, руб	Заработная плата за 1 час	Часовой ФОТ, руб	Итоговый ФОТ за 1 операцию, рублей
Машинист	5	15 000	10 500	7 500	33 000	165 000	200	1 000	1100	13 200
Помощник буровика	5	20 000	14 000	10 000	44 000	220 000	265	1 325	1457	17 484
Оператор ДНГ	5	25 000	17 500	12 500	55 000	275 000	335	1 675	1842	22 104
Оператор ГРП	3	30 000	21 000	15 000	66 000	198 000	400	1 320	1452	17 424
Геофизик	2	30 000	21 000	15 000	66 000	132 000	400	800	880	10 560
Полевой супервайзер	1	27 000	18 900	13 500	59 400	59 400	360	360	396	4 752
Главный специалист по бурению	1	35 000	24 500	17 500	77 000	77 000	465	465	511	6 132
Главный специалист по КРС	1	35 000	24 500	17 500	77 000	77 000	465	465	511	6 132
Итого	23	217 000	151 900	108 500	477 400	1 203 400	289 0	7 290	8019	96 228

Дополнительная заработная плата равна 10% от основной, ФОТ за 1 час составляет:

$$\text{ФОТ(час)} = \text{ЗПч} + \text{ЗПч} \times Q_d, \text{ руб} = 7\,290 + 7\,290 \times 0,1 = 8\,019 \text{ руб.} \quad (4.7)$$

Где ЧСп – полная часовая ставка.

Qд – Дополнительная заработная плата.

Следовательно, ФОТ на одну операцию равен ФОТ за час, помноженной на время операции (12 часов):

$$\text{ФОТ(операц)} = \text{ФОТ(час)} \times 12 = 8\,019 \times 12 = 96\,228 \text{ рублей.} \quad (4.8)$$

4.4 Отчисления на социальные нужды

Отчисления на соц. нужды составляют 30% от зарплаты работника. Они состоят из страховых взносов в фонды (Остр) и взносов на обязательное страхование на производстве (Овзн). Страховые взносы в фонды равны 30% от зарплаты, если годовая ЗП меньше 1 292 тыс. рублей. и 10%, если выше 1 292 тыс. рублей. Для всех работников бригады зарплата составляет меньше 1 292 тыс. руб, соответственно страховые взносы равны:

$$\text{Остр} = (13\,200 + 17\,484 + 22\,104 + 17\,424 + 10\,560 + 4\,752 + 6\,132 + 6\,132) \times 0,3 = 25\,772 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

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

$$\text{Ов} = \text{ФОТ(операц)} \times 0,002 = 96\,228 \times 0,002 = 192 \text{ руб.} \quad (4.10)$$

Общие взносы на соц. нужды равны:

$$\text{Зсоц} = \text{Остр} + \text{Ов} = 192 + 25\,772 = 25\,964 \text{ руб.} \quad (4.11)$$

4.5 Прочие затраты

Прочие затраты по нормам тех. проектирования равны 15% от прямых затрат. Прямые затраты составляют основная и дополнительная зарплаты бригады, отчисления на соц. нужды, амортизация оборудования, затраты на расходные материалы:

$$\begin{aligned} \text{Зп} &= \text{Зам} + \text{Зм} + \text{Зфот} + \text{Зсоц} \\ \text{Зп} &= 20\,160 + 102\,500 + 96\,228 + 25\,964 = 244\,852 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Где Зп – Прямые затраты

Зфот – Затраты на фонд оплаты труда.

Зам – Затраты на амортизацию оборудования

Зм – Затраты на расходные материалы

Зсоц – Затраты на социальные нужды

Таким образом прочие затраты равны:

$$\text{Зпроч} = \text{Зп} \times 0,1 = 244\,852 \times 0,1 = 24\,485 \text{ руб.} \quad (4.13)$$

Общие затраты равны сумме прямых и прочих затрат:

$$\text{Зо} = \text{Зп} + \text{Зпроч} = 244\,852 + 24\,485 = 269\,337 \text{ руб.} \quad (4.14)$$

В таблице 15 указана смета затрат на 1 операцию ГРП.

Таблица 15. Сумма затрат на проведение ГРП

Наименование затрат	Сумма затрат, руб.	Доля затрат, %
Затраты на материалы	102 500	38,0
Фонд оплаты труда	96 228	35,7
Прочие затраты	25 964	9,6
Социальные отчисления	24 485	9,4
Амортизация оборудования	20 160	7,3
Итого	269 337	100

Основными пунктами затрат являются ФОТ, затраты на расходные материалы и социальные отчисления, которые составляют более 85% от общих затрат.

Таким образом затраты на проведение ГРП на одной скважине равны 269 337 рублей.

4.6 Доход от проведения операции

При среднем увеличении дебита скважины на 50-60 тыс. м³ в сутки после ГРП и средней цене газа 5,3 руб/м³, суммарный дополнительный заработок за год равен:

$$\Delta I = \Delta Q \times P = 55\,000 \times 365 \times 5,3 = 106\,397\,500 \text{ руб.} \quad (4.15)$$

Где ΔI – Дополнительный доход

ΔQ – Дополнительный прирост дебита

P – Цена за кубометр газа

Прирост прибыли равен разности прибыли и затрат:

$$\Pi = \Delta I - Z_0 = 106\,397\,500 - 269\,337 = 106\,128\,163 \text{ руб.} \quad (4.16)$$

Налоговая ставка на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья составляет 50% (по данным на 2020 г.). [9] Сумма налога равна:

$$H = 106\,128\,163 \times 0,5 = 53\,064\,081 \text{ руб.} \quad (4.17)$$

Итоговая прибыль за год определяется вычитанием налога из прироста прибыли:

$$D = \Pi - H = 106\,031\,439 - 53\,064\,081 = 53\,064\,082 \text{ руб.} \quad (4.18)$$

Индекс доходности от операции равен:

$$\text{ИД} = \frac{D}{Z_0} = \frac{53\,064\,082}{269\,337} = 197 \frac{\text{руб}}{\text{руб}} \quad (4.19)$$

На основании полученных результатов можно сказать, что ГРП является надежным и недорогим способом в разы увеличить дебит скважины на определенное время, что позволит предприятию получить дополнительный доход. Однако данный индекс не отражает реальную прибыль от проведения операции, так как бóльшая часть прибыли формируется не из-за дополнительной добычи, а из-за интенсификации притока, что может пагубно сказаться на дальнейшей прибыли через 12-36 месяцев, когда эффект от проведения операции снизится до нуля.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Охотников Вячеслав Евгеньевич

Школа	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»
	Бакалавриат	

Тема ВКР:

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>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.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 197 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 	<p>Вредные и опасные факторы, влияющие на работоспособность и угрожающие жизни рабочих:</p> <ul style="list-style-type: none"> -движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; -производственный шум и вибрация, высокое напряжение электрического тока; -загазованность воздушной среды выхлопными газами машин, используемых при ГРП; -неблагоприятные метеорологические условия: охлаждающее или же тепловое воздействие

<p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>метеорологических условий, влажность воздуха, скорость ветра;</p> <ul style="list-style-type: none"> -утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов: -воздействие теплового излучения пожара; -воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений);
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<ul style="list-style-type: none"> -Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, таких как пары нефти и газы работающих машин; -разливы жидкости разрыва при закачке.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам:</p> <ul style="list-style-type: none"> •по природно-климатическим: <ul style="list-style-type: none"> -лесные и торфяные пожары -паводки -ураганы -сильные морозы -метели и снежные заносы; •по техногенным причинам: <ul style="list-style-type: none"> Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть: <ul style="list-style-type: none"> -открытое фонтанирование скважин; -взрывы -ошибочные действия персонала при производстве работ; -отказ приборов контроля и сигнализации; -отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; -производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационнотехнических мероприятий; -старение оборудования (моральный или физический износ); -коррозия оборудования; -факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		
-----------	----------------------------	--------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Охотников Вячеслав Евгеньевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

По ТК РФ №197 – ФЗ работник имеет право на рабочее место, отвечающего требованиям охраны труда, обязательное соц. страхование от несчастных случаев и заболеваний, связанных с производством и профессией, получение информации от работодателя и гос. органов об условиях труда на рабочем месте и возможных рисках повреждения и утраты здоровья, а также о методах защиты и предотвращение опасных производственных факторов.

Право на отказ от выполнения работ при нарушении требований охраны труда, приводящих к возникновению опасности для жизни или здоровья работника кроме случаев, предусмотренных федеральными законами до ее устранения.

Право на средства индивидуальной защиты во время проведения работ за счет работодателя.

Право на обучение методам работы за счет работодателя.

Право на прямое или косвенное участие в обсуждении вопросов, касающихся безопасных условий труда на рабочем месте и участие в

рассмотрении произошедшего с ним несчастного случая или профессионального заболевания.

Право на прохождение мед. осмотра с сохранением средней ЗП и должности на время прохождения.

Право на гарантии и компенсации, установленные договором при работе во вредных и опасных условиях, эти гарантии устанавливаются договором с учетом финансового положения работодателя.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Гидравлический разрыв пласта производится под надзором инженерного работника по плану работ, согласованного с руководителем организации.

Гидроразрыв пласта производится под руководством ответственного инженерно-технического работника согласно плану, подписанному руководителем организации

При проведении гидроразрыва работникам запрещено находиться вокруг устья скважины и около нагнетательных трубопроводов

Напорный коллектор блока манифольдов оборудуется датчиками КИП, линией сброса жидкости и обратными клапанами. Нагнетательные линии оборудуются только обратными клапанами. Система обвязки скважины на время проведения гидравлического разрыва пласта согласовывается с противофонтанной службой.

После обвязки скважины необходимо провести опрессовку нагнетательных трубопроводов на давление, в полтора раза превышающее максимально ожидаемое.

Для обеспечения безопасности труда в процессе гидроразрыва необходимо соблюдать следующие правила по работе с оборудованием, находящимся под давлением:

- Каждый работник должен быть проинструктирован по технике безопасности перед преступлением к началу работы.
- На территории проведения ГРП не должно находиться посторонних предметов, мешающих или влияющих на процесс.
- Весь процесс ГРП, начиная от расстановки техники до закачки жидкости контролируется руководителем работ.
- Предохранительные клапаны должны быть опрессованы, контрольно-измерительная аппаратура на оборудовании должна быть исправна
- При опрессовке рабочий персонал должен находиться на безопасном расстоянии от скважины и нагнетательной техники.
- Демонтаж оборудования проводится только после сброса давления до атмосферного, до этого момента работы по демонтажу и исправлению обвязки запрещены.

5.2. Производственная безопасность

5.2.1. Анализ вредных факторов

Основными факторами системы управления безопасностью компании являются промышленная безопасность, пожарная безопасность и охрана труда. Для каждого вида работ разработана техника безопасности. Основные факторы при проведении ГРП:

- Вредные факторы:
- Превышение уровня шума
- Нарушение освещения
- Увеличенный уровень вибрации
- Загазованность рабочей зоны
- Ухудшение климата на открытом воздухе

Опасные факторы:

- Подвижные механизмы

- Поражение электрическим током

5.2.1.1 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]

5.2.1.2 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 16.

Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости – обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 16. Предельно допустимая концентрация веществ в рабочей зоне.

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Безнин - растворитель	300
Керосин	300
Углеводороды C ₁ -C ₁₀	300
Полиэфирная смола	6
Стирол	5

Продолжение таблицы 16.

Переоксид метилэтилкетона	5
Сероводород в смеси с УВ C ₁ -C ₅	3
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтиленкетол	0,2
Переоксид изопропилбензола	0,02
Хлористый бензол	0,005
Диметиланилин	0,003
Амиловый спирт	0,002

5.2.1.3 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/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5 мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³. 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.

5.2.1.4 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Одним из основных вредных факторов 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]

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°С. И не более 5 минут при температуре ниже -10°С. 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 °С. [17]

5.2.2 Анализ опасных факторов

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы

ГРП производится по плану, под надзором инженерного работника. Техника для проведения ГРП находится на расстоянии более 10 метров от скважины таким образом, чтоб расстояние между техникой было более 1м,

а кабины обращены от устья скважины. Перед гидроразрывом талевый блок закрепляется с основанием подъемной конструкции и отводится в сторону. На скважинах с глубинными насосами выключается привод станка качалки, замедляется редуктор и вешается специальная табличка «Не включать, работают люди». На насосах устанавливаются манометры и тарированные мембраны, а на фонтанной арматуре или нагнетательных линиях ставятся обратные клапаны. Манометры устанавливаются таким образом, чтобы за их показаниями можно было наблюдать с безопасного расстояния.

Отвод от предохранителя на насосе прикрывается кожухом и выводится под агрегат. Выхлопные трубы выводятся на высоту более 2 метров и оснащены искрогасителями и нейтрализаторами выхлопных газов. Если во время ГРП возможно возникновение давления, выше допустимого для ЭК, то производится установка пакера. Перед закачкой жидкости для ГРП производится проверка оборудования и их скрепление. Производится проверка фонтанной арматуры, клапанов и манометров. Перед закачкой также нагнетательные линии опрессовываются давлением, в полтора раза превышающем максимально ожидаемое. Во время осуществления ГРП люди должны находиться на безопасном расстоянии от скважины. Перед началом работы также необходимо согласовать проведение с руководителем работ. Проведение ГРП начинается только после удаления людей, не отвечающих за работу техники, из опасной зоны: вокруг устья скважины, а также около нагнетательных трубопроводов. Во время работы техники запрещены попытки ремонта, а также контакт с соединительными элементами обвязки и запорной арматуры.

После закачки жидкости с пропантом, на фонтанной арматуре закрываются задвижки, давление стравливается до атмосферного, после этого возможно отсоединение трубопровода от ФА. Неиспользованные остатки утилизируются в канализацию или специальную емкость. В зимнее время в перерывах и перед началом работ производится продувка для

возможного удаления пробок в трубопроводе. Подогревание трубопровода и другого оборудование с помощью открытого огня строго запрещено.

5.2.2.2 Электробезопасность

На кустовой площадке располагается большое количество электрических приборов, с которыми сталкиваются работники компании. Контакт с ними может привести к поражению электрическим током.

Электрический ток вызывает термические ожоги, биологическое, электролитическое и механическое воздействия. Это может привести к электрическим травмам и ударам. В таблице 17 представлены воздействия на организм в зависимости от силы тока.

Таблица 17. Воздействие тока на человека.

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

5.2.2.3 Пожарная безопасность

Пожар может возникнуть из-за сильного нагрева, открытого огня, искр от ударов, трения, электрооборудования и разрядов электричества. Для устранения подобных ситуаций между объектами предусмотрены расстояния для предупреждения возникновения пожара. От скважины до резервуаров и насосных станций расстояние не менее 40 метров, до компрессорных станций не менее 60 метров, до жилых зданий и общественных мест от 500 метров.

Из-за высокой степени опасности и электрификации промыслов, а также таких факторов, как сырость, изменчивая температура и наличие взрывоопасных веществ, персонал должен быть проинструктирован по

технике безопасности. Последствиями воздействия тока на человека являются внезапное поражение, вследствие чего имеется большая вероятность смертельного исхода.

При разработке и освоении нагнетательных скважин для заводнения необходимо соблюдать правила пожарной безопасности. Технологические участки производства относятся к классам взрывоопасности В-1Г и В1 по АПУЭ-85. По характеру пожарной опасности участки относятся к категориям 2-А и 1. Для предотвращения пожара, установки оснащены газовыми, водяными и пенными противопожарными системами, с учетом ВНТПЗ-85 и автоматикой по НПБ-88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации.

Нормы и правила проектирования», российского и зарубежного производств. Планировка и конструкция зданий проектируются в соответствии с СНиП 2.01.03.85. Пожары на скважинах несут как большие материальные потери, так и людские. В связи с этим вблизи устья скважины запрещено курить, разводить огонь, проводить сварочные работы. При загорании, следует его ликвидировать путем сбиванием пламени струей воды или инертного газа, устранением доступа воздуха, либо с помощью специальных оборудования и материалов пожаротушения, находящихся на пожарном посту.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Влияние на атмосферу

При эксплуатации оборудование создается воздействие на природную среду. Во время воздействия на пласт возможен выброс УВ, механических частиц или серы при добычи нефти, которые загрязняют атмосферу, например, при фонтанировании или испытании скважины. Таким образом из-за негерметичности оборудования в окружающую среду выбрасывается большое количество УВ.

Для предупреждения выбросов вредных веществ при бурении используют:

- систему очистки шлама и раствора;
- химических реагентов и расходных материалов IV и выше класса опасности, согласно «Критериям отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды»;
- устройство и обвязка оборудования (насосы, клапаны, задвижки и т.д.), упреждающей выбросы жидкости через уплотнения при бурении и ремонтных работах.

При строительстве нефтегазопромысловых объектов проводятся предусмотренные мероприятия:

- применение транспорта с низкими загрязняющими показателями, транспорта с низким потреблением топлива, применение нейтрализаторов газов и силовых установок для уменьшения выбросов загрязняющих веществ;
- слежение за уровнем токсичности и дымности газов двигателей оборудования, а также их снижение;
- регулярный ремонт и осмотр оборудования;
- уменьшение выброса газов путем снижения пройденного пути транспортными средствами, оптимизация схемы движения;
- оптимизация работы машин, смена нагрузки двигателей, снижение нагрузки дизельных двигателей до 60% с целью уменьшения токсичности отработанных газов;
- заправка транспорта закрытым способом;
- использование электроприводов вместо двигателей внутреннего сгорания.

Для снижения выделения пыли при транспортировке грунта применяется:

- строительство основных нефтегазовых объектов в зимнее время года, когда влажность грунта максимальна;
- уменьшение высоты погрузки грунта;
- использование влажных грунтов и увлажнение пыльных грунтов при использовании;
- захват грунта небольшими частями.

При эксплуатации оборудования проводятся мероприятия с целью уменьшения выбросов УВ в атмосферу от стационарного оборудования:

- установка арматуры класса «А», отличающейся минимальным количеством утечек газа и надежным отключением необходимого участка трубопровода при аварии;
- установка уплотнительных прокладок на фланцевых соединениях;
- плановое проведение испытаний трубопроводов на герметичность;
- использование средств автоматизации и контроля за параметрами и режимами работы оборудования под давлением;
- использование лицензированного оборудования;
- контроль и проведение планового ремонта оборудования;
- контроль за выбросами вредных веществ от оборудования;
- использование либо утилизация попутного газа при добыче нефти с целью применения для собственных нужд.

5.3.2 Воздействие на литосферу

В районе месторождения загрязнения литосферы происходит под действием разлива нефти и твердых частиц. При достижении нефтью содержания в грунте 10% она становится неподвижной. Нефть при разливе проникает внутрь почв и распространяется за счет поверхностных и капиллярных сил, а также под действиям течения грунтовых вод. Нефть начинает двигаться под землей в сторону уклона поверхности грунтовых

вод. Капиллярные силы особенно хорошо проявляются в высокопористых грунтах, таких как песок и гравий. В глинах и илах же наоборот наблюдается отсутствие капиллярных сил. В горных породах нефть в основном перемещается с помощью трещин.

Для уменьшения загрязнения среды при гидроразрыве применяют следующие методы:

1. Остатки жидкости ГРП из оборудования собираются в специальную емкость;
2. Углеводороды, находящиеся на территории скважины после проведения гидроразрыва пласта должны быть собраны и утилизированы;
3. Территория скважин оборудована специальными заграждениями и благоустроена;
4. После проведения работ территория скважины и спецодежда проверяется на отсутствие опасных концентраций вредных веществ;
5. Все отходы после проведения ГРП, которые необходимо утилизировать, разбавляются водой до неопасной концентрации и хранятся в специальном месте.

5.3.3 Воздействие на гидросферу

Разливы нефти и высокоминерализованной воды особенно плохо влияет на состав водоемов. Это происходит из-за образования пленки между нефтью и водой, которая препятствует воздушному обмену. Особенно часто это происходит при бурении и креплении скважин, а также заколонном перетоке.

Временными источниками загрязнения являются:

- некачественное цементирование, в результате чего возникает негерметичность, приводящая к перетокам горизонтов;
- поглощение бурового раствора пластом при промывке скважин, фильтрация водной фазы раствора в проницаемые отложения.

Как уже было сказано ранее, качество цементирования колонн и выбор оптимальной конструкции скважины в большинстве случаев предотвращают загрязнение горизонтов и предупреждают перетоки. Правильная конструкция скважины изолирует продуктивные горизонты от водных горизонтов.

Для уменьшения количества загрязнений предусматриваются следующие мероприятия:

- обваловка куста с высотой не менее 1 метра по периметру;
- применение дренажных емкостей для сбора отходов и стоков с оборудования;
- выполнение строительных работ в холодный период года с целью уменьшения воздействия на растительный покров берегов;
- использование бактериальных препаратов для устранения загрязнений.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация(ЧС) – это обстановка, которая происходит после аварии или техногенного бедствия на определенной территории. Последствиями ЧС являются нанесенный вред человеческой жизни, народному имуществу или окружающей среде.

Таблица 18. Возможные ЧС при проведении ГРП.

Природного характера	Техногенного характера
Наводнения	Фонтанирование скважин
Лесные и торфяные пожары	Взрывы
Ураганы	Отключение электроэнергии
Заморозки до -60°С	
Метели и снежные заносы	

К ЧС относятся: территориальные, федеральные, трансграничные, региональные, локальные и местные чрезвычайные ситуации.

Отношение ЧС к той или иной группе определяется нанесенным материальным ущербом и числом пострадавших, а также площадью распространения воздействия. При проведении гидроразрыва может возникнуть множество чрезвычайных ситуаций, перечисленных в таблице 18.

Для быстрой ликвидации аварий, возникающих на месторождениях, составлены планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). Планы составлены в соответствии с Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности и содержат следующее:

- 1) Список возможных аварий на производстве;
- 2) Способы оповещения персонала от аварии: сирены, громкоговорители, радиации, телефон и т.д.
- 3) Карта и пути выхода из опасных мест при возникновении аварии
- 4) Порядок действия персонала, отвечающего за эвакуацию людей и устранения аварии.
- 5) Список и порядок оповещения персонала, ответственного при возникновении аварии.
- 6) Методы ликвидации и уменьшения последствий аварии на ранней стадии, действия персонала, порядок взаимодействия со службами устранения аварий.
- 7) Порядок и способ осуществления мероприятий по предупреждению аварий и их последствий.
- 8) Перечень и местонахождение специального оборудования и СИЗ.
- 9) Список пожарного инвентаря на территории объекта.
- 10) Акты испытания средств индивидуальной защиты, заземления, связи.

- 11) Календарь отбора проб воздушной среды.
- 12) Схема объекта
- 13) План проведения учебных занятий для персонала

План ликвидации составляется раз в 5 лет. По плану занятия по устранению аварий проводятся с работниками раз в месяц. Результаты занятий записываются в журнал инженерно-технического работника. Также проводятся учения и учебные тревоги для подготовки к защите от возможного ядерного, химического и биологического оружия массового поражения и создания обстановки для нормальной работы предприятия в военной время. Задачами гражданской обороны являются:

- 1) Защита работников, служебного персонала и близлежащих населенных пунктов от ядерного, химического и биологического оружия.
- 2) Проведение учебных работ по повышению устойчивости работы предприятия и транспорта в военное время.
- 3) Оповещение и связь с рабочим персоналом.
- 4) Проведение учебных занятий по защите от оружия массового уничтожения.

В связи со специфичностью и стратегической важностью добычи нефтегазового сырья, производство обладает следующими свойствами:

- 1) Бесперывный цикл работы.
- 2) Повышенная газозрываемость объектов НГДУ
- 3) Постоянная поддержка пластового давления.

В боевую подготовку формирований входят занятия по практическим и тактико-специальным действиям в военное время, в том числе традиционные занятия по подготовке. В число формирований входят спасательные отряды, группы связи и аварийно-технические команды, решающие все поставленные задачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существует большое количество методов воздействия на пласт газоконденсатных месторождений, среди которых наиболее востребованным и эффективным является ГРП. При правильном его применении, возможна не только интенсификация притока газа, но и увеличение количества добытого газа за счет введения в разработку ранее недоступных интервалов. Результаты проведения ГРП на Ямбургском месторождении подтверждают данные выводы.

В ходе выполнения данной работы был проведен анализ доступной информации, в результате чего проведено сравнение эффективности различных методов с точки зрения увеличения дебита газа. Проанализированы история проведения работ, воздействия методов на пласт, а также сделаны выводы о применении того или иного метода в зависимости от свойств пласта. Тем не менее для получения более полного и точного результата необходимо получение дополнительно информации о расположении скважин, свойствах пласта и применяемой технологии.

Также в данной работе проведен расчет экономической эффективности проведения наиболее распространенного метода воздействия на пласт на газоконденсатном месторождении, его влияние на окружающую среду, вредные и опасные факторы производства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. В.Г. Салимов, Н.Г. Ибрагимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. Гидравлический разрыв карбонатных пластов «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2013. – 472с.
2. А.В. Мамаев Инвестиционный замысел реконструкции и технологического перевооружения объектов добычи газа на период 2016 – 2020 ГГ. Том 1. – пос. Развилка, 2014.-131 с.
3. Годовой геологический отчет за 2003 год. ООО “Ямбурггаздобыча”, 2006. -198 с.
4. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения. –М., 1997. -124 с.
5. 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.
6. Иванов С.И. Интенсификация потока нефти и газа к скважинам: Учебное пособие/ С.И. Иванов – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2006. – 565с.
7. 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.
8. 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.
9. Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/ndd/>, свободный. – Дата обращения 20.04.2020

10. 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
11. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
12. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
13. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56.
14. Правило охраны недр ПБ-07-601-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 6 июня 2003 г. №71.
15. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов ПБ 03-585-03. Постановление Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. №80.
16. О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.2000 №399

Приложение

Дизельная насосная станция ДНУ 320/50 на прицепе



Агрегат насосный дизельный ДНУ 320/50

Подача:	320 м ³ /ч
Напор:	50 м вод. ст
Двигатель:	ММЗ Д-266.4
Насос:	1Д 320-50-2 правого вращения
Стандартные обозначения:	ДНУ 320/50, ДНА 320/50
Вариант исполнения ДНУ	На раме, на шасси (двухосный прицеп)
Климатическое исполнение	У1
Система заполнения насоса	Газоструйный вакуумный аппарат

Система контроля и управления двигателем	Автоматический пульт управления, контроля и защиты
Система контроля работы насоса	Манометр, мановакуумметр
Топливный бак	Не менее 300 л, на 8 часов работы
Рукав всасывающий	Диаметр 200 мм, длина не менее 4 м с фланцевыми соединениями, сетчатый фильтр
Рукав напорный	Диаметр 150 мм, длина не менее 4 м с фланцевыми соединениями
Шасси	Прицеп двухосный ПСТ - 2.5 4024

Агрегат приготовления смеси АПС-8М



Технические характеристики агрегата АПС-8М

Расход рабочей жидкости, обеспечиваемый АПС в процессе ГРП, не менее, м ³ /мин	8,0
Расход рабочей жидкости через АПС при приготовлении геля, м ³ /мин	1,0...3,0
Давление рабочей жидкости на выходе АПС, МПа	0,75

Расход сыпучего компонента (пропанта), т/мин	0,1...6,0
Максимальная концентрация пропанта – при работе на водном геле, кг/м ³ – при работе на углеводородном геле, кг/м ³	1800 800
Количество патрубков в коллекторах, шт – нагнетательном (в том числе для приготовления геля) – входном	8 (4) 12
Габаритные размеры, не более, м – длина в транспортном положении – ширина в транспортном положении – высота	9,75 2,5 3,7
Масса в транспортном положении, не более, т	22

Машина манифольдов ММ105М



Технические характеристики агрегата

Габаритные размеры, не более, мм	10100x2500x3900
Полная масса, не более, кг	25000
Скорость движения, не более, км/ч	80
Рабочее давление манифольда высокого давления max, МПа	105
Рабочее давление манифольда низкого давления max, МПа	1
Условный проход труб и угловых шарниров, мм	76
Условный проход резинотканевых рукавов, мм	100

СКУ ГРП на шасси КамАЗ-43118

Технические характеристики агрегата

Шасси	КАМАЗ-43118
Модель двигателя	740.662-300 (Евро-4)
Тип двигателя	дизельный с турбонаддувом, с промежуточным охлаждением наддувочного воздуха
Мощность двигателя, кВт (л.с.)	221 (300)
КПП	ZF9, механическая, 9-ступенчатая
Колесная формула	6x6
Грузоподъемность автомобиля, тонн	9,1
Размер платформы, мм	6110x2470x730
Кабина	
Тип	расположенная над двигателем

Исполнение	со спальным местом
------------	--------------------

Песковоз Kenworth T800

Технические характеристики агрегата

Вид топлива	ДТ
Максимальная скорость	120 км/ч
Расход топлива в смешанном цикле	40.0 л на 100 км
Запас хода	1 875 км
Расходы на топливо в год (при пробеге 100 км в день)	693 500 Р