

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
Анализ методов интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пласта на Восточно-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)

УДК 622.279.6-0.47.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шабав Дамир Ринатович		

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.		

Томск – 2017 г.

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 ГРНМ

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата)

Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Шабаету Дамиру Ринатовичу

Тема работы:

Анализ методов интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пласта на Восточно-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.03.2017 г. № 1960/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Пакет технологической информации по Восточно-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. Сведения о разработке месторождения 4. Анализ эффективности применяемых ГТМ 5. Технологический расчет ГРП 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Динамика пластового давления Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское месторождения - Динамика основных показателей разработки Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения в пределах Западно-Ярояхинского ЛУ - Состояние фонда скважин Западно-Ярояхинского лицензионного участка - Динамика проведения ГРП по годам - Оценка изменения коэффициента продуктивности скважин в результате ГРП по данным технологических параметров скважин
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Вазим А.А.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Грязнова Е.Н.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.02.2017 г.</p>
--	----------------------

<p>Задание выдал руководитель:</p>				
<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Пулькина Н.Э.</p>			<p>11.02.2017 г.</p>

<p>Задание принял к исполнению студент:</p>			
<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2Б37</p>	<p>Шабает Дамир Ринатович</p>		<p>11.02.2017</p>

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
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:	15.06.17
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
26.02.2017	<i>Общие сведения об Восточно-Уренгойском месторождении</i>	10
10.03.2017	<i>Геологическое строение месторождения</i>	20
24.04.2017	<i>Состояние разработки Восточно-Уренгойском месторождении</i>	30
20.05.2017	<i>Проектирование ГРП на одной из скважин Восточно-Уренгойском месторождении</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. ГРМ	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Шабаеву Дамиру Ринатовичу

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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шабаев Дамир Ринатович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Шабаету Дамиру Ринатовичу

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: методы интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пласта. Область применения: газовое месторождение

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- 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.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).

1. Производственная безопасность

1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- 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.

1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;
- электрический ток;
- пожароопасность;
- необходимые средства защиты от опасных факторов.

2. Экологическая безопасность

- 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.

2. Экологическая безопасность

- 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

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- выбор наиболее типичной ЧС;
- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;
- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

- 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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шабеев Дамир Ринатович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 9 рисунков, 8 таблиц, 21 источник.

Ключевые слова: методы интенсификации, газ, скважина, гидроразрыв пласта, повышение газоотдачи пласта.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ данных по проведенным методам интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пласта на Восточно-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении в пределах Западно-Ярояхинского лицензионного участка.

В процессе исследования проводился отбор текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, производился 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. В заключении был сделан ряд выводов, касаемо как процесса разработки Восточно-Уренгойского месторождения, так и актуальности проведения геолого-технических мероприятий.

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

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	13
2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА.....	16
3 СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	17
3.1 Состояние разработки Западно-Ярояхинского лицензионного участка.....	17
3.2 Состояние фонда скважин.....	23
4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ГТМ.....	25
4.1 Первичное вскрытие пласта перфорацией и освоение скважин.....	25
4.2 Гидроразрыв пласта.....	26
4.3 Увеличение производительности скважин кислотной обработкой.....	33
4.4 Предотвращение гидратообразований.....	34
4.5 Предотвращение солеотложений.....	36
4.6 Программа применения ГТМ на проектный период.....	38
5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГРП.....	41
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	47
6.1 Обоснование экономической эффективности ГРП.....	49
6.2 Расчет экономических затрат на проведение ГРП.....	50
6.3 Расчет экономического эффекта от проведения ГРП.....	51
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	55
7.1 Производственная безопасность.....	55
7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов.....	56
7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	63
7.2 Экологическая безопасность.....	67
7.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	67

7.2.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения.....	68
7.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения.....	69
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	73
7.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны...	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Одной из ведущих задач при разработке газовых месторождений является максимально возможное извлечение природных запасов газа из недр земли. Повышение конечной газоотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора газа в главной степени достигаются посредством массового использования методов интенсификации добычи газа. Любые мероприятия по интенсификации притока газа направлены на повышение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединении ее с более проницаемыми газонасыщенными участками пласта.

Разработка газоконденсатных залежей Восточно-Уренгойского месторождения в пределах Западно-Ярояхинского лицензионного участка начата в 2002 году. Разработка лицензионного участка ведется с некоторыми отклонениями от проектных решений. Вызвано это в первую очередь, отставанием фактического действующего фонда скважин по сравнению с планируемым, а также сложными, неоднородными свойствами коллекторов, слагающих продуктивные пласты.

Вследствие этого возникает необходимость в применении мероприятий по интенсификации притока газа и повышению газоотдачи пласта, которые позволяют восстановить и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин. В работе проведен анализ методов интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов. Эти мероприятия осуществляют в свою очередь путем применения различных методов: химического (кислотные обработки), механического воздействия на призабойную зону пласта (ГРП, реперфорация).

Целью данной работы является анализ эффективности применения методов интенсификации притока газа и методов повышения газоотдачи пласта на примере Восточно-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское 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.

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 минус 7,8°C, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января составляет минус 26,4°C, а самого жаркого июля – плюс 15,4°C. Абсолютный минимум равен - 56°C, а абсолютный максимум – плюс 34°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.

Открытие уникальной Уренгойской сеноманской залежи газа (скв. № 2, 1966г.) 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.

В 1978 году было начато поисковое бурение на Восточно-Уренгойской площади глубокой скважиной № 301, при испытании которой из отложений пластов БУ₁₆¹⁻⁴ и БУ₁₄ в интервалах 3218-3226 м и 3115-3133 м, соответственно, были получены фонтаны газоконденсата – месторождение названо Восточно-Уренгойским. В 1979 году на Северо-Есетинской площади было начато бурение двух глубоких поисковых скважин №№ 163 и 172. В результате испытания скважины № 172 из отложений пласта БУ₁₆¹⁻⁴ в интервале 3328-3338 м был получен фонтанирующий приток нефти с пластовой водой и открыто Северо-Есетинское месторождение. В дальнейшем бурением скважин №№ 209, 210 Северо-Есетинских и №№ 92, 310 Восточно-Уренгойских было подтверждено отсутствие прогиба между этими поднятиями по неокомским

отложениям и наличием в них единых залежей углеводородов во всех продуктивных пластах. В настоящее время запасы углеводородов в неокомских залежах числятся на едином Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском нефтегазоконденсатном месторождении.

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 им Уренгойского месторождений и 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 границах Западно-Ярояхинского ЛУ ООО «Севернефть-Уренгой» на территории Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения пробурено 33 скважины общим метражом 124617 м, из них 11 поисково-разведочные и 22 эксплуатационные.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

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

3 СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Состояние разработки Западно-Ярояхинского лицензионного участка

На территории Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения ООО «Севернефть-Уренгой» предоставлен в пользование Западно-Ярояхинский ЛУ (СЛХ № 15192 НР от 18.08.2011 г.).

Разработка газоконденсатных залежей в пределах Западно-Ярояхинского ЛУ начата в 2002 году вводом скважин № 401ves и № 402ves на пласт БУ₁₆¹⁻⁴. В 2005 году в эксплуатацию введен пласт БУ₁₇¹⁻², в 2008 году – БУ₁₈¹⁻², в 2011 году – БУ₁₇². Добыча нефти в пределах Западно-Ярояхинского ЛУ не осуществлялась.

Разработка газоконденсатных залежей осуществляется на режиме истощения, все действующие скважины в пределах Западно-Ярояхинского ЛУ эксплуатируются фонтанным способом.

Коэффициент использования газовых скважин в 2013 году составил 0,80, коэффициент эксплуатации – 0,83.

БУ₁₇¹⁻², БУ₁₇², БУ₁₈¹⁻², БУ₁₈², выделенных в два объекта разработки.

Первый объект включает в себя два продуктивных пласта валанжинского яруса неокомского нефтегазоносного комплекса – БУ₁₆¹⁻⁴ и БУ₁₇¹⁻² (25 действующих скважин), второй объект состоит из трех продуктивных пластов – БУ₁₇², БУ₁₈¹⁻² и БУ₁₈² (одна скважина), три скважины осуществляют совместную эксплуатацию двух объектов.

Объект I

Объект I является основным по объемам запасов и добычи газа и конденсата на Западно-Ярояхинском ЛУ. Геологические запасы пластового газа по категории С₁+С₂ оценены в объеме 41067 млн. м³, из них 40938 млн. м³ отнесены к категории С₁. Величина запасов стабильного конденсата по категории С₁+С₂ оценивается в объеме 8554 тыс. т.

Объект I находится в эксплуатации с 2002 года. Общий

эксплуатационный фонд на сегодняшний день по объекту составляет 28 скважины, из них три совместных с объектом II. На долю объекта I приходится 97,3 % от суммарной добычи газа и конденсата.

Западно-Ярояхинский ЛУ в последние годы активно разбуривается. За счет постоянного ввода новых скважин годовая добыча газа и конденсата продолжает расти. В 2011 году, несмотря на продолжающийся ввод в эксплуатацию новых скважин, добыча газа и конденсата по объекту немного снизилась, падение составило 1 %. В 2012 году добыча газа стабилизировалась и в 2013 году был достигнут максимальный уровень – 830,3 млн. м³.

На 01.01.2014 г. в действующем эксплуатационном фонде объекта I числится 25 скважин. Накопленная добыча газа составила 5609,0 млн. м³. Отобрано 13,7 % геологических запасов газа категории C₁. Темп отбора от начальных геологических запасов – 2,0 %. Суммарная добыча стабильного конденсата – 1091,0 тыс. т. Текущий КИК – 0,128. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил – 19,7 %. Темп отбора от НИЗ – 2,8 %.

Особенностью разработки продуктивных пластов объекта I является неравномерность их выработки. На сегодняшний день минимальный объем запасов газа отобран из нижнего пласта - БУ₁₇¹⁻², его величина составляет 5,0 %. Максимальный объем геологических запасов газа отобран из пласта БУ₁₆¹⁻⁴, его величина – 20,2 %.

Разработка пластов ведется на режиме истощения. Начальное пластовое давление пласта БУ₁₆¹⁻⁴ составляет 32,8 МПа, пласта БУ₁₇¹⁻² – 33,3 МПа. По данным, замеров пластового давления по скважинам ООО «Севернефть-Уренгой», средняя величина пластового давления в 2013 году составила по пласту БУ₁₆¹⁻⁴ – 24,1 МПа, по пласту БУ₁₇¹⁻² – 23,9 МПа. Динамика пластового давления представлена на рисунке 3.1, 3.2.

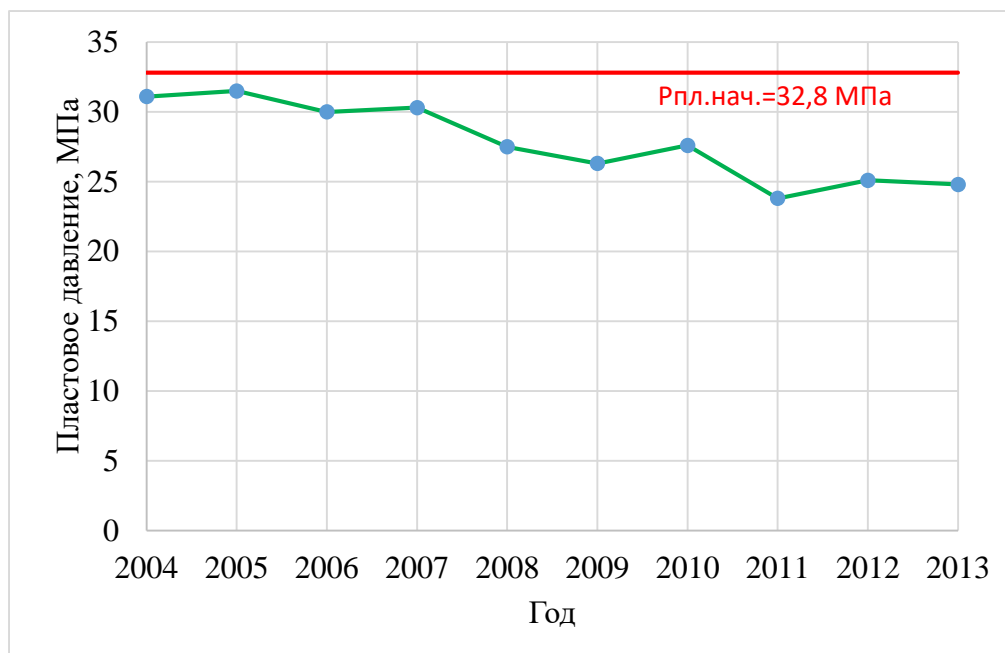


Рисунок 3.1 – Динамика пластового давления Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское месторождения пласта БУ₁₆¹⁻⁴

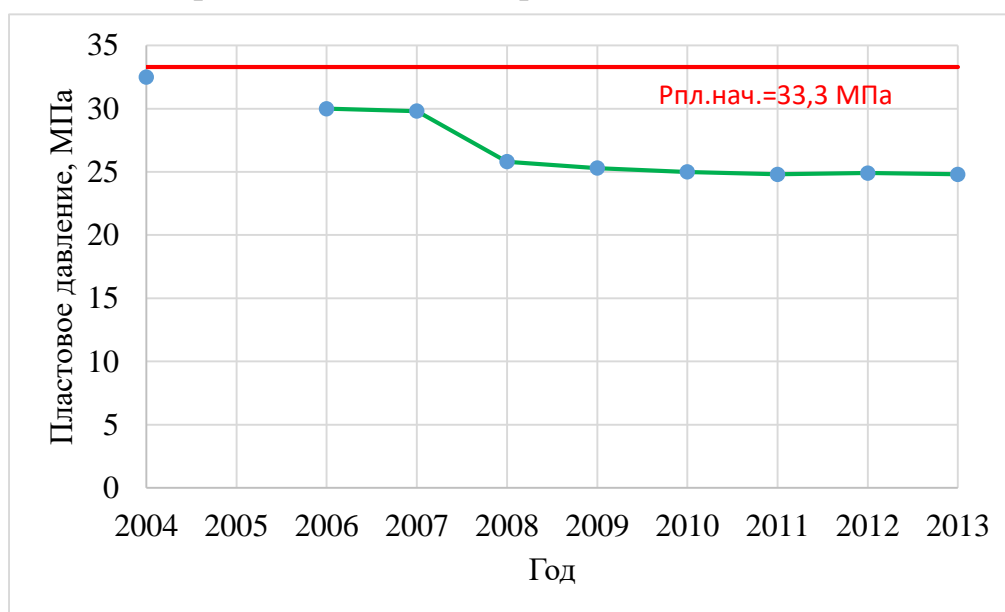


Рисунок 3.2 – Динамика пластового давления Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское месторождения пласта БУ₁₇¹⁻²

Как видно из представленных графиков, пластовое давление по залежи характеризуется трендом на понижение. Изменение давления происходит довольно равномерно. Небольшое увеличение пластового давления в 2005, 2007 и 2010 годах связано с вводом в разработку новых скважин, пластовое давление которых близко к первоначальному.

В среднем по пластам БУ₁₆¹⁻⁴ и БУ₁₇¹⁻² пластовое давление упало на 30 %

относительно первоначального. Однако, в связи с тем, что замеры текущего пластового давления имеются только по скважинам Западно-Ярояхинского ЛУ, судить о снижении пластового давления всей залежи можно лишь по косвенным признакам.

Объект II

Разработка объект II началась в апреле 2011 года вводом в эксплуатацию скв. № 409zjar на пласты БУ₁₇² и БУ₁₈¹⁻², а также приобщением пласта БУ₁₇² в скв. № 4092zjar, эксплуатирующейся до этого на пласт БУ₁₆¹⁻⁴.

Общий эксплуатационный фонд на сегодняшний день по объекту составляет четыре скважины, из них три совместные с объектом II. На долю объекта II ввиду малого срока эксплуатации и небольшого фонда скважин приходится всего 2,7 % от суммарной добычи газа и конденсата.

Геологические запасы газа по категории С₁+С₂ оценены в объеме 5780 млн. м³, из них 3455 млн. м³ отнесены к категории С₁. Величина запасов стабильного конденсата по категории С₁+С₂ оценивается в объеме 1204 тыс. т, из них 720 тыс. т отнесены к категории С₁.

Всего за период разработки на 01.01.2014 г. по объекту II было добыто 155,0 млн. м³ газа и 30,0 тыс. т конденсата. Отобрано 4,5 % геологических запасов газа категории С₁. Текущий КИК – 0,042. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил – 6,4 %.

В связи с непродолжительным периодом эксплуатации объект II проводить анализ энергетического состояния пока нецелесообразно, начальное давление пластов объекта II составляет 33,93-34,18 МПа.

Выработка запасов газа и конденсата по пластам осуществляется неравномерно, наиболее выработан пласт БУ₁₆¹⁻⁴ (20,2 % от начальных геологических запасов газа в пределах Западно-Ярояхинского ЛУ), отбор от НГЗ по остальным пластам составляет от 12,1 % до 0,9 %. Из вышесказанного можно сделать вывод, что Западно-Ярояхинский ЛУ находится на начальной стадии разработки.

За 2013 год добыто 902,9 млн. м³ газа и 168,3 тыс. т конденсата [3].

Динамика основных показателей разработки приведена на рисунке 3.3.

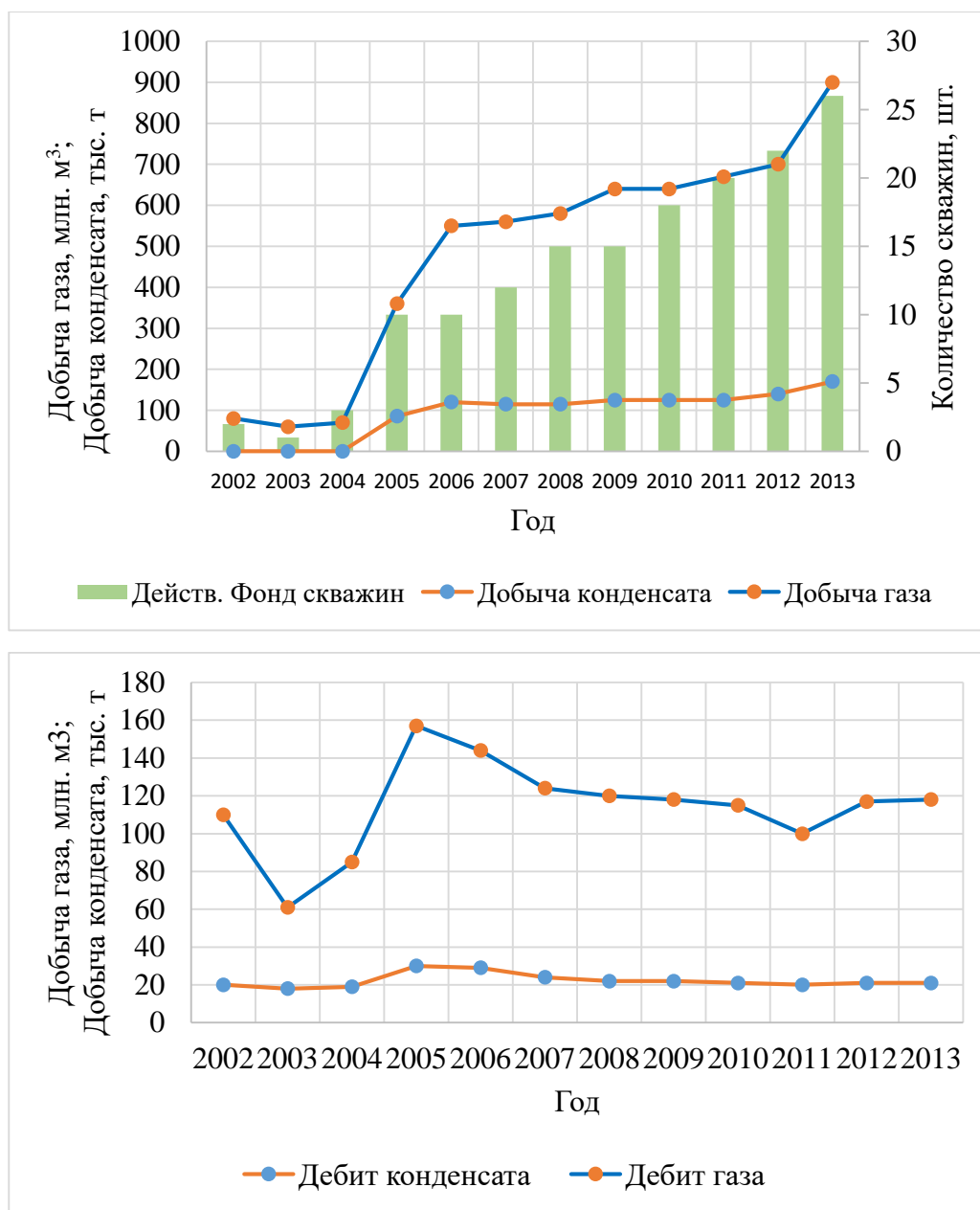


Рисунок 3.3 – Динамика основных показателей разработки Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения в пределах Западно-Яряхинского ЛУ

Основные технологические показатели разработки приведены в таблице

3.1

Таблица 3.1 – Основные технологические показатели разработки газоконденсатных залежей Западно-Яряхинского ЛУ на 01.01.2014 г. [1]

Основные показатели разработки	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	БУ ₁₇ ¹⁻²	БУ ₁₇ ²	БУ ₁₈ ¹⁻²	БУ ₁₈ ²
Год ввода в разработку залежи	2002	2005	2011	2011	2012
Максимальная добыча газа, млн. м ³	687.3	143.0	20.2	47.9	4.5
Год достижения максимальной добычи газа	2013	2013	2013	2013	2013
Годовая добыча газа, млн. м ³	687.3	143.0	20.2	47.9	4.5
Накопленная добыча газа, млн. м ³	4737	872	44	103	8
Начальные геологические запасы газа, млн. м ³	23493	17445	1770	849	836
Отбор от НГЗ газа, %	20.2	5.0	2.5	12.1	0.9
Остаточные геологические запасы газа, млн. м ³	18756	16573	1726	746	828
Темп отбора от геологических запасов газа, %	2.9	0.8	1.1	5.6	0.5
Текущий коэффициент извлечения газа (КИГ), д. ед.	0.202	0.050	0.025	0.121	0.010
Максимальная добыча конденсата, тыс. т	127.7	26.7	3.9	9.2	0.8
Год достижения максимальной добычи конденсата	2013	2013	2013	2013	2013
Годовая добыча конденсата, тыс. т	127.7	26.7	3.9	9.2	0.8
Накопленная добыча конденсата, тыс. т	923	168	9	19	2
Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	3180	2362	240	115	113
Отбор от НИЗ конденсата, %	29.0	7.1	3.7	16.5	1.8
Остаточные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	2257	2194	231	96	111
Темп отбора от НИЗ конденсата, %	4.0	1.1	1.6	8.0	0.7
Текущий коэффициент извлечения конденсата (КИК), д. ед.	0.189	0.046	0.024	0.107	0.011
Утвержденный КИК, д. ед.	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650
Начальные геологические запасы конденсата, тыс. т	4893	3634	369	177	174
Фонд добывающих скважин, шт.	25	13	3	3	1
Средний дебит газа, тыс. м ³ /сут	91.4	35.1	18.5	43.9	12.3
Средний дебит конденсата, т/сут	17.0	6.6	3.6	8.4	2.5

На 01.01.2014 г. разработка Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения в пределах Западно-Яряхинского ЛУ ведется с незначительными отклонениями от проектных решений.

Накопленные показатели проектного документа по добыче газа и конденсата опережают фактические на 10 %, фактическая годовая добыча газа и конденсата за 2013 год ниже прогнозной на 15 %, причина недобора заключается в отставании фактического действующего фонда скважин по сравнению с планируемым.

3.2 Состояние фонда скважин

По состоянию на 01.01.2013 года на Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском месторождении в пределах Западно-Ярояхинского лицензионного участка в эксплуатации находятся пять продуктивных пластов: БУ₁₆¹⁻⁴, БУ₁₇¹⁻², БУ₁₇², БУ₁₈¹⁻², БУ₁₈², выделенные в два объекта разработки. Все скважины пробурены в пределах газоконденсатной части пластов БУ₁₆¹⁻⁴, БУ₁₇², БУ₁₇¹⁻², БУ₁₈¹⁻², БУ₁₈². На нефтяную оторочку не пробурено ни одной скважины. На балансе числится 33 пробуренные газовые скважины, в том числе 26 – действующие, две – бездействующие, три – пьезометрические и две скважины находятся в освоении (рисунок 3.2)

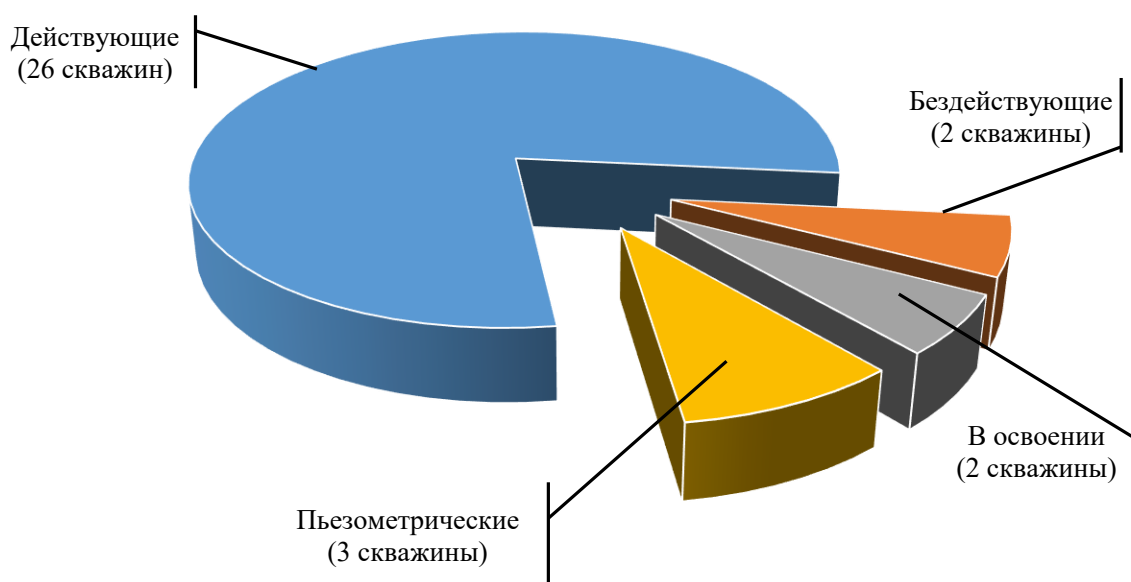


Рисунок 3.2 – Состояние фонда скважин Западно-Ярояхинского лицензионного участка

Все скважины, числящиеся в действующем добывающем фонде скважин пробуренных на Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском месторождении в пределах Западно-Ярояхинского лицензионного участка, эксплуатируются фонтанным способом. В настоящее время разработка газоконденсатной части Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения осуществляется на режиме использования только естественной энергии пласта.

По состоянию на 01.01.2013 года среднемесячный дебит газа по скважинам составил 120,58 тыс. м³/сут: минимальный дебит (22,88 тыс.м³/сут) – в скважине №2101, максимальный (223,06 тыс. м³/сут) – в скважине №2100.

С низкими среднегодовыми дебитами газа работают пять скважин (19 %) действующего фонда, дебит газа от 50 до 100 тыс. м³/сут имеют восемь скважин, 12 скважин эксплуатируются с дебитами от 100 до 200 тыс. м³/сут и одна скважина (№ 2102ses) с дебитом более 200 тыс. м³/сут

Фонд скважин работает с различными значениями дебитов воды. Самые большие проценты обводненности продукции получены в скважинах 401, 402, 413, находящиеся вблизи внутреннего контура ВНК. Проценты обводненности продукции в этих скважинах составили 70,1%,89,3% и 41,7% соответственно. Все эти скважины в настоящее время находятся в бездействии. Значения дебитов воды по остальным скважинам Восточно-Уренгойского + Северо-Есетинского месторождения не превышает 5,7 м³/сут.

В среднем по работающему фонду скважин на 01.01.2013г. процент обводненности составляет 8,9%. Половина фонда скважин работает с обводненностью продукции менее 8% и только одна скважина 4073 – с обводненностью 20,6%. Текущая накопленная добыча воды составила 99,206 тыс.м³.

За весь период разработки на Западно-Ярояхинском ЛУ месторождения в добыче газа и конденсата перебивало 30 скважин. Накопленная добыча газа на 01.01.2014 г. составила 5764,0 млн. м³, конденсата – 1121,0 тыс. т. В среднем на одну газовую скважину приходится 192,2 млн. м³ газа и 37,4 тыс. т конденсата.

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ГТМ

Анализ технологической эффективности геолого-технических мероприятий по интенсификации притоков и увеличения газоотдачи пластов проводился по эксплуатационным скважинам Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения. На данном месторождении применялись следующие геолого-технические мероприятия: для интенсификации притока газа – гидроперфорация, гидравлический разрыв пласта, метод переменных давлений, обработка призабойной зоны растворами соляной кислоты; для повышения газоотдачи пласта – гидравлический разрыв пласта.

4.1 Первичное вскрытие пласта перфорацией и освоение скважин

Первичные перфорации и освоение скважин Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения производились как под гидростатическим давлением раствора, так и на депрессии.

В 82 % случаев применялись корпусные перфораторы. Из корпусных перфораторов преимущество отдавалось таким моделям, которые срабатывали без образования в стволе осколков, чтобы избежать необходимости длительной промывки скважины и контрольного шаблонирования (94%). Перфорация проводилась в растворе ПАВ, конденсате, метаноле, среде соляной кислоты для очистки перфорируемых каналов и облегчения освоения скважин.

Для получения притока из 39 % скважин, после первичной перфорации, пришлось применять специальные технологии освоения:

- реперфорацию,
- гидроперфорацию,
- гидравлический разрыв пласта,
- метод переменных давлений (закачка и самоизлив в цистерну конденсата, метанола, растворов поверхностно-активных веществ),
- обработка призабойной зоны растворами соляной кислоты

Самой результативной технологией оказался гидравлический разрыв пластов - коэффициент успешности 80 %. Применение гидроперфорации на скважинах, подвергнутых перфорации без получения притока, происходило с коэффициентом успешности 100 %. Снижение уровня компрессором без применения других методов воздействия было unsuccessfulным.

Метод переменных давлений применялся обычно после отсутствия эффекта от использования технологии снижения уровня компрессором или замещения водного раствора на конденсат. Достижимый коэффициент успешности от МПД не превышал 66,6 %.

Основной причиной низкой эффективности большинства применявшихся технологий освоения скважин - глубокий кольматаж низкопроницаемых, заглинизированных коллекторов фильтрами полимерных буровых растворов на водной основе. При проходке коллекторов использовались водные растворы полимеров среднего молекулярного веса, проникающие глубоко в коллектор, с закреплением на поверхности глинистых минералов в стенках пор. Кроме того, водные растворы вызывали набухание глинистых минералов. Всё это приводило к глубокому кольматажу призабойной зоны бурящихся скважин. Эффективным способом освоения таких скважин было применение гидроперфорации.

Увеличение глубины пробивания так же решало проблему освоения закольматированной зоны. Однако применение перфораторов с большой глубиной вскрытия сопровождается значительным гидродинамическим ударом, что иногда приводит к охрупчиванию цементного камня за колонной с возникновением заколонных перетоков.

4.2 Гидроразрыв пласта

ГРП является наиболее востребованным в мире методом интенсификации и повышения углеводородоотдачи пластов, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне

дренирования скважины, но и при определенных условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабо дренируемые зоны и пропластки и достичь более высокой конечной углеводородоотдачи.

Основными критериями выбора скважин для проведения ГРП являются [5,6]:

- эффективная нефтенасыщенная толщина должна быть не менее 4 м;
- минимальная толщина глинистых разделов в кровле и подошве не менее 6м;
- отсутствие слома или смятия колонны;
- герметичность ствола;
- герметичность цементного кольца в интервале перфорации и на 20 м вверх и вниз от него;
- угол отклонения скважины от вертикали при входе в пласт менее 10° ;
- расстояние до линии нагнетания и ВНК более 400м;
- текущая обводненность – менее 60%.

Операции ГРП классифицируются по целям применения следующим образом [7]:

- обеспечение гидродинамической связи скважины с системой естественных трещин пласта и расширение зоны дренирования с расчлененными и неоднородными пластами для увеличения темпа отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличения охвата пласта воздействием;
- ввод в разработку низкопроницаемых залежей с потенциальной производительностью скважин в 2-3 раза ниже уровня рентабельной добычи и перевод забалансовых запасов в промышленные [7].

В период с 2004-2013гг. на Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском месторождении в пределах Западно-Ярояхинского ЛУ провели 24 операции ГРП на 17 скважинах [3].

Гидроразрывы пластов выполнялись силами компаний ОАО «Пурнефтеотдача», ОАО «Тарко-Салинская нефтегазоразведочная экспедиция по испытанию скважин», «САТКoneft», ЗАО «ТюмгазКамко Лтд», «Шлюмберже Лоджелко Инк».

Динамика годового объема выполнения операции ГРП годового объема выполнения операции ГРП приведена на рисунке 4.1.

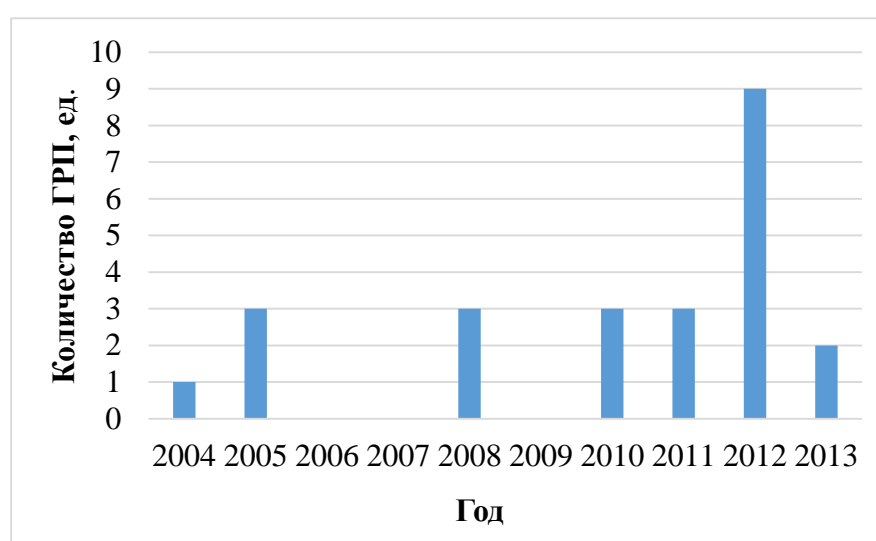


Рисунок 4.1 – Динамика проведения ГРП по годам

В 8 скважинах в связи с невозможностью освоения после перфорации методами многократной депрессии, при отсутствии притока, получении слабых или резко снижающихся притоков газоконденсата, гидроразрыв пласта проводился до ввода скважин в эксплуатацию.

Эффект от проведения мероприятий по интенсификации притока достигается за счет изменения продуктивности скважины. При проведении мероприятий по ГРП производится создание техногенной трещины в пласте, изменяющей гидродинамическую связь между пластом и скважиной, соответственно изменяя и продуктивность скважины. Поэтому наиболее достоверная оценка изменения продуктивности в результате проведения

мероприятий по ГРП и будет являться наиболее точной оценкой эффекта от проведения работ по интенсификации притока.

За период с начала разработки на 14 скважинах с ГРП выполнено 33 гидродинамических исследования (ГДИ).

В связи с тем, что исследования с достаточным качеством ГДИ до и после проведения ГРП отсутствуют, выполнение оценки прямого эффекта от проведения мероприятий по изменению продуктивности невозможно.

Для достоверной оценки эффекта от воздействия на пласт необходимо проведение полного комплекса ГДИС до и после проведения каждого ГТМ.

Одним из методов оценки изменения продуктивности скважины, а также определения продолжительности эффекта от проведения ГРП служит анализ динамики изменения технологических режимов работы скважин до и после ГРП по результатам проведения длительной эксплуатации скважин.

В нашем случае, когда более 40% гидроразрывов проведены в 2012 году, в большинстве случаев можно определить кратковременный эффект от ГРП, продолжительность же технологического эффекта определяется весьма приблизительно.

Оценка эффективности проведения ГРП проводится сравнением условного коэффициента продуктивности скважины (отношение дебита газа и создаваемой на пласт депрессии), вычисленного по данным замеров параметров технологических режимов работы скважины до и после проведения ГРП (рисунок 4.2). Определение продолжительности действия эффекта от выполнения ГРП возможно оценкой времени снижения значения коэффициента продуктивности до значения, определенного до ГРП [7].

Согласно исходным данным [3], представленным ООО «Севернефть-Уренгой», на скважинах эксплуатационного фонда ежемесячно осуществляется проведение замеров устьевых параметров (давления, температуры) и суммарной добычи продукции скважин на УКПГ. Таким образом, дебит скважины в процессе эксплуатации скважины не замеряется и является расчетным. Кроме того, определение значения забойного давления возможно

только с использованием методики расчета по данным параметров работающей скважины, которая имеет значительную погрешность расчета. Пластовое давление по скважинам использовалось по результатам годовых замеров в соответствующих скважинах, либо данные снимались с карты изобар.

Таким образом, оценка эффективности проведения ГРП по данным технологических режимов работы скважин является приближенной и достаточно условной.

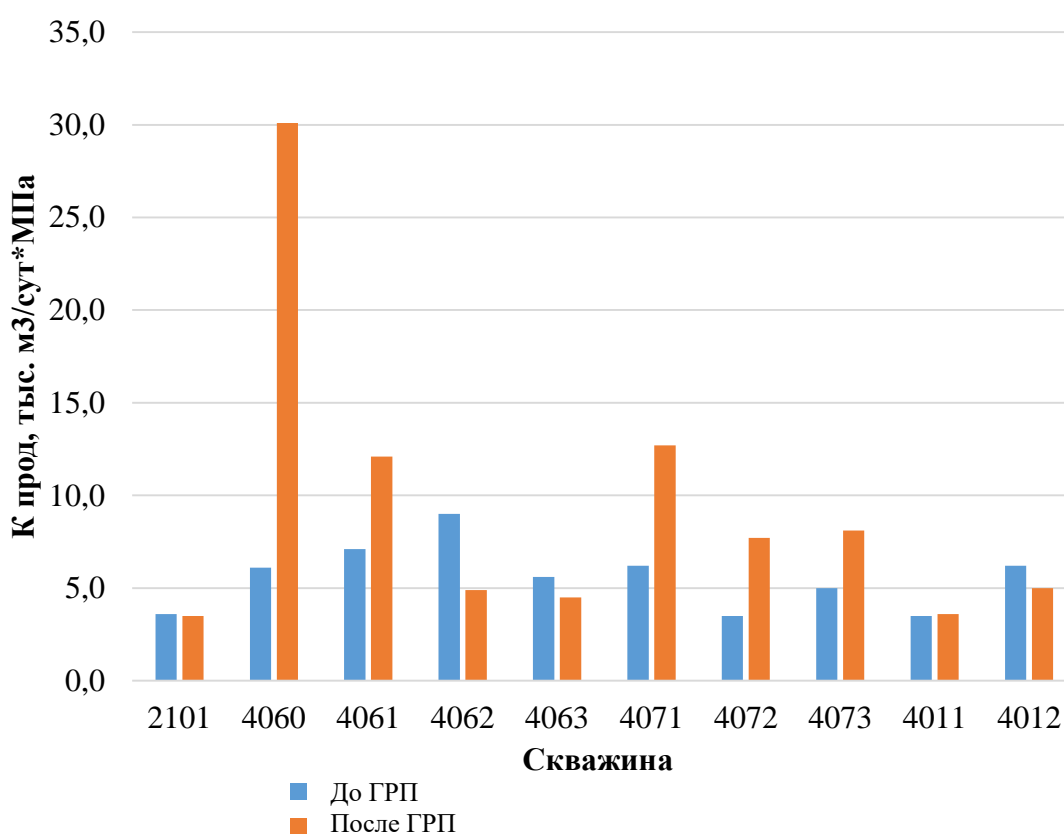


Рисунок 4.2 – Оценка изменения коэффициента продуктивности скважин в результате ГРП по данным технологических параметров скважин

Продуктивность по скважинам изменяется в диапазоне 3,5-9 тыс.м³/МПа·сут до ГРП и 3,5-30,1 тыс.м³/МПа·сут после проведения ГРП. Таким образом, кратность изменения условного коэффициента продуктивности составляет 0,5-5 раз при среднем значении 1,7.

По скважинам, освоить которые до применения технологии не удавалось, технологические эффекты оценивались как накопленная добыча

газа, продолжительность эффекта как общее время работы скважины.

Таким образом, эффективность проведенных на скважинах ГРП высокая, приблизительное время действия ГРП составляет 24 месяца (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Параметры скважин до и после ГРП [3]

Дата проведения	Пласт	Скв.	Интервал перфорации	V закаченного проппанта, т	Рабочие параметры скважины до проведения ГРП					Рабочие параметры скважины после проведения ГРП					доп. Q _г , млн. м ³	Т, мес	Примечание
					Р тр.	Р затр.	Т уст.	Q г., тыс м ³ /сут	Q г/к, т/сут	Р тр.	Р затр.	Т уст.	Q г., тыс м ³ /сут	Q г/к, т/сут			
01.03.2005	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	2100ses	3624-3637	27						192.0	217.0	43.0	286.0	51.6	643.2	94	
13.01.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	2101_4ses	3785-3800	20.5	72.0	124.0		23.7	4.4	67.0	103.0	24.0	33.4	6.2	н/о	12	
02.05.2010	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	2103ses	3375-3389	20.5						97.0	132.0	40.0	123.2	22.8	113.3	31	
16.03.2010	БУ ₁₈ ¹⁻²	2104ses	3950-3958	35.7						70.0	118.0	38.0	13.0	2.5			при испытании
20.08.2005	БУ ₁₉	406zjar	3630-3640	19.2						136.0	155.0	29.0	99.3	11.6			при испытании
25.07.2011	БУ ₁₇ ¹⁻²		3387-3393	31	74.0	92.0	25.0	66.9	13.0	137.0	164.0	38.0	55.2	10.6	28.3	17	
31.07.2011	БУ ₁₆ ¹⁻⁴		3322,5-3388	51						137.4	164.0	38.0	113.4	22.0	58.5	17	
29.02.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4011ses	3735-3758	21	из бездействия					62.0	0.0		15.6	3.0	0.2	2	не освоена
03.03.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4012zjar	3936-3944	40						94.0	144.0		139.7	27.2	35.5	10	
17.12.2004	БУ ₁₆ ²	4060ses	3757-3767	20						52.0	92.0	14.0	44.5	9.0			при испытании
10.09.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4061ses	3802-3811	40.5	78.9	95.0	19.8	65.1	12.0	88.4	120.0	29.4	68.7	12.7	н/о	3	
24.10.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4062ses	3705-3724	39.5	93.5	105.7	27.1	70.8	13.9	72.5	125.0	22.7	27.8	5.3			
03.10.2005	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4063ses	3485-3521	1	69.0	84.0	26.0	113.0	20.6								рост давления, отказ от ГРП
25.11.2011	БУ ₁₆ ¹⁻⁴		3438-3475	31.7	81.0	99.0	22.0	59.7	11.3	75.0	99.0	16.0	48.1	9.1			
16.08.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4071zjar	3516-3523	30.4	84.8	97.5	25.9	60.2	11.1	107.7	133.0	27.5	35.1	6.5	3.3	4	
01.08.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4072zjar	3357-3363	39.5	68.5	86.3	19.7	36.7	7.4	81.1	106.5	18.8	59.9	11.6	н/о	5	
11.08.2008	БУ ₁₇ ¹⁻²	4073zjar	3764-3773	9.3						96.0	127.0	26.0	124.3	23.3	94.3	44	
25.10.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴		3700-3705	20.5						82.0	117.0		49.0	9.1	2.0	2	
19.12.2008	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4074zjar	3445-3458	29						94.0	122.0	37.0	111.1	22.4	139.4	56	
08.06.2008	БУ ₁₇ ¹⁻²		3508-3520	14						94.0	122.0	37.0	47.6	9.6	61.3	56	
04.04.2012	БУ ₁₈ ²	4093zjar	3754-3764	20.6						125.0	148.0	29.2	23.9	4.5	3.0	8	
8.06.2012	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4060ses	3711-3727	24.5	78.5	92.8	17.9	33.5	6.3	83.2	112.6	24.3	54.8	9.9			
8.05.2013	БУ ₁₇ ¹⁻²	4133zjar	3675-3680	9.4	из освоения								23.1	4			
24.05.2013	БУ ₁₆ ¹⁻⁴	4133zjar	3610-3615	19,7	из освоения								53.8	9.4			

4.3 Увеличение производительности скважин кислотной обработкой

Солянокислотная обработка скважин – это воздействие соляной кислоты на материал пласта в результате которого увеличивается пористость и проницаемость. В основном продуктивные пласты состоят: либо из кремнезёмистого пласта, либо из песчаного (SiO₂), либо представлены известняками или доломитами (CaCO₃ – основной компонент). Так как с кремнеземом соляная кислота не реагирует - чисто в песчаных пластах она бесполезна. Тогда необходимо использовать HF. Соляная кислота хорошо реагирует с известняками.



При солянокислотной обработке скважину следует очищать от песка, грязи, парафина и т.п. Для очистки её стенок от цементной и глинистой корки, и продуктов коррозии на забой в скважину закачивают кислоту, выдерживают её без промывки (“кислотная ванна”), вымывают отреагированную кислоту вместе с продуктами реакции.

Лучший сорт кислоты – соляная синтетическая с добавками реагентов-ингибиторов: уникола ПБ-5 катапинов вида А и К для предупреждения коррозии металла; стабилизатора (уксусной кислоты) для предупреждения выпадения осадков железа из раствора; интенсификаторов для облегчения удаления продуктов взаимодействия кислоты с породой при освоении скважины.

Солянокислотную обработку в любом варианте применяют для обработки карбонатных пород. Если продуктивные горизонты сложены преимущественно песчаниками с глинистым цементом, применяют грязевую ванну (смесь плавиковой кислоты с соляной). Вначале, с целью удаления цементной и глинистой корки делают соляно-кислотную ванну. Затем для растворения в призабойной зоне карбонатов в скважину закачивают 10-15%-ный раствор соляной кислоты. После удаления продуктов реакции в пласт закачивают грязевую кислоту, выдерживают её до реагирования, очищают

забой от продуктов реакции и пускают скважину в работу.

Плавиковую кислоту следует закачивать в пласт с замедлителем, т.е. обеспечить избыток породы при недостатке кислоты за счет глубокого проникновения кислоты, а скорость реакции растворения имеет следующую последовательность $Fe_2O_3 > Al_2O_3 > CaO > MgO$ при нулевой растворимости SiO_2 , т.е. пока вся глина не прореагирует, песок в глинистой кислоте не растворится. Использование в качестве замедлителя хлорида алюминия оправдано при отсутствии других замедлителей (сульфитного щелока), т.к. хлорид алюминия уменьшает концентрацию глинокислоты за счет образования различных переходных соединений, которые способны реагировать с глиной. Для обеспечения успешности любых кислотных (HCl , HF) обработок применяют углеводородные растворители (нефть, конденсат). В основе этого приема - промывки скважины и призабойной зоны пласта - стремление предварительно очистить от углеводородных отложений каналы для проникновения кислоты в пласт.

Таким образом, в виду наличия в породе месторождения низкого содержания карбоната соляную кислоту следует использовать для первичной обработки. Повторные обработки рекомендуется проводить составами на основе плавиковой кислоты. Перед кислотными обработками следует обеспечить очистку призабойной зоны от АСПО.

На Западно-Ярояхинском участке при обработке призабойной зоны соляной кислотой достигнут коэффициент успешности не более 45 %.

4.4 Предотвращение гидратообразований

Также на газоконденсатных месторождениях серьезной проблемой является борьба с загидрачиванием скважин, в связи с обводнением продукции некоторых скважин.

В процессе эксплуатации скважин могут возникнуть условия, при которых идет образование кристаллогидратов. Гидраты уменьшают

эффективность сечений НКТ и шлейфов, а также в ряде случаев может произойти их полная закупорка и прекращение подачи углеводорода. Главным условием образования кристаллогидратов является наличие в потоке жидкой фазы. Вода в жидкой фазе может быть в потоке только в том случае, если газ полностью насыщен водяными парами, т.е. если относительная влажность газа равна единице. Зависимость максимально возможного содержания воды в газе от давления и температуры представлена на рисунке 4.3.

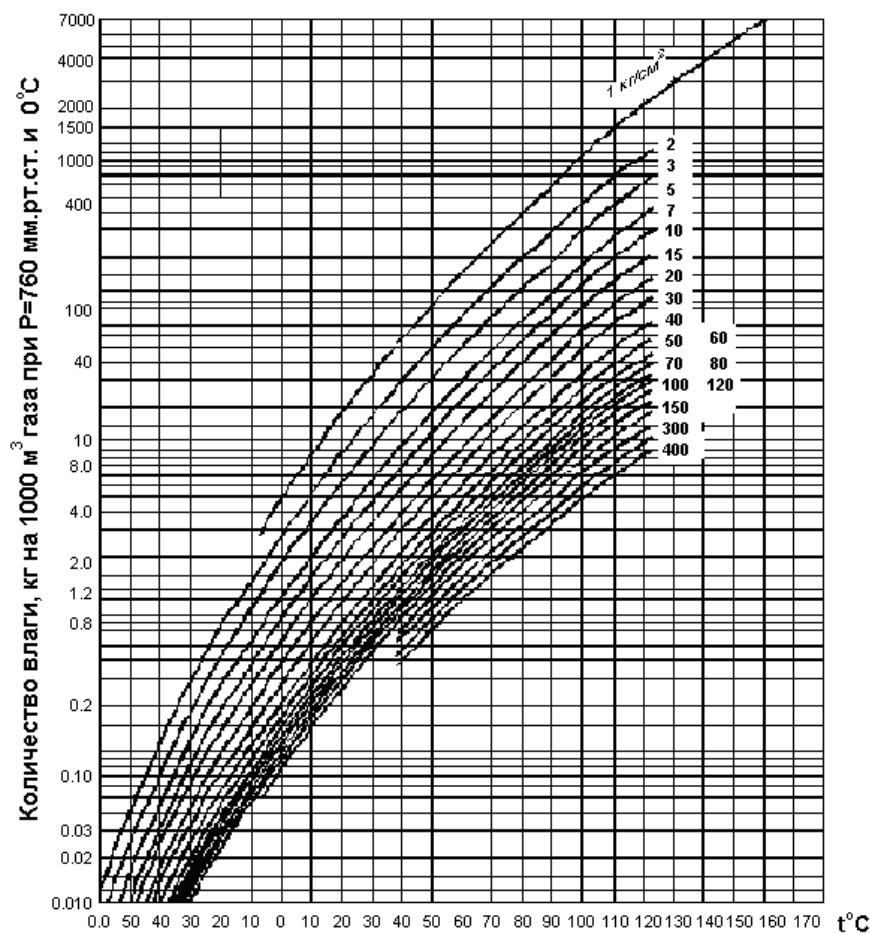


Рисунок 4.3 - Максимальное содержание водяных паров в газе в зависимости от давления и температуры

На рисунке 4.3 каждая кривая представляет собой геометрическое место точек росы газа в зависимости от содержания в газе воды при постоянном абсолютном давлении. В зоне, расположенной выше каждой кривой, свободная вода имеется, в зоне ниже кривой – отсутствует. Если в НКТ или шлейф поступает газ, содержание воды в котором таково, что по условиям транспорта (изменение давления и температуры) температура газа не снижается ниже

точки росы, то в НКТ не выпадает капельная влага и, следовательно, отсутствуют условия образования гидратов. Если точка росы газа выше температур, до которой может охладиться газ в трубе (практически газ может охладиться до температуры вечной мерзлоты), то будет происходить конденсация воды, если имеются условия гидратообразования.

Для предотвращения гидратообразований на Западно-Яряхинском лицензионном участке применяют метанольные обработки.

4.5 Предотвращение солеотложений

Интенсивное отложение солей в скважинах Восточно-Уренгойского + Северо-Есетинского месторождения Западно-Яряхинского лицензионного участка служит причиной снижения дебитов углеводородов. Дальнейшее неуправляемое развитие процесса приведет к выпадению солей в призабойной зоне добывающих скважин с ее кольматажем и отсечением скважин от пласта. К настоящему моменту времени сужение проходного отверстия в НКТ служит причиной прихватов глубинных исследовательских приборов в скважинах.

Результаты исследования солеотложения в НКТ скважины 4011 Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения Западно-Яряхинского лицензионного участка:

Представленный образец отложения солей в НКТ из скважины 4011 был подвергнут исследованию на энергодисперсионном рентгеновском спектрометре JED-2300.

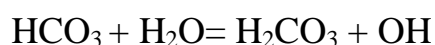
Полученный химический состав отложений приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Химический состав солеотложений

Содержание компонентов в весовых %					
MgO	CaO	SrO	CO ₂	BaO	Fe ₂ O ₃
2,54	50,4	2,3	41,71	0,86	1,41

Как можно видеть преобладающим компонентом является карбонат кальция, который в присутствии ионов стронция и ламинарном течении в НКТ, образовал длиннопризматические сростки кристаллов.

Причина образования солеотложения в НКТ – неустойчивость химического состава попутно добываемой воды. При снижении давления в НКТ происходит активное отложение солей карбонатов за счет разрушения ионов гидрокарбоната с выделением углекислого газа



Оценка устойчивости пластовой воды к осадкообразованию оценивалась по методике Стиффа-Дэвиса. Расчет показал, что пластовая жидкость нестабильна и при любом нарушении равновесия (например, снижение давления, опреснения воды и т.д.) произойдет выпадение карбонатов.

Технологии борьбы с солеотложением в скважинах:

1. Закачка высокоэффективных ингибиторов солеотложения:

- ОЭДФ цинка,
- НТФ кислоты,

Оксиэтилендифосфоновой кислоты не рекомендуется в связи с их большой стоимостью и необходимостью постоянной подачи дозаторным насосом в затрубное пространство скважин.

2. Для реализации процесса удаления солей в НКТ ультразвуковой обработкой, следует не реже чем раз в один месяц по НКТ спускать и поднимать работающий ультразвуковой излучатель выходной мощностью не менее 5 кВт (рисунок 4.4) на каротажном кабеле. Источник питания – генератор, устанавливается на каротажном подъемнике.

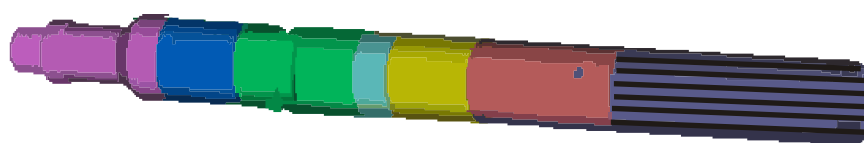


Рисунок 4.4 Ультразвуковой скважинный излучатель

Наиболее эффективной и экономически оправданной является технология предотвращения солеотложений с помощью магнитного индуктора. Для использования данной технологии в скважину на НКТ над воронкой следует установить магнитный индуктор.

4.6 Программа применения ГТМ на проектный период

На 01.01.2013 г. разработка Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения ведется с некоторыми отклонениями от проектных решений.

Несмотря на то, что накопленные показатели проекта по добыче газа и конденсата практически достигнуты, фактическая добыча газа и конденсата за 2013 год ниже прогнозной на 15 %, причина недобора заключается в отставании фактического фонда скважин, а также более низких показателей его эксплуатации по сравнению с проектными.

С целью достижения проектных уровней добычи углеводородов и обеспечения оптимальной эффективности системы разработки компанией «Севернефть-Уренгой» была разработана программа геолого-технических мероприятий. Программа была разработана с учетом экономической и технологической эффективности ГТМ для валанжинских залежей Уренгойского региона.

Для интенсификации добычи нефти, газа и конденсата и увеличения конечного КИГ и КИН на Западно-Ярояхинском ЛУ запланированы следующие виды геолого-технических мероприятий: гидроразрывы пласта, как на вновь пробуренных скважинах, так и повторные операции ГРП на существующем фонде газовых скважин, операции ЗБС и ЗБГС.

Программа геолого-технологических мероприятий представлена в таблице – 4.4.

Дополнительная добыча газа за проектный период от ГТМ составит – 4760 млн. м³;

Дополнительная добыча конденсата за проектный период от ГТМ составит – 1035 тыс. т.;

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

Таблица 4.4 – Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИК и интенсификации добычи газа, конденсата и прогноз их применения

Виды ГТМ	Годы разработки								Итого за прогнозный период	Всего
	Факт	Прогнозный период по проекту								
		2014	2015	2016	2017	2018-2031	2032	2033-2039		
1. ЗБС, ЗБГС										
ООО "Севернефть-Уренгой"										
а) кол-во проведенных (прогноз.) операций		2	3	2	2				9	9
б) доп. добыча газа, млн. м ³		35,0	160,7	218,5	230,8	3215,6	126,1	213,8	4200,5	4200,5
в) доп. добыча конденсата, тыс. т		6,3	28,4	41,4	44,0	490,1	24,1	44,9	679,2	679,2
2. ГРП										
ООО "Севернефть-Уренгой"										
а) ко-тво проведенных (прогноз.) операций	24			2	2				4	28
б) доп. добыча газа, млн. м ³	1210,6			27,3	79,3	253,1			359,7	1570,3
в) доп. добыча конденсата, тыс. т	225,6			10,9	29,6	90,2			130,7	356,3

Выводы и рекомендации:

1. Для устранения кольматажа призабойной зоны пласта допустимо применять малообъемный гидроразрыв пласта.

2. Для обеспечения высоких дебитов и уменьшения объемов эксплуатационного бурения рекомендуется строительство горизонтальных и пологих скважин.

4. Для очистки и повышения продуктивности призабойной зоны пласта допустимо применение кислотных обработок;

5. Для ликвидации мест прорыва газа в скважинах рекомендуется

применение технологий с использованием полиуретана. Перед установкой цементного кольца в за колонное пространство или в пласт закачивать полиуретан, что значительно повысит качество и надёжность выполненных ремонтно-изоляционных работ.

6. Для снижения обводнённости продукции на скважинах месторождения рекомендуется применять изолирующие материалы группы АКОР БН, так как при взаимодействии данных материалов с водой достигается наиболее длительный водоизолирующий эффект.

7. При изменениях режима работы скважин за гидрачивание следует предотвращать закачкой метанола. При стабильной работе скважины следует, по результатам исследования, определять безгидратный режим. Если безгидратный режим невозможен, для предотвращения гидратообразования можно установить в скважину греющий кабель.

5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГРП

Проводимое ГРП приходится на скв. 4060 с воздействием на пласт БУ₁₆¹⁻⁴ с использованием агрегата 4АН-700.

Исходные данные для расчета приведены ниже:

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Глубина скважины, м	Толщина пласта, м	Внутренний диаметр НКТ, м	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти, Па·с	Масса песка, т	Диаметр зерна, мм	Темп закачки, м ³ /с
3711,0	22,0	0,073	1000,0	0,3	24,5	1,1	0,0146

Проницаемость пласта: 8,2 мД.

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления: определение вида трещины и расчет ее размеров [8].

Для расчета забойного давления разрыва пласта рзав при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{завр}}{P_{zz}} - \left(\frac{P_{завр}}{P_{zz}} - 1\right)^3 = 5,25 \times \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \times \left(\frac{E}{P_{zz}}\right)^2 \times \frac{Q \times \mu_{жр}}{P_{zz}} \quad (5.1)$$

где P_{zz} – горизонтальная составляющая горного давления, МПа;

$$P_{zz} = P_{zg} \times \frac{\nu}{(1-\nu)}, \quad (5.2)$$

где ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,2-0,3$); P_{zg} – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{zg} = P_n \times g \times L_c \times 10^{-6} \quad (5.3)$$

P_n – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м³ ($P_n = 2600$ кг/м³); E – модуль упругости пород ($E = (1-2) \times 10^4$ МПа, Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата); $\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу:

$$P_{забр} = 10^{-2} \times K \times L_c, \quad (5.4)$$

где K – коэффициент, принимаемый равным (1,5-1,8) МПа/м. При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины:

$$P_y = P_{забр} - P_{жсп} \times g \times L_c + P_{тр}, \quad (5.5)$$

где $P_{жсп}$ – плотность жидкости с песком, кг/м³:

$$P_{жсп} = P_{жсп}^1 \times (1 - \beta_n) + P_n \times \beta_n, \quad (5.6)$$

где $P_{жсп}^1$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³, P_n – плотность песка, кг/м³ ($\rho_{п} = 2500$ кг/м³); β_n – объемная концентрация песка в смеси.

$$\beta_n = \frac{\frac{C_n}{P_n}}{\frac{C_n}{P_n} + 1}, \quad (5.7)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³ ($C_n = 250-300$ кг/м³).

Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{тр}^1 = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times P_{жсп}}{\pi^2 \times d_{вн}^5}, \quad (5.8)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (5.9)$$

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жсп}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жсп}}, \quad (5.10)$$

Где Q – темп закачки, м³/с; $\mu_{жсп}$ – вязкость жидкости с песком, Па с;

$$\mu_{жсп} = \mu_{жсп}^1 \times \exp(3,18 \times \beta_n), \quad (5.11)$$

где $\mu_{жсп}^1$ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя,

Па с.

Если $Re > 200$, то потери давления на трение по (5) увеличивают в 1,52 раза:

$$P_{mp}=1,52 \times P_{mp}^1 \quad (5.12)$$

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{mc}} + 1, \quad (5.13)$$

Где P_p – рабочее давление агрегата; Q_p – подача агрегата при данном P_p ; K_{mc} – коэффициент технического состояния агрегата ($K_{mc} = 0,5-0,8$).
Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ):

$$V_n = 0,785 \times d_{\text{вн}}^2 \times L_c \quad (5.14)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется по формулам:

Для горизонтальной трещины:

$$Q_{\text{minr}} \geq 10^{-3} \times \frac{\pi \times R_T \times \omega}{\mu_{\text{жр}}} \quad (5.15)$$

Для вертикальной трещины:

$$Q_{\text{minw}} \geq 10^{-3} \times \frac{h \times \omega_0}{\mu_{\text{жр}}}, \quad (5.16)$$

Где R_T радиус горизонтальной трещины, м; ω_0 – ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины, м; $\mu_{\text{жр}}$ – вязкость жидкости разрыва, Па с; h – толщина пласта, м.

В случае проведения разрыва пласта нефилтующейся жидкостью можно принять фактический темп закачки жидкости Q равным Q_{min} . При проведении разрыва фильтрующей жидкостью фактический темп закачки жидкости $Q > Q_{\text{min}}$.

Количество песка Q_n на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8-10 т. При концентрации песка в 1 м³ жидкости C_n объем жидкости:

$$V_{\text{жс}} = \frac{Q_n}{C_n} \quad (5.17)$$

Расчет: рассчитываем по (5.3) вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{\text{зв}} = 2600 \times 9,81 \times 3711 \times 10^{-6} = 94,65 \text{ МПа}$$

Принимая $\nu=0,3$, по формуле (5.2) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{\text{зв}} = \frac{94,65 \times 0,3}{1 - 0,3} = 40,57 \text{ МПа}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины. По формуле (5.1) рассчитываем забойное давление разрыва:

$$\frac{P_{\text{забр}}}{40,57} \times \left(\frac{P_{\text{забр}}}{40,57} - 1 \right)^3 = 5,25 \times \frac{(1 \times 10^{10})}{(1 - 0,3)^2} \times \frac{0,001}{(40,57 \times 10^6)} \times \frac{0,285}{40,57 \times 10^6} = 5,05 \times 10^{-5};$$

$$P_{\text{забр}} = 42 \text{ МПа}.$$

Рассчитаем по (5.7) β_n (принимая $C_n = 275 \text{ кг/м}^3$):

$$\beta_n = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{275}{2500} + 1} = 0,1.$$

Плотность жидкости с песком рассчитываем по (5.6):

$$P_{\text{жсп}} = 1000,0 \times (1 - 0,1) + 2500 \times 0,1 = 1148,65 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем по (5.11) вязкость жидкости с песком:

$$\mu_{\text{жсп}} = 0,3 \times \exp(3,18 \times 0,1) = 0,411 \text{ Па} \times \text{с}.$$

Число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{4 \times 0,01 \times 1148,65}{3,14 \times 0,073 \times 0,411} = 477.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{477} = 0,134.$$

Потери на трение рассчитываем по (5.8)

$$P_{\text{тр}}^I = \frac{8 \times 0,134 \times 0,01^2 \times 3711 \times 1148}{3,14^2 \times 0,073^5} = 20,08 \text{ МПа}.$$

Учитывая, что $\text{Re} = 477 > 200$, потери на трение составят:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \times 20,08 = 30,52 \text{ МПа}.$$

Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя:

$$P_y = 42,0 - 1148,65 \times 9,81 \times 3711 + 30,52 = 30,74 \text{ МПа}.$$

При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости $P_p = 29$ МПа, а $Q_p = 0,0146$ м³/с.

Необходимое число агрегатов:

$$N = \frac{30,74 \times 0,01}{29 \times 0,0146 \times 0,7} + 1 = 3.$$

Объем продавочной жидкости:

$$V_n = 0,785 \times 0,073^2 \times 3711 = 16,2 \text{ м}^3.$$

Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель):

$$V_{жс} = \frac{24500}{C_n} = 89,1 \text{ м}^3$$

Суммарное время работы одного агрегата 4АН-700 на IV скорости

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p} \text{ или } t = \frac{16,2 + 89,1}{0,0146} = 7212 \text{ или } 120 \text{ мин.}$$

В случае разрыва пласта нефилтрующей жидкостью:

Для трещины:

$$l = \sqrt{\frac{V_{жс} E}{5,6(1-\nu)^2 h(P_{забр} - P_{сг})}}$$

$$l = \sqrt{\frac{16,2 \times 1 \times 10^4}{5,6 \times (1 - 0,3^2) \times 22 \times (42,0 - 40,57)}} = 43,3 \text{ м.}$$

Раскрытость трещины

$$\omega_0 = 4(1-\nu^2)/(P_{забр} - P_{сг})/E$$

$$\omega_0 = \frac{4 \times (1 - 0,3^2) \times (42,0 - 40,57)}{1 \times 10^4} = 0,028 \text{ м} = 2,8 \text{ см}$$

Вычисляем относительную длину трещины:

$$l/r_k = 43,3/250 = 0,17 \text{ м.}$$

Находим проводимость трещины и пласта:

$$k_{mp}W/k_n h_n = \frac{100 \times 10^{-12} \times 0,028}{8,2 \times 22 \times 10^{-15}} = 15,5$$

.

По графику (рисунок 5.1) находим возможную степень увеличения дебита скважины

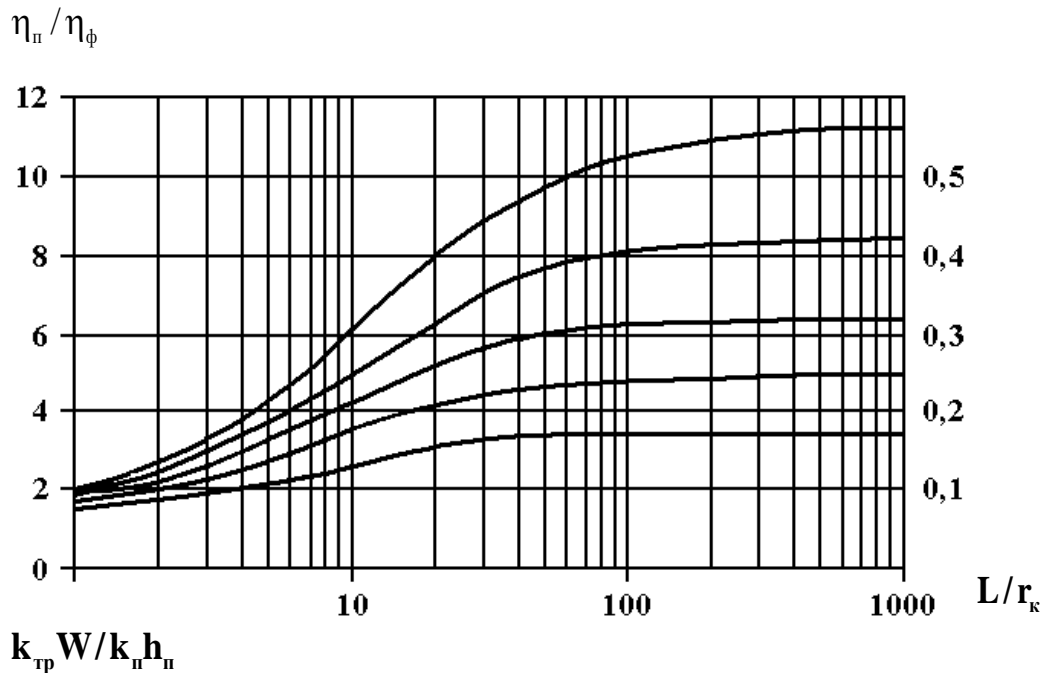


Рисунок 5.1 – График зависимости продуктивности ГРП от относительных величин

Таким образом, в результате проведения гидроразрыва в данной скважине образуется вертикальная трещина длиной 43,3 м. и шириной на стенке скважине 2,8 см.

Заключаем, что при проведении ГРП продуктивность может увеличиться в 3 раза. Фактическая эффективность может быть несколько ниже, так как при движении жидкости по трещинам, заполненным песком, наблюдается неучитываемые формулой небольшие потери напора.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения такого метода повышения газоотдачи, как гидроразрыв пласта (ГРП). 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 предлагаемого мероприятия, 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 предлагаемого мероприятия. 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.

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

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

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

$$\Delta Q = q_n \times N \times K_{\text{э}} \times T, \quad (6.1)$$

где q_n – расчетный прирост дебита газа одной скважины, м³/сут;

N – количество скважин, скв.;

K_9 – 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. Расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит:

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \cdot 15\%}{100\%}. \quad (6.2)$$

Соответственно годовая добыча газа с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв}, \quad (6.3)$$

где $\Delta Q_{обв}$ – ежегодные потери добычи газа на обводненность, тыс.м³.

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

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \times C, \quad (6.4)$$

где C – цена, руб./м³.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется

$$\Delta Z_{мек} = Z_{ГРП} + Z_{допт}, \quad (6.5)$$

где $Z_{ГРП}$ – стоимость проведения гидроразрыва пласта руб.;

$Z_{допт}$ – затраты на дополнительную добычу газа в году t , руб.

$$Z_{допт} = \Delta Q_t \times Z_{пер}, \quad (6.6)$$

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

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

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{мект}. \quad (6.7)$$

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

$$\Delta H_{нпр} = \frac{\Delta \Pi_t \cdot H}{100\%}, \quad (6.8)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

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

$$\Delta\PiДН_t = \Delta\Pi_t - \Delta H_{\text{нрл.}}. \quad (6.9)$$

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

$$\DeltaД\PiДН_t = \Delta\PiДН_t \cdot \alpha_t. \quad (6.10)$$

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}}, \quad (6.11)$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \DeltaД\PiДН_t. \quad (6.12)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{З_{\text{ГРП}}}. \quad (6.13)$$

6.1 Обоснование экономической эффективности ГРП

В 2012 на Западно-Яряхинского лицензионном участке, с целью увеличения коэффициента газоотдачи путём улучшения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной и удалённой зон провели гидроразрыв пласта на 7 скважинах, дебит газа которых колеблется от 23,7- 70,8 тыс. м³/сут. [3].

Продолжительность технологического эффекта - четыре года с 2012 по 2015, при условии, что скважины в 2012 году после проведения ГРП отработают 180 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП равен 15%.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,83.

Ежегодные потери на обводнённость по семи скважинам, на которых проводилось ГРП, составляет 1861,5 тыс. м³/год.

По отчетным данным предприятия цена реализуемого газа составляет 1940 руб./тыс.м³. Ставка налога на прибыль - 20%.

Условно-переменные затраты в себестоимости одной тыс. м³ газа - 474,37 руб./тыс.м³. Расчетный прирост дополнительной добычи газа на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 20 тыс. м³/сут.

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

6.2 Расчет экономических затрат на проведение ГРП

Согласно данным подрядной организации затраты на проведение ГРП для скважины месторождения и время выполнения работ составляют:

- транспортные расходы (переезд бригады) 46 000 руб.;
- стоимость работы одного часа бригады 4200 руб./час;
- время выполнения работ 264 часа
- стоимость пропанга 2 441 490 руб.

Затраты на производство работ (произведение времени выполнения работ на стоимость бригада*часа):

$$З=4200 \cdot 264=1\,108\,800 \text{ руб.}$$

Перфорация на скважине составит 111 000 руб.

Стоимость работ ГРП :

$$С=1\,108\,800+222\,228+46\,000+111\,000+2\,441\,490 =2\,930\,919 \text{ руб.}$$

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

6.3 Расчет экономического эффекта от проведения ГРП

1. Определим по формулам (6.1), (6.2) и (6.3) дополнительную добычу газа.

1.1 Дополнительная добыча за 2012 год составит:

$$\Delta Q_{2012} = 20 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 7 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 180 \text{ сут} = 20916 \text{ тыс. м}^3.$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим

$$\Delta Q_{2012}' = 20916 \text{ тыс. м}^3 - 1861,5 \text{ тыс. м}^3 = 19054,5 \text{ тыс. м}^3.$$

1.2 Дополнительная добыча за 2013 составит:

$$q_{н2013} = 20 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} - \frac{20 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot 15\%}{100\%} = 17 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут};$$

$$\Delta Q_{2013} = 17 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 7 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{ сут} = 36051 \text{ тыс. м}^3;$$

$$\Delta Q_{2013}' = 36051 \text{ тыс. м}^3 - 3208,5 \text{ тыс. м}^3 = 32842 \text{ тыс. м}^3.$$

1.3 Дополнительная добыча за 2014 составит:

$$q_{н2014} = 17 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} - \frac{17 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot 15\%}{100\%} = 14,45 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут};$$

$$\Delta Q_{2014} = 14,45 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 7 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{ сут} = 30643,4 \text{ тыс. м}^3;$$

$$\Delta Q_{2014}' = 30643,4 \text{ тыс. м}^3 - 2727,3 \text{ тыс. м}^3 = 27916,1 \text{ тыс. м}^3.$$

1.4 Дополнительная добыча за 2015 составит:

$$q_{н2015} = 14,45 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} - \frac{14,45 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot 15\%}{100\%} = 12,3 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут};$$

$$\Delta Q_{2015} = 12,3 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 7 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{ сут} = 26084 \text{ тыс. м}^3;$$

$$\Delta Q_{2015}' = 26084 \text{ тыс. м}^3 - 2321,5 \text{ тыс. м}^3 = 23762,5 \text{ тыс. м}^3.$$

2. Выручку от реализации дополнительно добытого газа найдем по формуле (6.4):

$$\Delta B_{2012} = 19054,5 \text{ тыс. м}^3 \cdot 1940 \text{ руб} / \text{ тыс. м}^3 = 36\,965\,730 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2013} = 32842 \text{тыс.м}^3 \cdot 1940 \text{руб/ тыс.м}^3 = 63\,713\,480 \text{руб};$$

$$\Delta B_{2014} = 27916,1 \text{тыс.м}^3 \cdot 1940 \text{руб/ тыс.м}^3 = 54\,157\,040 \text{руб};$$

$$\Delta B_{2015} = 23762 \text{тыс.м}^3 \cdot 1940 \text{руб/ тыс.м}^3 = 46\,098\,280 \text{руб}.$$

3. Текущие затраты определим по формулам (6.5) и (6.6):

$$\Delta Z_{\text{дон}2012} = 19054,5 \text{тыс.м}^3 \cdot 474,37 \text{руб/ тыс.м}^3 = 9038833 \text{руб};$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2012} = 2930919 \text{руб} \cdot 7 \text{скв} + 9038833 \text{руб} = 29555266 \text{руб};$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2013} = Z_{\text{дон}2013} = 32842 \text{тыс.м}^3 \cdot 474,37 \text{руб/ тыс.м}^3 = 15579259,5 \text{руб}$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2014} = Z_{\text{дон}2014} = 27916,1 \text{тыс.м}^3 \cdot 474,37 \text{руб/ тыс.м}^3 = 13242560,4 \text{руб}$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2015} = Z_{\text{дон}2015} = 23762,5 \text{тыс.м}^3 \cdot 474,37 \text{руб/ тыс.м}^3 = 11272217,1 \text{руб}.$$

4. Прирост прибыли от проводимого ГРП рассчитаем по формуле (6.7):

$$\Delta \Pi_{2012} = 36\,965\,730 \text{руб} - 29\,555\,266 \text{руб} = 7\,410\,464 \text{руб};$$

$$\Delta \Pi_{2013} = 63\,713\,480 \text{руб} - 15\,579\,259,5 \text{руб} = 48\,134\,220,5 \text{руб};$$

$$\Delta \Pi_{2014} = 54\,157\,040 \text{руб} - 13\,242\,560,4 \text{руб} = 40\,914\,479,6 \text{руб};$$

$$\Delta \Pi_{2015} = 46\,098\,280 \text{руб} - 11\,272\,217,1 \text{руб} = 34\,826\,062,9 \text{руб}.$$

5. Налог на дополнительную прибыль найдем по формуле (6.8):

$$\Delta H_{\text{np}2012} = \frac{7\,410\,464 \text{руб} \cdot 20\%}{100\%} = 1\,482\,092 \text{руб};$$

$$\Delta H_{\text{np}2013} = \frac{48\,134\,220,5 \text{руб} \cdot 20\%}{100\%} = 9\,626\,844,1 \text{руб};$$

$$\Delta H_{\text{np}2014} = \frac{40\,914\,479,6 \text{руб} \cdot 20\%}{100\%} = 8\,182\,895,8 \text{руб};$$

$$\Delta H_{\text{np}2015} = \frac{34\,826\,062,9 \text{руб} \cdot 20\%}{100\%} = 6\,965\,212,4 \text{руб}.$$

6. Прирост потока денежной наличности найдем по формуле (6.9):

$$\Delta \text{ПДН}_{2012} = 7\,410\,464 \text{руб} - 1\,482\,092 \text{руб} = 5\,928\,371 \text{руб};$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2013} = 48\,134\,220,5 \text{руб} - 9\,626\,844,1 \text{руб} = 38\,507\,376,4 \text{руб};$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2014} = 40\,914\,479,6 \text{руб} - 8\,182\,895,8 \text{руб} = 32\,731\,583,8 \text{руб};$$

$$\Delta\PiДН_{2015} = 348260629 \text{ руб} - 69652124 \text{ руб} = 278608505 \text{ руб}.$$

7. Находим коэффициент дисконтирования по формуле (6.11):

$$\alpha_{2012} = (1 + 0,1)^{2012-2012} = (1,1)^0 = 1;$$

$$\alpha_{2013} = (1 + 0,1)^{-(2013-2012)} = (1,1)^{-1} = 0,91;$$

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

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

8. Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле (6.10):

$$\Delta\PiДН_{2012} = 5928371 \text{ руб} \cdot 1 = 5928371 \text{ руб};$$

$$\Delta\PiДН_{2013} = 38507376 \text{ руб} \cdot 0,91 = 35041712 \text{ руб};$$

$$\Delta\PiДН_{2014} = 32731584 \text{ руб} \cdot 0,83 = 27167215 \text{ руб};$$

$$\Delta\PiДН_{2015} = 27860850 \text{ руб} \cdot 0,75 = 20895637 \text{ руб}.$$

9. Находим чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле (6.12):

$$\begin{aligned} ЧДД &= 5928371 \text{ руб} + 35041712 \text{ руб} + 27167215 \text{ руб} + \\ &+ 20895637 \text{ руб} = 89032935 \text{ руб} \end{aligned}$$

10. Определим индекс доходности по формуле (6.13):

$$ИД = \frac{89032935 \text{ руб}}{2930419 \text{ руб}} = 30,4 \text{ руб} / \text{ руб}.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта.

Показатель	Год			
	2012	2013	2014	2015
Количество ГРП, скв.	7	-	-	-
Дополнительная добыча газа, тыс. м ³	19 054,5	32 842	27 916,1	23 762,5
Выручка от реализации дополнительно добытого газа, млн. руб	37,0	63,7	54,2	46,1

Продолжение таблицы 6.1

Затраты на дополнительную добычу нефти, млн. руб	9,0	15,6	13,2	11,2
Затраты на ГРП, млн. руб	2,9	-	-	-
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, млн. руб	29,6	15,6	13,2	11,2
Прирост прибыли от проводимого мероприятия, млн. руб	7,4	48,1	41,0	34,9
Налог на дополнительную прибыль, млн. руб.	1,5	9,6	8,2	7,0
Прирост потока денежной наличности, млн. руб.	5,9	38,5	32,7	27,9
Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб	5,9	35,0	27,2	20,9
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД), млн. руб.	89,0			
Индекс доходности, руб/руб	30,4			

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

- дополнительная добыча газа по 7 скважинам с 2012 по 2015 составит 103 574 тыс. м³;
- накопленный поток денежной наличности за расчетные 4 года составит 200,1 млн рублей;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 89,0 млн рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 26,3 млн рублей;
- индекс доходности составляет 30,4 руб./руб.

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

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования в данной работе являются методы интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов. Область применения: газовое месторождение. Внедрение методов интенсификации добычи газа помогает увеличить темпы отбора и повысить конечную газоотдачу разрабатываемых залежей, что является одной из основных задач при разработке нефтяных и газовых месторождений.

7.1. Производственная безопасность

При выполнении работ по интенсификации притока и повышения газоотдачи пластов Восточно-Уренгойского месторождения 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»; [9] 2) СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ»; [18] 3) СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"[19]

7.1.1. 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 [11].

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

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

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

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

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

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

- *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 могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности [12] 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 [12].

- 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 [12].

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 [13].

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 7.1 Все мероприятий, связанные с интенсификацией притока входят в 3 группы в зависимости от деятельности и рабочего места.

Таблица 7.1– Предельно допустимые уровни звукового давления [13].

№ 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, управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории;	93	79	70	68	58	55	52	52	49	60

Продолжение таблицы 7.1

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

Нормы вибрационной нагрузки на оператора установлены для категорий вибрации и соответствующих им критериям оценки по таблице 7.1.1.2. Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» [14].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м·с ⁻²		дБ		м·с ⁻² ·10 ⁻²		дБ	
	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		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 [15].

- *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;

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- *повреждения в результате контакта с насекомыми;*

Из-за работ проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [21]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

7.1.2. 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 [16] 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 [17].

- *электрический ток*

На Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных 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 – $4 \times 1,5$.

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 [12].

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 [10].

7.2 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.

7.2.1 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.

7.2.2 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.

7.2.3 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.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы

- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

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

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 открытого 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 газовой 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.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское месторождение расположено в Пуртовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Севернефть-Уренгой» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [20], 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) [20].

7.4.2 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 данной выпускной квалификационной работе были проанализированы методы интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пласта на Восточно-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении пределах Западно-Ярояхинского лицензионного участка.

Данное месторождение отличается очень сложным строением, которое выражается в невыдержанности по площади и по разрезу песчано-алевролитовых пропластков. Песчано-алевролитовые отложения пластов имеют линзовидное строение, при котором участки развития коллекторов чередуются с зонами глинизации пласта или замещения коллекторов непроницаемыми породами.

На начальном этапе разработки месторождения при бурении использовались водные растворы полимеров среднего молекулярного веса, проникающие глубоко в коллектор, с закреплением на поверхности глинистых минералов в стенках пор, это вызывало глубокий кольматаж низкопроницаемых, заглинизированных коллекторов. Также водные растворы вызывали набухание глинистых минералов. Всё это только ухудшало фильтрационные свойства и так низкопроницаемых коллекторов. По этой причине для получения притока из 39 % скважин, после первичной перфорации, пришлось применять специальные технологии освоения, из которых наиболее эффективным оказался гидравлический разрыв пласта.

В качестве метода повышения газоотдачи также хорошо себя зарекомендовал ГРП, который позволяет значительно повысить дебит скважин за счет создания дополнительных трещин в пласте и вовлечения в разработку удаленных зон, не затронутых ранее. Однако, и данный метод может оказаться неэффективным в случае неправильного планирования операции и недостаточном изучении пластовых условий скважины. С 2004 – 2013 на данном лицензионном участке провели 24 операции ГРП, что позволило добыть значительное количество газа.

Также на газоконденсатных месторождениях серьезной проблемой является борьба с загидрачиванием скважин, в связи с обводнением продукции некоторых скважин. Гидраты уменьшают эффективность сечений НКТ и шлейфов, а также в ряде случаев может произойти их полная закупорка и прекращение подачи углеводорода. Для предотвращения гидратообразований на Западно-Яряхинском лицензионном участке применяют метанольные обработки.

Проанализировав применяемые методы интенсификации притока газа на Восточно-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении в пределах Западно-Яряхинского лицензионного участка, можно сделать следующий вывод, что гидроразрыв пласта является одним из самых эффективных методов увеличения газоотдачи. Причем эффективность гидроразрыва пласта высока как при использовании его в качестве метода интенсификации притока газа, после первичной перфорации, так и при использовании в качестве метода повышения газоотдачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. Дополнение к технологической схеме ОПР Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождения Западно-Яряхинского лицензионного участка, ОАО «СибНАЦ», Тюмень, 2010 г.
4. «Пересчет запасов нефти, свободного газа и конденсата залежей неокома (пласты группы БУ₁₄ - БУ₁₉^с) Восточно-Уренгойского+Северо-Есетинского месторождений по состоянию на 01.01.2011 г.», ОАО «СибНАЦ», Тюмень, 2012 г.
5. Зинченко И.А., Кирсанов С.А.(Ямбурггаздобыча), Юшков Ю.Ф.(ТюменНИИгипрогаз) Интенсификация притока посредством ГРП на газоконденсатных скважинах Ямбургского месторождения- Газовая промышленность N10, 2004г, с.35-40.
6. Технологический регламент на производство работ по гидравлическому разрыву пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». ОАО СургутНИПИнефть. 2005.
7. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
8. Мищенко И.Т.Расчеты в добыче нефти и газа. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008.
9. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;
10. "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. N 101

11. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
12. 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.
13. 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"
. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»
16. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
17. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ»;
19. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"
20. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г.
21. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"