

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНО)

УДК 622.279.8-047.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Артемьев Александр Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	К.Х.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018 г.

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Артемьев Александр Евгеньевич

Тема работы:

Эффективность мероприятий по увеличению добычи газа и конденсата на примере Ямбургского месторождения (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и геофизической информации по Ямбургскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно – исследовательских работ, фондовая и периодическая литература
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Проектирование зарезки боковых стволов; Методы очистки забоя скважин от скопившейся жидкости; Использование двухрядного концентрического лифта для эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность.
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна

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

Использование системы концентрических лифтовых колонн для добычи газа и конденсата
Исследование динамики изменения рабочих параметров в стволе скважины при выводе на режим посредством отжига с целью очистки призабойной зоны
Технология бурения бокового ствола скважины
Использование аналитических решений для расчета эффективности газодобычи при проведении зарезки боковых стволов скважины
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.02.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Артемьев Александр Евгеньевич		18.02.2018

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Артемьев Александр Евгеньевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отдел</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на проведение мероприятий по зарезке боковых стволов на Ямбургском газоконденсатном месторождении (ЯНАО)
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<p>Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья от 18.05.2016;</p> <p>Документация о запросе предложений №193-УБ/2012/3 по восстановлению скважин зарезкой боковых стволов на Ямбургском НГКМ;</p> <p>Техническое задание к компаниям, привлекаемым к работам по бурению боковых стволов на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» в 2013 г;</p> <p>Приложение №3 АНК «Башнефть» о расчете стоимости реконструкции скважины;</p> <p>Технические требования к компаниям, привлекаемым к работам по зарезке боковых стволов на месторождениях ООО «РН-Северная нефть»</p> <p>Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья (ЦКР Роснефть от 01.01.2014);</p> <p>Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР СТО Газпром РД 1.12-096-2004;</p> <p>НК РФ 117 ФЗ ст. 261 «Расходы на освоение природных ресурсов»</p>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования	Налоговый кодекс РФ

и кредитования	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности проведения резки боковых стволов на Ямбургском газоконденсатном месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление плана проекта резки боковых стволов с учетом необходимых эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка наиболее подходящих подрядных организаций для проведения ЗБС, стоимостная оценка аренды оборудования. Общий расчет бюджета по стоимости проведения ЗБС
<b>Перечень графического материала:</b>	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	Кандидат химических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Артемьев Александр Евгеньевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Артемьеву Александру Евгеньевичу

<b>Институт</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (рабочая зона, алгоритм, методика, материал)	Кустовые площадки промысла на которых ведется эксплуатация месторождения с использованием специальных приборов и оборудования
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b>	1.1 Анализ вредных факторов производственной среды. 1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.
<b>2. Экологическая безопасность</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Мероприятия по охране атмосферного воздуха</li> <li>• Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод</li> <li>• Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – коррозионные отказы трубопроводов, комплекса мер по обеспечению безопасности
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве</li> </ul>

	<p>инженерно-геологических изысканий);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> </ul>
--	---

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	Кандидат химических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Артемьев Александр Евгеньевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 страниц, 15 рисунков, 18 таблиц, 15 источников.

Ключевые слова: Ямбургское газоконденсатное месторождение, концентрическая лифтовая колонна, продувка скважин, зарезка боковых стволов, промысловые исследования.

В качестве объекта, по которому проводится исследования выбрано Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Ямало-Ненецком автономном округе и являющееся в настоящее время одним из самых крупных по запасам природного газа и газового конденсата.

Цель исследования: анализ методов увеличения добычи газа и газового конденсата.

Задача исследования заключается в анализе существующих методов, которые применяются или могут применяться на месторождении, в аналитическом решении и прогноза мероприятий по увеличению добычи газа и газового конденсата.

В процессе исследования был рассмотрен метод зарезки боковых стволов, использование системы концентрических лифтовых колонн и исследование динамики изменения рабочих параметров в стволе скважины при выводе на режим посредством отжига.

В результате исследования выявлено экономическое преимущество метода зарезки боковых стволов.

Фактический материал: В основу исследования взяты материалы, полученные в результате газоконденсатных и геологических исследований скважин. Использовались публикации по вопросам применения технологии эксплуатации скважин по концентрической лифтовой колонне.



## **Обозначения и сокращения**

**ГВК** – Газоводяной контакт

**ПЗП** – Призабойная зона пласта

**НГКМ** – Нефтегазоконденсатное месторождение

**ПАВ** – Поверхностно-активные вещества

**ЦЛК** – Центральная лифтовая колонна

**ОЛК** – Основная лифтовая колонна

**КЛК** – Концентрическая лифтовая колонна

**БДТ** – Безмуфтовая длинномерная труба

**МКП** – Межколонное пространство

**ДКС** – Дожимная компрессорная станция

**УППГ** – Установка предварительной подготовки газа

**ГФУ** – Горизонтальная факельная установка

**НКТ** – Насосно-компрессорные трубы

**НУП** – Низкие устьевые параметры

**ЛБТ** – Легкосплавная буровая труба

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. Использование системы концентрических лифтовых колонн для добычи газа и газового конденсата .....	14
2. Исследование динамики изменения рабочих параметров в стволе скважины при выводе на режим посредством отжига с целью очистки призабойной зоны 21	
3. Технология бурения бокового ствола скважины.....	27
3.1. Техника и технология зарезки боковых стволов.....	27
3.1.1. Вырезание окна в эксплуатационной колонне с помощью клина - отклонителя и забуривание бокового направленного ствола .....	27
3.1.2. Вырезание сплошного участка в эксплуатационной колонне и забуривание бокового направленного ствола.....	30
3.2. Цементирование обсадных колонн. Выбор тампонажных материалов..	33
4. Использование аналитических решений для расчета эффективности газодобычи при проведении зарезки боковых стволов скважины .....	35
4.1. Модель Joshi.....	36
4.2. Модель Furgui .....	37
4.3. Модель Babu& Odeh.....	39
4.4. Аналитический расчет продуктивности газоконденсатной скважины по приведенным моделям притока на примере Ямбургского месторождения ....	43
4.4.1. Расчет дебита газоконденсата по модели Babu& Odeh.....	45
4.4.2. Расчет дебита газоконденсата по модели Joshi.....	47
4.4.3. Расчет дебита газоконденсата по модели Furgui .....	47
4.5. Идентификация аналитических решений на реальную модель пласта ..	48
4.6. Анализ эффективности зарезки бокового ствола после проведения данного мероприятия на одной из скважин Ямбургского месторождения.....	49
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	53
5.1. Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС .....	53
5.2. Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	54

5.3. Расчет амортизационных отчислений .....	55
5.4. Затраты на материалы .....	56
5.5. Расчет заработной платы .....	56
5.6. Отчисления во внебюджетные фонды .....	57
5.7. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта .....	58
6. Социальная ответственность .....	60
6.1 Производственная безопасность.....	60
6.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды.....	61
6.1.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению .....	65
6.2 Экологическая безопасность.....	69
6.3 Защита в чрезвычайных ситуациях .....	71
6.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	74
Список используемых источников.....	75

## ВВЕДЕНИЕ

В данное время по результатам анализа эксплуатационного фонда газоконденсатных скважин становятся актуальными такие проблемы, как рентабельность и эффективность добычи углеводородов. Постепенный подъем газовой воды (ГВК) и подтягивание конусов пластовой воды к нижним интервалам перфорации приводит к обводнению скважин. Форсированный режим отбора и эксплуатации скважин приводит к разрушению пласта-коллектора в следствии чего образуются песчаные пробки в призабойной зоне пласта (далее ПЗП), что приводит к снижению продуктивности скважин, особенно при наличии жидкости на забое. Оба вышеупомянутых фактора, а также уменьшение упругой энергии пласта приводит к такому эффекту, как «самозадавливание» скважин по причине малой скорости потока в лифтовой колонне для подъема скапливающейся воды на устье.

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение было выбрано в качестве объекта по которому проводятся исследования, оно расположено в Ямало-Ненецком автономном округе и является в данное время одним из самых крупных по запасам газового конденсата и природного газа.

Научный интерес к изучаемому объекту вызван тем, что помимо добычи природного газа добывается крупный объем попутного газового конденсата неоконских отложений с глубины 2800-3200 м, что осложняется добычей в условиях гидратного режима работы скважин.

Актуальность данной темы исследования определяется в вышеуказанных условиях и заключается в оценке существующих мероприятий на месторождении по увеличению добываемого газа из скважин длительного срока эксплуатации, их экономической эффективности, а также разработка новых методов, направленных на оптимизацию и восстановление скважин, находящихся в простое и не удовлетворяющих нижнему пределу рентабельности.

Цель исследования: на основе полученных результатов исследования сделать вывод о будущем использовании описанных методов и их эффективности на месторождении в условиях добычи валанжинского газа и неокомских отложений.

Задача исследования заключается в анализе имеющихся методов, которые могут применяться или применяются на месторождении, в аналитическом решении и подборе модели для более точной оценки и прогноза мероприятий по увеличению добычи газа и газового конденсата.

Фактический материал: в основу данных исследований были взяты материалы, полученные в результате газоконденсатных и геологических исследований скважин на различных режимах работы на диафрагменный измеритель критических течений с установкой шайб различных диаметров. Данные геофизических исследований о толщинах формации скважин, основных показателей фильтрационно-емкостных характеристик. Использовались публикации по вопросам применения технологии эксплуатации скважин по концентрической лифтовой колонне (Медвежье месторождение, ЯНАО)

## **1. Использование системы концентрических лифтовых колонн для добычи газа и газового конденсата**

В процессе эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений возникают осложнения, вызванные скоплениями воды на забое и разрушением призабойной зоны. В результате снижаются рабочие дебиты скважин.

Для добычи газа из крупнейших газовых месторождений России – Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и другие, расположенных в районах Крайнего Севера, применяют скважины, оборудованные лифтовыми колоннами из труб больших диаметров. На сегодняшний день из таких скважин добывается основное количество газа в России.

В ходе анализа режимов работы сеноманских скважин Ямбургского, Уренгойского и Медвежьего НГКМ выявлены характерные факторы, осложняющие эксплуатацию скважин и снижающие добычу газа. В основном они обусловлены следующими причинами:

1. обводнение скважин пластовой водой вследствие постепенного подъема газоводяного контакта (ГВК), подтягивания конусов пластовой воды к нижним интервалам перфорации;

2. разрушение пласта-коллектора, в результате чего происходит образование песчаных пробок в призабойной зоне пласта (ПЗП), приводящих к снижению продуктивности скважин, особенно при наличии жидкости на забое.

Накопление жидкости обусловлено двумя факторами: конденсацией воды в стволе скважины, а также подтягиванием подошвенных вод, в том числе и по причине негерметичности заколонного цементного камня. Необходимо отметить, что, согласно результатам гидрохимического анализа, жидкость в скважинах Медвежьего месторождения относится преимущественно к конденсационной воде (81 % от общего количества исследований).

На основании результатов проведенных ранее промысловых исследований газовых скважин выявлено, что следствием обводнения

призабойной зоны пласта конденсационными водами являются размыв порового цемента, вынос пластового песка и образование отдельных каналов повышенной проводимости. При этом на забое происходит образование песчаных пробок, которые находятся на забое в псевдосжиженном состоянии. Постепенно накапливаясь, песчано-жидкостная пробка перекрывает интервал перфорации, что существенно влияет на снижение дебита скважины [1].

На газовых месторождениях России для поддержания устойчивой работы скважин, в стволах которых скапливается жидкость, массово используются следующие геолого-технические мероприятия:

1. технологические продувки скважин через факельную линию для периодического удаления скопившейся воды;
2. использование жидких и твердых вспенивающих ПАВов;
3. замена труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра для увеличения скорости потока газа.

**Технологические продувки** наиболее широко используются для удаления жидкости из скважин сеноманских залежей, сопровождаются большими потерями газа в атмосферу. При этом депрессии во время продувок значительно возрастают и зачастую приводят к разрушению призабойной зоны, выносу песка и абразивному износу оборудования.

**Вспенивающие ПАВ** позволяют существенно уменьшить потери газа на технологические продувки скважин, а в некоторых ситуациях – исключить их полностью. Технологические продувки со вспенивающими ПАВ или без них не обеспечивают полного удаления воды из скважины.

Одним из наиболее традиционных методов удаления конденсационной воды из скважины является установка лифтовых колонн меньшего диаметра. Однако у этого метода имеются существенные недостатки [2]:

- 1) после замены лифтовой колонны приходится ограничивать дебит, во избежание больших потерь давления в стволе скважины на трение;

2) проведение современной замены лифтовых колонн сразу в нескольких скважинах может оказаться проблематичным;

3) выполнение капитального ремонта или реконструкции скважины для замены лифтовых труб является дорогостоящим мероприятием и дает только временный результат.

Устранить все вышеперечисленные недостатки возможно посредством технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК), в которой газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока [3]. Поток газа поднимается по каналам, образованным двумя колоннами труб – центральной лифтовой колонной (ЦЛК) и основной лифтовой колонной (ОЛК), концентрически размещенными одна в другой и сообщающимися в нижней части между собой. Скважина эксплуатируется одновременно по ЦЛК и ОЛК. После подъема газа к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор. За счет меньшего диаметра ЦЛК и управления режимом работы скважины специальным контроллером, позволяющим выявить начало самозадавливания, происходит увеличение отбора по ЦЛК и, соответственно, вынос жидкости. После очистки забоя вновь происходит увеличение отбора по ОЛК (рис. 1). Предлагаемая технология позволяет свести к минимуму потери в добыче газа.

Для осуществления минимально-возможного рабочего дебита по технологии КЛК необходимо обеспечить дебит по ЦЛК на 10-20 % выше дебита, необходимого для удаления жидкости. При изменяющемся давлении в газосборном коллекторе поддержание заданного значения дебита может осуществляться путем непрерывного контроля дебита на пути потока газа из ЦЛК и изменения отбора газа из ОЛК. Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам может осуществляться только с помощью автоматизированного комплекса. Это связано со значительными колебаниями давления газа в шлейфе в течение суток.



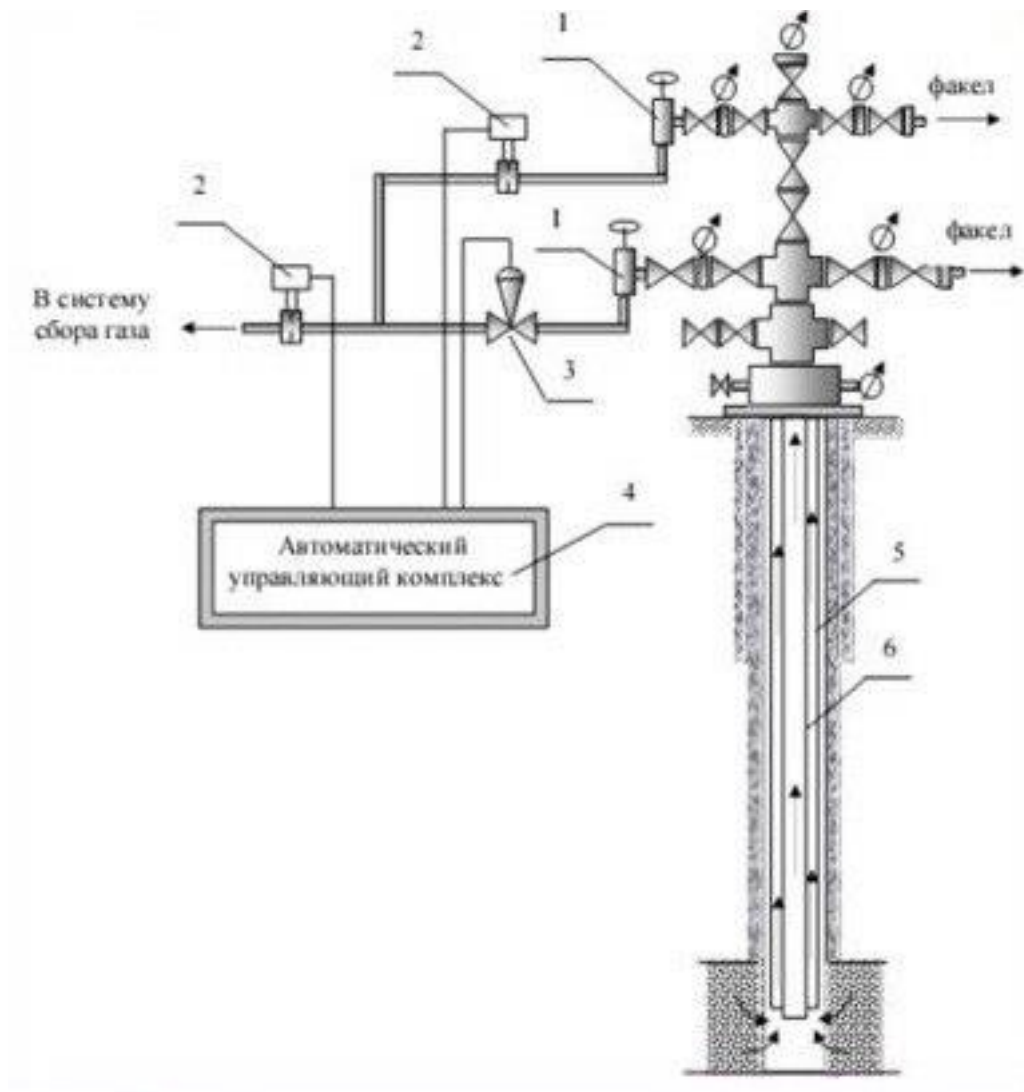


Рисунок 1 – Технологическая схема системы концентрических лифтовых колонн

- 1 – регулируемое дроссельное устройство; 2 – расходомерное устройство;  
 3 – регулирующий клапан; 4 – автоматический управляющий комплекс;  
 5 – основная лифтовая колонна; 6 – центральная лифтовая колонна

Во избежание снижения продуктивных характеристик при проведении работ по переоборудованию скважин под КЛК в условиях низких пластовых давлений наиболее оптимальным является применение технологии спуска ЦЛК без глушения скважины. В этом случае рекомендуется использовать в качестве ЦЛК безмуфтовую длинномерную трубу (БДТ).

Перед переоборудованием скважины для эксплуатации концентрическими лифтовыми колоннами рекомендуется оснастить скважину системами телеметрии для получения наиболее достоверной геолого-технической информации.

Полезным инструментом для анализа возможности применения и расчета системы КЛК является метод узлового анализа [2,4]. В этом методе вся скважинная система подразделяется на две подсистемы, соединенные в, так называемой, узловой точке, которую обычно располагают на уровне середины интервала перфорации. Таким образом, эти подсистемы характеризуют приток газа из пласта и его отток через лифтовые трубы к устью скважины. Для каждой подсистемы строятся две независимые кривые в координатах «давление – дебит». Причем место пересечения кривых притока и оттока соответствует прогнозируемой рабочей точке, в которой дебит и давление для двух независимых систем равны.

По мере истощения пластового давления и снижения дебита кривая притока в скважину смещается в сторону меньших значений. Кривая оттока, или характеристическая кривая лифтовой колонны, характеризует зависимость дебита скважины от трубного динамического забойного давления, равного сумме потерь давления в лифтовой колонне и устьевого давления.

Необходимо учесть тот факт, что характеристическая кривая лифтовой колонны проходит через минимум, который характеризует начало процесса самозадавливания скважины. Справа от минимума давления в НКТ повышаются из-за роста потерь на трение при повышенных дебитах, в левой части кривой оттока дебит низкий и общие потери определяются гидростатическим давлением столба жидкости. При этом дебит скважины слева от точки минимума нестабилен, что может способствовать скоплению жидкости, и наоборот, дебит справа от минимума считается стабильным и достаточно высоким, чтобы добываемая жидкость эффективно выносилась из скважины.

Следует отметить, что точное построение кривой оттока для многофазного течения представляется довольно сложной задачей, т.к. требуется учитывать переменные, зависящие от температуры и давления, а также определять режимы течения, зависящие от состава и свойств газа, содержания в нем жидкости и потерь на трение. Поэтому для расчета структуры многофазного потока и потерь давления применяют специализированное программное обеспечение, которое позволяет просчитать несколько вариантов системы КЛК для различных ЦЛК с учетом падения пластового давления и изменения давления в системе сбора.

На рисунке 2 показан пример метода узлового анализа системы КЛК скважины № 722 Медвежьего месторождения, оснащенной лифтовой колонной диаметром 73 мм в качестве ЦЛК.

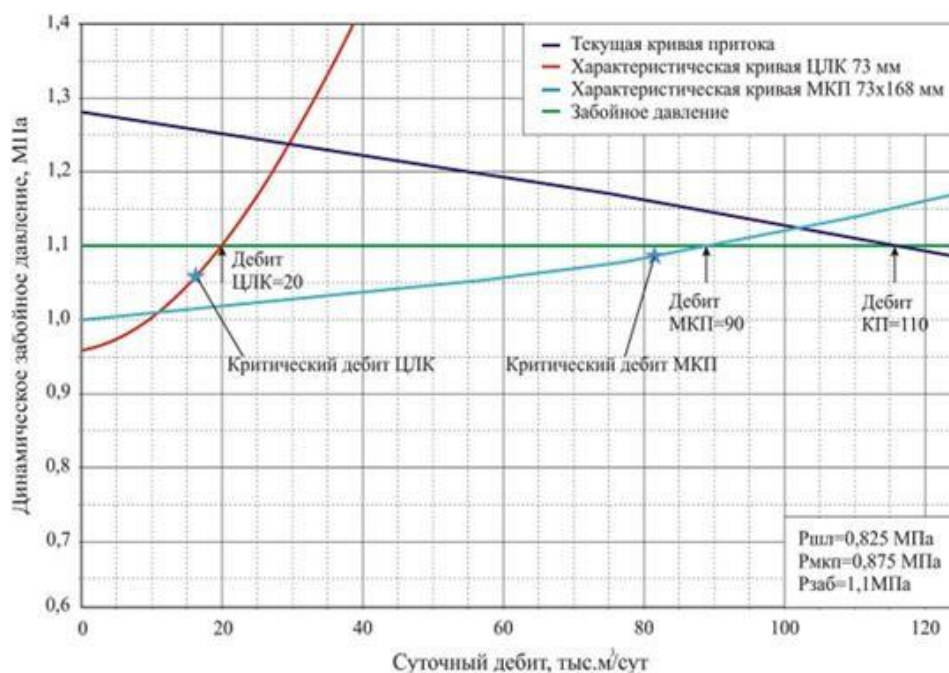


Рисунок 2 – Узловой анализ системы ЦЛК скважины Медвежьего месторождения

Звездочкой на характеристических кривых центральной лифтовой колонны и межкольцевого пространства изображен критический дебит, выше которого происходит вынос жидкости из ствола скважины. Пересечение кривых с линией забойного давления характеризует текущий режим работы

скважины. Соответственно для текущей кривой притока эта точка пересечения характеризует дебит кольцевого потока – полный дебит скважины, равный сумме дебитов по ЦЛК и МКП.

В результате применения метода узлового анализа было выявлено, что применение лифтовой колонны диаметром 73 мм вместо лифтовой колонны диаметром 60,3 мм в качестве ЦЛК для скважин, оснащенных основной лифтовой колонной диаметром 168 мм, позволит значительно понизить разницу в устьевых рабочих давлениях между ОЛК и ЦЛК. Это также существенно расширит выбор скважин для внедрения данной технологии, что особенно актуально для тех скважин с низким давлением входа в шлейф, которые находятся на значительном отдалении от ДКС (дожимной компрессорной станции). Кроме того, использование 73 мм труб в качестве ЦЛК, в течение достаточно длительного периода эксплуатации позволит осуществлять вынос жидкости по обеим колоннам.

## 2. Исследование динамики изменения рабочих параметров в стволе скважины при выводе на режим посредством отжига с целью отчистки призабойной зоны

Пуск в промышленную эксплуатацию скважин после остановки, освоения и т.д. является весьма сложным и ответственным процессом, со множеством влияющих факторов. В данном разделе рассмотрены условия, а также последовательность действий и их эффект при проведении отжига газоконденсатной скважины, пробуренной на валанжинский продуктивный горизонт глубиной 3260 метров. Схема обвязки представлена на рисунке 3.

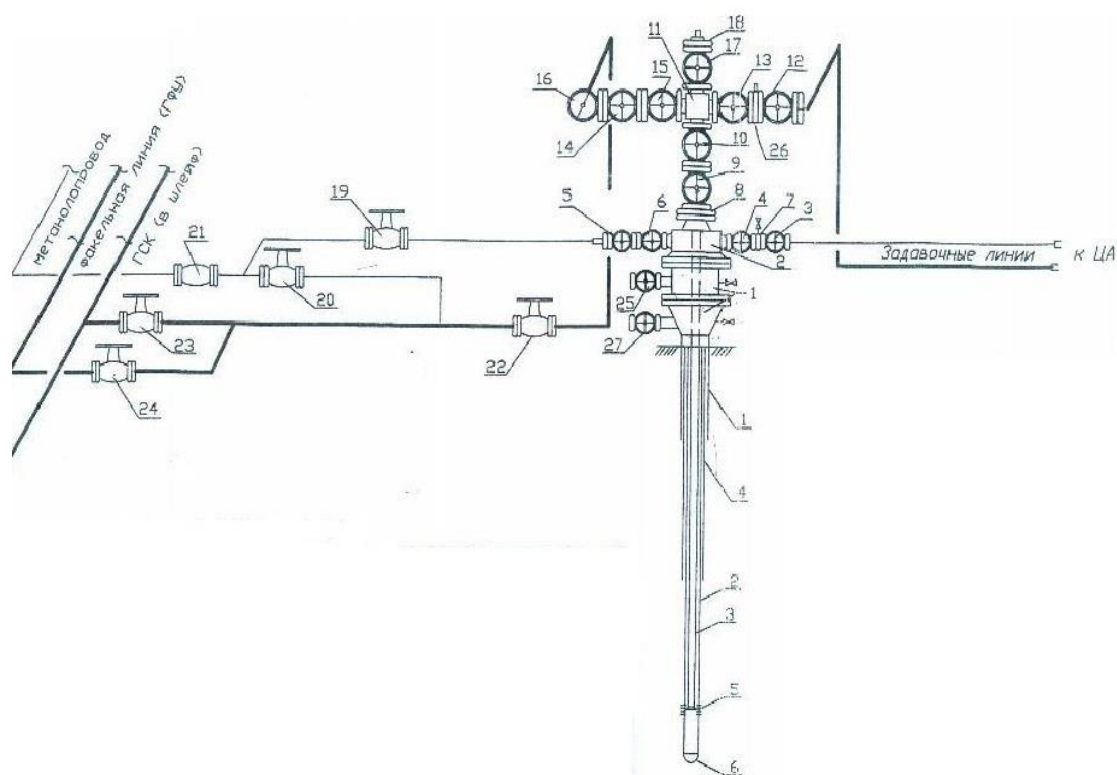


Рисунок 3 – Схема обвязки и конструкции скважины

1-колонная головка; 2-трубная головка; 3-затрубная рабочая задвижка задавочной линии; 4-затрубная аварийная задвижка задавочной линии;

5- затрубная рабочая задвижка метаноольной линии; 6-затрубная аварийная задвижка метаноольной линии; 7-инструментальный фланец;

8-переходная катушка; 9-коренная задвижка; 10-недкоренная задвижка; 11- крестовина; 12- струнная рабочая задвижка задавочной линии; 13- струнная рабочая задвижка задавочной линии; 14- струнная рабочая задвижка

манифольда; 15-струнная аварийная задвижка манифольда; 16- регулируемый угловой штуцер; 17-буферная задвижка; 18-буферный фланец; 19-отсечная задвижка метанольной линии; 20-отсечная задвижка метанольной линии; 21-обратный клапан; 22- аварийная задвижка манифольда; 23- рабочая задвижка манифольда; 24- задвижка горизонтальной факельной установки; 25- задвижка межколонная; 26-инструментальный фланец; 27- задвижка межколонная (нижняя);

На рисунке 4 ниже представлена динамика изменения параметров. Скважина находилась в эксплуатации с транспортировкой газоконденсата по шлейфу на установку предварительной подготовки газа (УППГ). По начальной части графика, было установлено, что в период с 13:00 часов 08.05.16 (на графике обозначена зона римской цифрой I) за последующие сутки началось падение температуры и увеличение затрубного давления. Данный эффект может иметь две причины. Первая: гидратообразование в НКТ или в фонтанной арматуре. Вторая: соседние скважины являясь наиболее стабильными с большим противодействием оказали влияние на подъем газожидкостной смеси из данной скважины, что повлекло за собой увеличение динамического уровня жидкости на забое, который постепенно задавливает скважину столбом жидкости (самозадавливание). Изменение трубного давления не происходит, так как скважина работает в шлейф и сообщена с соседними скважинами, следовательно, на замерном узле указано давление газосборного коллектора. Возрастание затрубного давления говорит о том, что началось восстановление статического давления.

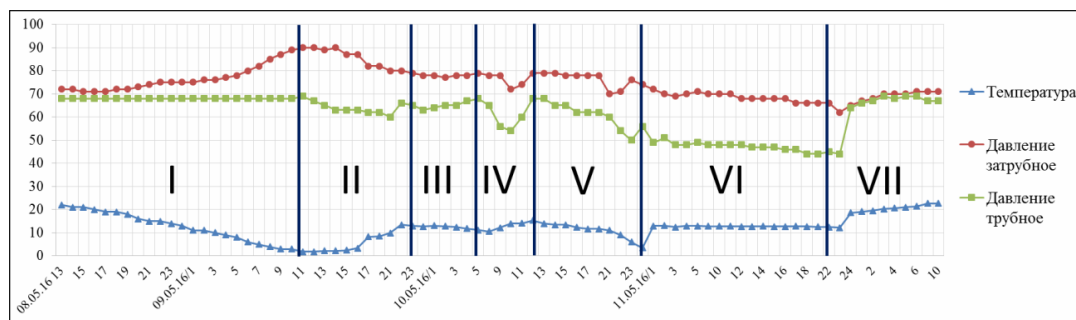


Рисунок 4 – Динамика изменения устьевых параметров

Можно отметить, что данные причины весьма сопоставимы и могут вытекать одна из другой. Скважина была остановлена и переведена на горизонтальную факельную установку (ГФУ) с установкой шайбы диаметром 14,5 мм на пружере. Зона II характеризуется постепенным восстановлением температуры и изменением давления до параметров, характерных для отработки на данной шайбе.

Как было уже сказано, падение температуры означает либо начало гидратообразования или же увеличение динамического уровня жидкости. Однако в зоне III возрастание трубного давления говорит о том, что гидратообразование происходит не в скважине, а после замерного узла, то есть по пути поступления газа до ГФУ. В таком случае через линию подачи метанола (рис. 3) в шлейф подается ингибитор (метанол) для разрушения образовавшихся гидратов.

Устанавливая шайбу на пружере, добиваются определенного трубного и затрубного давления при отжиге, при котором скважина сможет выйти на безгидратный режим работы (рис. 5). Шайбу так же подбирают с таким условием, чтобы сбросить давление в НКТ до такого значения, чтобы скважина была способна поднять жидкость с забоя и вынести ее на ГФУ. Однако, нужно учитывать, что шайба должна иметь такой диаметр отверстия, чтобы сброс давления по НКТ не вызывал слишком больших депрессий на пласт, которые могут привести к разрушению призабойной зоны пласта. При правильно подобранной шайбе, происходит подъем жидкости с забоя. При этом трубное

давление постепенно падет по мере продвижения жидкостной пачки до устья. Как только пачка проходит замерной узел и выносится на ГФУ, давление увеличивается. Данный момент графически описан в зоне IV.

Если же пластовой энергии не хватает для отработки на продолжительное время наблюдается падение затрубного давления. В зоне V резкое падение трубного давления и падение температуры обосновано также гидратообразованием в НКТ. В таких случаях, первоочередным мероприятием будет остановка скважины и прокачка в трубное пространство метанола, пока образовавшаяся пробка не будет разрушена. Так же в определенных случаях возможно отстаивание скважины с метанолом в течении четырех и более часов, пока метанол по НКТ не опустится до забоя. Данный способ называется «метанольная ванна». После чего на пружере заменяется шайба на другую с большим диаметром и снова запускается отжиг на ГФУ. Здесь произошла смена диаметра с 14,5 мм шайбы на 16 мм.

Зона VI характеризуется достаточно продолжительным отрезком, на котором скважина так же не теряя температуры, постепенно поднимала к устью скважины большой объем жидкости с забоя. За счет этого уменьшается как трубное, так и затрубное давление.

Так как пластовой энергии было достаточно, чтобы вытолкнуть большую часть столба ГЖС с забоя, в самом начале зоны VII происходит мощный и обильный вынос газоконденсата на ГФУ, сопровождающийся скачкообразным увеличением давления. Также о начале режимной работы пласта говорит резкое увеличение температуры. При стабилизации устьевых параметров шайба постепенно заменяется меньшим диаметром отверстия, увеличивая трубное давление, тем самым подводя режим работы к промышленной эксплуатации.

Следует отметить, что на всем протяжении отжига скважины в зависимости от ее рабочей температуры через определенные интервалы времени (4-12 часов) в затрубное пространство по метанолю-проводу, либо



через задавочные линии с кислотного агрегата подается ингибитор метанол объемом 0,25 м<sup>3</sup> до тех пор, пока температура не достигнет тех значений, которые соответствуют безгидратному режиму работы скважины при данном давлении.

По этой причине скважины с НУП (низкими устьевыми параметрами) привлекаются к ежедневному контролю в виде замеров рабочих параметров: давления и температуры с последующей фиксацией в журнале контроля скважин с НУП.

При проведении работ по выводу на режим по отжигу скважины следует учитывать множество факторов:

- постоянно следить за рабочими параметрами скважины. По изменению давления и температуры на устье нужно анализировать, что происходит в стволе скважины. Образование гидратов на протяжении от фонтанной арматуры до ГФУ. Увеличение динамического уровня жидкости на забое.

- характер пламени при отжиге, что именно выносится из скважины в данный момент: жидкие фракции конденсата, газ или же ингибитор гидратообразования, закаченный через затрубное пространство.

- влияние на соседние скважины куста при пуске и остановке скважины, следует учитывать то, что система сообщения является единой, и при пуске мощной скважины после отжига в один коллектор с другими, она способна «задавить» их, что повлечет за собой дополнительные трудности. Зачастую бывает так, что после отжига одной из скважин, соседняя с низкими устьевыми параметрами не способна приработаться к совместному режиму работы и теряет в своих показателях продуктивности. Ее так же останавливают и выводят на отжиг с последующим выводом на режим и пуском в эксплуатацию.

Для того, чтобы оценить возможность гидратообразования в НКТ, как в простаивающей, так и в работающей скважине производится расчет равновесной кривой в координатах давление – температура (РТ). Сущность расчета заключается в применении уравнения равновесия системы вода-газ-

гидрат. Давление гидратообразования в свою очередь зависит от компонентного состава газа месторождения. Содержание компонентов представлено в таблице 1.

Таблица 1 — Компонентный состав газа

Компоненты	Состав пластового газа, % мольн.
CO <sub>2</sub>	0,236
N <sub>2</sub>	0,177
CH <sub>4</sub>	90,55
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,761
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,874
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,363
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,424
F1-F6 (71'C-321'C)	1,615
C <sub>5</sub> +в, г/м <sup>3</sup>	70,563

График на рисунке 5 демонстрирует искомую зависимость. Им необходимо пользоваться как в целом для расчета условий работы в добывающих скважинах, так и для проведения мероприятий по выводу на режим скважины перед пуском в эксплуатацию.

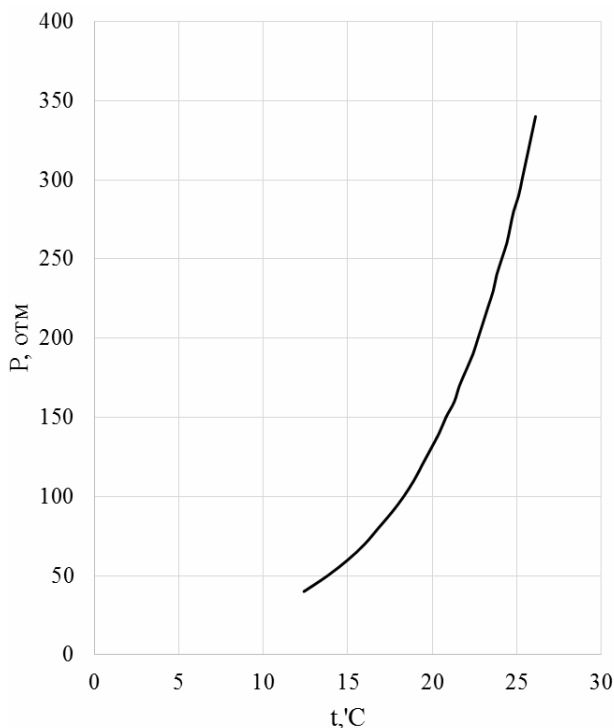


Рисунок 5 – Равновесная кривая гидратообразования

### **3. Технология бурения бокового ствола скважины**

#### **3.1. Техника и технология резки боковых стволов**

##### **3.1.1. Вырезание окна в эксплуатационной колонне с помощью клина - отклонителя и забуривание бокового направленного ствола**

Спускается клиновой отклонитель на расчетную глубину, ориентируется в проектном направлении по азимуту и устанавливается на искусственном забое. Ориентирование инструмента производится с помощью ориентирующих устройств магнитной метки, устройства «Орби-36» или гироскопической телесистемы.

Собирается специальная компоновка бурильного инструмента с включением комбинированного райбера-фрезера и спускается до «головы» отклоняющего клина.

Фрезерование окна в эксплуатационной колонне производится специальным райбером-фрезером типа РФУ-146, РФУ-168, (рис. 6) разработанным Башнипинефть при следующих параметрах:

- скорость вращения ротора должна быть минимальной – 40-60 об/мин;
- количество прокачиваемой жидкости должно быть достаточным для выноса металлической стружки и охлаждения рабочих элементов рейбера-фрезера (10-12 л/с);

- нагрузка на райбер-фрезер создается в начале фрезерования минимальной 5-10 кН во избежание поломок режущих элементов с постепенным увеличением до 30-40 кН, но не более так как создание большой осевой нагрузки на рейбер-фрезер приводит к преждевременному выходу рейбера-фрезера за колонну и получению укороченного окна, что ухудшает проходимость долот, инструментов и приспособлений.

Дополнительная обработка окна райберами-фрезерами производится при следующих параметрах:

- скорость вращения ротора постепенно увеличивается до 60-90 об/мин;

- нагрузка постепенно уменьшается и в конце обработки инструмент должен подаваться без нагрузки с незначительным заклиниванием.

Окно считается обработанным, когда райбер-фрезер без вращения свободно проходит через окно и выходит за колонну, а износ райбера-фрезера по диаметру составляет не более 2 мм. При большем износе обработку окна повторяют еще одним полноразмерным райбером-фрезером.

Перед началом бурения бокового ствола необходимо очистить скважину от металлической стружки, для чего требуется прокачать через забой 1-5м<sup>3</sup> вязкого глинистого раствора, а также при необходимости забой очистить магнитным фрезером в компоновке со шламометаллоуловителем.

Второе долбление для набора кривизны производится с компоновкой низа бурильной колонны:

- долото трехшарошное;
- двигатель-отклонитель с углом искривления переводника 1°30'-3°;
- диамагнитная труба длиной 9-12 м для установки контейнера ориентатора бурильного инструмента;
- бурильная труба диаметром 73, 90, 103 мм по ГОСТ 23786-79) для установки контейнера ориентатора бурильного инструмента;
- стальные бурильные трубы с приварными равнопроходными замками для прибора «Орби-36» внутрь колонны до посадки в контейнер. Если после первого рейса ствол оказался забуренным в проектном направлении, приступают к дальнейшему набору зенитного угла, в противном случае необходимо осуществить работы по изменению азимута искривления. Забуривание считается законченным, если боковой ствол получил проектное направление.

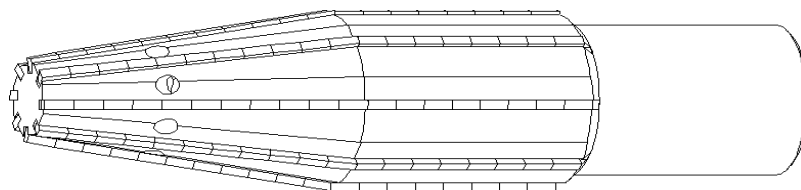


Рисунок 6 – Райбер-фрезер универсальный

Для снижения времени на вырезание окна в эксплуатационной колонне, в данном проекте, рекомендуется применить разработку НПП «Азимут», фрезер скважинный с ловителем – ФРЛ-144 представленный на рисунке 7.

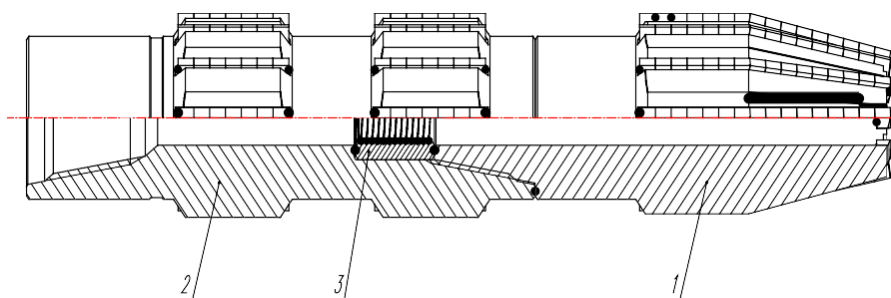


Рисунок 7 – Фрезер скважинный с ловителем

1-пилот; 2- калибратор; 3- ловитель

Уменьшение времени вырезания окна происходит за счет:

1. Уменьшение времени на спуско-подъемные операции, то есть при такой конструкции фрезера планируется произвести вырезание и доведение до номинального диаметра окна, за один спуск инструмента.

2. Снижение энергетических затрат – происходит за счет того, что у рассматриваемого фрезера пилотная часть кольцевой формы. При этом зарезка в обсадной колонне производится не сплошным «забоем», а «кольцевым», и часть металла, на которую не затрачивается работа, попадает в ловитель, что снижает энергетические затраты до 15%.

Преимущества ФРЛ перед другими райберами-фрезерами:

- меньшее время вырезания окна;
- меньшие энергетические затраты;
- возможность замены пилотной части и повторного использования калибратора.

### **3.1.2. Вырезание сплошного участка в эксплуатационной колонне и забуривание бокового направленного ствола**

Производится выбор вырезающего устройства и бурильных труб диаметром 73, 89, 114 мм (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны) с довернутыми замковыми соединениями, а также утяжеленными бурильными трубами (УБТ) общей массой не менее 5000 кг.

Проверяется надежность раскрытия и закрытия резцов вырезающего устройства путем покачивания через него промывочной жидкости в количестве 10-12 л/с, при этом перепад давления на устройстве должен быть в пределах 2-4 МПа.

Производится спуск врезающего устройства в скважину на заданную глубину, но так, чтобы резцы находились ниже муфтового соединения эксплуатационных труб не менее чем на 0,5 м.

Продолжить фрезерование обсадной колонны с увеличением частоты вращения ротора до 60-90 об/мин и осевой нагрузке до 40 кН. Резкое снижение или увеличение механической скорости фрезерования при осевой нагрузке соответственно 40 или 10 кН сигнализирует о полной сработке резцов.

При сработке резцов или достижении требуемой глубины произвести подъем вырезающего устройства. При необходимости заменить резцы, спустить инструмент в скважину так, чтобы резцы находились на 0,3-0,5 м выше нижней отметки вырезанного участка эксплуатационной колонны и продолжить фрезерование. Вырезающие устройства представлены на рисунках 8 и 9.

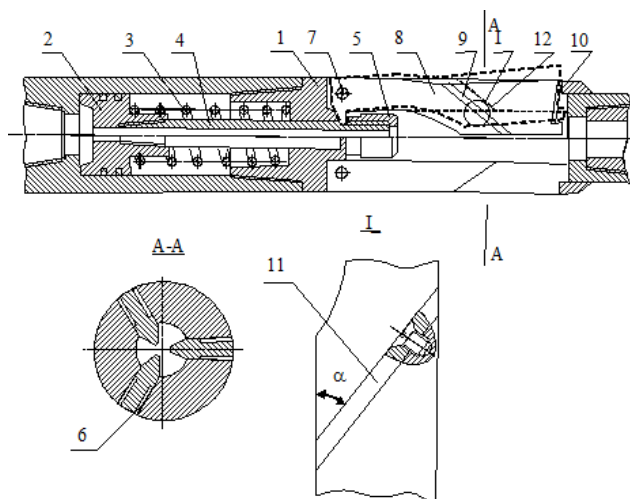


Рисунок 8 – Вырезающее устройство

- 1- Корпус; 2 – поршень; 3 – пружина; 4 – шток; 5 – толкатель; 6 – паз;  
 7 – шарнир; 8 – резец; 9 – верхняя опорная плоскость;  
 10 – нижняя опорная поверхность; 11 – калиброванная пластина

При достижении требуемой глубины электрокаротажом уточняется длина и поперечные размеры ствола скважины на интервале установки цементного моста.

После установки цементного моста и истечении времени ожидания затвердения цемента спускается долото на бурильных трубах, разбуривается цементный мост до верхней отметки вырезанного участка эксплуатационной колонны и поднимается инструмент из скважины.

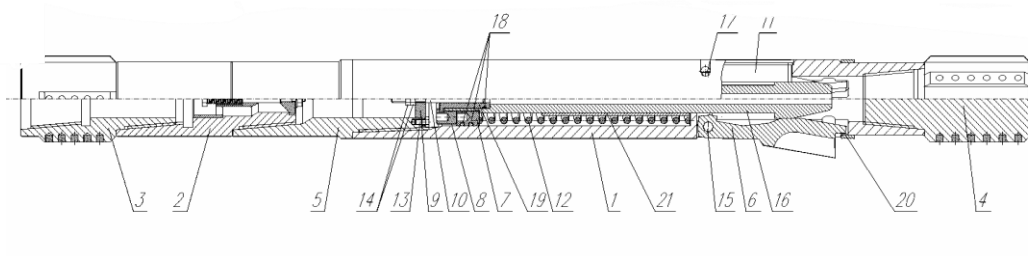


Рисунок 9 – Фрезер раздвижной ФР-114/140 «Азимут»

- 1 – корпус; 2 – обратный клапан; 3 – верхний центратор; 4 – нижний центратор;  
 5 – переводник; 6 – лопасти; 7 – поршень; 8 – крышка; 9 – решетка; 10 – игла;  
 11 – шпонка; 12 – пружина; 13 – винты; 14 – гайки; 15 – пальцы; 16 – вал;

17 – стопорные винты; 18 – уплотнительные кольца; 19 – втулка;

20 – ограничительное кольцо; 21 – упорная втулка

Забурирование бокового ствола начинается следующей компоновки низа бурильной колонны:

- долото трехшарошное диаметром 123.8, 139.7, 142.9, 145 мм;

- двигатель- отклонитель с углом искривления переводника  $1^{\circ}30'$ -  $3^{\circ}$ , диаметром 88, 105, 127 мм, при необходимости буровой шарнир;

- легкосплавная бурильная трубка (ЛБТ) диаметром 73, 90, 103 мм длиной 9-12 м для установки контейнера ориентатора бурильного инструмента;

- стальные бурильные трубы с приварными равнопроходными замками типа ТБПВ диаметром 73, 89, 114 мм по ГОСТ 631-75.

После спуска бурильного инструмента до верхней отметки вырезанного участка эксплуатационной колонны двигатель-отклонитель ориентируют в проектном направлении и переходят к забуриванию бокового ствола.

Компоновка бурильного инструмента и тип забойного двигателя для корректировки траектории бокового ствола при необходимости могут изменяться по фактическим условиям проводки скважины.

При бурении бокового ствола поддерживается щадящий режим, так как в КНБК невозможно использовать достаточное количество УБТ. Поэтому нагрузка на долото создается только за счет веса нижней части колонны бурильных труб. Бурение бокового ствола начинается при нагрузке не более 5 кН и постепенно по мере углубления увеличивается до 60-80 кН. Количество прокачиваемой жидкости колеблется от 10-14 л/с при начале бурения и до 16 л/с при последующем углублении.

Контроль за траекторией бокового ствола в процессе бурения осуществляется инклинометром ИЭС-36/30, прибором «Орби-36» или гироскопической телесистемой.[2]



### **3.2. Цементирование обсадных колонн. Выбор тампонажных материалов**

Для цементирования обсадных колонн необходимо применять серийно выпускаемые тампонажные материалы.

"Хвостовик" крепится цементным раствором с плотностью не менее 1800 кг/м<sup>3</sup> или материалом, соответствующим ему по всем параметрам качества. Тампонажный раствор рекомендуется обрабатывать хим.реагентами понижающими водоотдачу. При приготовлении цементного раствора обязательно применять осреднительную емкость.

Тампонажные материалы и растворы на их основе должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования.

В общем случае плотность тампонажного раствора должна превышать плотность бурового раствора не менее чем на 0,20 г/см<sup>3</sup>. Максимально допустимую плотность тампонажного раствора следует уточнить согласно гидродинамическим расчетам процесса цементирования.

Качество цементирования оценивают следующими показателями:

1. высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве,
2. полнота замещения бурового раствора тампонажным раствором,
3. равномерность распределения цементного камня в затрубном пространстве,
4. сцепление цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины,
5. герметичность зацементированной обсадной колонны и затрубного пространства.

Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве определяется с помощью методов термометрии, радиоактивной и акустической цементометрии, а также визуально.

Наиболее эффективным методом, позволяющим получить максимальную информацию о качестве цементирования обсадной колонны независимо от температуры и плотности тампонажного камня, является акустическая цементометрия. Для контроля качества цементирования обсадных колонн применяют акустические цементометры АКЦ-1 и АКЦ-2.

Герметичность обсадной колонны контролируют созданием внутреннего или наружного избыточного давления. Избыточное внутреннее давление создают цементировочным агрегатом, подсоединенным посредством цементировочной головки к исследуемой колонне. После создания внутреннего давления через 5 минут начинают наблюдение за характером его изменения. Обсадная колонна считается герметичной, если по истечении 30 минут наблюдений снижение не превышает 0,5 МПа при давлении опрессовки 10 МПа.

После испытания скважины составляется акт, в котором указывается результат и заключение комиссии.

#### **4. Использование аналитических решений для расчета эффективности газодобычи при проведении зарезки боковых стволов скважины**

Уравнение притока – индивидуальная продуктивная характеристика скважины. Основная цель определения вида уравнения притока – нахождение зависимости между дебитом газа и требуемой для этого величиной снижения давления в скважине. Без знания уравнений притока невозможен прогноз дебитов скважин в процессе разработки, установления технологического режима их работы и месторождения в целом. Поэтому определение его вида является одной из основных задач при разработке месторождения.

Как известно, характер притока газа к забою скважины отличается от притока жидкости. Фильтрация газа вблизи призабойной зоны происходит при высоких скоростях с нарушением линейного закона Дарси. В данный момент предлагается множество моделей для замены или модификации закона Дарси при высокоскоростной фильтрации.

Было предпринято несколько попыток оценить производительность горизонтальных скважин. Существует несколько моделей для данной цели. Борисов (1964) представил одну из самых ранних моделей, которая представляла собой эллипс с равным распределением давления, размеры которого зависят от длины горизонтального участка скважины, также им было введено такое понятие как эффективный радиус дренирования потока газа к горизонтальной скважине. Спустя несколько лет данная конфигурация эволюционировала в широко используемую на текущее время модель Joshi (1988), в которой учитывалась анизотропия проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях. В 1989 году Babu и Odeh была разработана box-shape модель в форме параллелепипеда, которая учитывала положение горизонтального участка ствола скважины, также в данной модели предполагалась соосность хвостовика с одной из осей координат.

#### 4.1. Модель Joshi

Модель течения является одной из первых аналитических моделей для горизонтальных скважин.

Она представляет собой эллипс, в центре которого располагается горизонтальный участок скважины. Приток рассматривался как двумерный с учетом анизотропии проницаемости пласта (рис. 10).

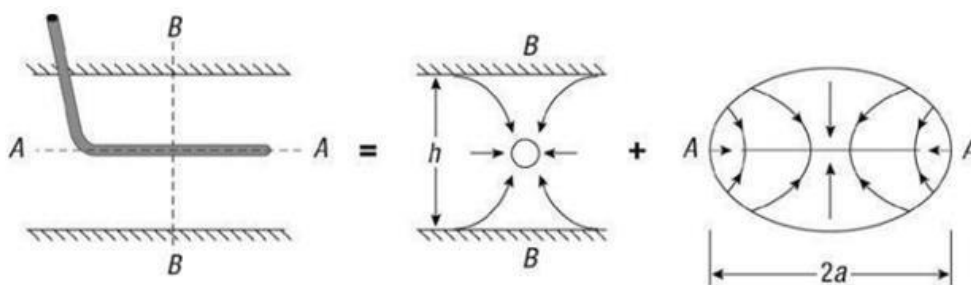


Рисунок 10 – Эллипс-образная модель Joshi

$$q_g = \frac{k_h h (p_e^2 - p_{wf}^2)}{1424 \mu_g z T \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \beta \frac{h}{L} \ln \left( \frac{\beta h}{r_w (\beta + 1)} \right) \right)} \quad (1)$$

Где коэффициент «а» учитывает дренажную плоскость вокруг скважины и притока газа с границы данного эллипса и равен

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4}\right)^{0,5} \quad (2)$$

Вводимый показатель  $r_{eh}$  есть эффективный радиус притока газа к горизонтальной скважине, а коэффициент бетта учитывает анизотропию (коэффициент анизотропии) проницаемостей в вертикальном и горизонтальном направлениях. Для расчета  $r_{eh}$  пользуются следующей формулой:

$$r_{eH} = \sqrt{ab}$$

(3)

Где  $a$  и  $b$  – оси диаметров большей и малой окружности эллипса.

#### 4.2. Модель Furui

В 2003 году Furui публикует модель (рис. 11), согласно которой решает проблему расчета потока в поперечном сечении, перпендикулярном стволу скважины. Данная модель предполагает, что поток вблизи скважины является радиальным и становится линейным по удалению от скважины.

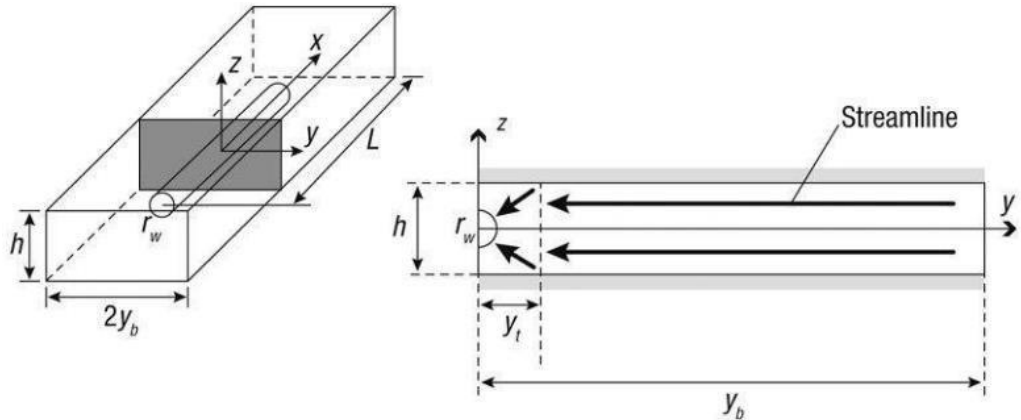


Рисунок 11 – Модель Furui

Общее изменение давления в скважине составит сумма давления при радиальном притоке и при линейном

$$\Delta p = \Delta p_r + \Delta p_l$$

(4)

Выражая из уравнения радиального притока Дарси, получим для радиального притока:

$$\Delta p_r = \frac{q\mu}{2\pi kL} \ln\left(\frac{\sqrt{2h}}{r_w} \frac{I_{ani}}{(I_{ani}+1)}\right)$$

(5)

Где  $I_{ani}$  является аналогом бетта анизотропии проницаемости в модели Joshi:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

(6)

А проницаемость  $k$  является геометрической среднеквадратичной по проницаемости горизонтальной оси  $x$  (или  $y$ ) и вертикальной  $z$ :

$$k = \sqrt{k_H k_V}$$

(7)

Падение давления при линейном притоке к скважине:

$$\Delta p_l = \frac{q\mu\left(\frac{y_b}{h} - \frac{I_{ani}}{2}\right)}{2kI_{ani}L}$$

(8)

Где  $y_b$  – дистанция до границы резервуара, параллельной скважине.

Общее изменение давления системы составит:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{2\pi kL} \left( \ln\left(\frac{\sqrt{2}hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)}\right) + \frac{\pi}{I_{ani}}\left(\frac{y_b}{h} - \frac{I_{ani}}{2}\right) + s \right)$$

(9)

Выводя для  $q$ , и пересматривая уравнение в приток газа к скважине, получим решение Furgii для газовых горизонтальных скважин:

$$q_g = \frac{kL(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1424\mu ZT \left( \ln\left(\frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)}\right) + \frac{\pi Y_b}{hI_{ani}} - 1,224\beta + s \right)}$$

(10)

### 4.3. Модель Babu & Odeh

Особенность данной модели заключается в том, что она рассчитана для псевдостационарного притока, то есть учитывает границы замкнутого резервуара, которые являются непроницаемыми, а также учитывает изменение давления данной системы по распространению к скважине.

Модель Babu и Odeh представляет собой box-shape (коробкообразную) дренажную область с горизонтальной скважиной длиной  $L$ , лежащей параллельно оси  $y$  (либо  $x$  в зависимости от выбранной системы расположения осей) с учетом ее координат  $y_1$  и  $y_2$  (рис. 12).

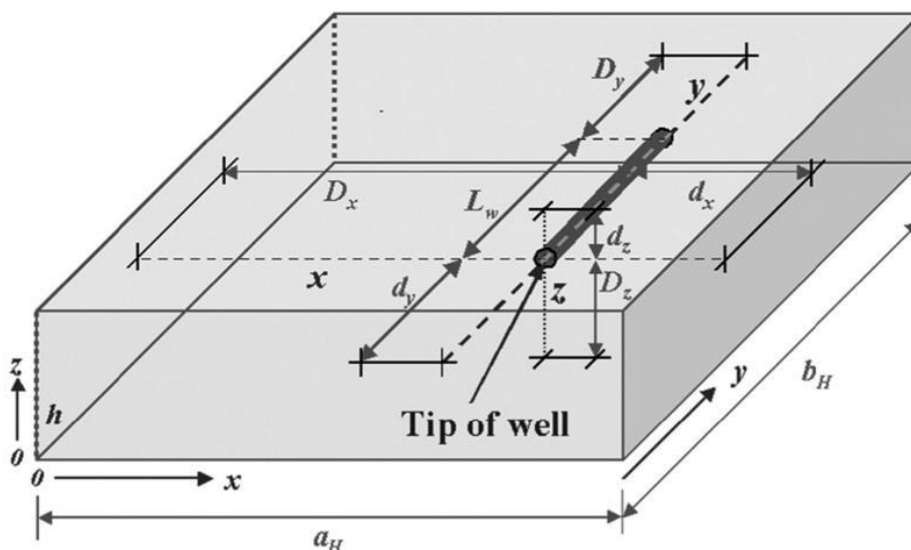


Рисунок 12 – Box-shape модель Babu и Odeh

Резервуар имеет длину вдоль простираения скважины  $b_H$ , ширину поперек расположения горизонтальной части скважины  $a_H$ , а также толщину формации  $h$ . Расположение скважины в данной системы может быть различным, за исключением, что она должна располагаться в направлении одной из осей и не может прилегать слишком близко к границе резервуара. Координаты задаются по началу и окончанию горизонтальной части скважины, в свою очередь, сама сетка координат закрепляется за одним из углов резервуара.

Модель базируется на радиальном притоке по осям  $y$  (или  $x$ ) и  $z$ , отталкиваясь от сферической формы с учетом геометрического фактора резервуара, направления притока и скин-фактора неполного проникновения вне зоны дренирования. Общее выражение псевдостационарного притока к горизонтальной газовой скважине выглядит таким образом:

$$q_g = \frac{b\sqrt{k_y k_z}(p^2 - p_{wf}^2)}{1424Z\mu_g T \left( \ln\left(\frac{A^{0,5}}{r_w}\right) + \ln C_H - 0,75 + s_R + S + Dqg \right)} \quad (11)$$

В уравнении  $A$  – есть площадь сечения, перпендикулярного скважине.  $C_H$  – геометрический фактор, учитывающий форму резервуара.  $s_R$  – скин фактор неполного дренирования.  $S$  – скин-фактор, учитывающий остальные факторы (загрязнение ПЗП, кольтматация и т.д.),  $Dqg$  – коэффициент, учитывающий турбулентность потока при фильтрации не по закону Дарси.

Основной целью расчета по модели Babu и Odeh является нахождение коэффициента геометрической формы залежи  $C_H$  и скин-фактора неполного дренирования  $s_R$ . Формулы расчета данных коэффициентов были получены Babu и Odeh из расчета трехмерного уравнения диффузии, используя функцию Грина с учетом условий коробкообразного резервуара с отсутствием притока через его границы.

Таким образом, имеем следующие зависимости для расчета данных коэффициентов:

$$\ln C_H = 6,28 \times \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left( \frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left( \frac{y_0}{a} \right)^2 \right) - \ln \left( \sin \left( \frac{\pi z_0}{h} \right) \right) - 0,5 \ln \left( \left( \frac{a}{h} \right) \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right) - 1,088 \quad (12)$$

При использовании коэффициента анизотропии  $\lambda_{ani}$  формула преобразуется данным образом:



$$\ln C_H = 6,28 \times \frac{a}{I_{ani} h} \left( \frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left( \frac{y_0}{a} \right)^2 \right) - \ln \left( \sin \left( \frac{\pi z_0}{h} \right) \right) - 0,5 \ln \left( \left( \frac{a}{I_{ani} h} \right) \right) - 1,088 \quad (13)$$

$S_r$  оценивается для двух различных случаев, в зависимости от размеров и формы резервуара.

Первый случай относится к резервуару, который является относительно широким. То есть простирается в большей степени в горизонтальном направлении, перпендикулярном скважине, чем по направлению ствола скважины ( $a > b$ ). Условия его выполнения:

$$\frac{h}{\sqrt{k_x}} \geq 0,75 \frac{b}{\sqrt{k_y}} > 0,75 \frac{h}{\sqrt{k_z}} \quad (14)$$

Где  $a$ ,  $b$ ,  $h$  – геометрические параметры резервуара;  $k_x$ ,  $k_y$ ,  $k_z$  – составляющие проницаемости в направлениях по осям.

В данном случае

$$S_R = P_{xyz} + P'_{xy} \quad (15)$$

Где

$$P_{xyz} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left( \ln \frac{h}{r_w} + 0,25 \ln \frac{k_y}{k_z} - \ln \left( \sin \left( \frac{\pi z_0}{h} \right) \right) - 1,84 \right) \quad (16)$$

И

$$P'_{xy} = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \left( F \left( \frac{L}{2b} \right) + 0,5 \left( F \left( \frac{4x_{mid} + L}{2b} \right) - F \left( \frac{4x_{mid} - L}{2b} \right) \right) \right) \quad (17)$$

Где  $x_{mid}$  ( $y_{mid}$ ) –  $x$  ( $y$ ) – координата середины скважины

$$x_{mid} = \frac{x_1 + x_2}{2}$$

(18)

И

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = -\left(\frac{L}{2b}\right)\left(0,145 + \ln\left(\frac{L}{2b}\right) - 0,137\left(\frac{L}{2b}\right)^2\right)$$

(19)

$F((4x_{mid} + L)/2b)$  и  $F((4x_{mid} - L)/2b)$  в уравнении оцениваются следующим образом. Принимаем  $(4x_{mid} + L)/2b$  или  $(4x_{mid} - L)/2b$  как аргумент  $X$ . Если же значения  $X$  меньше или равны единице, то функция  $F(X)$  вычисляется по формуле

$$F\left(\frac{L}{2b}\right) = -\left(\frac{L}{2b}\right)\left(0,145 + \ln\left(\frac{L}{2b}\right) - 0,137\left(\frac{L}{2b}\right)^2\right)$$

(20)

С заменой аргумента  $L/2b$  на соответствующий аргумент  $X$  ( $(4x_{mid} + L)/2b$  или  $(4x_{mid} - L)/2b$ ).

Если же значение  $X$  превышает единицу, то расчет значения  $F(X)$  ведется по формуле

$$F(X) = (2 - X)\left(0,145 + \ln(2 - X) - 0,137(2 - X)^2\right)$$

(21)

С заменой аргумента  $X$  на  $(4x_{mid} + L)/2b$  или  $(4x_{mid} - L)/2b$ .

Второй случай относится к резервуару, который в большей степени простирается по направлению горизонтального участка скважины ( $b > a$ ). Условия выполнения случая:

$$\frac{b}{\sqrt{k_y}} \geq 1,33 \frac{a}{\sqrt{k_x}} > \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

(22)

Скин-эффект неполного дренирования:

$$s_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy}$$

(23)

Где

$$P_y = \frac{6,28b^2 \sqrt{k_y k_z}}{ah k_x} \left( \frac{1}{3} - \frac{x_{mid}}{b} + \frac{x_{mid}^2}{b^2} \right) + \frac{L}{24b} \left( \frac{L}{b} - 3 \right) \quad (24)$$

И

$$P_{xy} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left( \frac{6,28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right) \left( \frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left( \frac{y_0}{a} \right)^2 \right) \quad (25)$$

Расчет  $P_{xyz}$  ведется по формуле, представленной для первого случая геометрической формы резервуара:

$$P_{xyz} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left( \ln \frac{h}{r_w} + 0,25 * \ln \frac{k_y}{k_z} - \ln \left( \sin \left( \frac{\pi * z_0}{h} \right) \right) - 1,84 \right) \quad (26)$$

#### **4.4. Аналитический расчет продуктивности газоконденсатной скважины по приведенным моделям притока на примере Ямбургского месторождения**

Расчет проводился по одной из скважин Ямбургского месторождения. После проведения КРС по ликвидации межколонных проявлений, КРС по водоизоляции нижних интервалов перфорации, приобщению пластов, установки цементного моста с последующей реперфорацией запустить в шлейф скважину окончательно не удалось.

Причины, по которым скважина не может быть запущена в шлейф, заключается в низких эффективных газонасыщенных толщинах пластов, вскрытых перфорацией и кольматацией призабойной зоны.

Рассмотрев представленные материалы по скважине комиссией по ликвидации, консервации (реконсервации) скважин по объектам ООО «Газпром добыча Ямбург» принято решение ликвидировать часть ствола скважины для зарезки бокового ствола скважины, достигшей нижнего предела дебитов, установленных проектом, технологической схемой разработки или инструкцией

по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке, обводнившихся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд.

Исходные данные для расчета были получены из проводимых газоконденсатных исследований на момент после проведения зарезки бокового ствола скважины, ее вывода на режим и отработки на этом режиме посредством отжига на горизонтальную факельную установку куста. Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета

Радиус скважины	rw	0,114/2	м
Горизонтальная проницаемость	kH	13,7	мД
Мощность пласта	h	17,3	м
Коэффициент анизотропии проницаемостей	kV / kH	0,017	
Длина горизонтального участка	L	247	м
Расстояние от подошвы пласта до ствола скважины	Z0	8,65	м
Длина стороны параллелепипеда по оси x (поперек ГС)	a	550	м
Длина стороны параллелепипеда по оси y (вдоль ГС)	b	750	м
Координата положения ствола по оси x	x0	275	м
Координаты положения ствола по оси y	y1	251,5	м
	y2	498,5	м
Вязкость жидкости	$\mu$	0,005	сП
Депрессия	dP	2,79	атм
Давление средневзвешенное в зоне дренирования	Pe	128,38	атм
Забойное давление	Pwf	125,59	атм
Температура	t	87	°С
Коэффициент сверхсжимаемости газоконденсата	Z	1,1	

Так как размерность большинства параметров представлена в российской системе измерения для нефтяников, а формулы, представленные выше приведены для расчета в Британской системе измерений для

нефтегазовой отрасли, необходимо провести их пересчет на данную систему, которая представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные в Британской системе измерения

Радиус скважины	rw	0.374016	ft
Горизонтальная проницаемость	kH	13.7	mD
Мощность пласта	h	54.46194	ft
Коэффициент анизотропии проницаемостей	kV / kH	0.012	
Длина горизонтального участка	L	810.3675	ft
Расстояние от подошвы пласта до ствола скважины	Z0	27.23097	ft
Длина стороны параллелепипеда по оси x (поперек ГС)	a	1804.462	ft
Длина стороны параллелепипеда по оси y (вдоль ГС)	b	2460.63	ft
Координата положения ствола по оси x	x0	902.231	ft
Координаты положения ствола по оси y	y1	825.1313	ft
	y2	1635.499	ft
Вязкость жидкости	μ	0.005	sp
Депрессия	dP	41.00156	psi
Давление средневзвешенное в зоне дренирования	Pe	1886.66	psi
Забойное давление	Pwf	1845.658	psi
Температура	t	648.27	Ra
Коэффициент сверхсжимаемости газоконденсата	Z	1.1	

#### 4.4.1. Расчет дебита газоконденсата по модели Babu& Odeh

1) Идентифицируем, к какому случаю распространения коллектора относится данный резервуар для определения формулы расчета скин-фактора неполного дренирования. Так как он в большей степени простирается по направлению скважины ( $b > a$ ), то проверим параметры по второму случаю:

$$\frac{b}{\sqrt{k_y}} \geq 1,33 \frac{a}{\sqrt{k_x}} > \frac{h}{\sqrt{k_z}} = \frac{2460,6}{\sqrt{13,7}} \geq 1,33 \frac{1804,4}{\sqrt{13,7}} > \frac{54,4}{\sqrt{13,7 \times 0,012}} =$$

$$= 664,8 \geq 648,3 > 40,9$$

(27)

Условие выполняется, рассчитываются составляющие скин-фактора  $R_{xyz}$ ,  $R_{xy}$ ,  $R_y$ :

2)

$$P_{xyz} = \left(\frac{b}{L} - 1\right) \left(\ln \frac{h}{r_w} + 0,25 * \ln \frac{k_y}{k_z} - \ln \left(\sin \left(\frac{\pi * z_0}{h}\right)\right) - 1,84\right) = 8,648 \quad (28)$$

$$P_{xy} = \left(\frac{b}{L} - 1\right) \left(\frac{6,28a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left(\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left(\frac{y_0}{a}\right)^2\right)\right) = 3,868 \quad (29)$$

$$P_y = \frac{6,28b^2}{ah} \frac{\sqrt{k_y k_z}}{k_x} \left(\frac{1}{3} - \frac{x_{mid}}{b} + \frac{x_{mid}^2}{b^2}\right) + \frac{L}{24b} \left(\frac{L}{b} - 3\right) = 1,979 \quad (30)$$

Скин-фактор неполного дренирования составит:

$$s_R = P_{xyz} + P_y + P_{xy} = 14,5 \quad (31)$$

3) Расчет коэффициента, учитывающего геометрическую форму резервуара:

$$\ln C_H = 6,28 \times \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left(\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left(\frac{y_0}{a}\right)^2\right) - \ln \left(\sin \left(\frac{\pi z_0}{h}\right)\right) - 0,5 \ln \left(\left(\frac{a}{h}\right) \sqrt{\frac{k_z}{k_y}}\right) - 1,088 = 0.1669 \quad (32)$$

4) Дебит при заданных параметрах составит:

$$q_g = \frac{b \sqrt{k_y k_z} (p^2 - p_{wf}^2)}{1424 Z \mu_g T \left(\ln \left(\frac{A^{0,5}}{r_w}\right) + \ln C_H - 0,75 + s_R\right)} = 5391819 \times 10^3 \frac{\text{фУТОВ}^3}{\text{СУТ}} = 152679,3 \frac{\text{М}^3}{\text{СУТ}} \quad (33)$$

#### 4.4.2. Расчет дебита газоконденсата по модели Joshi

1) Эффективный радиус дренирования к скважине

$$r_{eH} = \sqrt{ab} = 1053,6 \text{ ft} \quad (34)$$

2) Коэффициент «а», учитывающий рассчитанный радиус:

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eH}}{L}\right)^4}\right)^{0,5} = 1093,2 \quad (35)$$

3) Дебит газа по модели Joshi

$$q_g = \frac{k_h h (p_e^2 - p_{wf}^2)}{1424 \mu_g z T \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \beta \frac{h}{L} \ln \left( \frac{\beta h}{r_w (\beta + 1)} \right) \right)} = 4845109 \times 10^3 \frac{\text{фут}^3}{\text{сут}} = 137198,2 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (36)$$

#### 4.4.3. Расчет дебита газоконденсата по модели Furui

1) Коэффициент анизотропии проницаемости  $\beta$ :

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = 9,129 \quad (37)$$

2) Дебит газа по уравнению притока газоконденсата с учетом анизотропии пласта:

$$q_g = \frac{k_h L (p_e^2 - p_{wf}^2)}{1424 \mu Z T \left( \beta \ln \left( \frac{h}{r_w (\beta + 1)} \right) + \frac{\pi Y_b}{h} - 1,224 \beta \right)} = 5133962 \times 10^3 \frac{\text{фут}^3}{\text{сут}} = 145377,6 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (38)$$

#### 4.5. Идентификация аналитических решений на реальную модель

##### пласта

Полученные данные по каждой модели были рассчитаны при отработке на одном режиме работы скважины. Для полноценной оценки их эффективности при применении в реальных условиях в расчете продуктивности скважины после проведения зарезки бокового ствола, как одного из возможных геолого-технических мероприятий необходима апробация и сравнение приведенных моделей между собой и реальными данными отработки скважины на различных режимах депрессии в зоне дренирования. Сравнение моделей представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Дебит после ЗБС при различных создаваемых депрессиях на забое

Депрессия, атм	Дебит реальный, тыс мкуб/сут	Babu & Odeh, тыс мкуб/сут	Joshi, тыс мкуб/сут	Furui, тыс мкуб/сут
1.24	86	68	65	61
2.05	116	113	107	101
2.79	150	152	145	137
3.49	191	190	181	171
4.18	224	227	216	204

По полученным данным построим график (рис.13).

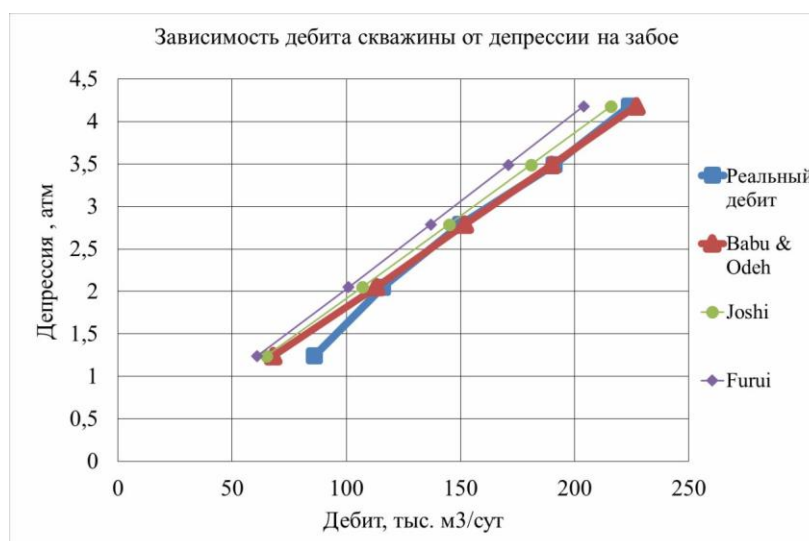


Рисунок 13 – Зависимость дебита газоконденсата от создаваемой депрессии



Оценивая результаты, стоит отметить, что наиболее подходящей моделью для описания режима работы скважины после ЗБС является коробкообразная (box-shape) модель Babu и Odeh, так как на рабочих депрессиях (более двух атмосфер для горизонтальных скважин) проявляет себя наиболее точно. Если же ГТМ планируется для скважин, на которых планируется поддержание более низких депрессий, то выбор будет склоняться либо к модели Joshi, либо Furuï. Однако выбор среди этих двух моделей будет более предпочтительным в сторону Furuï, если по результатам ГДИС будет прослеживаться ярко выраженный радиальный приток вблизи скважины.

#### **4.6. Анализ эффективности зарезки бокового ствола после проведения данного мероприятия на одной из скважин Ямбургского месторождения**

Выше было уже сказано, что скважина, выбранная в качестве кандидата на проведения в ней зарезки бокового ствола не могла быть запущена шлейф и не удовлетворяла нижнему пределу рентабельности.

На скважине были проведены газоконденсатные исследования до и после проведения ЗБС. Результаты сведены в две таблицы (таблицы 5 и 6).

Таблица 5 – Дебит скважины до зарезки бокового ствола

№ п/п	Время иссл. мин.	Диам. шайб. мм.	Давл. гол. атм	Давл. ДИКТ атм	Давл. затр. атм	Темп. гол. С	Темп. ДИКТ. С	Давл забой атм	Депр атм	Деби т т.м <sup>3</sup> сут.
1	180	7.0	97.8	97.8	101.6	10.0	9.0	133.7	47.0	85
2	180	9.0	78.7	78.7	85.9	11.3	10.3	112.0	68.7	102
3	180	11.2	60.4	60.4	73.9	11.2	10.2	95.7	85.0	118
4	840	13.0	51.1	49.9	67.7	10.7	9.7	87.4	93.3	124
5	960	15.1	39.3	38.9	59.7	11.0	10.0	76.7	104.0	125
6*	180	13.0*	49.9	49.7	70.1	9.9	8.9	90.8	89.9	123

Таблица 6 – Дебит скважины после зарезки бокового ствола

№ п/п	Время исслед. мин	Диам. диафр. мм	Давл. труб., ата	Давл. ДИКТ, ата	Давл. загр., ата	Темп. труб., С	Темп. ДИКТ, С	Давл. заб., ата	Депр.	Деб., т.м3/сут
1	300	7,9	91,35	91,17	96,37	14,5	14,45	127,14	1,24	86,2
2	180	9,43	88,83	88,78	95,78	22,4	22,38	126,33	2,05	116,2
3	180	11,1	83,8	83,71	95,24	24,5	24,47	125,59	2,79	149,9
4	960	13,1	77,34	77,08	94,73	23,2	23,12	124,89	3,49	191,4
5	420	15,2	68,89	68,66	94,23	27,8	27,73	124,2	4,18	224,2

На основании этих данных были построены диаграммы для анализа ЗБС. При чем сравнение показателей будет вестись не только по параметрам до и после ЗБС. Но и при различных режимах работы скважины. Для того чтобы была возможность провести такое сравнение привязка будет осуществляться к диаметру диафрагмы, которая устанавливается на диафрагменные измеритель критических течений при исследовании. Обычно исследования ведутся на пяти режимах: с установкой диафрагм 7, 9, 11, 13 и 15 мм. Чем больше диаметр диафрагменного отверстия – тем выше создаваемая депрессия на пласт.

Температура – один из самых важных параметров, характеризующих работу скважины. Работа скважины тесно связана с гидратообразованием в процессе добычи газа и газового конденсата из пласта. Поэтому очень важно, чтобы скважина работала в безгидратном режиме. При устьевом давлении в 65 атмосфер, минимальная температура, при которой прекращается гидратный режим работы для валанжинского газа составляет 15 °С. До ЗБС скважина работала в гидратном режиме, что усложняло добычу газа ввиду образования гидратных пробок по стволу и обвязке устья скважины, в связи с чем было необходимо постоянно вводить в затрубное пространство скважины ингибитор гидратообразования – метанол, что повышало расходы и затрачиваемое время на обслуживание скважины. После проведения ЗБС так как горизонтальный

участок ствола расположился в другом пропластке, ранее не затронутый добычей, температура возросла на всех обрабатываемых режимах и различных создаваемых депрессиях в процессе исследования скважины.

Устьевое давление характеризует работу скважины с позиции возможности ее эксплуатации совместно с соседними скважинами куста в один газосборный коллектор. Если же устьевое давление будет недостаточно, то соседние скважины будут «передавливать» текущую, что будет затруднять подъем газового конденсата из пласта, вследствие чего приводит к образованию столба жидкости на забое и «самозадавливанию» скважины.

Минимальное устьевое давление для запуска скважины в эксплуатацию в шлейф составляет 68 атмосфер. В случае газоконденсатных исследований обращают внимание как работает скважина именно на диафрагме диаметром 13 мм. Потому что именно данный режим наиболее приближен к работе скважины в газосборный коллектор. По приведенным ниже результатам (рис. 14) можно отметить, что проведение ЗБС позволило увеличить данный показатель до 77 атм. на диафрагме диаметром 13 мм. Так как устьевое давление выше минимального шлейфового, то запуск скважины в эксплуатацию представляется возможным.



Рисунок 14 – Изменение устьевого давления при различных режимах скважины

Суточный дебит скважины возрос со 121000 м<sup>3</sup>/сут до 191000 м<sup>3</sup>/сут, то есть в полтора раза (рис. 15). Работа скважины при этом характеризуется стабильными отборами без гидратообразования на всем протяжении до газосборного коллектора, что говорит о том, что проведение зарезки боковых стволов на Ямбургском месторождении весьма рентабельное мероприятие при правильном подборе скважин-кандидатов.

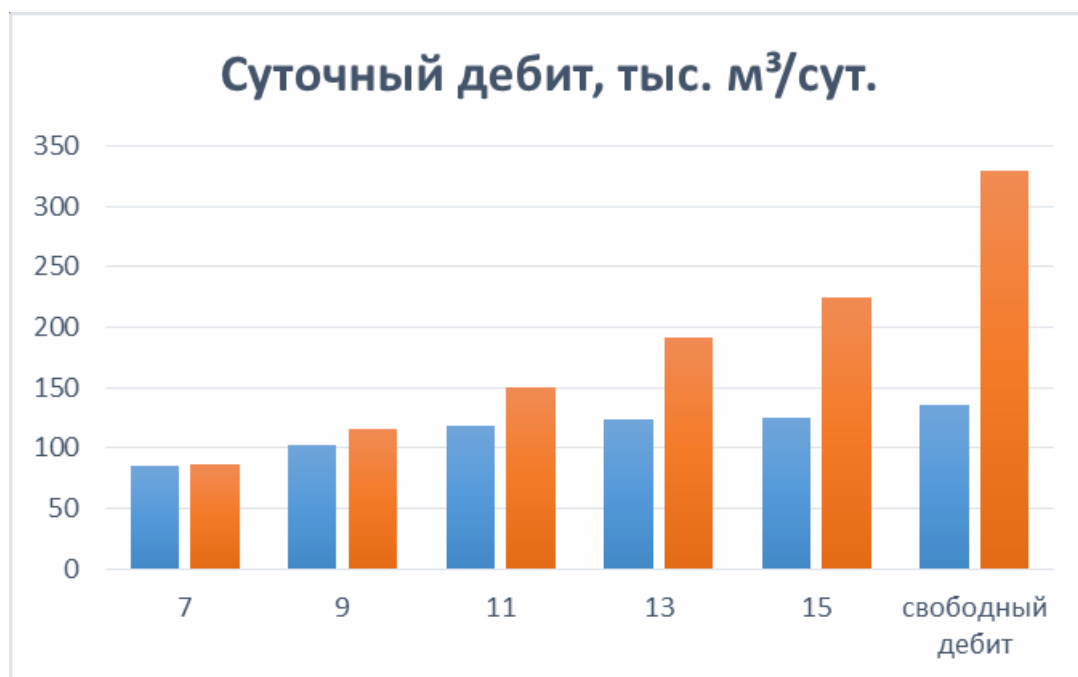


Рисунок 15 – Изменение дебита при различных режимах работы скважины

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Основная цель расчетов – экономическая оценка зарезки боковых стволов (далее – ЗБС) на Ямбургском месторождении, которая будет отвечать критерию получения максимального экономического эффекта от увеличения извлечения газа и газового конденсата и получения прибыли от дополнительной добычи. При этом должны соблюдаться все требования экологии и охраны окружающей среды.[6]

Применение технологии зарезки боковых стволов ЗБС способствует увеличению добычи газа и газового конденсата. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение.

### **5.1. Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС**

Определим нормы времени для ЗБС скважины. Время на проведение мероприятия включает в себя следующие этапы: ликвидация нижнего слоя основного ствола, подготовка цементного моста, подготовительные работы, исследование состояния скважины, клина-отклонителя, подготовка окна в обсадной колонне, бурение ствола, крепление скважины, освоение скважины.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е14» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Время на выполнение мероприятия

<b>Операция</b>	<b>Общее время, ч</b>
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину	30
Установка якорного устройства в обсадной колонне, проверка осевой нагрузкой надежность крепежа	40
Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом	27,8

Продолжение таблицы 7

Операция	Общее время, ч
Спуск в скважину компоновки, состоящей из направляющего патрубка с ориентационной шпонкой, удлинителя, клина.	40
После выполнения работ по вырезке технологического окна, бурения бокового ствола производится извлечение уипстока из скважины	26,5
В скважине устанавливается другой вид уипстока для крепления бокового ствола «хвостовиком»	53
Вырезание верхней части «хвостовика» и извлечение уипстока	22,7
<b>Итого:</b>	<b>240</b>

Общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 240 ч.

## 5.2. Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе зарезки боковых стволов потребуется следующая техника: буровая установка. В качестве установки была принята Мобильная буровая установка-125.

**Установка МБУ125** предназначена для бурения ротором и забойными двигателями эксплуатационных и разведочных скважин. Условная глубина бурения скважин – 2700 метров (при бурении колонной 28 кг/м).

Установка состоит из следующих блоков:

- Подъемный блок на полноприводном шасси БАЗ-69099 повышенной грузоподъемности;
- Мобильный блок бурового основания и приемных мостков на трехосном прицепе ОЗТП84701 А;

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе проводки второго ствола скважины применяются еще разнообразные механизмы и оборудование.

### 5.3. Расчет амортизационных отчислений

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для мобильной буровой установки выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 07.07.2016) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».[7]

Расчет амортизационных отчислений при зарезке боковых стволов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЛБ-130	43000000	14,3	61490000	701,9	1	240	168465,8
Прицеп	900000,0	10,8	97200,0	11,1	1	240	2663,014
Сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор	400000,0	14,3	57200,0	6,5	1	240	1567,123
Секционный стеллаж	50000,0	10	5000	0,6	1	240	136,9863
Вибросито одинарное двухпалубное	150000,0	8	12000,0	1,4	1	240	328,7671
Перемешиватель бур.раствора	600000,0	9,1	54600,0	6,2	3	240	1495,89
Центробежный насос «Nexus»	1000000,0	12,5	125000,0	14,3	3	240	3424,658
<b>Итого</b>							<b>178082,2</b>

Вывод: амортизационные отчисления при зарезке боковых стволов составляют 178082,2 руб.

#### 5.4. Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по зарезке боковых стволов приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС

Наименование материалов		Количество, кг.	Цена, руб	Сумма, руб.
1	НКТ, 60мм	50	62000	3100000,0
2	Роторные фрезы	20	56000	1120000,0
3	Буровой раствор, м <sup>3</sup>	140	2000	280000,0
8	Дизельное топливо	9500	43,2	410400,0
<b>Итого</b>				4910400,0

Вывод: Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС составляет 4910400,0.

#### 5.5. Расчет заработной платы

Персонал для проведения ЗБС: мастер буровой, инженер-технолог , бурильщик 5 разряда, машинист 3 разряда, помощник бурильщика 3 разряда, супервайзер 5 разряда, геофизик 4 разряда.

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 10 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,05
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1400р
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1



Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ЗБС (табл. 11).

Таблица 11 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Тарифная ставка, руб/час	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	компенсационная выплата за вахтовый метод работы	доплата за вредность	Итого заработная плата, руб. (вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (240 часов), геофизик (174 часа)
Инженер-технолог	1	400	1,5	1,5	1,1	1,05	194386,8	249480,0
Мастер буровой	1	320	1,5	1,5	1,1	1,05	155509,2	199584,0
Бурильщик 5 разряда	1	250	1,5	1,5	1,1	1,05	121491,5	155925,0
Машинист	1	210	1,5	1,5	1,1	1,05	102052,9	130977,0
Помощник бурильщика 3 разряда	1	190	1,5	1,5	1,1	1,05	92333,6	118503,0
Супервайзер	1	230	1,5	1,5	1,1	1,05	111772,2	143451,0
Геофизик	1	180	1,5	1,5	1,1	1,05	87473,9	81392,8
<b>ИТОГО:</b>	<b>7</b>							1079312,8
<b>Общая ЗП:</b>								1079312,8

Вывод: расчет заработной платы составляет 1079312,8 руб.

## 5.6. Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 12 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 12 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям, руб.			
		Страховой взнос, 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%
Инженер-технолог	249480,0	498,96	54885,6	7234,9	12723,5
Мастер буровой	199584,0	399,0	43908,5	5787,9	10178,7
Бурильщик 5 разряда	155925,0	311,8	34303,5	4521,8	7952,1
Машинист	130977,0	261,9	28814,9	3798,3	6679,8
Помощник бурильщика 3 разряда	118503,0	237,0	26070,6	3436,5	6043,6
Супервайзер	143451,0	286,9	31559,2	4160,0	7316,0
Геофизик	81392,8	162,7	17906,4	2360,3	4151,0
<b>ИТОГО:</b>		<b>325951,4</b>			

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 11.

### 5.7. Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения ЗБС представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1	Расчёт материальных затрат	4910400	Согласно таблице 9
2	Расчет амортизационных отчислений	178082,2	Согласно таблице 8
3	Расчет заработной платы сотрудников	1079312,8	Согласно таблице 11
4	Отчисления во внебюджетные фонды	325951,4	Согласно таблице 12
5	Итого основные расходы	6493746,4	
6	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	1038999,42	
7	Всего затраты на мероприятие	5454746,9	

Вывод: Для увеличения извлечения газа и газового конденсата на Ямбургском месторождении, используют зарезку боковых стволов.

Экономический эффект обеспечивается за счет увеличения среднесуточного газа по скважине. Исходя из таблицы 13, для полного проведения работ, по зарезки боковых стволов на Ямбургском месторождении необходимо заложить в план работ затраты на сумму 5454746,9 рублей.

Стоимость газа на 1 июля 2017 года составляет 5665 рублей за 1 тыс. м<sup>3</sup>. В результате проведения ЗБС суточный дебит скважины возрос со 121000 м<sup>3</sup>/сут до 191000 м<sup>3</sup>/сут. Среднесуточный прирост добычи нефти составляет 70000 м<sup>3</sup>/сут, что составляет 396550 рублей в сутки.

Затраты на проведение гидравлического разрыва пласта окупились в течении 14 суток, при продолжительности технологического эффекта 365 суток, что свидетельствует о целесообразности проведения ЗБС на Ямбургском газоконденсатном месторождении.

## **6. Социальная ответственность**

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулирующими органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

В данном разделе произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа при выполнении своих производственных обязанностей согласно наряду на объектах кустов газовых и нефтяных скважин.

Главной задачей раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

### **6.1 Производственная безопасность**

В качестве персонала рассматривается оператор ДНГ. Основное рабочим местом оператора является кустовая площадка промысла. Все работы производятся на открытом воздухе. В то время, когда человек работает, занимаясь трудовой деятельностью, он может подвергаться различным опасным (вызывающим травмы) и вредным (вызывающим заболевания) производственным факторам (таблица 14). Классификация вредных и опасных факторов приведена в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы».

Таблица 14 - Опасные и вредные факторы при работе на объектах кустов газовых и нефтяных скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Работа с системами телеметрии. 2. Работа с системами телемеханики 3. Замеры дебита, устьевого давления, обводненности.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны. 3. Превышение уровня шума. 4. Превышение уровня вибрации. 5. Электромагнитные поля.	1. Механические опасности. 2. Повреждения в результате контакта с насекомыми. 3. Электрический ток.	Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 Требования по электробезопасности выполнены в соответствии с ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность». Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-88; Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.

### 6.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды

#### А) Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°С); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м<sup>2</sup>) или тепловая нагрузка среды (°С). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны" и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Основным значением для норм является отдельное нормирования каждого из компонент: влажности, скорости движения воздуха, температуры. В зоне производственной деятельности должны быть оптимальные параметры микроклимата с допустимыми значениями данных параметров.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

#### **Б) Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны**

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H<sub>2</sub>S – 0.1 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> по ГОСТ 12.1.005 – 88 [8]. За контролем запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в

воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

### **В) Превышение уровня шума**

Шум - это беспорядочное сочетание волн различной частоты интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечнососудистую систему.

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [9]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБа
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют:

- уменьшение уровня шума в источнике его возникновения;
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные

вкладыши).

### Г) Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [10] приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием.

Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

### Д) Электромагнитные поля



Электромагнитное поле воздействует на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Появляются жалобы на головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, слабость, повышенную потливость, снижение памяти, потемнение в глазах, чувство тревоги и страха.

Источники излучения электромагнитного поля:

- трансформаторы, установленные в медицинском оборудовании;
- электропроводка;
- распределительные устройства (автоматы защиты, контакторы, релейные схемы и т.п.);
- индукторы и т.п.

Нормируется только электрическая составляющая поля на промышленной частоте, которая измеряется в киловольт/метр (таблица 17) [11].

Таблица 17 – Нормативы для обслуживающего персонала  
(СанПиН 2.2.4.1191-03)

Напряж. поля, кВ/м	5	10	15	20	25
Время, ч	8	3	1,5	10	5

При напряженности более 15 кВ/м – необходимо надевать спецодежду.

Защита:

- экранирование;
- уменьшение времени пребывания;
- удаление от источника электромагнитного излучения;
- заземление или зануление оборудования.

### **6.1.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению** **А) Механические опасности**

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- 1) проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- 2) плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- 3) 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 [12] данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

#### **Б) Повреждения в результате контакта с насекомыми**

В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии [8].

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

#### **Б) Взрыво- и пожароопасность производства**

Процесс, при котором происходит резкое изотермическое превращение взрывоопасной среды с выделением энергии, при котором образуются опасные газы, - называется химическим взрывом.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [13]. Класс рабочей зоны II-III по классификации пожароопасных зон – зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые

горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон – зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа.

Смешанные горючие вещества взрываются и возгораются при определенной их концентрации в воздухе. За счет этого разрушаются или повреждаются здания и сооружения, технологические установки, емкости и трубопроводы. На открытой местности взрыв газовой смеси сопровождается ударной волной. При действии человека ударной волны степень воздействия:

- менее 10 кПа считается безопасной;
- при избыточном давлении от 10 до 30 кПа – легкие поражения или легкопроходящие нарушения;
- от 30 до 60 кПа – поражения средней тяжести;
- от 60 до 100 кПа – тяжелые контузии и травмы;
- более 100 кПа – крайне тяжелые контузии и травмы, которые могут привести к гибели.

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним должен осуществлять обслуживающий персонал.

Мероприятия по пожарной безопасности делятся на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;
- создание условий эффективности тушения пожара.

### **Г) Электробезопасность на рабочем месте**

Правила имеют целью обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию электрооборудования. Работник должен помнить,

что прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением ведет к поражению электрическим током или электрической дугой. Поражающие свойства электрического тока проявляются в виде электрических ударов и электрических травм (электрические ожоги, электрические знаки, электроофтальмия, электрометаллизация кожи, механические поражения). Степень воздействия тока на тело человека приведено в таблице 18 [14].

Таблица 18 – Характер воздействия электрического тока на организм человека в зависимости от рода и величины тока

Ток, мА	Характер воздействия	
	Переменного тока 50-60 Гц	Постоянного тока
0,6-1,5	Начало ощущения, легкое дрожание рук	Не ощущается
5-7	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20-25	Руки парализуются мгновенно, оторваться от токоведущей части невозможно. сильные боли, затрудняется дыхание	Ощущение нагрева. Незначительное сокращение мышц
50-80	Паралич дыхания	Сильное ощущение нагрева. Судороги мышц рук. Затрудненное дыхание
90-100	Паралич дыхания. При длительности 3сек. и более - паралич сердца, смерть.	Паралич дыхания

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках потребителей должны быть предусмотрены защитные меры. В качестве таких мер могут использовать заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности, называются электрозащитными и подразделяются на основные и дополнительные.

**Основным** называется изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

**Дополнительным** называется изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения шага. В электроустановках до 1000 В необходимо применять следующие основные электрозащитные средства: изолирующие штанги, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, изолированный инструмент, дополнительные – диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, изолирующие ковры, изолирующие подставки и колпаки.

## **6.2 Экологическая безопасность**

### **А) Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс

жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

Также необходимо: Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

#### **Б) Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод**

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие [15]: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промышленных объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и площадок, работы по строительству объектов, производящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

## **В) Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов**

Они включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период; запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров; расположенных вблизи рек; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю.

Использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии; установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроля швов сварных соединений трубопроводов.

### **6.3 Защита в чрезвычайных ситуациях**

Характерные чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже 40 °С), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе оператора по добыче нефти и газа представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекаания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.



#### **6.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были выбраны основные методы, которые на текущий момент применяются или могут применяться на месторождении в качестве мероприятий по увеличению добычи газа и газового конденсата. Это продувка скважин на горизонтальную факельную установку куста (ГФУ), зарезка боковых стволов и предлагаемый метод замены колонны насосно-компрессорных труб на двухрядный лифт (концентрическая лифтовая колонна).

В результате исследования метода продувки был сделан вывод о том, что данное мероприятие характеризуется нестабильными отборами газа и является лишь временным решением проблемы самозадавливания скважин (работа скважины в шлейф составляет 2-3 дня в среднем), после чего жидкость снова накапливается на забое и общий дебит снижается на 20-30%, после чего в результате снижения температуры гидрат откладывается по ходу газа в НКТ, либо на устье скважины, образуя гидратную пробку. Побочным эффектом данного метода является то, что в результате создаваемых частых высоких депрессий на пласт, забой скважины разрушается, начинается пескопроявление вплоть до осыпки забоя с последующим выводом скважины в ремонт. Следует отказаться от данного метода в пользу иным мероприятий, имеющих более эффективный ресурс.

Бурение боковых стволов при качественном проектировании сейчас является наиболее высокоэффективным методом для скважин с низкими термобарическими параметрами. В ВКР приведены основные модели аналитического расчета эффективности данного мероприятия, подобрана наиболее подходящая (box-shape модель Babu I Odeh) для текущего объекта исследования (Ямбургское НГКМ). Проведена апробация метода на одной из скважин-кандидатов. В результате дебит при работе в шлейф возрос в полтора раза и составил 195000 м<sup>3</sup>/сут.

## Список используемых источников

1. Проведение капитального ремонта в скважинах месторождений Крайнего Севера, предотвращающего образование песчаных пробок и разрушение призабойной зоны пласта/ Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, З.С. Салихов, В.Г. Мосиенко // Обзор. Информ. Сер.: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ООО ИРЦ”Газпром”, 2004. – 108 стр.
2. Ли Д., Генри Н., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / пер. с англ. – М.: ООО “Премиум инжиниринг”, 2008 – 384 с.
3. Епрынцев А.С. Анализ существующих технологических решений по удалению жидкости из обводняющихся скважин на Медвежьем НГКМ / А.С. Епрынцев, А.В. Нурмакин, Д.В. Моторин, Р.Т. Исмапов // Иновационные технологии для нефтегазового комплекса: сб. науч. тр. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 37-45 с.
4. Одишария Г.Э., Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей – М.: ВНИИГаз, Ивановский государственный энергетический университет, 1998.
5. Акбулатов Т.О. Левинсон Л.М. Расчеты при бурении наклонно направленных скважин: Учебное пособие.- Уфа: УГНТУ, 1994.
6. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
7. Классификация основных средств включаемых в амортизационные группы – 2016 - №640
8. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
11. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях».

12.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

13.«Технологический регламент о требованиях пожарной безопасности»  
Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123.

14.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

15.Федеральный закон от 10.01.02 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».