

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

Институт Природных ресурсов
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Состояние разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)

УДК 622.279.6-0.47.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Федюшкин Кирилл Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ГРНМ	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	доцент, к.г.-м.н.		

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

Институт Природных ресурсов
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.17
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2017	<i>Общие сведения об Уренгойском месторождении</i>	10
12.03.2017	<i>Геологическое строение месторождения</i>	20
25.04.2017	<i>Состояние разработки Уренгойского месторождения</i>	30
20.05.2017	<i>Расчет необходимого количества ингибитора для предотвращения гидратообразования</i>	5
04.05.2017	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
19.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. ГРНМ	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	к. г.-м. н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

№	Результаты обучения
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации

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

Институт Природных Ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Кафедра ГРHM

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Федюшкину Кириллу Геннадьевичу

Тема работы:

Состояние разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.03.2017 г. № 1960/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Пакет технологической информации по Уренгойскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении 2. Геологическое-строение района 3. Анализ разработки Уренгойского месторождения 4. Расчет необходимого количества ингибитора для предотвращения гидратообразования 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> -Динамика основных показателей разработки пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ) -Сопоставление проектных и фактических показателей разработки -Динамика добычи сухого газа и накопленная добыча сухого газа -Динамика добычи конденсата и накопленная добыча конденсата
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p style="text-align: center;">Вазим А.А.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p style="text-align: center;">Грязнова Е.Н.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p style="text-align: center;">10.02.2017 г.</p>
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">Старший преподаватель</p>	<p style="text-align: center;">Пулькина Н.Э.</p>			<p style="text-align: center;">11.02.2017 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">2Б37</p>	<p style="text-align: center;">Федюшкин Кирилл Геннадьевич</p>		<p style="text-align: center;">11.02.2017</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Федюшкину Кириллу Геннадьевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Стоимость проведения ГРП</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведены расчеты эффективности проведения ГРП на месторождении.</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операций и от курса цен на газ.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		01.04.2017 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Федюшкин Кирилл Геннадьевич		02.04.2017 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Федюшкину Кириллу Геннадьевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: состояние разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.
Область применения: нефтегазопромысловое дело

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума и вибрации; – загазованность рабочей зоны; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека; – повреждения в результате контакта с насекомыми; – необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – пожароопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>3. 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 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера –прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов; – выбор наиболее типичной ЧС: - пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины,

последствий	из-за нарушения герметичности; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	К.Т.Н.		01.04.2017 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Федюшкин Кирилл Геннадьевич		02.04.2017 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц, 9 рисунков, 13 таблицы, 20 источников.

Ключевые слова: анализ, газ, скважина, ращработка, гидроразрыв пласта,.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ состояния разработки Уренгойского нефтегазоконденсатном месторождении в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка.

В процессе исследования проводился отбор текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, производился расчет необходимого количества ингибитора для предотвращения гидратообразования, подсчет экономической целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на месторождении.

В результате исследования весь отобранный материал был переработан и подвергнут анализу, информация была представлена в текстовом, графоаналитическом и графическом исполнении. Были предложены дальнейшие варианты по разработке. В заключении был сделан вывод о дальнейшем процессе разработки Уренгойкого месторождения на Усть-Ямсовейском ЛУ

Область применения: нефтегазокнденсатное месторождение, находящееся на территории Ямало-Ненецкого Автономного округа.

Экономическая часть работы заключается в обосновании рентабельности проведения гидроразрыва пласта на данном месторождении.

Список сокращений

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ГРП – гидроразрыв пласта

ГКФ – газоконденсатный фактор

ЛУ – лицензионный участок

ЧДД – чистый дисконтированный доход

КИК – коэффициент извлечения конденсата

КИГ – коэффициент извлечения газа

ИД – индекс доходности

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПАВ – поверхностно активные вещества

СИЗ – средства индивидуальной защиты

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

ДНС – дожимная насосная станция

КНС – кустовая насосная станция

РФ – Российская Федерация

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИ – гидродинамические исследования

Оглавление

Оглавление.....	11
Введение.....	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	14
2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА	18
3 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	19
3.1 Состояние разработки	19
3.2 Состояние фонда скважин	21
3.3 Анализ разработки Уренгойского месторождения.....	22
3.4 Геолого-технические мероприятия по интенсификации притока газа и повышению газотдачи.....	35
3.5 Сравнение проектных и фактических показателей разработки Усть-Ямсовейского лицензионного участка.....	39
3.6 Анализ выработки запасов газа и конденсата из продуктивных пластов Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ	42
3.7 Технологические показатели вариантов разработки Усть-Ямсовейского лицензионного участка	44
4 РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ИНГИБИТОРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ.....	50
4.1 Причины возникновения гидратов.....	50
4.2 Расчет количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратобразования.....	51
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
5.1 Расчет экономической эффективности от применения гидравлического разрыва пласта на Усть-Ямсовейском лицензионном участке	57
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
6.1 Производственная безопасность	63
6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов.....	64
6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	71
6.2 Экологическая безопасность	74
6.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха	75
6.2.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения	76
6.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения	77
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	80
6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	81
6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	82
Заключение	84
Список литературы	85
Приложение 1	87

Введение

В данной работе проводится обзор состояния разработки Уренгойского месторождения. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1966 году, его промышленная разработка осуществляется более 30 лет. Данное месторождение разбито на несколько лицензионных участков. В данной работе рассмотрено состояние разработки по Усть-Ямсовейскому лицензионному участку.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ состояния разработки. Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Изучение геолого-физической характеристики месторождения;
2. Анализ состояния фонда скважин;
3. Сравнение проектных и фактических показателей разработки;
4. Обзор геолого-технических мероприятий проводимых на месторождении за время эксплуатации;
5. Выработка рекомендаций по дальнейшей разработке.

Объектом исследования является газоконденсатные пласты, нефтяные пласты в данный момент не разрабатываются.

Актуальность данной работы заключается в том, что отсутствуют работы по анализу состоянию разработки Уренгойского месторождения на Усть-Ямсовейском лицензионном участке.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Уренгойское месторождение, находится в северной части Западно-Сибирской равнины, в бассейне р. Пур. Административно месторождение расположены в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

В физико-географическом отношении месторождение располагается в Уренгойском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области на границе двух типов морфоструктур: Пурской низменности и Ненецкой возвышенности.

Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются поселки Коротчаево, Уренгой, Лимбаяха и г. Новый Уренгой. С областным (г. Тюмень) и районными (г. Тарко-Сале, г. Салехард) центрами г. Новый Уренгой связывает железная дорога и авиалинии. В г. Тюмень, Тарко-Сале и п. Уренгой имеются речные порты и пристани. На месторождениях развита сеть автодорог с твердым покрытием и существующих автозимников, посредством которых устанавливается сообщение с соседними месторождениями углеводородного сырья, а также решается проблема транспортировки оборудования, грузов и т.д.

Ближайшими месторождениями являются: на юго-востоке Береговое, на севере Еньяхинское, Самбургское, на юго-западе Юбилейное.

Каждое из месторождений Уренгойской группы характеризуется разной степенью освоения. Наиболее освоенным является Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1966 году. Его промышленная разработка осуществляется более 30 лет: сеноманская залежь находится в эксплуатации с 1978 г., отбор газа, конденсата из валанжинских залежей ведется с 1980 г., разработка газоконденсатных залежей нижнемелового продуктивного комплекса Уренгойского месторождения с разработкой нефтяных оторочек начата в январе 1985 г. Все это способствовало развитию инфраструктуры на месторождении.

По территории Уренгойского месторождения с севера на юг проходят нитки магистральных газопроводов: Заполярное – Уренгой, Уренгой – центр-I, Уренгой – Грязовец, Уренгой I – УКПГ-13 и конденсатороводов: Уренгой – УКПГ-10, Ямбург – Уренгой-II, Уренгой – Сургут I.

Климат района работ резко континентальный, с продолжительной суровой и холодной зимой. Лето короткое и прохладное. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха $-7,8^{\circ}\text{C}$, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января составляет $-26,4^{\circ}\text{C}$, а самого жаркого июля – $+15,4^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум равен -56°C , а абсолютный максимум – $+34^{\circ}\text{C}$. Продолжительность безморозного периода составляет 75 дней, устойчивых морозов – 205-207 дней.

Среднегодовое количество осадков в районе составляет 531 мм, из них 397 мм выпадает в теплый период с апреля по октябрь в виде дождей и мокрого снега, за холодный период с ноября по март выпадает 134 мм. Число дней с осадками 180 и более в году. Соответственно держится и высокая влажность воздуха. Средняя относительная влажность, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, в течение года изменяется от 69 % в июле до 85 % в октябре.

Планомерное изучение геологического строения северных районов Тюменской области началось в 50-е годы с проведения региональных исследований, целью которых являлись поиски крупных структурных элементов, изучение общих закономерностей геологии района.

В конце 60х – начале 70-х годов начинается новый этап исследований – планомерное детальное изучение геологического. Этот этап характеризуется широким развитием детальных площадных сейсморазведочных работ в сочетании глубоким бурением, в результате этих работ были выявлены основные элементы строения юрско-меловой толщи данного района: Уренгойский мегавал, Надымская мегавпадина, Нижнепурский мегапрогиб,

Хадырьяхинская моноклиналь, Нерутинская впадина, а также выявлено большинство локальных структур, в том числе Восточно-Уренгойская и Северо-Есетинская.

Открытие уникальной Уренгойской сеноманской залежи газа (скв. № 2, 1966 г.) позволило сконцентрировать поисковые работы в пределах Нижнепурского мегавала и, в частности, на территории Уренгойского вала. В начальный период разведки сеноманских отложений Уренгойской группы месторождений, в состав которых входит Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское, Уренгойское и другие месторождения в 1967 году была пробурена и опробована глубокая скважина № 1 (забой 3200 м), подтвердившая высокие перспективы нефтегазоносности неокомских отложений.

Параллельно с разведкой Уренгойского месторождения вводились в поисковое бурение соседние месторождения (его спутники): Восточно-Уренгойское (1977 г. ввода в бурение), Северо-Есетинское (1979 г.), Самбургское (1973 г.), Ево-Яхинское (1987 г.), Есетинское, Новоуренгойское (1987 г.), Северо-Пырейное (1988 г.).

Продуктивные пласты БУ₁₄, БУ₁₆⁰, БУ₁₆¹⁻², БУ₁₆¹⁻³, БУ₁₆¹⁻⁴, БУ₁₆², БУ₁₇¹⁻¹, БУ₁₇¹⁻², БУ₁₇¹⁻³, БУ₁₇², БУ₁₈¹, БУ₁₈¹⁻², БУ₁₈², БУ₁₈³, БУ_{19с}, расположенные на территориях шести лицензионных участков (Восточно-Уренгойского, Ново-Уренгойского, Усть-Ямсовейского, Ево-Яхинского, Самбургского, Западно-Ярояхинского) Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского и Уренгойского месторождений.

Права на разведку Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского и Уренгойского месторождений на добычу нефти и газоконденсата принадлежат:

- ЗАО «Роспан Интернешнл», лицензия СЛХ № 10846 НР от 22.12.1999 г. (Восточно-Уренгойский ЛУ), лицензия СЛХ № 10847 НР от 22.12.1999 г. (Ново-Уренгойский ЛУ);

- ОАО «Арктикгаз», лицензия СЛХ № 10827 НЭ от 03.03.1993 г. (Самбургский ЛУ), лицензия СЛХ № 10826 НЭ от 03.03.1993 г. (Ево-Яхинский ЛУ);
- ООО «Севернефть-Уренгой», лицензия СЛХ № 15192 НР от 18.08.2011 г. (Западно-Ярояхинский ЛУ);
- ООО «Уренгойская газовая компания», лицензия СЛХ № 13707 НР от 03.08.2006 г. (Усть-Ямсовейский ЛУ).

В целом на рассматриваемом участке Уренгойского региона пробурено 214 скважин, из них 78 скважин находятся в опытно-промышленной эксплуатации, 54 скважины – в консервации, 11 скважин – в пьезометрическом фонде, 16 скважин на данный момент не закончены строительством и 55 скважин – ликвидированы.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из общего доступа.

3 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Состояние разработки

На территории Уренгойского месторождения ООО «Уренгойская газовая компания» предоставлен в пользование Усть-Ямсовейский ЛУ (СЛХ № 13707 НР от 03.08.2006 г.).

По состоянию на 01.01.2014 г. добыча углеводородов ООО «Уренгойской газовой компанией» ведется только из пласта БУ₁₇¹⁻¹ в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ. Залежь пласта БУ₁₇¹⁻¹ газоконденсатная, сводовая, литологически экранированная, газоводяной контакт отсутствует. Начиная с 2004 года, освоение неокомских продуктивных отложений, идет на основании плана пробной эксплуатации разведочной скважины № 454уг. С 2007 при подключении в работу еще двух разведочных скважин № 378уам и № 379уам, а в 2009 году одной разведочной скважины № 376уг началась опытно-промышленная разработка пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ.

Разработка Уренгойского месторождения ведется согласно «Технологической схеме разработки Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка» (ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 91-11 от 06.02.2012 г.) [3]. Проектные решения в отношении газоконденсатного объекта БУ₁₇¹⁻¹:

- система размещения скважин избирательная;
- режим разработки – истощение;
- проектный уровень добычи свободного газа – 1,645 млрд. м³;
- проектный уровень отбора конденсата – 282,9 тыс. т;
- накопленный отбор газа – 33,7 млрд. м³, стабильного конденсата – 4,2 млн. т;
- общий фонд скважин – 23;

- фонд скважин для бурения – 20.

Эксплуатационное бурение скважин предусматривалось с 2014 года. Заложено освоение новых скважин с ГРП.

В настоящее время ведется разработка 1 эксплуатационного объекта - газоконденсатной залежи пласта БУ₁₇¹⁻¹.

Объект 1 – газоконденсатная залежь пласта БУ₁₇¹⁻¹.

Газоконденсатная залежь пласта БУ₁₇¹⁻¹, литологически ограниченная, размеры ее составляют 91,5×5,5 – 14,0 км, при высоте 220 м. Залежь вытянута в меридиональном направлении, распространена на пяти лицензионных участках, принадлежащих трем недропользователям: Восточно-Уренгойский ЛУ и Ново-Уренгойский ЛУ (ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»), Самбургский ЛУ и Ево-Яхинский ЛУ (ОАО «АРКТИКГАЗ»), Усть-Ямсовейский ЛУ (ООО «Уренгойская газовая компания»).

Продуктивность залежи подтверждена результатами испытания скважин. На Усть-Ямсовейском ЛУ пласт БУ₁₇¹⁻¹ опробован в семи скважинах. Максимальные дебиты газа сепарации и стабильного конденсата, полученные в скважине 376иг из интервала глубин 3360-3387 м, составляют 312,1 тыс. м³/сут и 186,8 м³/сут. На территории Восточно-Уренгойского ЛУ при испытании скважины 733иг из интервалов глубин 3354-3359 м и 3370-3390 м получен промышленный фонтан газоконденсатной смеси, дебитами газа сепарации – 49,2 тыс. м³/сут, стабильного конденсата – 7,0 м³/сут. В результате опробования скважины 903wig в интервале 3348,0-3361,6 м был получен фонтан газоконденсатной смеси, дебит газа сепарации - 56,2 тыс. м³/сут, стабильного конденсата - 11,8 м³/сут.

Средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет 9,4 м. Залежь пласта БУ₁₇¹⁻¹ имеет пористость равную 0,14-0,18 д. ед., проницаемость (по ГИС/по керну) – 1,3/1,0 мД, пластовое давление по залежи - 39,4 МПа, пластовая температура – 98°С.

Залежь является основной по запасам газа и конденсата на рассматриваемых участках Уренгойского месторождения, в ней сосредоточены

95 % суммарных запасов газоконденсата категории C_1+C_2 . Так же имеется нераспределенный фонд, приуроченный к категории запасов как C_1 так и C_2 .

3.2 Состояние фонда скважин

По состоянию на 01.01.2014 г. в пределах залежи пробурено девять поисково-разведочных скважин: №370sp (1981 г.), № 375sp (1990 г.), №№ 453ur, 454ur – (1991 г.), №№ 378uyam, 379uyam – (2007 г.), №№ 376ur, 380ur (2008 г.), №Р-10(2013 г.).

Скважина № 453ur оказалась за контуром газоносности и ликвидирована по геологическим причинам. Скважины № 370sp и № 375sp ликвидированы, как низкопродуктивные и выполнившие свое назначение, в 1981 г. и 1990 г., соответственно.

Эксплуатационный фонд Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ) по состоянию на 01.01.2014 г. составляют пять скважин, три скважины находятся в бездействии и две в консервации. Причина остановки – ожидание подключения к промышленной системе сбора газа и конденсата.

Таблица 3.1 – Характеристика пробуренного фонда скважин Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ по состоянию на 01.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	БУ ₁₇ ¹⁻¹
Фонд газовых скважин	Пробурено	9
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	9
	В том числе:	
	Действующие	
	Бездействующие	3
	В освоении после бурения	
	В консервации	3
	Пьезометрические	
	Переведены на другие горизонты	
	В ожидании ликвидации	
	Ликвидированные	3

3.3 Анализ разработки Уренгойского месторождения

Уренгойское месторождение в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ открыто поисковой скважиной № 370sp в 1981 г., где при испытании интервала 3333-3341 м получен фонтанирующий приток газоконденсатной смеси дебитом 12.8 тыс. м³/сут на шайбе Ø 6 мм.

На Усть-Ямсовейском ЛУ с 1980 г. по 2007 г. пробурено шесть скважин, в том числе: четыре разведочных (№№ 453ur, 454ur, 378ууам, 379ууам) и две поисковых (№№ 370sp, 375sp). Общая проходка составила 21916 м. Средняя глубина законченных бурением скважин – 3652,6 м. Скважины №№ 370sp, 375sp, 453ur, 454ur пробурены в период с 1980 по 1991 гг.

Скважина № 454ur с ноября 2004 г. была введена в пробную эксплуатацию по согласованию с органами Ростехнадзора (84-01, рег.номер 62-ПД-02147 2004 г.). По результатам пробной эксплуатации залежи пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения скважиной № 454ur в границах Усть-Ямсовейского ЛУ в 2007 году были пробурены разведочные скважины № 378ууам и № 379ууам, в 2008 году пробурена скважина № 380ur. Цель бурения указанных скважин – уточнение строения южной части залежи пласта БУ₁₇¹⁻¹. Во втором квартале 2008 г. с целью доразведки залежи пласта БУ₁₇¹⁻¹ в северной части лицензионного участка пробурена скважина № 376ur на расстоянии 4 км к северу от скважины № 454ur. Пробуренные в 2007-2008 гг. скв. №№ 378ууам, 379ууам, 376ur, 380ur подтвердили продуктивность залежи, установленной по результатам бурения скважин №№ 454ur, 370sp, 375sp, результатом чего в подсчете запасов, выполненном в 2012 году, по пласту БУ₁₇¹⁻¹, все запасы углеводородов Усть-Ямсовейского ЛУ переведены в категорию С₁.

С 2004 по 2008 гг. скважины эксплуатировались на основании проектов пробной эксплуатации. По скважине № 454ur проектный документ согласован на два года (заключение № 236 от 17.09.2004 г.), затем пробная эксплуатация была продлена по согласованию с органами Ростехнадзора № 196 от

5.09.2005 г. и № 13-03-09/976 3.05.07 г. до 01.01.2008 г. Пробная эксплуатация скважин № 378ууат и № 379ууат велась по согласованию с органами Ростехнадзора от 29.08.07 г. (№ 13-03-06/2223) и 20.09.07 г. (№ 13-03-09/2449), соответственно.

С 2010 по 2013 годы скважины № 376ур, 378ууат, 379ууат, 380ур эксплуатировались на основании проектов пробной эксплуатации разведочных скважин (протоколы ТКР Ямалнедра по УВС, МПВ и ПС № 1 от 26.10.10 г., № 03 от 28.02.2011 г., № 05 от 14.07.11 г., № 14/12 от 21.09.2012 г.)

Уренгойское месторождение в пределах Усть-Ямсовейского л.у. введено в пробную эксплуатацию в 2004 году скважиной №454ур. В период 2004 – 2006 гг. добыча газа не превышала 72 млн. м³, конденсата – 12 тыс. т.

В 2007 г. из бурения введены в пробную эксплуатацию разведочные скважины № 378ууат и № 379ууат, что позволило нарастить годовые отборы углеводородов.

По состоянию на 01.01.2014 г. накопленная добыча газа в целом составляет 808,4 млн. м³ (1.4 % от геологических запасов газа), конденсата – 139,2 тыс. т (1 % от геологических запасов конденсата).

Динамика фактических показателей разработки месторождения приведена в таблице 3.2 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.2 – Динамика основных показателей разработки Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ

Годы	Добыча газа, млн. м ³		Средний дебит газа, тыс. м ³ /сут	Добыча конденсата, тыс. т		Средний дебит конденсата, т/сут	КГФ, %	Фонд скважин, шт.	
	годовая	накопл.		годовая	накопл.			экспл.	действ.
2004	2.3	2.3	39.1	0.4	0.4	6.8	175.2	1	1
2005	40.7	43.0	154.9	6.6	7.0	25.3	163.3	1	1
2006	71.7	114.7	256.1	11.5	18.5	41.1	160.6	1	1
2007	116.7	231.4	202.4	16.1	34.6	27.9	137.6	3	3
2008	151.4	382.8	184.1	20.7	55.3	25.2	136.8	4	3
2009	4.0	386.8	247.0	0.4	55.7	24.7	100.0	4	4
2010	12.7	399.5	230.6	2.5	58.2	44.9	194.8	4	2
2011	190.9	590.4	187.8	31.0	89.2	30.5	162.4	5	4
2012	127.6	717.9	126.6	28.8	118.0	28.6	225.7	5	3
2013	90.5	808.4	125.1	21.2	139.2	29.3	234.3	5	3

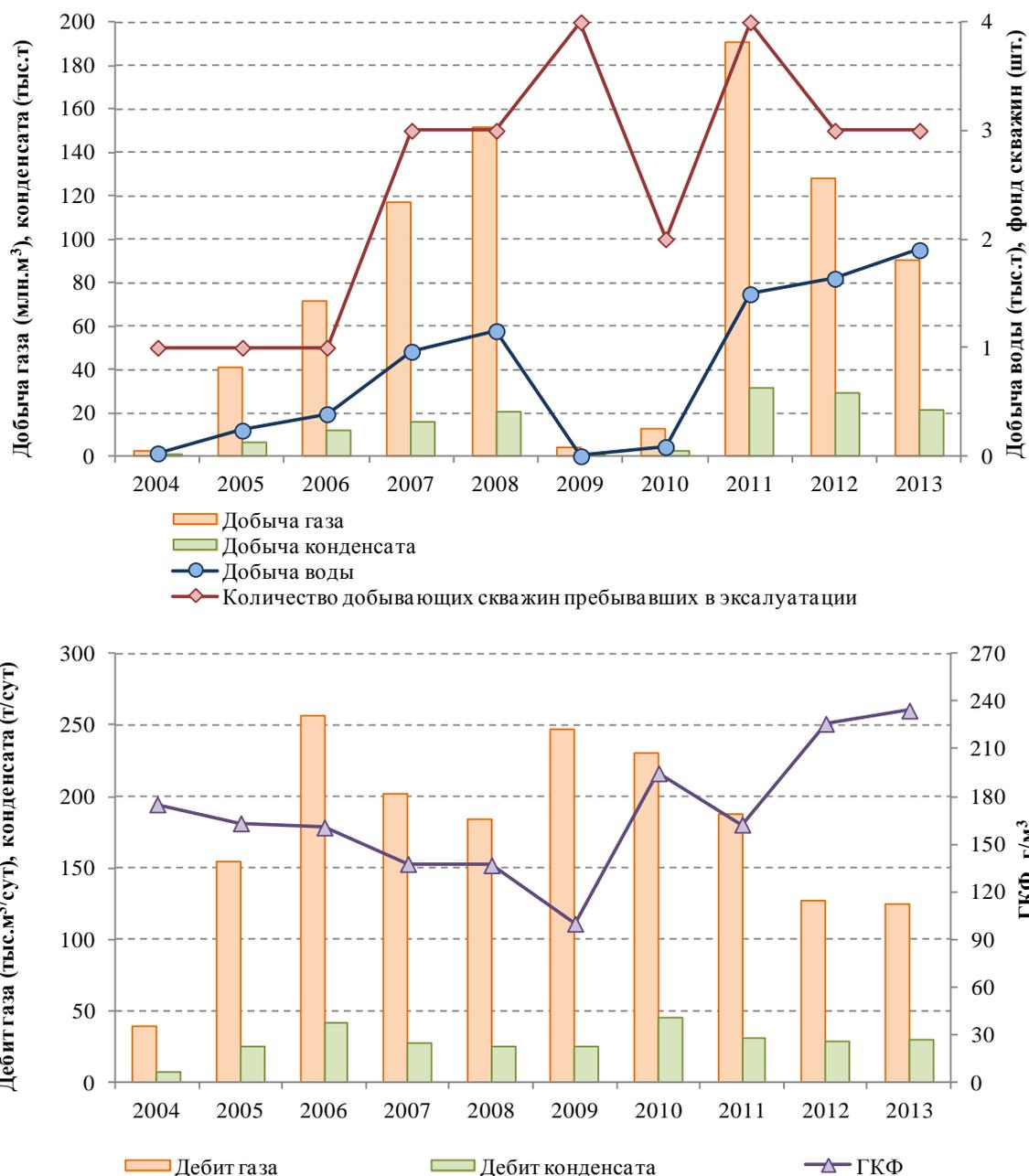


Рисунок 3.1 – Динамика основных показателей разработки пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ)

В период 2004 – 2006 гг. наблюдается рост дебитов газа и конденсата, что связано с проведением на скважине № 454ур ГРП. С 2007 года дебит газа снижается, снижается и вынос конденсата. Так в скважине № 454ур при снижении дебита газа в 2008 году на 2,6 %, КГФ снизился на 9,4 %; в скважине № 378ууат дебита газа снизился на 28,2%, КГФ – на 23,8 %; в скважине № 379ууат дебита газа снизился на 5,0 %, КГФ – на 2,0 %.

Это можно объяснить ростом депрессии на пласт и ретроградными явлениями в призабойной зоне скважин.

В 2008 году по сравнению с 2007 годом добыча газа увеличилась на 29,7 % (34,7 млн. м³), добыча конденсата выросла на 28,5 % (4,6 тыс. т), что связано с проведением мероприятий по интенсификации притоков (ГРП).

В 2007 году среднегодовая обводненность добываемой жидкой фазы достигла 6,0 % весовых. В 2008 году она оставалась на уровне 5,6 %, в 2010 и 2011 гг. – на уровне 3,4 % и 4,8 %, соответственно. В 2012 году данный показатель составил 5,7 %, в 2013 году – 9%.

Конденсатно-газовый фактор в 2013 году составил 234,26 г/м³, это максимальный КГФ за всю историю эксплуатации.

Накопленный отбор газа в среднем на одну скважину пласта БУ₁₇¹⁻¹ составил – 161,6 млн.м³. Максимальный отбор газа приходится на скважину № 379 (258,1 млн. м³), что составляет 32 % от накопленной добычи по пласту в целом. На остальные скважины приходится от 17 до 30 % накопленной добычи, что объясняется меньшим временем работы скважин.

Рассмотрим режимы, при которых эксплуатируется каждая скважина.

Скважина № 454иг - первая скважина, которая введена в пробную эксплуатацию на пласт БУ₁₇¹⁻¹. При испытании скважины в 1991 году, в интервале 3340-3379 получен фонтанирующий, безводный приток газа сепарации дебитом 61,1 тыс. м³/сут, стабильного конденсата 12,3 м³/сут на штуцере 7,8 мм, шайбе 11,7 мм. При этом Рбуф. составило 10,3 МПа, Рзат – 11,9 МПа, КГФ – 201,8 см³/м³ (152,2 г/м³), плотность стабильного конденсата - 754 кг/м³, коэффициент усадки – 0,72. Пластовое давление на глубине 3360 м составило 38,3 МПа, температура 91°С, депрессия превышала 50 %.

После расконсервации в 2004 году, скважина № 454иг запущена в пробную эксплуатацию на штуцере 12 мм и шайбе 12,5 мм, при этом дебит газа сепарации составил 42,3 тыс. м³/сут, стабильного конденсата - 6,3 т/сут, КГФ – 156,3 г/м³, Рбуф=2,55 МПа, Рзат=4,26 МПа, Туст=8,4°С. На таком режиме

скважина проработала пять месяцев со снижением дебита до 40,8 тыс.м³/сут, Рбуф - до 2,5 МПа, температуры - до 6,7°С.

В конце марта 2005 года эксплуатация скважины приостановлена, в связи с принятием решения по проведению на ней гидроразрыва пласта.

В мае 2005 года на скважине выполнен среднеобъемный ГРП пласта БУ₁₇¹⁻¹ на водном геле системы WGA-1. Давление гидроразрыва на устье скважины составило 38,25 МПа. При давлении 37,26 – 23,53 МПа, в пласт закачено 43 т пропанта марки БКО 16/30.

В июле 2005 года, после подготовительных работ и возбуждения, скважина запущена в эксплуатацию на штуцере 10 мм, с дебитом газа 221 тыс. м³/сут, конденсата -38,7 т/сут. Устьевые параметры при этом составили: Рбуф=18,51 МПа, Рзат=18,71 МПа, Туст=45,1°С, КГФ достиг 175,1 г/м³. Пластовое давление составляло 37,6 МПа, температура - 93 °С, забойное давление – 20,2 МПа, депрессия достигла 46 %.

В мае 2006 года на скважине проведены газогидродинамические и газоконденсатные исследования. Пластовое давление на середину интервала перфорации составило 30,7 МПа, пластовая температура при этом – 97,86 °С. Средний выход стабильного конденсата на куб газа сепарации составил 154,5 г/м³, что вполне согласуется с промысловыми данными - 150,5 г/м³.

За период эксплуатации скважины № 454иг с ноября 2004 г. по декабрь 2007 г. добыто 186,9 млн. м³ газа и 28 тыс. т конденсата, в том числе за 2007 г. 72,3 млн. м³ и 9,5 тыс. т, соответственно. За время с июля 2005 г. по декабрь 2007 г. после ГРП отборы составили 97,7 % и 96,4 % от общего количества добытых углеводородов из скважины № 454иг, что кратно превосходит удельную добычу до ГРП. Так, если до ГРП добывалось в среднем около одного млн.м³ газа и 0,19 тыс. т конденсата в месяц, то после ГРП этот показатель составил около 6,5 млн. м³ и 1,1 тыс. т в месяц.

Максимальный уровень добычи газа достигнут в 2007 году (72,3 млн. м³), максимальная добыча конденсата – 11,5 тыс. т (2006 г.). Среднегодовые дебиты газа скважины за период эксплуатации изменялись от

39,1 тыс. м³/сут (2004 год) до 256,1 тыс.м³/сут (2006 год). С 2007 года отмечается уменьшение дебитов газа до 198 тыс. м³, что, по-видимому, связано со снижением эффекта от проведения ГРП.

В 2007 и последующих годах отмечается снижение дебита до 13,1 т/сут. Газоконденсатный фактор за последний год эксплуатации составил– 62,8 г/м³.

В течение 2010-2013 гг. скважина находится в консервации.

По состоянию на 01.01.2014 года накопленная добыча газа по скважине составляет 243,8 млн. м³, конденсата – 34,7 тыс. т.

Динамика основных показателей разработки по скважине № 454иг представлена на рисунке 3.2.

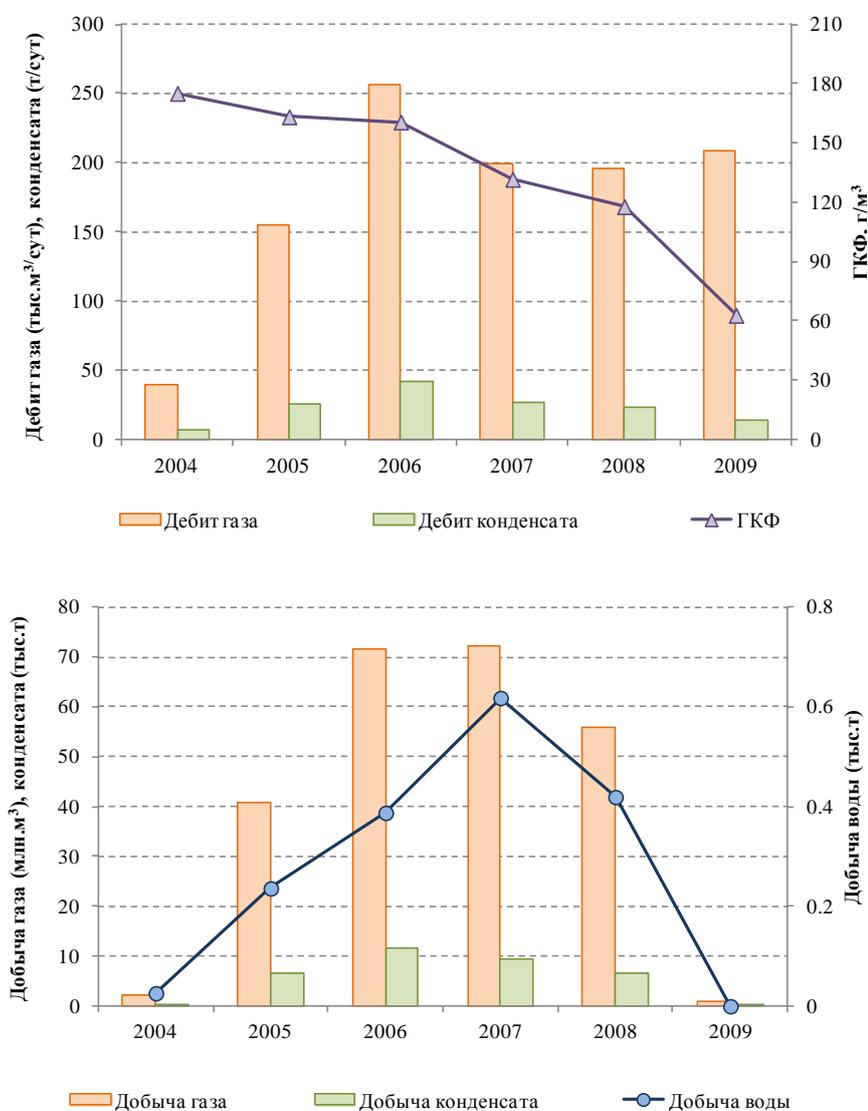


Рисунок 3.2 – Динамика основных показателей разработки скважины № 454иг пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ)

Скважина №378иуат введена в эксплуатацию из бурения в августе 2007 г. Пласт БУ₁₇¹⁻¹ в ней перфорирован в интервале 3333-3359 м (интервал пласта 3332,0-3364,2 м).

В скважине после бурения проведено испытание на приток. Испытание проводилось в июне 2007 года на штуцере диаметром 8 мм, диафрагме диаметром 8 мм. После возбуждения пласта были получены: дебит газа - 25,8 тыс. м³/сут, конденсата - 4,19 м³/сут, Рбуф.=3,9 МПа, Рзат=4,9 МПа, Туст.=8⁰С, пластовое давление 38,73 МПа. Коэффициент продуктивности составил 0,82 тыс.м³/сут·МПа, удельная продуктивность 0,977 тыс.м³/сут·м.

В июле 2007 г. в скважине проведен гидроразрыв пласта с целью интенсификации притока, без разобщения затрубного пространства (без установки пакера). Закачка проппанта осуществлялась на водном геле типа ОС-30. Всего закачено в пласт 90 т, в том числе фракции 16/30 – Haihua Industry Group – 70 т, 12/18 – Haihua Industry Group – 20 т со скоростью 6 м³/мин.

При производстве ГРП давление гидроразрыва на устье составило 47,1 МПа, закачки проппанта 39,2-42,7 МПа. Расчетная полудлина трещины составила 140 м, высота – 35 м, ширина в призабойной зоне 17,2 мм, расчетная проводимость 2459 мД·м. После возбуждения пласта дебит увеличился в 7,5 раз и составил 193,1 тыс. м³/сут, конденсата 31 т/сут, на штуцере диаметром 10 мм. Буферное давление достигло 13,5 МПа, устьевая температура – 36⁰С, выход стабильного конденсата составил 160,5 г/м³. По данным газоконденсатных исследований на штуцере 10 мм и шайбе 20 мм, дебит газа достигает 234,7 тыс.м³/сут, конденсата - 61,04 м³/сут при Рбуф – 15,8 МПа и Рзатр – 18,1 МПа, ГКФ–193,8 г/м³, при плотности 0,745 г/см³. Пластовое давление составило 37,4 МПа, что соответствует начальному по скважине № 454иr.

На скважине в декабре 2007 г. выполнены промыслово-геофизические исследования по определению профиля притока. При этом она работала газоконденсатной смесью с незначительным количеством воды при Рбуф=9,2, Рзатр=10,3 и Рзаб=14,7 МПа. Дебит газа составлял 193,8 тыс. м³/сут, конденсата - 34,89 м³/сут, воды - 0,92 м³/сут. Интервал перфорации 3333-3359 м на 2,2 м

перекрыт пропантом, предположительно оставшимся после ГРП. По данным комплекса ГИС на фоне общей работы вскрытого разреза наиболее интенсивно работают интервалы 3334,0-3336,5 м (42 %), 3344-3347 м (35 %), 3354,0-3356,4 м (23 %, где отмечается присутствие воды). Таким образом, из общей газонасыщенной мощности 26,4 м в притоке участвуют только 7,9 м или 29,9 %. Работающие мощности с учетом выделенных пропластков можно расширить до 13,2 м или до 50 %, а отдающие интервалы поставить в зависимость от качества перфорации, что подтверждается локатором. В процессе исследования скважина останавливалась на девять часов. Давление на забое при этом выросло до 18,6 МПа или на 3,9 МПа, что не характерно для нормальных газонасыщенных коллекторов. Эффективность ГРП здесь оказалась весьма незначительной, либо эксплуатация скважины на депрессиях более 50 % приводит к смыканию трещин гидроразрыва. Для увеличения охвата объекта выработкой рекомендуем промыть скважину до искусственного забоя и перестрелять интервалы 3338-3344, 3348-3354 м. Повышенная плотность потока на забое, считаем, образовалась от скопления конденсационной воды и недостатка скорости для ее выноса, а не от поступления воды из водоносного пропластка.

Скважина введена в работу в 2007 году со среднегодовым дебитом газа 200,6 тыс. м³/сут, начальный газоконденсатный фактор составил 116,1 г/м³.

Дебит газа изменялся с 200,6 тыс. м³/сут (2007 г.) до 46,8 тыс. м³/сут (2012 г.). Дебит конденсата снизился с 23,3 (2007 г.) до 10,7 т/сут (2012 г.). В 2013 году дебит газа составил 51,2 тыс. м³/сут, дебит конденсата – 12 т/сут, ГКФ за 2013 год составил 235,1 г/м³.

Максимальный уровень добычи газа за счет отработанного времени приходится на 2011 год (45 млн. м³), максимальная добыча конденсата – 6 тыс. т (2011 г.). Добыча воды за 2011 год составила 0,5 тыс. т.

В течение 2010 г. скважина находилась в бездействии.

По состоянию на 01.01.2014 года накопленная добыча газа по скважине составляет 134,8 млн. м³, конденсата – 18,3 тыс. т.

Динамика основных показателей разработки по скважине № 378уам представлена на рисунке 3.3.

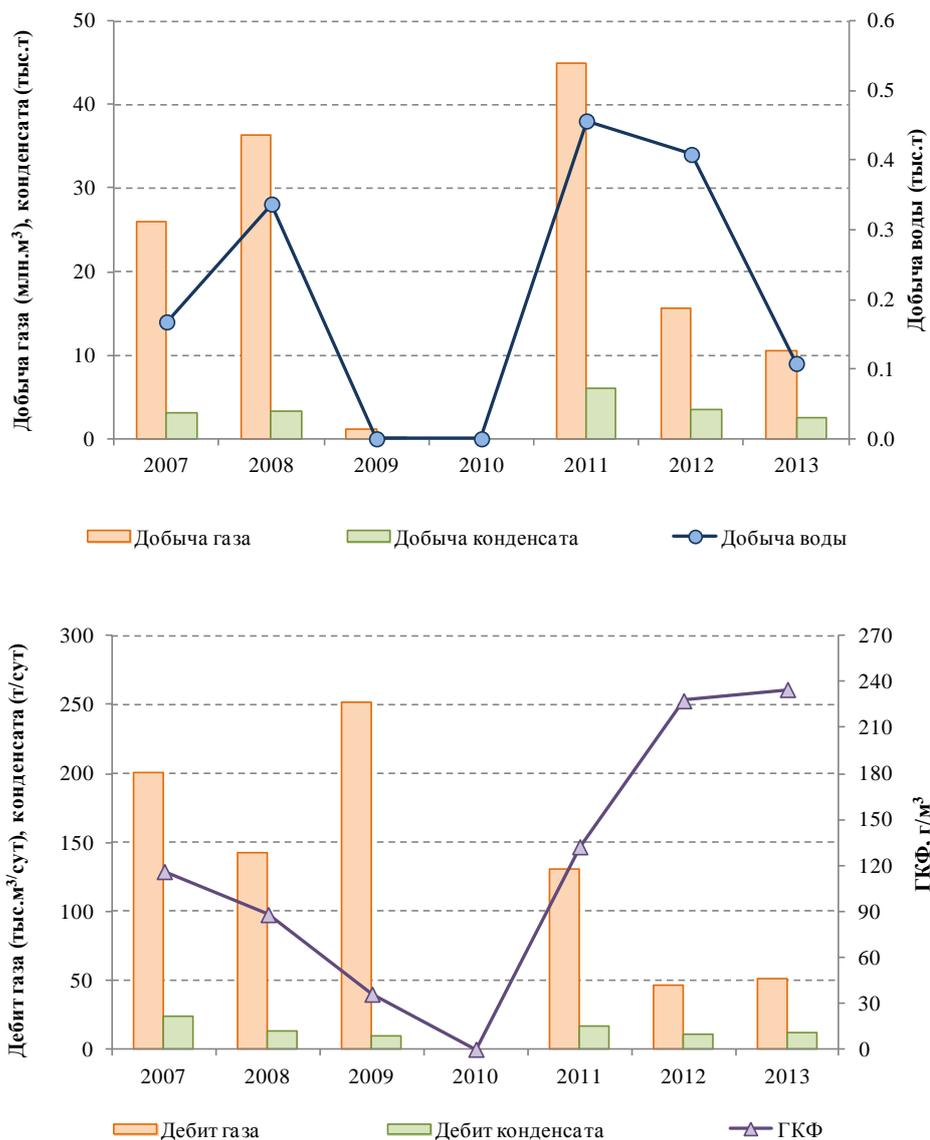


Рисунок 3.3 – Динамика основных показателей разработки скважины № 378уам пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ)

Скважина №379уам. После окончания бурения пласт БУ₁₇¹⁻¹ в скважине перфорирован в интервале 3292-3312 м. В сентябре 2007 года выполнен гидроразрыв пласта на водном геле, без затрубного пакера. Давление гидроразрыва составило 47,1 МПа, давление продавки 39,23-42,66 МПа, скорость закачки проппанта 3,5 м³/мин. Всего в пласт закачено 53 т проппанта, в том числе 36 т фракций 16/30 БКО и 17 т фракций 12/18 БКО. После возбуждения скважины

проведены газоконденсатные исследования. Пластовое давление на середину интервала перфорации составило 38,77 МПа, температура 93,2 °С. Дебит газа на штуцере 10,5 мм и шайбе 22 мм составил 324,86 тыс.м³/сут, конденсата – 89,64 м³/сут, при Рбуф=20,1 МПа, Рзатр=23,2 МПа и Рзаб=31,4 МПа, депрессия при этом составляла 18,6 %, КГФ – 205,9 г/м³, при плотности конденсата 0,746 г/м³.

При пуске в эксплуатацию установлен режим штуцер/шайба – 9/17 мм. Дебит газа составил 238,3 тыс. м³/сут, конденсата – 47,02 т/сут, КГФ при этом – 197,3 г/м³. Удельная продуктивность по данным эксплуатации 18,33 тыс. м³/сут·м, устьевая температура - 38°С, Рбуф – 23,5 МПа, Рзатр–25,5 МПа.

Скважина введена в работу со среднегодовым дебитом газа 221,3 тыс. м³/сут, начальный газоконденсатный фактор составил 191,5 г/м³.

Дебит газа изменялся с 221,3 тыс. м³/сут (2007 г.) до 152,4 тыс. м³/сут (2013 г.). Дебит конденсата изменялся с 42,4 (2007 г.) до 35,7 т/сут (2013 г.), КГФ за 2013 год составил 234,1 г/м³.

По состоянию на 01.01.2014 года накопленная добыча газа по скважине составляет 258,1 млн. м³, конденсата – 51,2 тыс. т.

Динамика основных показателей разработки по скважине № 379иуат представлена на рисунке 3.4.



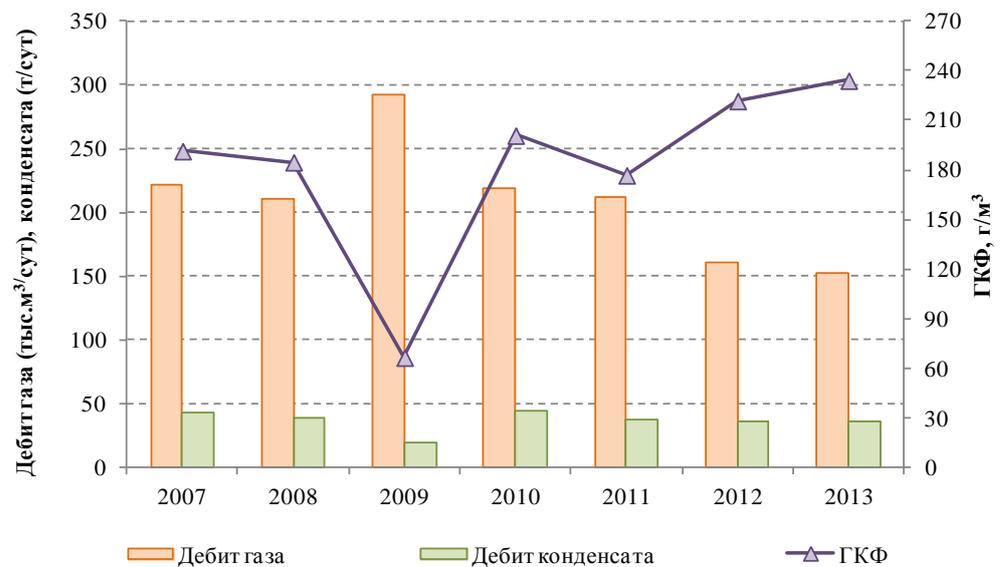


Рисунок 3.4 – Динамика основных показателей разработки скважины № 379уаат пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ)

Скважина №376иr закончена освоением 8 августа 2008 года. Эксплуатационная колонна перфорирована в интервале 3360-3387 м. Гидроразрыв пласта проведен в июле 2008 года. Давление гидроразрыва составило 75 МПа, давление продавки - 70 МПа, скорость закачки проппанта 2,5 м³/мин. Всего в пласт закачено 35 т проппанта фракций 16/20, в том числе мини ГРП - 1 т и 15 т фракций 12/18. На режиме эксплуатации скважины получены следующие результаты: дебит насыщенного конденсата – 201 м³/сут, дебит стабильного конденсата – 165 м³/сут, дебит воды – 0 м³/сут, дебит газа сепарации – 322 тыс.м³/сут, давление сепарации – 37 атм, температура сепарации – 5⁰С, скорость флюида на забое 5,2 м/с. Скважина введена в работу в октябре 2009 года со среднегодовым дебитом газа 233,3 тыс. м³/сут. Время работы скважины составило трое суток.

В 2010 году скважина вновь была введена в работу для проведения газодинамических исследований. Эксплуатация скважины проводилась в течение шести суток. За 2010 год отобрано 1,997 млн. м³ газа и 0,32 т конденсата.

В 2011 году скважина, проработав 298 суток, отобрала 68,3 млн. м³ газа и 11,6 тыс. т конденсата, ГКФ составил 169,6 г/м³.

В 2012 году скважина, проработав 334 дня, отобрала 57,5 млн. м³ газа и 13,2 тыс. т конденсата (максимальный показатель за весь период эксплуатации), ГКФ составил 229,5 г/м³.

В 2013 году скважина, проработав 255 суток, отобрала 40,1 млн. м³ газа и 9,4 тыс. т конденсата, ГКФ составил 234,2 г/м³.

По состоянию на 01.01.2014 г. накопленная добыча газа по скважине составляет 168,6 млн. м³, конденсата – 34,7 тыс. т.

Динамика основных показателей разработки по скважине № 376иг представлена на рисунке 3.5.

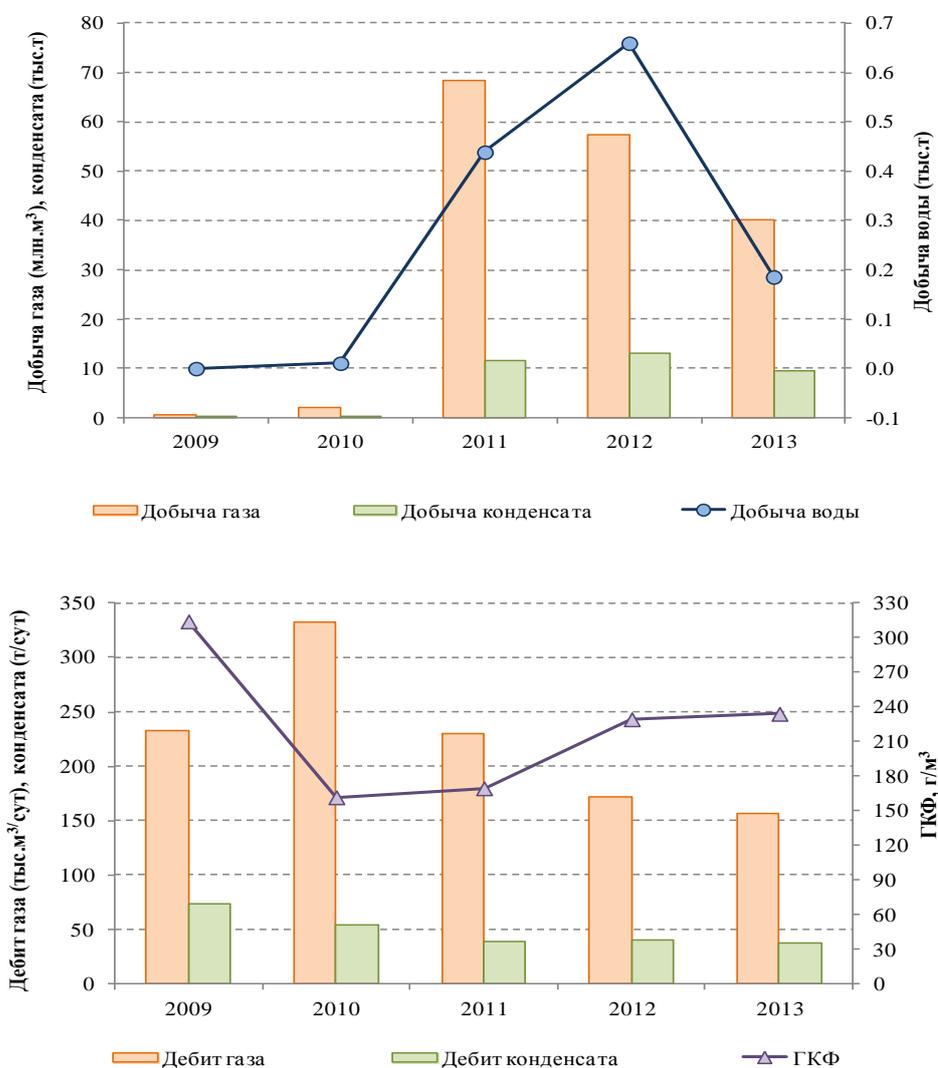


Рисунок 3.5 – Динамика основных показателей разработки скважины № 376иг пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ)

Скважина №380иг закончена бурением в мае 2008 года. Эксплуатационная колонна перфорирована в интервале 3524-3543.5 м. Проведена интенсификация притока методом гидроразрыва пласта в августе 2008 г. Давление гидроразрыва составило 70 МПа, давление продавки - 70 МПа, скорость закачки проппанта 2,2 м³/мин. Всего в пласт закачено 40 т проппанта фракций 16/20, в том числе мини ГРП – 0,5 т и 10 т фракций 12/18.

В сентябре 2008 года проведены газодинамические и газоконденсатные исследования. На режиме (диаметр штуцера 9 мм, диафрагмы 17 мм) получен дебит газа - 201,6 тыс.м³/сут, дебит конденсата – 34,22 м³/сут, дебит воды – 2,03 м³/сут. Скважина не введена в пробную эксплуатацию по причине консервации (с 01.10.2008 г.).

В 2011 году скважина проработала 23 дня. Добыча газа составила 3,2 млн. м³, добыча конденсата – 0,313 тыс. т, добыча воды – 0,047 тыс.т.

В 2012-2013 годах скважина находилась в консервации.

В период эксплуатации 2004-2008 гг. отмечался рост отборов, который в основном связан, с проведением мероприятий по интенсификации притоков (ГРП).

Газоконденсатный фактор в 2005-2009 гг. в целом имеет общую тенденцию к снижению. Его минимум (100 г/м³) приходится на 2009 г. Начиная с 2010 года данный показатель увеличился и достиг в 2013 максимального значения за всю историю добычи - 234 г/м³.

По скважинам отмечается снижение дебитов газа в период эксплуатации, что объясняется падением пластового давления в зоне отбора, и является закономерным процессом при разработке залежей на режиме истощения.

В соответствии с проектным документом разработка залежи пласта БУ₁₇¹⁻¹ ведется на режиме истощения. Начальное пластовое давление, определенное по результатам испытания пробуренных поисково-разведочных скважин, составляет 39,1 МПа.

По состоянию на 01.01.2014 г. пластовое давление в целом по залежи составляло порядка 37,6 МПа (ниже начального на 1,5 МПа). Максимальное

снижение пластового давления отмечалось по скважинам № 376ur (до 35,42 МПа) и № 378уам (до 34 МПа), что в основном связано с увеличением депрессии на пласт.

По скважине № 379уам сильного падения пластового давления не отмечалось, текущее значение - 37,0 МПа.

Темпы снижения пластового давления в зоне отбора превышали темпы выработки запасов, что подтверждает наличие низких ФЕС пласта в целом.

Таким образом, энергетическое состояние пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ) можно признать удовлетворительным. Текущее пластовое давление за период эксплуатации в целом по залежи относительно начального снизилось незначительно (на 3 %), в зоне отбора составило 34,0 - 37,0 МПа, что ниже начального на 5-15 %.

3.4 Геолого-технические мероприятия по интенсификации притока газа и повышению газоотдачи

В 2008 году на Усть-Ямсовейском лицензионном участке, с целью увеличения коэффициента газоотдачи путём улучшения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной и удалённой зон провели гидроразрыв пласта на 5 скважинах. Эффективность ГРП по каждой скважине приведена ниже.

Скважина 454, пласт БУ₁₇¹⁻¹. После окончания бурения 12.09.91 г. были проведены исследования скважины пластоиспытателем КИИ-146. Средний дебит газоконденсатной смеси был оценен в 38 тыс. м³/сут, гидропроводность 0,063 мкм²*м/мПа*сек. После перфорации интервала 3340-3379 ПКС-80 01.10.91 г. и освоения скважины, заменой глинистого раствора на воду и воздействием переменными давлениями на метаноле, были проведены гидродинамические исследования. Средний дебит газоконденсатной смеси составлял 97,6 тыс. м³/сут, гидропроводность – 0,176 мкм²*м/мПа*сек. Увеличение параметров демонстрирует очистку призабойной скважины,

закольматированной при бурении глинистым раствором плотностью 1,21 г/см³. Для дальнейшего увеличения продуктивности скважины был произведён 25.05.05 г. ООО «КАТКонефть» микрогидроразрыв пласта.

Закачкой 45 м³ жидкости разрыва была доставлена в пласт 1 т проппанта. По результатам предварительно проведённого микрогидроразрыва была скорректирована программа основного гидроразрыва, который осуществили 60 м³ жидкостью разрыва ГПП пласта с доставкой в трещины 42,7 т проппанта.

В качестве жидкости разрыва использовался водный гелирующий агент CAT-WGA-1 (на основе гидроксипропилгуара) в количестве 1050 кг, полимеризуемый боратным сшивателем. Чтобы предотвратить кольматаж стенок трещин высокомолекулярным гелем, закачивались окислительные брейкеры (деструкторы) DRB-НТ и НТ-1. Для предотвращения разбухания глин под воздействием используемых водных растворов реагентов, прокачивали 300 л стабилизатора CSS-10. Пусковой дебит скважины после ГПП составил 165 тыс. м³/сут сепарированного газа. Скважина эксплуатировалась с выносом из пласта продуктов ГПП - проппанта, продуктов разрушения геля; породообразующих минералов, дестабилизированных проведением гидроразрыва. Для очистки перфоотверстий и призабойной зоны от выносимого шлама была 09.06.2005 г. вновь проведена перфорация вскрытого интервала ПРК-54СА. Пусковой дебит составил 267,7 тыс. м³/сут, гидропроводность увеличилась до 0,549 мкм²*м/мПа*сек. В ходе дальнейшей эксплуатации скважины, за счёт снижения давления в призабойной зоне ниже давления начала конденсации - 25 МПа, происходило выпадение конденсата с ухудшением гидродинамической связи скважины с пластом. Гидропроводность, рассчитанная по результатам длительной остановки скважины, составила соответственно 0,220 мкм²*м/мПа*сек, то есть снизилась на 60%.

Скважина 376, пласт БУ₁₇¹⁻¹ после проведения перфорации не было получено притока. Применение ОПЗ кислотой и МПД не дали результата. Реперфорация ЗПКО – 89 DN не дала результатов. В связи с глубоким кольматажем скважины фильтратом бурового раствора ООО

«Нефтегазтехнология» выполнила операции по гидроразрыву пласта. Первоначально было проведено микро ГРП закачкой 45 м³ геля на водной основе с доставкой 1 т проппанта в пласт. После коррекции технологии, произвели основной ГРП, закачкой 145 м³ водного геля с доставкой 49 т проппанта в пласт. Продавку в пласт осуществили 10,3 м³ бурового раствора плотностью 1,28 г/см³.

В связи с быстрым снижением дебита, за счёт кольтматации призабойной зоны и перфорационных отверстий выносящимися из пласта продуктами ГРП и породообразующими минералами, 09.08.08 г. была проведена повторная перфорация. Дебит газа после перфорации, по результатам исследований, увеличился и составил 338,8 тыс. м³/сут.

Скважина 378, пласт БУ₁₇¹⁻¹. 19.06.07 г. после перфорации пласта с помощью Power Spiral 20, был получен приток газоконденсатной смеси дебитом 26.1 тыс. м³/сут. Для увеличения дебита 07.07.07 г. ЗАО «ТЮМГАЗКАМКО» был проведен гидроразрыв пласта в две стадии. Первоначально, проведением микро ГРП 51 м³ геля на водной основе при 49 МПа был получен микроразрыв пласта, закреплённый 1 т проппанта. На второй стадии работ, закачкой 153 м³ водного геля при давлении, произведён основной разрыв пласта при давлении 50 МПа. В пласт закачкой 121 м³ геля при 44 МПа было доставлено 89 т проппанта. После продавки в пласт созданных оторочек жидкостей с помощью закачки 15,4 м³ жидкости глушения скважина осваивалась снижением уровня. Достигнутый стабильный дебит газоконденсатной смеси составил 271,4 тыс. м³/сут.

Скважина 379, пласт БУ₁₇¹⁻¹. После перфорации и проведения ГТМ по освоению скважины, притока не было получено. 11.09.07 г. скважина была перфорирована ЗПКО-89С-04. Притока не было получено, и была произведена дополнительная перфорация ЗПКО-105М. Притока вновь не было получено и ЗАО «ТЮМГАЗКАМКО» провела первую фазу ГРП, произведя микрогидроразрыв пласта закачкой 51 м³ геля на водной основе при 50 МПа и крепления трещины 1 т проппанта. Во второй фазе ГТМ закачкой 56 м³ геля был произведён основной разрыв пласта при 47 МПа. Закачкой 85 м³ геля 52 т проппанта были доставлены в трещины. Закаченные объёмы растворов были

продавлены в пласт $15,1 \text{ м}^3$ жидкости глушения. Применение при проведении разрыва пласта больших объёмов водных растворов привели к дестабилизации глин. Вынос глин и проппанта явился причиной кольматации призабойной зоны. Её гидропроводность с $0,853 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{сек}$ после ГРП, к 01.11.08 г. снизилась до $0,077 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{сек}$. Средний дебит скважины снизился на 40 %. Пластовое давление за период эксплуатации снизилось на 7 % до 36,05 МПа, забойное в работающей скважине на 17,3 % до 32 МПа. Снижение давления вызывает образование капель конденсата в порах пласта, в результате чего образуется зона низкой проницаемости, препятствующая притоку газа из удаленных зон. По результатам лабораторных опытов выпадение конденсата начинается при давлении ниже 39 МПа. При 32 МПа уже выпадает до 32% конденсата.

Скважина 380, пласт БУ₁₇¹⁻¹. 22.06.08 г. скважина была перфорирована ЗПКО-89-03. Притока не получено. Была повторно перфорирована с помощью ЗПК-105С – средний дебит газоконденсатной смеси составил 64,6 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Для увеличения продуктивности скважины ООО «Нефтегазтехнология» провела ГРП. На первой стадии ГТМ закачкой $45,2 \text{ м}^3$ геля на водной основе при давлении 66 МПа был произведён микроразрыв пласта и созданная трещина закреплена 0,5 т проппанта. На второй стадии гидроразрыва закачкой 30 м^3 геля при 64 МПа был произведён основной разрыв пласта. Прокачкой 102 м^3 геля в пласт было доставлено 49,2 т проппанта. Закачкой $11,2 \text{ м}^3$ жидкости глушения оторочки были продавлены в пласт. После вывода скважины на режим, 19.08.08 г. по результатам гидродинамических исследований средний дебит газоконденсатной смеси определён в 342 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Год работы после ГРП дебит скважины снизился на 22,1 %, а пластовое давление только на 0,99 %. Это указывает не на истощение пластовой энергии, а на кольматацию призабойной зоны продуктами ГРП – полимерами, проппантом и дестабилизированной глиной.

По результатам проведенных мероприятий можно сказать, что после проведения мини ГРП и основной стадии ГРП средний дебит скважин увеличился в 3 раза, на скважинах 376 и 378 в 10 раз – до 338,8 и 271,4 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ соответственно. Основные параметры гидроразрывов приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Основные параметры проведенных гидроразрывов на Усть-Ямсовейском лицензионном участке

№ скважины	Дата проведения	Количество закаченного пропанта, тн	Общий объем закаченной жидкости, м ³	Объем жидкости разрыва, м ³	Примечание
ООО "Нефтегазтехнология"					
380	19.08.2008	0,5	45,2	45,2	миниГРП
		49,5	143,2	30	
376	22.07.2008	1	45	45	миниГРП
		49	150,3	90	
ЗАО "Тюмгазкамко"					
379	11.09.2007	1	51	51	миниГРП
		52	299	107	
378	17.07.2007	1	51	51	миниГРП
		89	289,4	204	
СП КАТ Koneft					
454	25.05.2005	1	45	45	миниГРП
		42,7	133,5	60	

3.5 Сравнение проектных и фактических показателей разработки Усть-Ямсовейского лицензионного участка

Действующим проектным документом является «Технологическая схема разработки Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка» (ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 91-11 от 06.02.2012 г.) [3].

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту БУ₁₇¹⁻¹ приводится в таблице 3.4 и на рисунке 3.6.

Таблица 3.4 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ)

№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Отбор газа с начала разработки, млн. м ³	405.0	386.8	405.0	399.5	405.0	590.4	405.0	717.9	405.0	808.4
2	Добыча газа, всего, млн. м ³ /год	1.9	4.0		12.7		190.9		127.6		90.5
3	Темп отбора газа от НГЗ, %	0.005	0.01		0.02		0.3		0.2		0.16
4	Ввод скважин, шт.:	2	4*		2*		4*		3*		3*
5	в т.ч. из экспл. бурения										
6	переводом из других объектов										
7	из консервации										
	из бездействующего фонда	2	4		2		4		3		3
8	из разведочного бурения										
9	Эксплуатационное бурение, тыс. м										
10	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.:	2	0		0		0		3		3
11	в т.ч. действующих	2	0		0		0		3		0
12	Средний дебит газа одной скважины, тыс. м ³ /сут	60.3	247.6		23		187.8		126.3		125.1
13	Среднее число дней работы скважины, сут	16	16.2		54.6		1016.2		1009.8		723.4
14	Выбытие скважин, шт.	2	4		2		4		0		0
15	Давление на устье скважин, МПа		21.7		21.8		17.0				
16	Средневзвешенное пластовое давление на начало	39.5		39.5		39.5	29.2	39.5	37.6	39.5	37.6
17	Содержание стабильного конденсата, г/н.м ³	229.0	185.1	229.0	183.2	229.0		229.0		229.0	
18	Добыча стабильного конденсата, тыс. т/год	0.4	0.4		2.5		31.0		28.8		21.2
19	Накопленная добыча стабильного конденсата, тыс. т	55.8	55.7	55.8	58.2	55.8	89.2	55.8	118.0	55.8	139.2
20	Коэффициент извлечения конденсата, д. ед.	0.006	0.004	0.006	0.004	0.006	0.007	0.006	0.009	0.006	0.01
21	Добыча воды, тыс.м ³ /год		0.00		0.05		1.10		1.6		0.5
22	Накопленная добыча воды, тыс. м ³		2.1		2.17		3.3		4.9		5.4
23	Коэффициент эксплуатации скважин	0.04	0.04		0.15		0.70		0.92		0.62

* - ГДИ

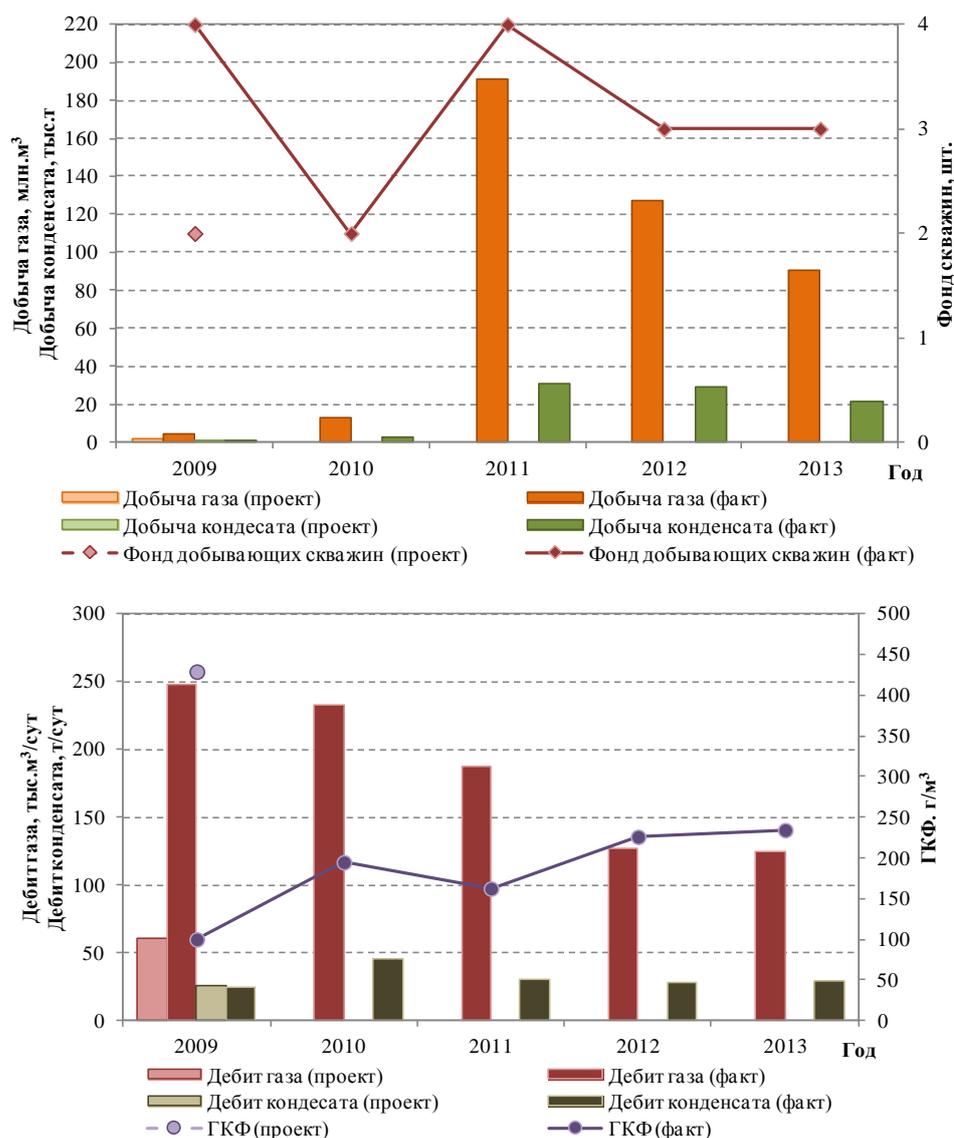


Рисунок 3.6 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки пласта БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения (Усть-Ямсовейский ЛУ)

Из данных представленных в таблице и на графиках следует, что фактические показатели добычи газа и конденсата превышают проектные, газоконденсатный фактор в целом имеет общую тенденцию к повышению и в 2013 году достиг рекордного значения за всю историю добычи 234 г/м³. Снижение темпов отбора газа в 2012, 2013 годах объясняется падением пластового давления в зоне отбора, и является закономерным процессом при разработке залежей на режиме истощения. На основании этих данных можно сделать вывод о том, что корректировка проектных показателей не требуется.

По состоянию на 01.01.2014 года все скважины остановлены, что приведет к восстановлению энергетической характеристики залежи и благоприятно отразится на дальнейшей эксплуатации объекта.

3.6 Анализ выработки запасов газа и конденсата из продуктивных пластов Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ

В пределах Усть-Ямсовейского ЛУ выделен один объект разработки – пласт БУ₁₇¹⁻¹. Анализ выработки проведен на запасы углеводородов категории С₁, принятые в подсчете запасов 2012 года.

По состоянию на 01.01.2014 г. накопленная добыча газа по пласту – 808,4 млн. м³, что составляет 1,4 % от начальных геологических запасов. Текущие геологические запасы газа составляют 57288,6 млн. м³.

Накопленная добыча конденсата – 139,2 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 1,8 %, текущий КИК – 0,01 д.ед. при утвержденном 0,559. Текущие извлекаемые запасы конденсата – 7534,2 тыс. т.

Объект разработки находится на стадии роста добычи УВ и, соответственно, отмечается повышение темпов отбора газа с 0,004 % (2004 год) до 0,33% (2011 г.). При годовом темпе отбора 0,16 % (за 2013 г.) кратность выработки запасов в целом по месторождению составляет 633 года. При сложившейся системе разработки существующим фондом извлечь утвержденные запасы невозможно, необходимо продолжить бурение и ввод в работу новых скважин.

Добыча углеводородов ведется с целью осуществления газоконденсатных исследований.

За весь период эксплуатации в работе участвовало пять скважин. Накопленная добыча газа на одну скважину составляет 161,68 млн. м³, конденсата – 27,84 тыс. т. Показатели выработки запасов углеводородов по пласту БУ₁₇¹⁻¹ представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Показатели выработки запасов углеводородов по пласту БУ₁₇¹⁻¹ Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского ЛУ (категория С₁) по состоянию на 01.01.2014 г.

Показатели	ед. изм.	Пласт БУ ₁₇ ¹⁻¹
Геологические запасы газа	млн. м ³	58097
Геологические запасы конденсата	тыс. т	13727
Извлекаемые запасы конденсата	тыс. т	7673
Утвержденный КИК	д. ед.	0.559
Текущие геологические запасы газа	млн. м ³	57288.6
Текущие геологические запасы конденсата	тыс. т	13587.8
Текущие извлекаемые запасы конденсата	тыс. т	7534.2
Текущий КИК	д. ед.	0.01
Отбор от НГЗ газа	%	1.4
Отбор от НИЗ конденсата	%	1.8
Темп отбора от НГЗ газа	%	0.16
Темп отбора от НИЗ конденсата	%	0.3
Темп отбора от ТГЗ газа	%	0.16
Темп отбора от ТИЗ конденсата	%	0.3
Добыча газа за 2013 г.	млн. м ³	90.5
Добыча газа по состоянию на 1.01.2014 г.	млн. м ³	808.4
Добыча конденсата за 2013 г.	тыс. т	21.2
Добыча конденсата по состоянию на	тыс. т	139.2
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	229
Текущий ГКФ	г/м ³	234.3
Действующий фонд добывающих скважин	шт.	0
Кол-во скважин, пребывавших в	шт.	5
Накопленная добыча газа на 1 скв.	млн. м ³	161.68

Для оценки потенциальных извлекаемых запасов в зоне дренирования использованы фактические данные по отборам газа период разработки, которые представлены в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Потенциальные извлекаемые запасы в зоне дренирования

№ скважины	Накопленный отбор газа млн. м ³	Величина извлекаемых запасов в зоне дренирования млн. м ³	Извлеченные запасы в зоне дренирования %
454ur	243,8	1860	13,11
378uyam	134,8	570	23,65
379 uyam	258,1	1350	19,12
376ur	168,6	700	24,09

В целом по пласту потенциальные извлекаемые запасы в зоне дренирования получены суммированием соответствующих величин по скважинам. Расчетное значение составляет 4480 млн. м³.

Очевидно, что существующим фондом скважин полного отбора запасов УВ по пласту не достигнуть, необходимо бурение новых скважин.

3.7 Технологические показатели вариантов разработки Усть-Ямсовейского лицензионного участка

Объект 1 (газоконденсатная залежь пласта БУ₁₇¹⁻¹)

Начальные геологические запасы газа по категории С₁ составляют 58097 млн. м³.

Начальные геологические запасы конденсата по категории С₁ составляют 13727 тыс.т. Начальные извлекаемые запасы конденсата по категории С₁ - 7673 тыс. т.

Накопленная добыча газа на 1.01.2014г. составляет 808,4 млн. м³, накопленная добыча конденсата – 139,2 тыс. т.

Далее представлены предложения по дальнейшей разработке Усть-Ямсовейского лицензионного участка.

Вариант 1

Первым вариантом предусмотрено размещение наклонно-направленных скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 1500 м. Предельная минимальная газонасыщенная толщина для размещения скважин составляет 8 метров.

Категория запасов С₁

Фонд газовых скважин за весь срок разработки по категории запасов С₁ составит 34 единицы, фонд для бурения – 31 скважина.

Проектные уровни по варианту 1:

- Максимальная добыча газа (2021 г.) – 1645,0 млн. м³.
- Максимальная добычи конденсата (2030 г.) – 320,2 тыс. т.

Накопленные показатели разработки:

- Добыча газа на конец расчетного периода (2114 г.) – 45,73 млрд. м³.
- Добыча конденсата на конец расчетного периода (2114 г.) – 5385,6

тыс. т.

Отбор газа от начальных геологических запасов составит 78,7% (остаточные запасы – 12362,1 млн. м³). Конечный коэффициент конденсатоизвлечения достигнет 0,392.

Вариант 2

Вторым вариантом предусмотрено избирательное размещение газовых скважин с горизонтальным окончанием 600 м. Бурение скважин планируется в купольную часть локальных поднятий.

Категория запасов C₁

Фонд газовых скважин за весь срок разработки по категории запасов C₁ составит 21 единицу, фонд для бурения – 18 скважин.

Проектные уровни по варианту 2:

- Максимальная добыча газа (2021 г.) – 1645,0 млн. м³.
- Добычи конденсата (2034 г.) – 329,1 тыс. т.

Накопленные показатели разработки:

- Добыча газа на конец расчетного периода (2117 г.) – 47,03 млрд. м³.
- Добыча конденсата на конец расчетного периода (2117 г.) – 5754,9

тыс. т.

Отбор газа от начальных геологических запасов составит 80,9% (остаточные запасы – 11062,3 млн. м³). Конечный коэффициент конденсатоизвлечения достигнет 0,419.

Сопоставление основных технологических показателей вариантов разработки объекта 1 Усть-Ямсовейского ЛУ по кат. запасов C₁+C₂ приведены в таблице 3.7.

Динамика основных проектных показателей объекта 1 по Усть-Ямсовейскому ЛУ по вариантам разработки приводится на рисунках 3.7 и 3.8.

Дальнейшая разработка Усть-Ямсовейского лицензионного участка рекомендована по 2 варианту. Конец расчетного периода разработки объекта Уренгойского месторождения Усть-Ямсовейского лицензионного участка приходится на 2117 год. Максимальный уровень отбора газа составит 1645 млн. м³/год и достигнет этого значения в 2021 году, максимальный отбор конденсата составит 329,1 тыс. т. и достигнет этого значения в 2020. КИГ конечный - 0,809 д. ед., КИК конечный - 0,419 д. ед. В течении расчетного периода накопленная добыча газа составит - 47,03 млрд. м³, конденсата - 5754,9 тыс. т.

В целом по динамике добычи газа, конденсата и накопленной добычи газа и конденсата 2 вариант выглядит более предпочтительным (рисунки 3.7, 3.8). Так же следует отметить что разработка объекта 1 по первому варианту экономически нерентабельна. Об этом свидетельствует отрицательное значение чистого дисконтированного дохода (таблица 3.8). Таким образом, к реализации рекомендуется вариант, характеризующийся оптимальными показателями, как с точки зрения обеспечения высоких текущих и конечных отборов газа и конденсата, так и с точки зрения обеспечения экономической эффективности разработки.

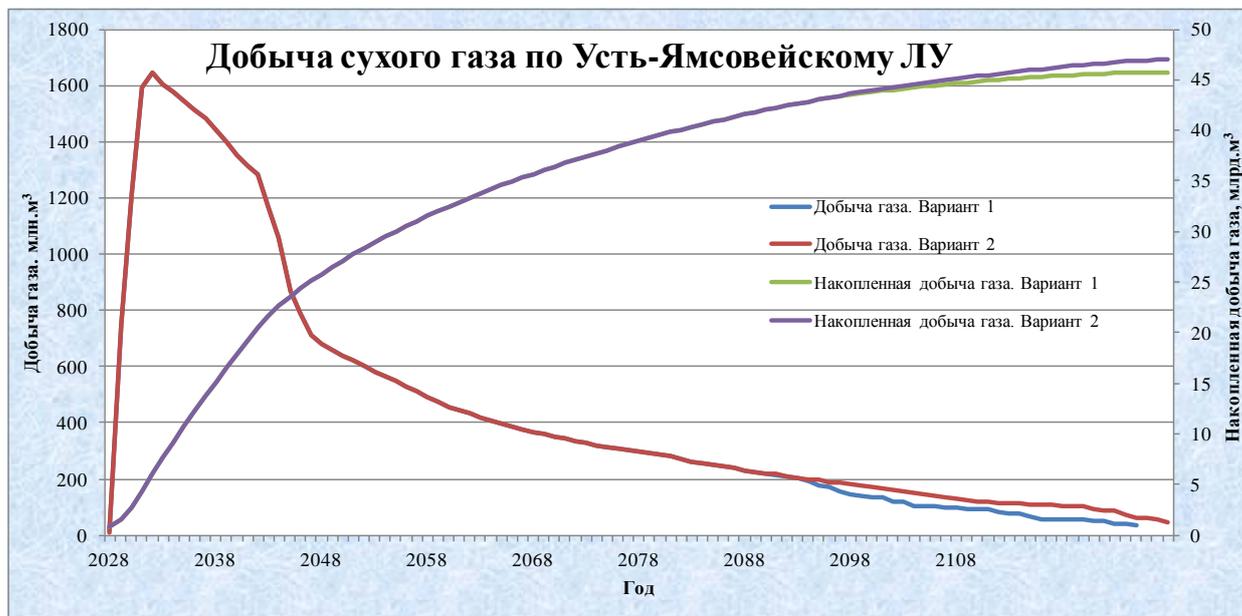


Рисунок 3.7 – Динамика добычи сухого газа и накопленная добыча сухого газа. Усть-Ямсовейский ЛУ. Объект 1

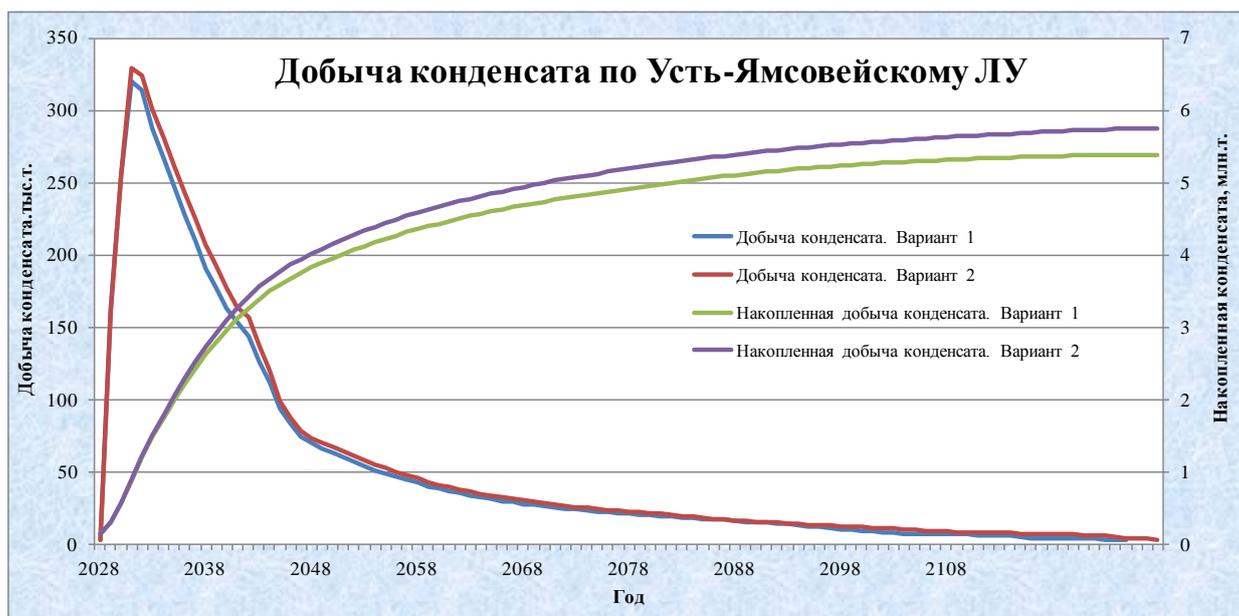


Рисунок 3.8 – Динамика добычи конденсата и накопленная добыча конденсата. Усть-Ямсовейский ЛУ. Объект 1

Таблица 3.7 – Основные технологические показатели вариантов разработки по кат. запасов C_1+C_2 . Усть-Ямсовейский ЛУ. Объект 1

Лицензионный участок	Усть-Ямсовейский ЛУ	
	1	2
Вариант	1	2
Начальные геологические запасы газа, млн. m^3	58097	
Начальные геологические запасы конденсата, тыс. т	13727	
Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	7673	
Проектный уровень добычи:		
газа, млн. m^3	1645	1645
стабильного конденсата, тыс.т.	320,2	329,1
Накопленная добыча газа, всего, млн. m^3	45734,9	47034,7
Накопленная добыча стабильного конденсата, всего, тыс. т.	5385,6	5754,9
Конечный КИГ, %	78,7	80,9

Продолжение таблицы 3.7

Конечный КИК, %	39,2	41,9
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	34	21
в том числе: добывающих наклонно-направленных	34	3
добывающих горизонтальных		18
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	31	18
в том числе: добывающих наклонно-направленных	31	
добывающих горизонтальных		18
Добыча газа на одну эксплуатационную скважину, млн.м ³	1345,1	2239,7
Добыча конденсата на одну эксплуатационную скважину, тыс. т	158,4	274

Таблица 3.8 – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки объекта 11 (БУ₁₇¹⁻¹) Усть-Ямсовейского ЛУ

№	Показатели	1 вариант	2 вариант
1	Проектный уровень добычи конденсата, тыс.т.	370,8	381,1
2	Проектный уровень добычи свободного газа, млн. м ³	1645	1645
3	Проектный срок разработки, лет	99	102
4	Накопленная за расчетный период добыча конденсата, тыс.т	6075	6503
5	Накопленная за расчетный период добыча свободного газа, млн.м ³	44927	46226
6	Фонд скважин для бурения, всего	31	18
7	Капитальные вложения, млн.руб. в т.ч. бурение ОНСС промысловое обустройство	16444 8543 496 7405	12272 5512 288 6472
8	Эксплуатационные затраты, млн.руб.	147329	145968
9	Чистый доход, млн.руб. Чистый дисконтированный доход (NPVe=10%), млн.руб. Чистый дисконтированный доход (NPVe=15%), млн.руб. Чистый дисконтированный доход (NPVe=20%), млн.руб.	-29849 -3309 -3250 -3186	-25214 2864 1160 94

Продолжение таблицы 3.8

10	Индекс доходности инвестиций (e=10%)	0,69	1,36
	Индекс доходности инвестиций (e=15%)	0,64	1,18
	Индекс доходности инвестиций (e=20%)	0,58	1,02
11	Индекс доходности затрат (e=10%)	0,91	1,09
	Индекс доходности затрат (e=15%)	0,87	1,06
	Индекс доходности затрат (e=20%)	0,82	1,01
12	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	-	-
	норма дисконта 10%	-	7
	норма дисконта 15%	-	9
	норма дисконта 20%	-	14
13	Внутренняя норма рентабельности, %	-	20,70%
14	Доход государства, млн.руб.	42233	43573
	Дисконтированный доход государства (e=10%), млн.руб.	9361	9957
	Дисконтированный доход государства (e=15%), млн.руб.	5898	6311
	Дисконтированный доход государства (e=20%), млн.руб.	3982	4273

4 РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ИНГИБИТОРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

4.1 Причины возникновения гидратов

Основными факторами гидратообразования являются:

- состав газа;
- наличие воды в жидкой фазе;
- давление и температура в газопроводе.

Для предупреждения образования гидратов необходимо устранить какое-либо условие существования гидратов. Поэтому основными методами борьбы с гидратами являются:

- понижение давления;
- повышение температуры;
- ввод антигидратных ингибиторов.

На сегодняшний день самым распространенным и действенным является последний метод. Применение метанола традиционно называют ингибиторами, хотя это название не точное, т.к. наличие в воде метанола и других веществ не влияет на скорость процесса образования гидратов, но изменяет значения равновесных параметров. Эти изменения (снижение температуры образования гидратов при постоянном давлении или повышение давления при постоянной температуре) вызваны тем, что при вводе метанола и других водорастворимых соединений в системе снижается давление паров воды.

Определяющими критериями при выборе того или иного ингибитора являются технологическая эффективность, т. е. способность ингибитора понизить температуру гидратообразования на заданную величину, и возможность беспрепятственной доставки и ввода ингибитора в поток газа в условиях данного промысла. Если это требование выполняется для нескольких ингибиторов, во внимание принимаются экономические соображения: стоимость и расход ингибитора, возможность регенерации ингибитора и ее

стоимость, величина потерь ингибитора, стоимость сооружения системы ввода и др.

4.2 Расчет количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратообразования

Ингибиторы применяемые для предотвращения процессов гидратообразования способствуют снижению температуры гидратообразования. На Уренгойском месторождении в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка в качестве ингибитора используется метанол CH_3OH .

Рассчитаем необходимое количества ингибитора при движении газа по газопроводу при следующих условиях: начальные давление 14,2 МПа и температура +20 °С, конечные давление 10,8 МПа и температура -8 °С; количество газа, транспортируемого по газопроводу, равно 1107 тыс. м³/сут. Относительная плотность газа по воздуху 0,73, массовая концентрация свежего ингибитора 95%.

1. Определим количество конденсирующейся воды

Воспользуемся уравнением Бюкачева

$$W = \left(\frac{A}{10,1 \cdot P} \right) + B \quad (1)$$

где А и В – коэффициенты, определяются в зависимости от температуры по таблице 4.1;

Р – давление газа, МПа.

Таблица 4.1 значения коэффициентов А и В в уравнении Бюкачева

Температура,	А	В	Температура,°С	А	В	Температура,°С	А	В
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152,0	0,562
-38	0,178	0,00402	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,399
-34	0,267	0,00538	16	13,94	0,0930	64	183,3	0,645
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691

Продолжение таблицы 4.1

-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283,0	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,1 89	80	363,0	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501,0	1,290
-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520,0	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080,0	4,390

Тогда найдем количество влаги в начале газопровода

$$W_1 = \left(\frac{17,87}{10,1 \cdot 14,2} \right) + 0,112 = 0,236 \text{ кг / } 1000 \text{ м}^3$$

Найдем количество влаги в конце газопровода

$$W_2 = \left(\frac{2,55}{10,1 \cdot 10,8} \right) + 0,0271 = 0,05 \text{ кг / } 1000 \text{ м}^3$$

Разность между W_1 и W_2 даст количество влаги, конденсирующейся на каждые 1000 м^3 газа

$$\Delta W = W_1 - W_2 \quad (2)$$

Найдем ΔW

$$\Delta W = 0,236 - 0,05 = 0,231 \text{ кг} / 1000 \text{ м}^3$$

2. Определим температуру начала образования гидратов

Для того, чтобы определить температуру начала образования гидратов воспользуемся приложением 1. Температура начала образования гидратов равна $+16^\circ\text{C}$.

3. Определим величину необходимого понижения температуры начала гидратообразования

$$\Delta t = t_{\text{н.обр}} - t_{\text{кон}} \quad (3)$$

где $t_{\text{н.обр}}$ – температура начала образования гидратов, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{кон}}$ – температура в конце газопровода, МПа.

$$\Delta t = 16 + 8 = 24 \text{ }^\circ\text{C}$$

4. Определим концентрацию отработанного ингибитора

По графику 4.1 находим что для $\Delta t = 24^\circ\text{C}$ концентрация отработанного раствора метанола равна 37% .

5. Определим удельный расход ингибитора

$$q_n = \frac{W_1 - W_2}{C_1 - C_2} \cdot C_2 + 0,001 \cdot C_2 \cdot \alpha \quad (4)$$

где C_1 – массовая концентрация свежего ингибитора, %;

C_2 – массовая концентрация отработанного ингибитора, %;

α – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости ($\alpha=0,02 \text{ г/м}^3$).

$$q_n = \frac{0,236 - 0,05 \cdot 37}{95 - 37} + 0,001 \cdot 37 \cdot 0,02 = 0,148 \text{ кг} / 1000 \text{ м}^3$$

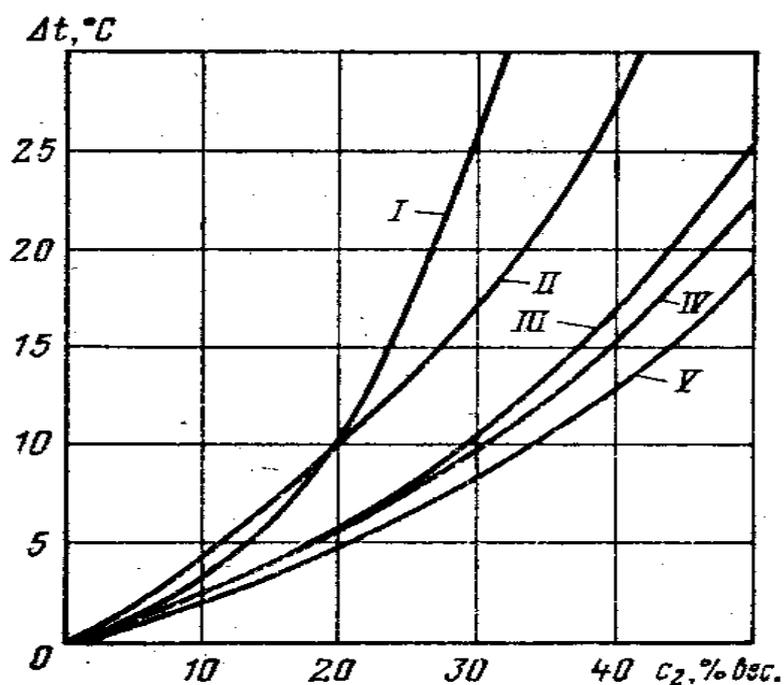


Рисунок 4.1 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации отработанного ингибитора

6. Определим суточный расход ингибитора

Суточный расход метанола составит

$$q_{\text{сут}} = 0,148 \cdot 1107 = 163,8 \text{ кг /сут}$$

В результате проведенных расчетов были определены следующие параметры: температура начала гидратообразования, величина необходимого понижения температуры и количества ингибитора необходимого для понижения данной температуры.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения таких методов интенсификации притока газа, как гидроразрыв пласта (ГРП). Основная цель расчетов – экономическая оценка проведенных мероприятий на Уренгойском месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения газа и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

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

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта [7].

Для оценки экономической целесообразности осуществления мероприятий используются следующие основные показатели эффективности:

- прирост потока денежной наличности;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности.

1. Дополнительная добыча нефти за год после проведения ГРП определяется по формуле

$$\Delta Q = q_n \times N \times K_э \times T \quad (5)$$

Где q_n - расчетный прирост дебита газа одной скважины, тыс. м³/сут;

N - количество скважин, скв.;

$K_э$ - коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T - число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

Анализ динамики прироста дебитов газа после ГРП показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения ГРП составляет в среднем от 4 до 5 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от ГРП составляет до 10 - 15% в год [6]. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \cdot 15\%}{100\%} \quad (6)$$

Соответственно годовая добыча газа с учетом постепенного обводнения скважины в году t ($t \in T$) составит

$$\Delta Q_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв} \quad (7)$$

где $\Delta Q_{обв}$ - ежегодные потери добычи газа на обводнённость.

2. Прирост выручки от реализации дополнительно добытого газа в году t определяется по формуле

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \times Ц \quad (8)$$

где $Ц$ - цена одной тонны газа, руб./тыс м³.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется

$$\Delta Z_{тек} = Z_{грп} + Z_{допт} \quad (9)$$

где $Z_{грп}$ - стоимость проведения гидроразрыв пласта, руб.;

$Z_{допт}$ - затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

$$Z_{допт} = \Delta Q_t \times Z_{пер} \quad (10)$$

где $Z_{пер}$ - условно-переменные затраты на добычу газа, руб./тыс м³.

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле

$$\Delta\Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{тект}} \quad (11)$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле

$$\Delta H_{npt} = \frac{\Delta\Pi_t \times H}{100\%} \quad (12)$$

где H - ставка налога на прибыль, %.

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле

$$\Delta\PiДН_t = \Delta\Pi_t - \Delta H_{npt} \quad (13)$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле

$$\Delta\PiПДН_t = \Delta\PiДН_t \times \alpha_t \quad (14)$$

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \quad (15)$$

где E - ставка дисконта, %;

t - расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия

$$\text{ЧДД} = \sum_t \Delta\PiПДН_t \quad (16)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{Z_{\text{ГРП}}} \quad (17)$$

5.1 Расчет экономической эффективности от применения гидравлического разрыва пласта на Усть-Ямсовейском лицензионном участке

В 2008 году на Усть-Ямсовейском лицензионном участке, с целью увеличения коэффициента газоотдачи путём улучшения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной и удалённой зон провели гидроразрыв пласта на 5 скважинах, дебит газа которых колеблется от 15- 38 тыс. м³/сут.

Продолжительность технологического эффекта - четыре года с 2008 по 2011, при условии, что скважины в 2008 году после проведения ГРП отработают 50 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП равен 15%.

Ежегодные потери на обводненность по семи скважинам, на которых проводилось ГРП, составляет 3901,45 тыс. м³/год (10,7 тыс. м³/сут).

По отчетным данным предприятия цена реализуемого газа составляет 1981 руб./тыс.м³. Ставка налога на прибыль - 20%.

Условно-переменные затраты в себестоимости 1 тыс. м³ газа - 245 руб./тыс.м³. Расчетный прирост дополнительной добычи газа на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 284,7 тыс. м³/сут.

Гидравлический разрыв пласта на месторождениях проводит фирма «Шлюмберже». В среднем стоимость одного ГРП составляет 1,109 миллионов рублей, так как было произведено 5 ГРП, то общая стоимость составит 5,545 миллионов рублей.

Проведем экономическое обоснование данного геолого-технического мероприятия. Данные для расчета ГРП представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 Данные для расчета ГРП

№ скв.	дебит, тыс. м ³	дебит после ГРП, тыс.м ³	средний дебит после ГРП, тыс.м ³	среднегодовой темп уменьшения эффективности ГРП, %
76	15	338,8	284,7	15
80	18	342		
79	23	203,5		
78	26,1	271,4		
54	38	267,7		

Таблица 5.2 Данные для расчета ГРП

год	коэф. эксплуатации скв., доли ед.	ежегодные потери на обводненность, тыс. м ³ /год
2008	0,25	3901,45
2009	0,04	
2010	0,15	
2011	0,7	

1. Определим по формулам (5), (6) и (7) дополнительную добычу газа.

1.1 Дополнительная добыча за 2008 год составит

$$\Delta Q_{2008} = 20 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 5 \text{ скв} \cdot 0,25 \cdot 50 \text{ сут} = 17793 \text{ тыс. м}^3.$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим

$$\Delta Q_{2008}' = 17793 \text{ тыс. м}^3 - 3901,45 \text{ тыс. м}^3 = 13892,55 \text{ тыс. м}^3.$$

1.2 Дополнительная добыча за 2013 составит:

$$q_{н2009} = 284,7 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} - \frac{284,7 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot 15\%}{100\%} = 242 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут};$$

$$\Delta Q_{2009} = 242 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 5 \text{ скв} \cdot 0,04 \cdot 365 \text{ сут} = 17765 \text{ тыс. м}^3;$$

$$\Delta Q_{2009}' = 17765 \text{ тыс. м}^3 - 3901,45 \text{ тыс. м}^3 = 13764 \text{ тыс. м}^3.$$

1.3 Дополнительная добыча за 2010 составит

$$q_{н2010} = 242 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} - \frac{242 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot 15\%}{100\%} = 205,7 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут};$$

$$\Delta Q_{2010} = 205,7 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 5 \text{ скв} \cdot 0,15 \cdot 365 \text{ сут} = 56309,4 \text{ тыс. м}^3;$$

$$\Delta Q_{2010}' = 56309 \text{ тыс. м}^3 - 3901,45 \text{ тыс. м}^3 = 52407,7 \text{ тыс. м}^3.$$

1.4 Дополнительная добыча за 2011 составит

$$q_{н2011} = 205,7 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} - \frac{205,7 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot 15\%}{100\%} = 174,8 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут};$$

$$\Delta Q_{2011} = 174,8 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 5 \text{ скв} \cdot 0,7 \cdot 365 \text{ сут} = 223359 \text{ тыс. м}^3;$$

$$\Delta Q_{2011}' = 223359 \text{ тыс. м}^3 - 3901,45 \text{ тыс. м}^3 = 219458,4 \text{ тыс. м}^3.$$

2. Выручку от реализации дополнительно добытого газа найдем по формуле (8)

$$\Delta B_{2008} = 13892,3 \text{ тыс. м}^3 \cdot 1981 \text{ руб} / \text{тыс. м}^3 = 27520646 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2009} = 13764 \text{ тыс. м}^3 \cdot 1981 \text{ руб} / \text{тыс. м}^3 = 27266850 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2010} = 52407,7 \text{ тыс. м}^3 \cdot 1981 \text{ руб} / \text{тыс. м}^3 = 103819776 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2011} = 219458,4 \text{ тыс. м}^3 \cdot 1981 \text{ руб} / \text{тыс. м}^3 = 434747135 \text{ руб}.$$

3. Текущие затраты определим по формулам (9) и (10):

$$\Delta Z_{\text{дон}2008} = 13892,55 \text{ тыс. м}^3 \cdot 245 \text{ руб} / \text{тыс. м}^3 = 340361,5 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2008} = 1109000 \text{ руб} \cdot 5 \text{ скв} + 340361,5 \text{ руб} = 8948613,5 \text{ руб} ;$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2009} = Z_{\text{дон}2009} = 13764 \text{ тыс.м}^3 \cdot 245 \text{ руб} / \text{ тыс.м}^3 = 3372225 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2010} = Z_{\text{дон}2010} = 52407,17 \text{ тыс.м}^3 \cdot 245 \text{ руб} / \text{ тыс.м}^3 = 12839901 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2011} = Z_{\text{дон}2011} = 219458,4 \text{ тыс.м}^3 \cdot 245 \text{ руб} / \text{ тыс.м}^3 = 53767313 \text{ руб} .$$

4. Прирост прибыли от проводимого ГРП рассчитаем по формуле (11):

$$\Delta \Pi_{2008} = 27520646 \text{ руб} - 3403613 \text{ руб} = 24117032 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \Pi_{2009} = 27266850 \text{ руб} - 3372225 \text{ руб} = 23894625 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \Pi_{2010} = 103819776 \text{ руб} - 12839901 \text{ руб} = 90979874 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \Pi_{2011} = 434747135 \text{ руб} - 53767313 \text{ руб} = 38057981 \text{ руб} .$$

5. Налог на дополнительную прибыль найдем по формуле (12):

$$\Delta H_{\text{нр}2008} = \frac{24117032 \text{ руб} \cdot 20\%}{100\%} = 4823406 \text{ руб} ;$$

$$\Delta H_{\text{нр}2009} = \frac{23894625 \text{ руб} \cdot 20\%}{100\%} = 4778925 \text{ руб} ;$$

$$\Delta H_{\text{нр}2010} = \frac{90979874 \text{ руб} \cdot 20\%}{100\%} = 18195974 \text{ руб} ;$$

$$\Delta H_{\text{нр}2011} = \frac{380979721 \text{ руб} \cdot 20\%}{100\%} = 76195964 \text{ руб} .$$

6. Прирост потока денежной наличности найдем по формуле (13):

$$\Delta \text{ПДН}_{2008} = 24117032 \text{ руб} - 4823406 \text{ руб} = 19293626 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2009} = 23894625 \text{ руб} - 4778925 \text{ руб} = 19115700 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2010} = 90979874 \text{ руб} - 18195974 \text{ руб} = 72783899 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2011} = 380979821 \text{ руб} - 76195964 \text{ руб} = 304783857 \text{ руб} .$$

7. Находим коэффициент дисконтирования по формуле (15):

$$\alpha_{2008} = 1 + 0,1^{2008-2008} = (1,1)^0 = 1;$$

$$\alpha_{2009} = 1 + 0,1^{-(2009-2008)} = 1,1^{-1} = 0,91;$$

$$\alpha_{2014} = \left(1 - \frac{1}{1,2}\right)^2 = 0,83;$$

$$\alpha_{2015} = \left(1 - \frac{1}{1,2}\right)^3 = 0,75.$$

8. Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле (14):

$$\Delta ДПДН_{2008} = 19293626,24 \text{ руб} \cdot 1 = 19293626 \text{ руб} ;$$

$$\Delta ДПДН_{2009} = 19115700 \text{ руб} \cdot 0,91 = 17395287 \text{ руб} ;$$

$$\Delta ДПДН_{2010} = 72783899 \text{ руб} \cdot 0,83 = 60410636 \text{ руб} ;$$

$$\Delta ДПДН_{2011} = 304783857 \text{ руб} \cdot 0,75 = 228587892 \text{ руб} .$$

9. Находим чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле (16):

$$\begin{aligned} ЧДД &= 19293626 \text{ руб} + 17395287 \text{ руб} + 60410636 \text{ руб} + \\ &+ 228587892 \text{ руб} = 325687442 \text{ руб} \end{aligned}$$

10. Определим индекс доходности по формуле (17):

$$ИД = \frac{325687442 \text{ руб}}{1109000 \text{ руб}} = 293,7 \text{ руб} / \text{ руб}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 5.3

Вывод: Рассчитав экономическую эффективность проведения ГРП за 4 года по пяти расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча газа по 5 скважинам с 2008 по 2011 составит 299 522,7 тыс. м³;
- накопленный поток денежной наличности за расчетные 4 года составит 415,9 млн рублей;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 325,7 млн рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 104,1 млн рублей;

Таблица 5.3 – Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта.

Показатель	Год			
	2008	2009	2010	2011
Количество ГРП, скв.	5	-	-	-
Дополнительная добыча газа, тыс. м ³	13892,3	13764,19	52407,76	219458,42
Выручка от реализации дополнительно добытого газа, млн. руб	27,5	27,3	103,8	434,7
Затраты на ГРП, млн. руб	8,9	-	-	-
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, млн. руб	3,4	3,37	12,8	53,7
Прирост прибыли от проводимого мероприятия, млн. руб	24,1	23,9	90,9	380,9
Налог на дополнительную прибыль, млн. руб.	4,8	4,7	18,2	76,2
Прирост потока денежной наличности, млн. руб.	19,3	19,1	72,8	304,8
Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб	19,3	17,4	60,4	228,6
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД), млн. руб.	325,68			
Индекс доходности, руб/руб	293,7			

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

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования в данной работе является состояние разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Область применения: нефтепромысловое дело.

6.1 Производственная безопасность

При выполнении работ на Уренгойском месторождении возникают вредные и опасные факторы.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) эксплуатация и обслуживание скважин; 2) закачка химических реагентов;	1) отклонение показателей климата на открытом воздухе 2) загазованность рабочей зоны, 3) повышенный уровень шума и вибрации; 4) недостаточная освещенность рабочей зоны; 5) воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека; 6) повреждения в результате контакта с насекомыми	1) Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожароопасность	1) 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»; [8] 2) СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ».[17] 3) СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"[18]

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по интенсификации притока газа и увеличению газоотдачи относятся:

- *отклонение показателей климата на открытом воздухе*

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

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [10].

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

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

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

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

Коллективная защита на нефтепромысле:

-сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

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

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

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений [10].

- *загазованность рабочей зоны*

При выполнении работ по интенсификации притока, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. При гидроразрыве пласта в случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

Химически токсичные вещества, находящиеся в газовом состоянии, способны проникать в организм человека через органы дыхания. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности [11] и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином. Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу.

Также куст скважин характеризуется наличием таких токсичных веществ как природный газ, метанол.

Характеристика основных вредных веществ на кустах газовых скважин:

- Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Первые признаки отравления - недомогание и головокружение. Присутствие метана в воздухе может привести к пожару и взрыву. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м³. Класс опасности 4 [11].

- Метанол (метиловый спирт) - бесцветная прозрачная жидкость по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. В организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: 5-10 г. метанола может вызвать тяжелое отравление, 30 г. является смертельной дозой. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, при попадании на слизистую оболочку вызывает раздражение слизистых оболочек. Метанол при испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м³. Класс опасности 3 [11].

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- противогазы, очки, защитные маски.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- устройство вытяжной местной вентиляции;
- *повышенный уровень шума и вибрации;*

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего

сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие.

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ [12].

Предельно допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест, разработанные с учетом категорий тяжести и напряженности труда, представлены в таблице 6.1. Все мероприятий, связанные с интенсификацией притока входят в 3 группы в зависимости от деятельности и рабочего места.

Таблица 6.1 – Предельно допустимые уровни звукового давления [12].

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, в лабораториях	93	79	70	68	58	55	52	52	49	60

Продолжение таблицы 6.1

2	Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа. Рабочие места в помещениях диспетчерской службы, кабинетах и помещениях наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону; машинописных бюро, на участках точной сборки, на телефонных и телеграфных станциях, в помещениях мастеров, в залах обработки информации на вычислительных машинах	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
3	Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Санитарные нормы спектральных показателей
 вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а»
 [13].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$		дБ		$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}\cdot 10^{-2}$		дБ	
	$\text{в } 1/3\text{-окт.}$	$\text{в } 1/1\text{-окт.}$	$\text{в } 1/3\text{-окт.}$	$\text{в } 1/1\text{-окт.}$	$\text{в } 1/3\text{-окт.}$	$\text{в } 1/1\text{-окт.}$	$\text{в } 1/3\text{-окт.}$	$\text{в } 1/1\text{-окт.}$
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

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

Коллективные средства защиты:

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

- *недостаточная освещенность рабочей зоны;*

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость. На месторождении освещение

обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность при освещении как помещений, так и наружных установок, где возможно образование взрыво- и пожароопасных смесей.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво- и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк [14].

- *воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;*

В процессе проведения работ по интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ (соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при это:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;

- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект.

При многократном воздействии на кожу обладает умеренным раздражающим действием, раздражает оболочки глаз.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки;
- роба.
- *повреждения в результате контакта с насекомыми;*

Из-за работ проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [20]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

К опасным производственным факторам при проведении методов увеличения нефтеотдачи относятся:

- *Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;*

При проведении работ используются буровые станки, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [15] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие

размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [16].

- *электрический ток*

На Уренгойском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промысловых объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения – 4 × 1,5 м.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);
- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- заземление.

Методы защиты от статического электричества следующие:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);

- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов.

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением).

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и обычно имеют длину 3 м. и диаметр 5 см.

- *пожаровзрывобезопасность*

Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый. [11]

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

Пожарный инвентарь:

- 1) монопомпы ;
- 2) огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ –10, углекислотные);
- 3) пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600);
- 4) рукава с гайками и без гаек;
- 5) запас воды;
- 6) пожарные щиты;
- 7) ящики с песком;
- 8) кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ по интенсификации притока к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [9].

6.2 Экологическая безопасность

При проведении таких методов интенсификации притока газа, как гидроразрыв пласта и солянокислотная обработка скважин, мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы

максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

6.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

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

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

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

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти.
2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.
3. Защита оборудования от коррозии.
4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.
5. Сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или факел аварийного сжигания газа.
6. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.
7. Утилизация попутного нефтяного газа.

8. Оснащение нефтяных резервуаров газоуравнительной системой и газосигнализаторами.

6.2.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

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

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.

2. Скважины на воду для технических нужд при бурении скважин должны быть ликвидированы после окончания бурения или переведена на баланс местных организаций.

3. Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы.

4. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.

5. Приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах.

6. На линиях вероятного стока нефти при авариях коллекторов должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек.

7. Производить сброс хозяйственно бытовых стоков в водоемы только после биологической очистки.

8. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.

9. Организовать ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтедобывающих объектов.

6.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

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

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

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами (зернистыми или жидкими).

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

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

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

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

4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

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

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

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

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;

- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

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

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

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

- 1) перечень возможных аварий на объекте;

2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (нарушения герметичности), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

б) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) акты испытания СИЗ, связи, заземления

8) график и схему по отбору проб газовоздушной среды;

9) технологическая схема объекта;

10) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Уренгойское месторождение расположено в Пуртовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Уренгойская газовая компания» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [19], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

- обеспечение СИЗ.

- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [19].

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой

продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. Рабочее место состоит из следующих элементов:

- кустовые площадки, установки УПН;
- основного оборудования;
- приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Процессу труда работника, независимого от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

Заключение

В данное время на Усть-Ямсовейском лицензионном участке ведется разработка 1 эксплуатационного объекта (пласт БУ₁₇¹⁻¹), который является самым крупным пластом по геологическим запасам.

Начиная с 2004 года, идет освоение неокомских продуктивных отложений, на основании плана пробной эксплуатации 454уг разведочной скважины. С 2007 года при подключении в работу еще двух разведочных скважин 378уам и 379уам, а в 2009 одной разведочной скважины 380уг началась опытно-промышленная разработка эксплуатационного объекта Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка.

Фактические показатели добычи газа и конденсата превышают проектные, газоконденсатный фактор в целом имеет общую тенденцию к повышению и в 2013 году достиг рекордного значения за всю историю добычи.

До 2014 все скважины Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка эксплуатировались на основании проектов пробной эксплуатации разведочных скважин. Предложенный вариант разработки показал что в предыдущий прогноз были заложены менее оптимистичные дебиты газа и конденсата. По окончании опытно-промышленной эксплуатации были предложены другие варианты разработки на основании доизученности геолого-физической характеристики данного эксплуатационного объекта.

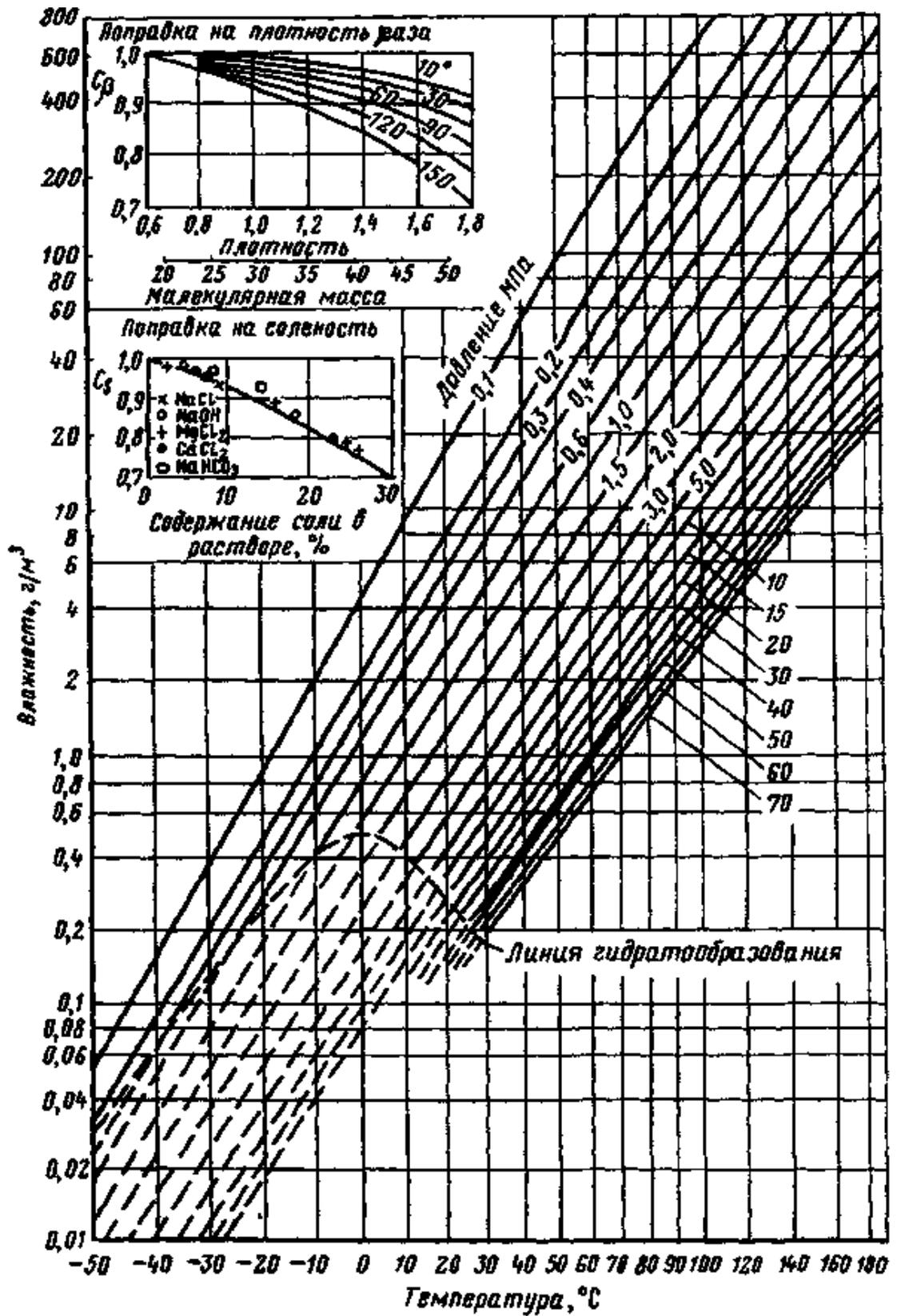
С целью дальнейшего выполнения проектных решений рекомендуется принять во внимание 2 вариант по дальнейшей разработке Усть-Ямсовейского лицензионного участка.

Список литературы

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Единая технологическая схема разработки залежей углеводородов валанжинских отложений Уренгойского региона», 2014 г.
2. Конторович А.Э., 2006 г. «Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции».
3. «Технологическая схема разработки Уренгойского месторождения в пределах Усть-Ямсовейского лицензионного участка», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь» 2012 г.
4. «Пересчет запасов нефти, свободного газа и конденсата залежей неокома (пласты группы БУ₁₆⁰ – БУ₁₇¹⁻¹) Уренгойского месторождения по состоянию на 01.01.2011 г.», ОАО «СибНАЦ», Тюмень, 2012 г.
5. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
6. Технологический регламент на производство работ по гидравлическому разрыву пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». ОАО СургутНИПИнефть. 2005.
7. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти и газа. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008.
8. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;
9. "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. N 101
10. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях
11. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Р Ф 27 апреля 2003 г // Постановление о введении –2003. – 30 апреля. – 201 с.

12. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"
13. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
14. СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»
15. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
16. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
17. СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ»;
18. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"
19. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г.
20. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"

Приложение 1



Приложение 1 – Максимальное содержание водяных паров в природном газе в зависимости от давления и температуры