

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА БАРСУКОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)</b>

УДК 622.279.8(571.121)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Гладких Марина Алексеевна			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись)     (Дата)     (ФИО)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович

Тема работы:

<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА БАРСУКОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№39-68/с от 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, защита в чрезвычайных ситуациях.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геолого-промысловый раздел;             <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1 Общие сведения о месторождении;</li> <li>1.2 Геологическая характеристика; месторождения;</li> <li>1.3 Характеристика продуктивных пластов;</li> <li>1.4 Разработка месторождения;</li> </ol> </li> <li>2 Технологический раздел;             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 Обоснование проведения мероприятий по совершенствованию разработки месторождения;</li> <li>2.2 Общие сведения о газовых гидратах в разработке нефтегазовых месторождений;</li> <li>2.3 Технологическая схема сбора газа и установки комплексной подготовки газа;</li> <li>2.4 Методы борьбы с гидратами в разработке нефтегазовых месторождений;</li> </ol> </li> </ol>

	2.5 Технологическая схема сбора газа и установки комплексной подготовки газа; 2.6 Мероприятия по оптимизации текущих работ по борьбе с гидратами в работе добывающих скважин
--	---

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>Доцент ОСГН, к.э.н. Маланина Вероника Анатольевна</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Старший преподаватель ОНД, Гуляев Милий Всеволодович</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
<b>В работе отсутствуют разделы на иностранном языке</b>	

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель ОНД	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович

Тема работы:

<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА БАРСУКОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)</b>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2023	<i>Обзор литературы по теме исследования</i>	10
21.02.2023	<i>Введение</i>	10
27.02.2023	<i>Геолого-промысловый раздел;</i>	15
04.03.2023	<i>Технологический раздел.</i>	20
20.04.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
05.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
20.05.2023	<i>Заключение</i>	5
10.06.2023	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Гладких Марина Алексеевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович		

## РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа по теме: «Эффективность технологии сбора и подготовки газа на Барсуковском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)» состоит из трех основных разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников, включающих 41 наименование. Работа изложена на 99 листах машинописного текста, включающего 13 рисунков и 11 таблиц.

Ключевые слова: нефть, скважина, добыча, дебит, месторождение, методы увеличения нефтеотдачи, гидраты, эксплуатация, технология, ингибиторы, метанол, рентабельность, выручка, расчет.

Объектом исследования в работе являются система сбора и подготовки скважинной продукции месторождения и в частности добывающие скважины в условиях Барсуковского нефтегазоконденсатного месторождения.

В результате исследования на месторождении выделены основные причины снижения эффективности работы добывающих скважин, среди которых одну из основных ролей играет проблема газовых гидратов при эксплуатации добывающего оборудования. В соответствии с этим в работе представлены рекомендации по оптимизации текущей системы борьбы с газовыми гидратами в добывающих скважинах месторождения с использованием метода закачки ингибитора в пласт в дополнение к технологии подбора режимов работы скважин, а также очистных работ по стволу скважины.

При написании ВКР использована, современная литература от 2010-2020 гг издательства, которая включает в себя отчеты по разработке Барсуковского месторождения, отчеты по ОПЗ скважин, учебники по нефтегазодобычи, книги известных авторов, а также различные журналы, научные статьи и справочники по теме разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ РАЗДЕЛ.....	13
1.1 Общие сведения о месторождении.....	13
1.2 Геологическая характеристика месторождения .....	15
1.2.1 Стратиграфия.....	15
1.2.2 Тектоника .....	18
1.3 Характеристика продуктивных пластов .....	21
1.4 Разработка месторождения .....	23
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	25
2.1 Обоснование проведения мероприятий по совершенствованию разработки месторождения .....	25
2.2 Общие сведения о газовых гидратах в разработке нефтегазовых месторождений .....	28
2.3 Технологическая схема сбора газа и установки комплексной подготовки газа .....	34
2.4 Методы борьбы с гидратами в разработке нефтегазовых месторождений .....	38
2.5 Анализ мероприятий по борьбе с гидратами на месторождении .....	40
2.6 Мероприятия по оптимизации текущих работ по борьбе с гидратами в работе добывающих скважин .....	47
2.6.1 Обоснование применения ингибиторов.....	47
2.6.2 Опытно-промышленные работы по подаче ингибиторов.....	51
2.6.3 Расчет подачи ингибитора в скважину .....	55
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
3.1 Краткая характеристика компании-недропользователя.....	61
3.2 Методика экономического расчета проекта.....	63
3.2.1 Расчет себестоимости 1 т нефти .....	63
3.2.2 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий .....	67
3.3 Расчет экономической эффективности проекта.....	69
3.3.1 Расчет себестоимости 1 т нефти до оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями .....	70

3.3.2 Расчет себестоимости 1 т нефти после оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями .....	71
3.3.3 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий .....	73
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	77
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	77
4.2 Производственная безопасность.....	78
4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	79
4.4 Экологическая безопасность.....	86
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	95

## **ВВЕДЕНИЕ**

*Актуальность работы.* Разработка любого нефтегазового месторождения вне зависимости от его геологической сложности, промышленного обустройства и стадии разработки сопровождается активным проведением различных геолого-технических мероприятий с целью грамотного и рационального извлечения недр, а также достижений максимально возможных коэффициентов извлечения недр.

К данным работам можно отнести, как различные методы по борьбе с осложнениями при эксплуатации добывающего оборудования, так и мероприятия по дальнейшему обустройству месторождения (формирование сетки скважин, обустройства системы ППД, подбор режимов работы ДО и т.д.), а также проекты по воздействию на призабойные зоны, как добывающих, так и нагнетательных скважин.

В зависимости от типа залежи добываемого потока флюида необходимо в индивидуальном порядке подбирать и проводить ГТМ для оптимизации и совершенствованию добычи на месторождении. Для газовых и газоконденсатных скважин это могут быть дополнительные работы по техническому переоснащению или ремонту специального газового оборудования (УКПГ, сепарационные установки и др.) или проведению работ по борьбе с осложнениями в добычи газа или конденсата, к примеру, проблема газовых гидратов в разработке нефтегазовых месторождений.

Газогидраты часто встречаются на газовых и газоконденсатных месторождениях, их образование на стенках насосно-компрессорных труб и других промышленных трубопроводах ведет к различным технологическим проблемам. Ликвидация гидратных пробок является сложной задачей, так как требует больших затрат на оборудование и другого материала (ингибитора), такая процедура занимает от нескольких дней до нескольких месяцев. Правильный контроль за работой ДО, анализ причин его поломок и дальнейших подбор необходимых методов борьбы с осложнениями в

эксплуатации оборудования является важной задачей для инженерного состава на месторождении.

## Сокращения, термины и определения

- АСПО** – Асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ДНС** – Дожимная насосная станция;
- ДО** – Добывающее оборудование;
- ГИС** – Геофизические исследования скважин;
- ГТМ** – Геолого-технические мероприятия;
- ГДИ** – Гидродинамические исследования скважин;
- ИГО** – Ингибиторы гидратоотложений;
- КП** – Куполовидное поднятие;
- ММП** – Многолетние мерзлые породы;
- МРП** – Межремонтный период работы добывающего оборудования;
- НДПИ** – Налог на добычу полезных ископаемых;
- НДС** – Налог на добавленную стоимость;
- НКТ** – Насосно-компрессорные трубы;
- ППД** – Система поддержания пластового давления;
- ПАВ** – Поверхностно-активные вещества;
- СПО** – Спускоподъемные операции;
- УКПГ** – Установка комплексной подготовки газа;
- УПН** – Установка подготовки нефти;
- УДХМ** – Установка дозирования химреагента.

# 1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ РАЗДЕЛ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Барсуковское нефтегазоконденсатное месторождение (рисунок 1.1), расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 110 км юго-западнее п. Тарко-Сале, вблизи от разрабатываемых месторождений Новопурпейского, Комсомольского и Муравленковского. В 60 км к востоку от него проходит трасса газопровода Уренгой-Вынгапур-Челябинск-Новополоцк.

В физико-географическом отношении Барсуковское месторождение находится на Надым-Пуровской равнине Западно-Сибирской страны. Район работ приурочен к Южно-Надымско-Пуровской провинции лесной зональной области и расположен в междуречье рек Пякупур и Пурпе.

В тектоническом отношении Барсуковское месторождение находится в пределах структуры второго порядка – Пякупурского куполовидного поднятия, входящего в состав Северного мегавала. Пякупурское куполовидное поднятие представляет собой положительную структуру неправильной формы, ориентированную в юго-западном-северо-восточном направлении, осложненную несколькими локальными поднятиями III порядка: Верхне-Пякупурским, Нижне-Комсомольским, Ново-Комсомольским I и Ново-Комсомольским II. С трех сторон поднятие ограничено прогибами: на севере – Западно-Пурпейским, на востоке – Восточно-Комсомольским, на юге – Пякупурским, а на западе граничит с Танловской впадиной. Барсуковское месторождение непосредственно приурочено к Нижне-Комсомольскому локальному поднятию, которое осложнено двумя куполами.

Южный, основной купол, имеет субмеридиональное простирание, а северный купол, согласно положению длинной оси, ориентирован в северо-западном направлении.

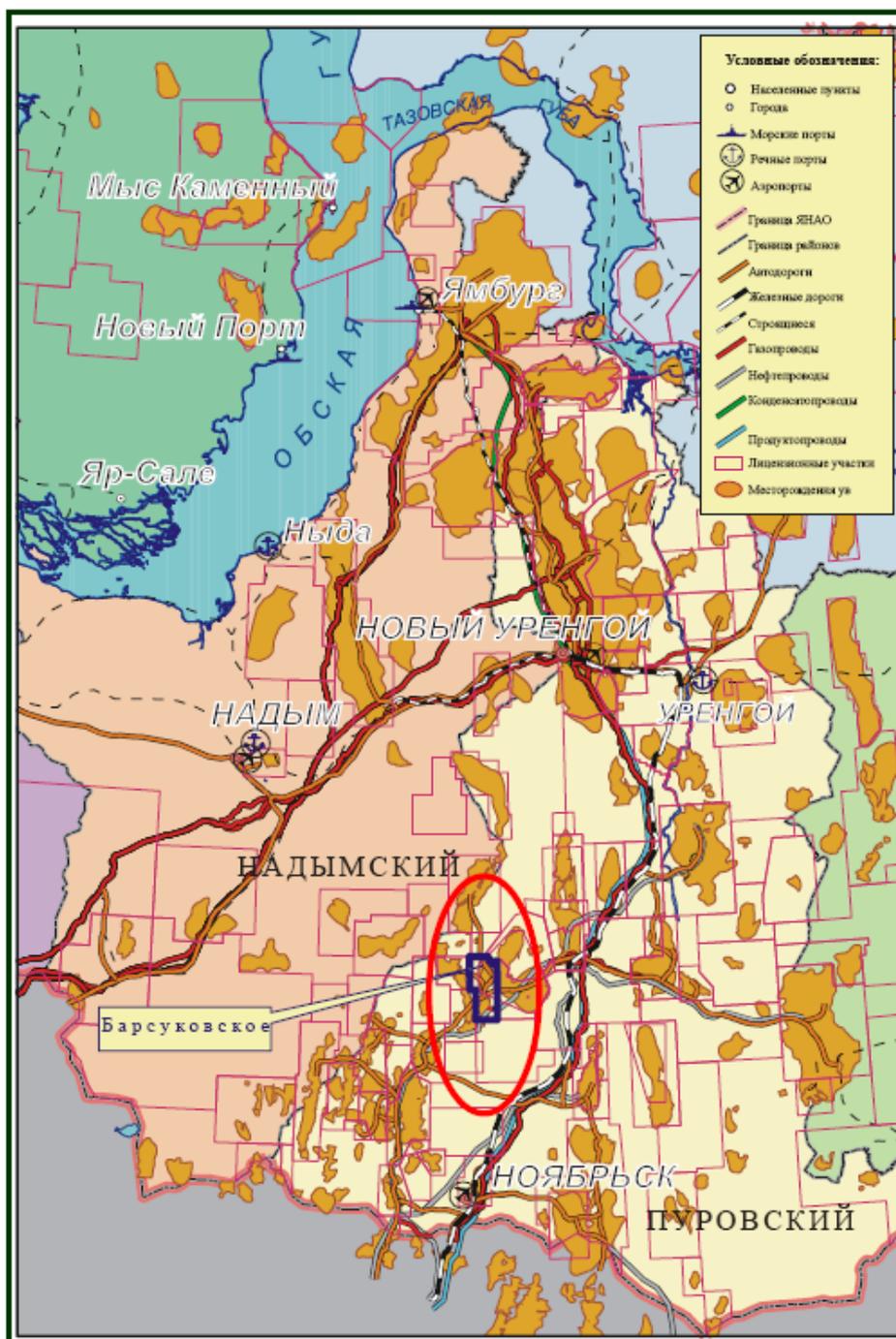


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Ямало-Ненецкого автономного округа

Барсуковское месторождение нефти (центральная его часть) расположено на водоразделе рек Пурпе и Пякупур. Северная часть месторождения дренируется р. Хальмерьяхой (правый приток р. Пурпе) и ее левым притоком р. Хальмертаркояхой. Южная часть месторождения принадлежит к водосбору р. Етуяхи (левый приток р. Пякупур) и ее правого притока р. Етутаркояхи.

Месторождение открыто в 1966 г. как газовое, а затем с открытием в нижнемеловых отложениях нефтяных и газовых залежей (1984 г.) переведено в разряд нефтегазоконденсатных. Введено в разработку в 1987 году.

На месторождении числится около 332,4 млн. т геологических и около 108,7 млн.т извлекаемых запасов нефти и 9,4 млрд. м<sup>3</sup> геологических запасов свободного газа. По извлекаемым запасам месторождение относится к крупным, по геологическому строению – к очень сложным.

Промышленно нефтегазоносны терригенные отложения мелового возраста (от валанжина до сеномана включительно, залегающими на глубинах 924 – 2550 м): апт-альбского яруса покурской свиты К1а пласты ПК15, ПК16, ПК17, ПК180, ПК181, ПК182, ПК19-20 и ПК22, готерив-барремского яруса сангопайской свиты - К1g пласты АС8, АС9, АС10, АС111, АС112, АС120 и АС121, готерив-барремского яруса усть-балыкской свиты - К1v пласты БС0, БС11, БС2, БС31-1, БС31-2, БС32, БС4, БС5, БС6, БС71, БС72, БС8 и БС9, берриас-валанжинского яруса сортымской свиты - К1v пласты БС100, БС101, БС102, БС111, БС112, БС120, БС121, БС122, БС13, БС14 и БС15.

В геологическом разрезе месторождения выделено 109 залежей нефти, газа и конденсата, в т.ч. четыре газовых, 10 газоконденсатных, 26 нефтегазоконденсатных, четыре нефтегазовых, 65 нефтяных. Месторождение находится на стадии промышленной разработки, выработка запасов нефти составляет более 50 %. Разработку ведет ПАО «НК Роснефть»

## **1.2 Геологическая характеристика месторождения**

### **1.2.1 Стратиграфия**

#### *Меловая система.*

Меловая система представлена нижним и верхним отделами. В нижний входят отложения мегионской, вартовской свит и нижней покурской свиты, а верхний отдел включает верхние части покурской свиты, отложения кузнецовской, берёзовской и ганькинской свит.

Толщина мегнионской свиты вскрытая скважиной 4-Р составляет 395 м. и представлена аргиллитами с неровным и раковистым изломом, плитчатами с углистым детритом. Верхняя часть свиты сложена мелководно-морскими образованиями и представляет собой чередования песчано-алевритовых и глинистых пластов, и к ней приурочены продуктивные пласты БС12, БС13, БС14. Возраст определяется как бериас-валанжинский.

Отложения вартовской свиты залегают на глубинах от 1923 м. (скв. 9-Р) до 2093 м. (скв.7, 127-Р).

Для разреза характерно обилие растительного детрита, прослой углей и к нему приурочены продуктивные пласты АС10, АС11, БС0,1,2, по БС11.

Возраст свиты определен как верхневаланжинский. Толщина изменяется от 491 м. (скв. 134) до 595 м. (скв.127-Р).

*Нижняя подсвита покурской свиты.*

На Барсуковском месторождении осадки покурской свиты распространены повсеместно, они залегают согласно на отложениях вартовской свиты и представлены прослаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Встречаются прослой глин, углей. К ней приурочены продуктивные пласты ПК19, ПК18, ПК17, ПК20. Возраст отложений определен как апт-альбский.

*Верхняя подсвита покурской свиты.*

Эти отложения залегают на глубине от 924 м. (скв.138Р - 141Р) до 1075 м. (скв. 127Р. Граница между верхним и нижним отделами меловой системы из-за отсутствия резкой смены характерных комплексов проводится условно. На данном месторождении верхняя подсвита покурской свиты не нефтегазоносна. Общая толщина покурской свиты 974 - 1029 м.

Кузнецовская свита трансгрессивно залегает на отложениях покурской свиты на глубинах 906-1038 м.

Сложена она глинами, которые служат региональной покрывкой для пород сеномана. Толщина осадков свиты изменяется от 15 до 44 м.

Отложения *Берёзовской свиты* подразделяются на две подсвиты - верхнюю и нижнюю. В кровле нижеберёзовской подсвиты обособляются пласт тёмно-серых, почти чёрных, крепких, плотных, кремнистых органогенных пород. Он известен как сейсмоотражающий горизонт "С". Толщина подсвиты изменяется от 69 до 99 м.

Верхнеберёзовская подсвита представлена глинами, её толщина от 60 до 80 м. Общая толщина берёзовской свиты изменяется от 129 до 179 м.

Отложения ганькинской свиты завершает разрез молодых отложений.

Свита залегает на глубинах от 556 м. (скв. 141Р) до 698 м. (скв. 6Р) и состоит из известковистых глин. Толщина изменяется от 100 до 217 м.

#### *Палеогеновая система.*

Эта система представлена тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом. В составе палеогеновых отложений выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская атлымская, новомихайловская свиты.

Талицкая свита состоит из нижней подсвиты толщиной от 36 до 103 м. и верхней от 15 до 104 м.

Люлинворская свита подразделяется на три подсвиты:

Среднелюлинворская представлена диатомитовыми глинами толщиной 68 - 85 м.

Нижнелюлинворская (опоковидные глины) толщиной 32 - 57 м.

Верхнелюлинворская сложена глинами, довольно крепкими сполурастворённой органикой и имеет толщину от 76 - 90 м.

Отложения тавдинской свиты приурочены к верхнему и нижнему олигоцену. Свита сложена глинами с прослойками алевритов и песков. Толщина свиты от 50 до 100 м.

Континентальные отложения атлымской свиты сложены песками.

Новомихайловская свита представлена песками, алевритовых глин и светло-серых песков. Толщина атлымской и новомихайловской свит изменяются от 10 до 80 м.

Отложения туртасской свиты на Барсуковском месторождении отсутствуют

#### *Четвертичная система.*

На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают осадки четвертичной системы, представленные песками, глинами, галечниками, торфяниками, ледниковыми валунами. Толщина четвертичных отложений составляет от 10 - до 110 м.

### **1.2.2 Тектоника**

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, Барсуковское месторождение расположено в пределах структуры второго порядка - Пякупурского куполовидного поднятия (КП) входящего в состав Северного мегавала. Пякупурское (КП) представляет собой приподнятую ступень неправильной формы, ориентированную в юго - западном - северо - восточном направлении, осложненную несколькими локальными поднятиями третьего порядка.

Для рассматриваемой структурно - тектонической зоны как и в целом структур Западно - Сибирской плиты, характерен унаследованный характер развития с постепенным выволаживанием вверх по разрезу.

Барсуковское месторождение приурочено к Нижне – Комсомольскому локальному поднятию. По сейсмическому отражающему горизонту “Б” (кровли битуминозных аргиллитов баженовской свиты), Нижне-Комсомольское локальное поднятие разделено на две части: Южный, основной купол по замыкающей изогипсе - 2800 м. имеет размеры 5 x 17 км, и амплитуду порядка 50 м. Северный купол по изогипсе - 2775 м. имеет размеры 5 x 3 км. амплитуду порядка 20 м. и северо-западное простирание длинной оси. Изогипсой 2925 м. Нижне - Комсомольское поднятие сочленяется с Ново - Комсомольским поднятием.

Необходимо отметить, что тектоническими разломами продуктивная площадь месторождения делится на семь блоков. Сама нумерация блоков представлена на рисунке 1.2.

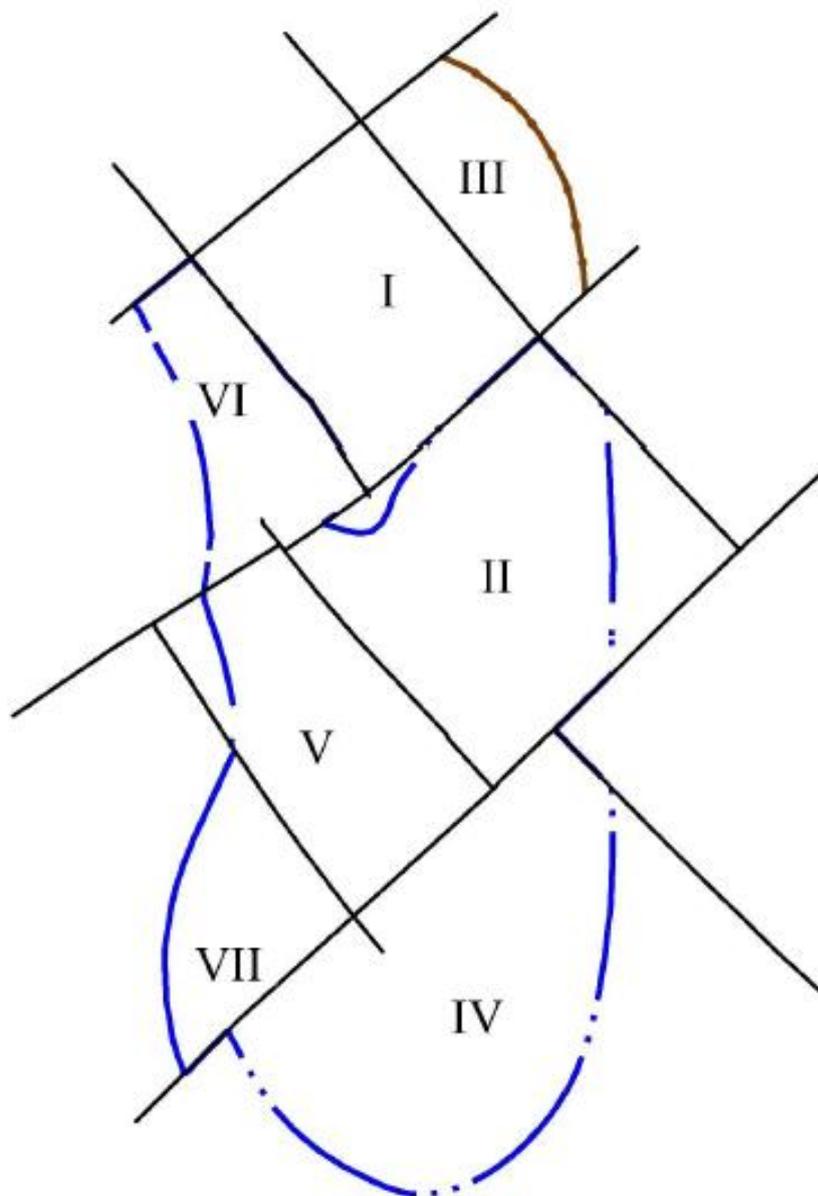


Рисунок 1.2 – Нумерация блоков месторождения

По отражающему горизонту “Г” (сеноман) Нижне - Комсомольское локальное поднятие оконтуривается изогипсой 875 м. и в её пределах имеет размеры 5,5 x 10 км, амплитуду 25 м. Простираение длинной оси - субмеридиальное. Свод поднятия сместился из района скважин №121, 132, 447 в район скважин № 138,141.

По кровле вартовской свиты (баррель) на исследуемом участке сохраняются очертания структурного плана сейсмического отражающего горизонта "Б". Нижне - Комсомольское поднятие представлено четырьмя куполами: район скважины № 9; район скважин № 447, 135; район скважин № 578, 138; район скважин № 121,825.

По кровле покурской свиты (сеноман), наряду с выполаживанием, происходит и некоторая перестройка структурного плана. Так купола, отмечавшиеся по кровле вартовской свиты, объединяются в единый купол, наиболее приподнятая часть которого находится в районе скважин № 138,141. Сохраняются очертания структурного носа в южной части исследуемого участка.

По кровле ганькинской (верхний мел) и талицкой (палеоцен) наблюдается дальнейшее выполаживание структурного плана без существенного его изменения.

По кровле продуктивного пласта БС12 на исследуемом участке выделяется антиклинальная складка субмеридиального простирания, осложнённая четырьмя куполами. В южной части отмечается два купола - в районе скважин №120, 119 имеет размеры по замыкающей изогипсе 2510 м, размеры 7 x 3 км, амплитуду 11м.

Купол в районе скважин № 6, 482-Э имеет по изогипсе 2510 м. размеры 4,5x2,5 км. амплитуду 7 м. Эти два купола объединяются изогипсой 2520 м. В районе скважин 120,119 открыто месторождение, названное Западно - Барсуковским.

В центральной части исследуемого участка (район скв.№ 121) выделяется купол с размерами по изогипсе - 2490 м, размерами 3,5 x 2 км. и амплитудой 15 м. Кроме того, в северной части структуры (район скважин 447, 141, 9) отмечается купол размерами 12 x 4 км. и амплитудой 37 м. (скв. 141) по замыкающей изогипсе 2450 м. (наиболее приподнятая часть).

По кровле пласта АС10 структурный план несколько изменяется. Два купола в северной части площади объединяются в один с размерами 10,5 x 3

км. по замыкающей изогипсе - 1970 м. амплитудой - 15 м. (скв. № 442). Сохраняют свои очертания купола в центральной части (скв. №121) и северной части (район скв. №447,141,9) структуры.

По кровле продуктивных пластов ПК17, ПК19-20 структурный план исследуемого участка существенно не меняется. По кровле пласта ПК19-20 поднятие имеет размеры 16,8 x 7,2 км. в пределах изогипсы 1650 м. и амплитудой порядка 75 м.

### **1.3 Характеристика продуктивных пластов**

В нижнемеловых отложениях Барсуковского месторождения промышленные скопления УВ связаны с отложениями валанжинского (пласты БС14; БС13; БС12; БС11-2; БС11-1; БС10; БС10-1), готерив-баремского (пласты БС9; БС8; БС8-0; БС7; БС6; БС4; БС3-2; БС3-1; БС2; БС1; БС0; АС12; АС11-2; АС11-1; АС10) и апт - альтского (пласты ПК22; ПК19 -20; ПК18 -0; ПК18-1; ПК18-2 и ПК17 ) ярусов, всего на месторождении без учёта сеноманской залежи (пласт ПК1) выделено 27 подсчётных объектов.

Продуктивные пласты Барсуковского месторождения характеризуются незначительными эффективными нефтенасыщенными толщинами, невысокой песчанистостью, расчленением, невыдержанностью нефтенасыщенных пропластков, их замещением и опесчаниванием на незначительных расстояниях.

Исключение составляет только основной пласт ПК19-20. Принятое в расчёт запасов нефти значение эффективной нефтенасыщенной толщины по ПК19-20 составило 16 м. Коэффициент песчанистости составил 0,571, коэффициент расчленённости - 9.1 при коэффициенте вариации 41.4%.

Характеристика продуктивных пластов месторождения представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика продуктивных пластов Барсуковского месторождения

Пласт	Газов. фактор м <sup>3</sup> /т	Объёмный коэффициент	Плотность нефти в пластовых условиях г/см <sup>3</sup>	Плотность нефти в поверхн. условиях г/см <sup>3</sup>	Плотность воды г/см <sup>3</sup>	Пласт. давл. нач. атм.	Давл. насыщ. атм.	Вязкость нефти в пласт. условиях спз	Вязкость нефти в поверхн. условиях спз	Температура пласта град. °С	Относ. плотность газа	Пористость
ПК17	37,3	1,093	0,835	0,888				5,30			0,746	
ПК19	80,0	1,170	0,821	0,884	1,000	170,0	125,0	3,40	22,04	55,0	0,797	0,27
ПК20	51,9	1,170	0,821	0,890	1,001	170,0	115,0	4,66	29,73	57,0	0,850	0,27
АС10	76,0	1,320	0,790	0,870	1,000		101,0	1,91	9,99	73,5	0,820	0,20
1БС10	53,0	1,200	0,744	0,858	1,007	245,0	136,0	1,03	2,80	78,0	0,975	0,20
2БС11	100,0	1,270	0,743	0,844	1,009	248,0	137,0	1,18	2,70	84,0	0,975	0,20
БС12	110,0	1,350	0,728	0,850	1,001	256,0	120,0	1,03	2,70	84,0	0,738	0,29
БС13	60,0	1,350	0,743	0,844	1,001	254,0	114,5	1,03	2,70	84,0	0,738	0,29
БС7	92,0	1,250	0,744	0,868	1,007	230,0	130,0	0,83	2,70	74,0	0,738	0,20

По остальным пластам Барсуковского месторождения эффективные нефтенасыщенные толщины, принятые в расчёт запасов нефти составили следующие значения: ПК17 - от 1.2 до 7 м. ПК18 0 -1 от 4.6 до 14.6 м. ПК22 от 2 до 8.8 м. АС10 - от 1.9 до 11.7 м. БС7 - от 1.1 до 12.8 м. БС8 - от 1.4 до 8.6 м. БС10 - 1 -2.4 м. БС-11-2 от 1 до 13.6 м. БС12 - от 1.2 до 7.4 м. БС13 - от 0,6 до 3.6 м. БС14 - от 0.9 до 9 м.

Коэффициенты песчаности и расчленённости соответственно следующие: ПК17 - 0.45, 7.5 (коэффициент вариации расчленённости 53,1%); БС8 – 0,354, 4.5; С10 – 0,785, 6.3 (41.8%); БС12 – 0,532, 3.3 (37.6%); БС7 - 0.339, 3.6(39.7%); АС10 - 0.601, 5.3(43.8%); БС11 - 0.665, 3.6(49.7%).

По пласту ПК19-20 пропластки менее 1 м. встречаются с вероятностью 35%, от 1 до 2 м. - 23%, максимальная толщина пропластка 16,5 м. вскрывается с вероятностью 0,5%.

По пласту АС10 максимальная вероятность вскрытия нефтенасыщенных пропластков - 39%, соответствует толщинам от 1 до 2 м. Пропластки менее 1м. встречаются с вероятностью 28%. По пластам БС8; БС7, БС10 - 1; БС12; БС11-2, пропластки менее 1м. встречаются в 37%,38%,18%, 36%, 29% соответственно, составляя практически по всем пластам максимальные значения вероятностей.

Таким образом проведенная статистическая обработка подтверждает высокую расчленённость и невыдержанность пропластков коллекторов Барсуковского месторождения, их высокий коэффициент песчаности.

#### **1.4 Разработка месторождения**

В настоящее время на Барсуковском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз» разрабатывается 11 пластов: ПК19-20, ПК2 18, АС10, АС1 11, БС2 7, БС6, БС8, БС1 10, БС2 11, БС1 12, БС2 12. Запасы нефти в целом сосредоточены по 32 продуктивным пластам, которые объединены в 9 самостоятельных объектов разработки: ПК17 — ПК18, ПК19-20, ПК22, АС8-12, БС1 — БС4, БС5 — БС7, БС8, БС10 — БС11, БС12 — БС14. При этом залежи многих пластов осложнены литологическими экранами и

геологическими разломами, в них имеются газовые шапки. Залежи пластов ПК19-20, ПК22, БС9 являются обводненными.

Залежь пласта ПК19-20 является самой крупной по запасам на месторождении.

С начала разработки месторождения добыто около 42 млн т нефти и 127 млн т жидкости при обводненности продукции 87,5 %, текущий КИН равен 0,127, отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 38,5 %. Основным объектом разработки является пласт ПК19-20, обеспечивающий около 85 % текущей добычи нефти месторождения (рис. 1.3). Дебиты жидкости по нему составляют более 30–150 т/сут. У 40 % скважин обводненность 95–98 %, накопленный отбор у 39 % скважин составляет более 50 тыс. т на одну скважину.

Основной фонд нефтяных добывающих скважин (51,2 %) эксплуатируется с дебитом нефти менее 5 т/сут., 64 % фонда скважин эксплуатируются с обводненностью продукции более 90 %.

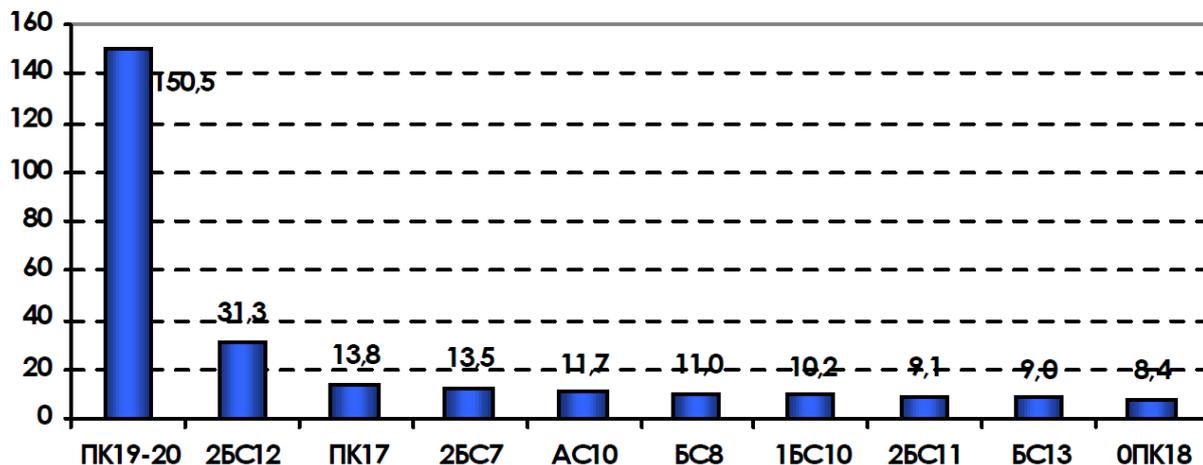


Рисунок 1.3 – Распределение нефти НГЗ (млн т) по крупным пластам Барсуковского месторождения

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

### **2.1 Обоснование проведения мероприятий по совершенствованию разработки месторождения**

Разработка любого нефтяного или газового месторождения сопровождается проведением различных геолого-технических мероприятий с целью оптимизации или совершенствования добычи флюида на месторождении. Так система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении включает в себя, как сами скважины и скважинные установки, так и непосредственно сборные пункты по первичной переработки и хранению флюида, а так и дополнительные скважинные установки, системы трубопроводов, ДНС, КНС, УКГП и др.

Модификация или ремонт одного оборудования может быть направлено на повышение качества работы оборудования (сепарационные установки, пункты сбора или очистки добываемого флюида, устьевого и внутрискважинное оборудования и др.), то есть приводит к снижению энергетических затрат на добычу нефти и газа, повышению качества добываемой/транспортируемого потока. При этом в свою очередь проведение различных работ непосредственно на скважине или по скважинному ДО (воздействие на ПЗП или устье скважины, бурение горизонтальных скважин, обустройство системы ППД и др.) позволяет существенно увеличить именно среднесуточную или общегодовую добычу флюида.

Все работы по оптимизации и совершенствованию добычи на любых месторождениях зависят от типа добываемого флюида (нефть, газ, конденсат), стадии разработки месторождения (от разведывательного бурения и опытно-промышленной эксплуатации, до завершающих этапов разработки и сокращению эксплуатационных скважин и проведения различных ГТМ). Так же важно и качество ведения работ, так если ранее скважины с среднесуточными дебитам в 2-3 т/сут по нефти считались, находящимся на грани рентабельности ведения добычи, то сейчас благодаря современным

технологиями и оборудованием возможно гораздо более продолжительный период времени поддерживать рентабельность добычи. На пример, зачастую проводят работы по кустовой сепарации скважин по малодебитному и сильнообводненному фонду скважин, с целью снижения затрат на сбор и транспортировку добываемого флюида и др. Так же часто можно встретить такие проекты, как гидравлический разрыв пласта, проект СКО, бурение боковых и горизонтальных стволов и др. Применение подобных ГТМ позволяет более эффективно извлекать флюид из пласта, что приводит к увеличению добычи нефти или газа в определенный промежуток времени, чаще всего в период 10-15 месяцев.

Особняком же можно выделить часть работы, направленных на борьбу с осложнениями в добычи флюида, цель которых повысить качество извлекаемого потока нефти или газа, а так же увеличить общий срок службы оборудования (для скважинного оборудования особенно можно выделить такой параметр, как коэф. эксплуатации скважины или межремонтный период работы ДО). Данные мероприятия повышают МРП скважин, снижают затраты на ремонт и обслуживания скважинного или устьевого оборудования, что снижает себестоимость добычи 1 т товарной продукции на месторождении и позволяет, как и в случае с оптимизацией или модификацией оборудования, повышать общую рентабельность ведения добычи нефти или газа на месторождении, к примеру, сюда можно отнести проблему АСПО или газовых гидратов в разработке нефтегазовых месторождений.

В условиях Барсуковского месторождения, проводятся самые различные работы с целью рационального и технико-экономического эффективного способа добычи нефти и газа. Для нефтяных скважин наиболее характерны работы по бурению боковых и горизонтальных стволов, для части фонда скважин проводятся проект ГРП и его модификации (при условии соответствия скважин-кандидатов для подобных работ), а так же оптимизации и совершенствованию работы системы ППД (выравнивание

фронта заводнения, проведения СКО по нагнетательным скважинам и т. д.). Для улучшения качества эксплуатации ДО выполняются работы по оптимизации работы УЭЦН и ШГН в которых входят подбор оптимальных режимов работы скважин, замена оборудования на более современное и др.

Статистика проведения ГТМ по месторождению в период 2016-2020 гг, учитывающая нефтяные скважины, приедена на рисунке 2.1.

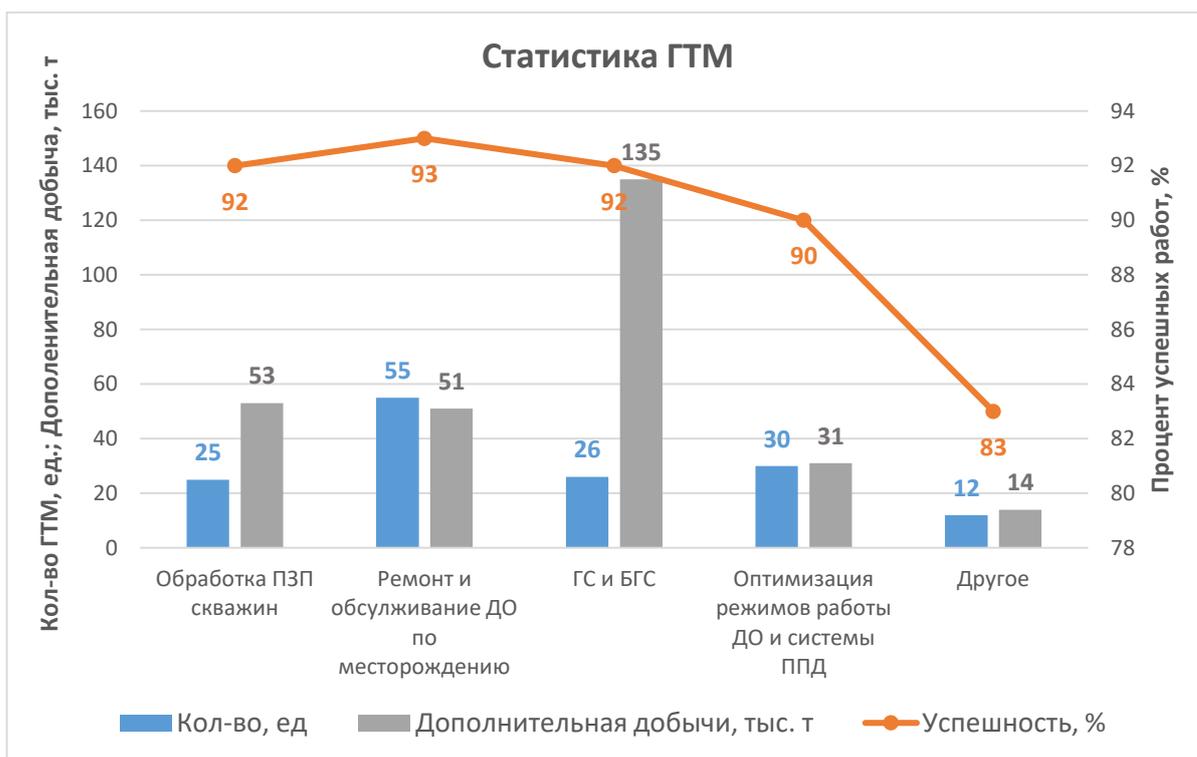


Рисунок 2.1 – Статистика ГТМ по нефтяным скважинам по месторождению

Немного по-другому ситуация обстоит с газовыми или газоконденсатными скважинами. По данным типам скважин работы направлены на устранения осложнений в добычи (проблема АСПО, газовых гидратов и т.д.) и извлечению флюидов с таких скважин, оптимизации работы добывающего оборудования (сепарационные установки, режимы работы скважин и др.). Учитывая, что такие скважины все еще могут давать хорошие результаты по среднесуточным или годовым отборам флюидам (по сравнению с нефтяным объектами месторождения), так среднесуточные дебиты такого типа скважина по нефти (нефть + конденсат) составляют 25-30 т/сут 150-175 м<sup>3</sup>/сут по газу (газ + конденсат), то проведением работы

совершенствованию или оптимизации системы сбора и подготовки газовых скважин может быть перспективным проектом для модернизации.

Статистика проведения ГТМ на месторождении по газовым и газоконденсатным скважинам представлена на рисунке 2.2.

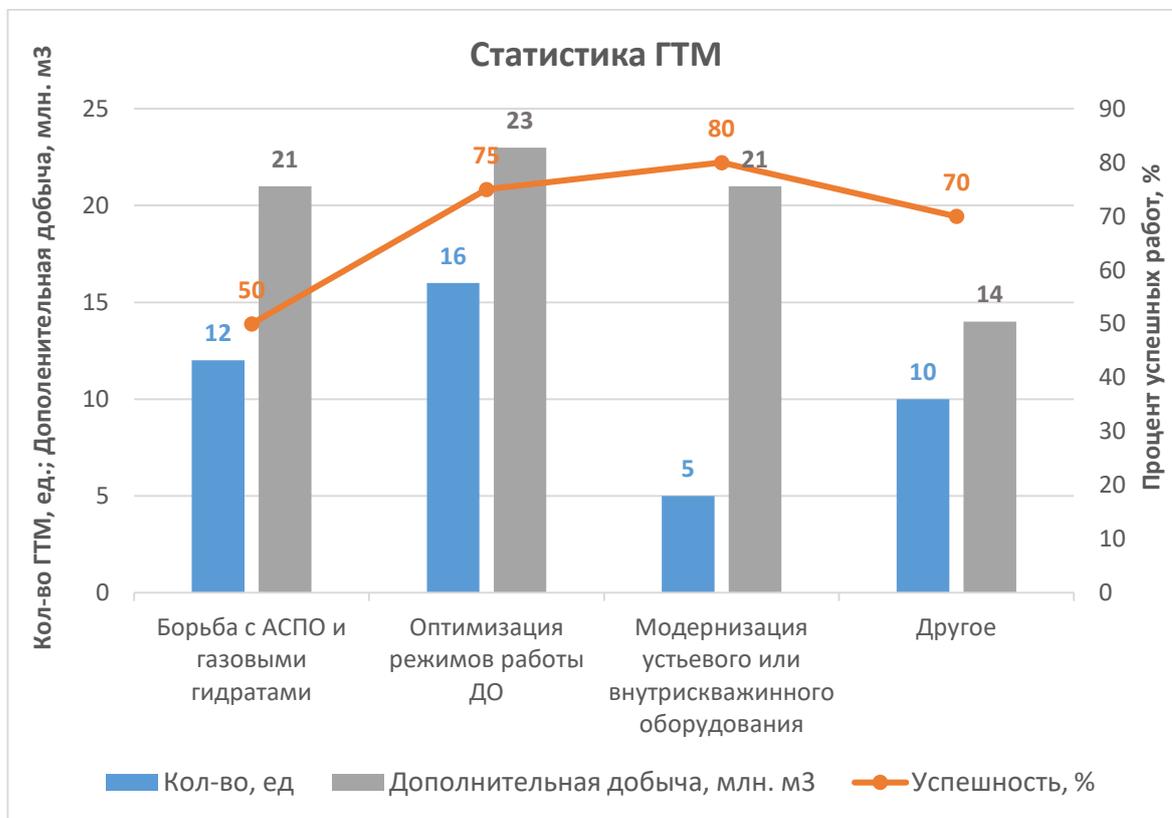


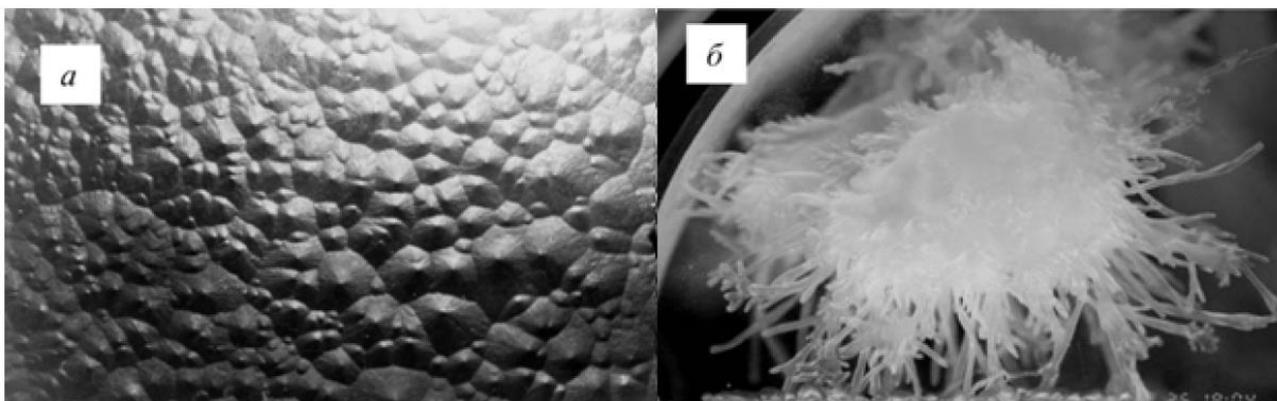
Рисунок 2.2 – Статистика ГТМ по газовым и газоконденсатным скважинам по месторождению

Рассмотрим одну из проблематик, наиболее часто встречающейся по газовым скважинам на месторождении более подробно.

## 2.2 Общие сведения о газовых гидратах в разработке нефтегазовых месторождений

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов. Некоторые летучие органические жидкости (типа фреонов) также могут образовывать газовые гидраты. По внешнему виду напоминают лед или снег (рис. 2.3). Стоит отметить, что область их термодинамической стабильности

охватывает в том числе и положительные (по Цельсию) температуры. Так, при умеренных давлениях газовые гидраты природных газов существуют вплоть до плюс 20-25 °С.



Где на рисунке: (а) - массивные кристаллы гидрата метана, образованные в газовой среде из паров воды (86 атм., 3,3 °С) (б) - массивный кристаллогидрат метана, сформировавшийся на свободном контакте газ—вода (98 атм., 12 °С)

Рисунок 2.3 – Пример формирования кристаллов газовых гидратов в нефтегазодобыче

Структуру газовых гидратов представляет собой как льдоподобный ажурный каркас из молекул воды, в котором имеются полости разных типов, достаточно большого (молекулярного) размера. Эти полости могут быть полностью или частично заполнены молекулами газов, причем степени заполнения полостей определяется особенностями межмолекулярного взаимодействия «газ-вода» и термобарическими условиями. В каждой полости размещается не более, чем по одной молекуле. Следовательно, газовые гидраты являются нестехиометрическими соединениями.

Всего известно семь типов льдоподобных каркасов из молекул воды, в которых имеются большие полости, однако для нефтегазовой отрасли представляют интерес главным образом две кубические структуры I и II (КС-I и КС-II), различающиеся размерами элементарных ячеек, типами и размерами полостей (имеются два типа полостей - малые и большие). Только эти две газогидратные структуры и реализуются в природных газовых и газоконденсатных системах.

Так же газовые гидраты относятся к клатратным соединениям (по-английски – clathrate compounds) или соединениям включения (inclusion compounds), поскольку молекулы газов "включены" в полости водного льдоподобного каркаса, образованного молекулами воды посредством водородных связей. Структурообразующий каркас из молекул воды называют хозяином (или хозяйской подсистемой, по-английски - host subsystem), а включенные молекулы - молекулами-гостями (guest molecules).

Известны как индивидуальные газовые гидраты, которые могут быть описаны общей формулой  $M \cdot nH_2O$ , так смешанные гидраты, в состав которых входят несколько газов - гидратообразователей. Гидратное число  $n$  характеризующее состав гидрата, т.е. количество молей воды, приходящихся на моль включенного газа (либо моль смеси газов, если речь идет о смешанных гидратах) - величина переменная и она может меняться в широких пределах от 6 до 19. Причина варьирования гидратного числа  $n$  в зависимости от состава природного газа и термобарических условий - возможность частичного заполнения малых полостей газогидратных структур, тогда как большие полости в гидратной структуре заполняются практически полностью.

Основные компоненты природного газа  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ , iso- $C_4H_{10}$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$  и инертные газы Ar, Kr, Xe образуют как индивидуальные, так и смешанные гидраты. Тогда как n-  $C_4H_{10}$ , cyclo-  $C_5H_{10}$ , а также некоторые жидкие углеводороды с более крупными молекулами (типа метилциклогексана) могут образовывать только смешанные гидраты. Природные газы образуют как гидраты КС-I (что характерно, например, для сеноманских газов Западной Сибири) так и КС-II (валанжинские газы Западной Сибири). В 1 м<sup>3</sup> газового гидрата может содержаться до 164 м<sup>3</sup> газа.

Различают техногенные (искусственные) и природные (естественные) газовые гидраты. Техногенные гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволе скважины, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промысловой и заводской

подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи газа гидраты выступают как нежелательное явление, в связи с этим детально разработаны и продолжают совершенствоваться методы предупреждения и ликвидации гидратов.

#### *Причины гидратообразования.*

Образование гидратов в стволе наблюдается как в газовых, так и нефтяных скважинах. Особенно характерно это явление при освоении и исследовании скважин, а также по другим технологическим причинам и в период их пуска. Наиболее часто гидратообразование имеет место в газовых скважинах на северных месторождениях. Это связано с низкими температурами на устье скважин из-за сравнительно медленного прогрева ствола скважины (имеет место повышенная теплоотдача в околоскважинное пространство при наличии зоны ММП) и варьирования дебита в широком диапазоне.

При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, происходит конденсация паров воды и накопление ее в скважинах и газопроводах. При определенных условиях компоненты природного газа (метан, этан, пропан, бутаны), взаимодействуя с водой, способны образовывать твердые кристаллические вещества, называемые гидратами. Каждая молекула перечисленных компонентов способна связать 6-7 молекул воды, например,  $\text{CH}_4, 6\text{H}_2\text{O}$ ;  $\text{C}_2\text{H}_6, 7\text{H}_2\text{O}$  и т.д.

В целом процесс гидратообразования может происходить, как на стенке трубы (с ростом гидратных отложений и образованием пробок), так и в потоке газа. Следует отметить, что процесс отложения гидратов идет достаточно быстро и сплошная пробка может образоваться уже за 5-10 часов после пуска скважины. Особенно быстро образуются гидратные отложения при исследовании скважин на приток по затрубному кольцевому пространству.

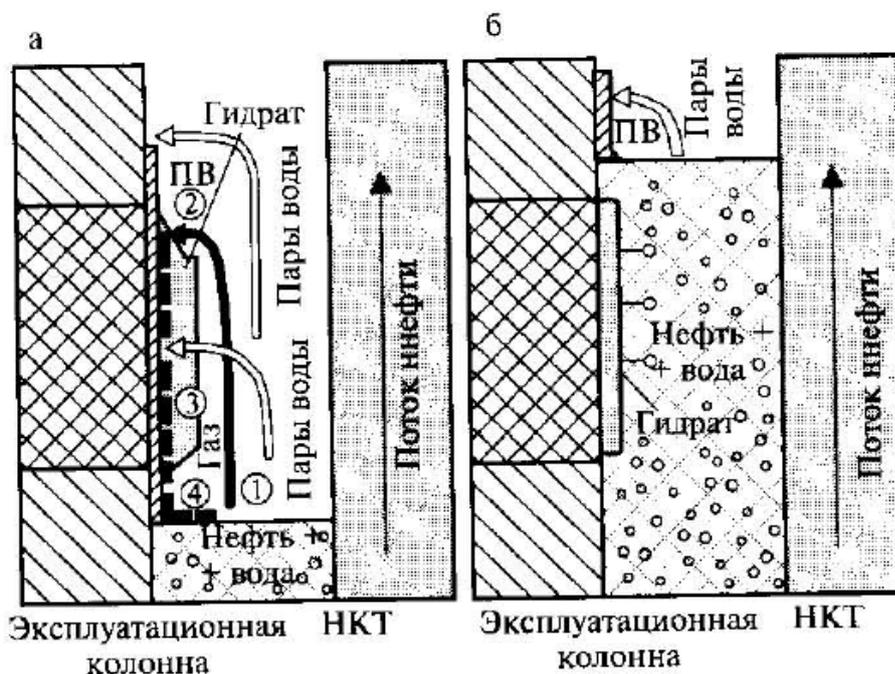
Отметим особенности процесса образования и отложения гидратов в стволах нефтяных скважин по сравнению с газовыми. В нефтяных скважинах

реализуются процессы гидрато- и парафино-гидратообразования. Наиболее часто гидратный режим наблюдается для малодебитных скважин и для скважин с большим газовым фактором. Нефтяная скважина в отличие от газовой может стабильно работать в гидратном режиме длительное время, так как наличие нефти в газожидкостном потоке резко снижает адгезию гидратов к стенке трубы и образовавшиеся гидраты выносятся газонефтяным потоком. Однако вероятность гидратоотложения значительно повышается при резкой смене технологического режима (особенно при остановке скважины и пуске ее в работу). Интересно отметить, что начавшееся парафиноотложение инициирует и ускоряет процесс отложения гидратов с образованием в итоге сложных по структуре и составу пробок.

Так же отметим, что гидратообразование может проходить и в затрубном пространстве, механизм которого существенно отличается от процесса, протекающего в НКТ нефтяной скважины. Причинами различий являются: контакт межтрубного пространства с многолетнемерзлыми породами и наличие линии динамического уровня, которая определяется работой насоса. Линия динамического уровня разделяет заслонное пространство на два участка, на которых условия гидратообразования принципиально различаются. Кроме того, в межтрубном пространстве происходят рециркуляция паров воды и конденсация жидкой углеводородной фазы из газов разгазирования.

В затрубном пространстве происходят процессы прямого и обратного массопереноса. Во время стравливания газа из затрубного пространства начинается, помимо конвективной, подъем выделившегося из нефти газа. При обводненности нефти выделяются также и пары воды. По мере охлаждения из газовой смеси начинают конденсироваться вода и конденсат, которые стекают по стенке эксплуатационной скважины. Взаиморасположение динамического уровня и многолетнемерзлых пород существенно влияет на условия гидратообразования. На рисунке 2.4 представлены варианты расположения динамического уровня в заколонном

пространстве по отношению к ММП и схема протекания массообменных процессов.



Где на рисунке: 1 – испарения газа; 2 – конденсация на стенке эксплуатационной колонны, 3 – конденсат, 4 – растворение конденсата в нефти, ПВ – пленка воды на стенке эксплуатационной колонны

Рисунок 2.4 – Схема массообмена в затрубном пространстве скважины относительно динамического уровня ниже (а) и выше (б) ММП

В первом случае (рис. 2.3а) линия динамического уровня расположена ниже уровня ММП. Как видно из рисунка, гидраты будут образовываться в зоне ММП из воды, стекающей по стенке колонны и газа, находящегося выше динамического уровня. Интенсивное гидратообразование будет также происходить и в интервале между динамическим уровнем и зоной ММП, где охлаждение максимальное. Во втором случае (рис. 2.3 б) динамический уровень расположен в зоне ММП или перекрывает ее. Здесь гидратообразование происходит из эмульсионной воды и легких углеводородов, растворенных в нефти. Соотношение фаз “нефть-вода” играет существенную роль.

### **2.3 Технологическая схема сбора газа и установки комплексной подготовки газа**

В зависимости от конфигурации газосборных коллекторов можно выделить индивидуальные и групповые системы промышленного сбора природного газа.

Та или иная схема выбирается в зависимости от формы газоносной структуры, особенностей размещения скважин на месторождении, их числа, а также от требований надежности системы.

Экономически и технологически более прогрессивными являются групповые схемы сбора и внутрипромыслового транспорта газа.

В этом случае газ со скважин подается по шлейфам на сборные пункты (установки предварительной подготовки газа – УППГ), где проводится замер и первичная сепарация газа. Затем газ подается в систему газосборных коллекторов, из которых поступает на групповой или сборный пункт ГСП (УКПГ), который может совмещаться с головными сооружениями магистрального газопровода. На ГСП газ проходит окончательную очистку и осушку и поступает в МГ. Такая групповая схема называется централизованной (рисунок 2.5, а).

При наличии нескольких УКПГ (рисунок 2.5, б) групповая схема называется децентрализованной (в МГ поступает подготовленный газ с нескольких УКПГ).

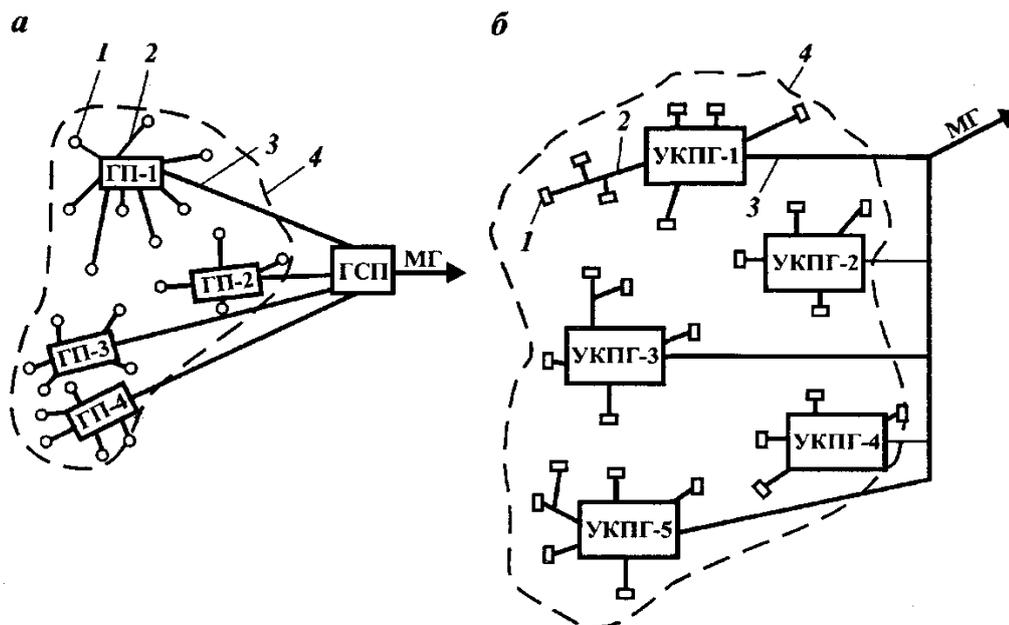


Рисунок 2.5 – Групповые схемы сбора и внутрипромыслового транспорта природного газа: 1 – скважина; 2 – шлейф; 3 – коллектор; 4 – контур газоносности

В состав установки комплексной подготовки газа входят:

- блок предварительной очистки;
- установка осушки, очистки и охлаждения газа;
- дожимная компрессорная станция;
- вспомогательные системы производственного назначения (системы пожаротушения, водоснабжения, связи и так далее).

Промысловая подготовка газов к транспортировке осуществляется двумя основными способами:

- абсорбционная осушка с применением жидких поглотителей влаги (абсорбентов) – обычно концентрированных водных растворов гликолей;
- адсорбционная осушка газа с использованием твердых адсорбентов влаги – силикагеля, цеолитов и др.

Ниже показана технологическая схема абсорбционной (гликолевой) осушки газа.

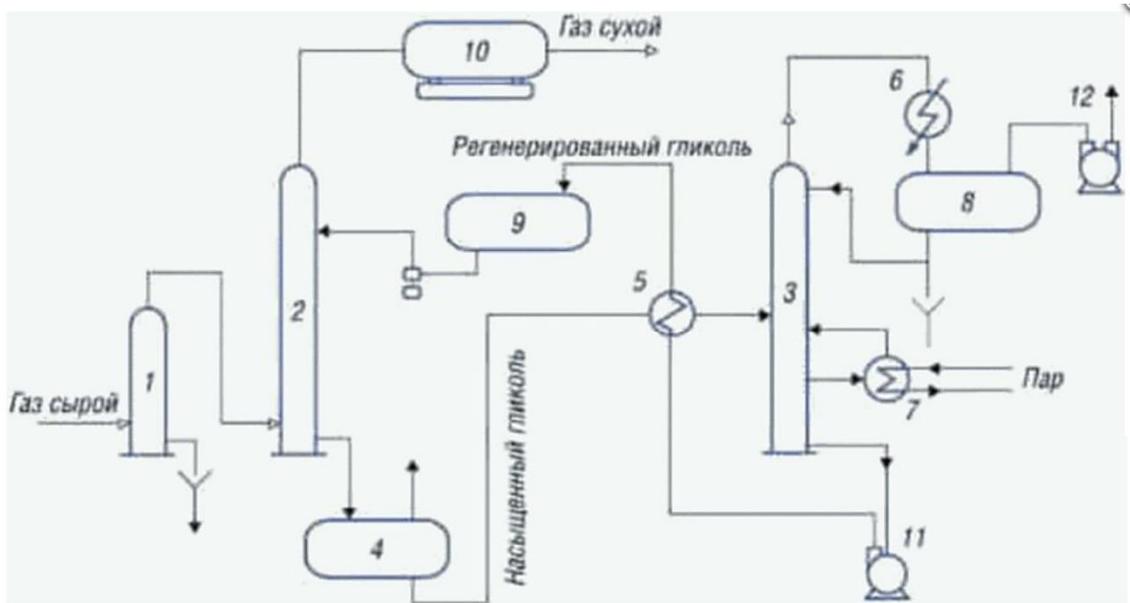


Рисунок 2.6 – Схема подготовки нефтяного газа первой ступени сепарации (осушка газа гликолем)

Сырой газ со сборного пункта поступает во входной (первичный) сепаратор 1, где от него отделяется капельная влага и далее поступает в абсорбер 2, где он осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ, пройдя фильтр для улавливания мелкодисперсного гликоля 10, поступает в магистральный газопровод или подается потребителю. В схему входит колонна регенерации насыщенного гликоля 23, а также теплообменники 5, 6, 7, насосы 11, 12 и емкостное оборудование 8, 9. Наибольшее распространение в России получила абсорбционная технология с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента, в зарубежной практике чаще используется триэтиленгликоль.

На газоконденсатных месторождениях для отбензинивания газа могут применяться следующие способы: низкотемпературная сепарация (НТС), низкотемпературная абсорбция (НТА) и масляная абсорбция. Наибольшее применение получил метод НТС.

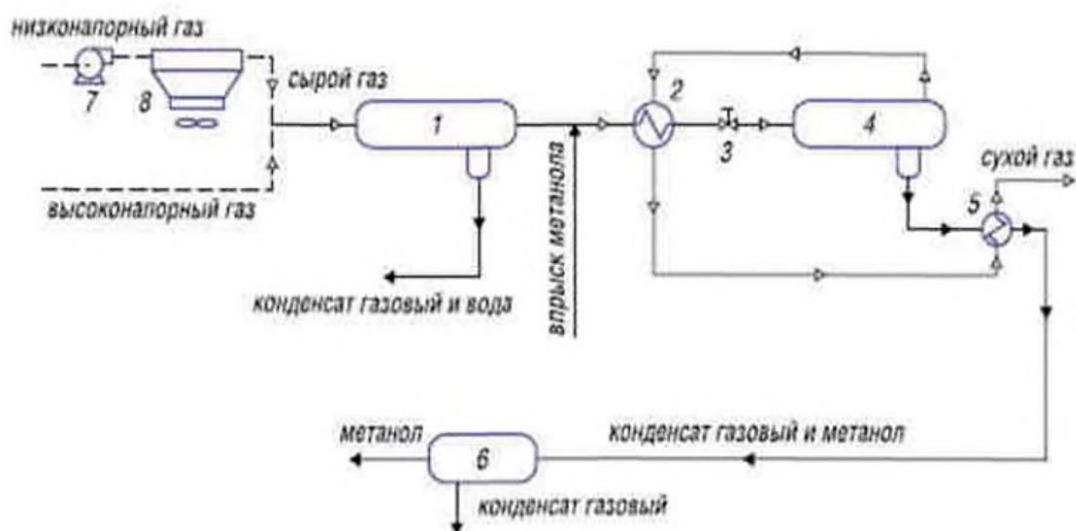


Рисунок 2.7 – Схема подготовки нефтяного газа конечных ступеней сепарации (подготовка методом низкотемпературной сепарации)

Сырой газ со сборного пункта поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа «газ – газ» для рекуперации холода сдросселированного газа, где охлаждается на 10 – 15 °С и более. Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство (дроссель) 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля – Томсона понижается еще на 10 – 20 °С.

После дроссельного устройства 2 обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4.

Здесь от него отделяется жидкая фаза (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов (C5+) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с сырым газом и далее поступает в газопровод в качестве товарного продукта.

Эффективность охлаждения газа посредством использования процесса изоэнтальпийного расширения газа с рекуперацией холода может достигать 10 – 12 °С на 1 МПа свободного перепада. Впрыск ингибитора гидратообразования (гликоли, метанол) предусматривается как перед

теплообменником 2, так и перед дросселем в объеме, необходимом для обеспечения безгидратного режима эксплуатации технологического оборудования.

Водная фаза (т.е. водный раствор ингибитора) и углеводородный конденсат, выделившийся в сепараторе 4, поступают в разделитель 6, где углеводородный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют на установку его стабилизации или закачивают в газопровод. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования направляют на установку регенерации.

С целью более рационального использования энергии пласта в схему вместо штуцера может быть включен турбодетандерный агрегат. При снижении давления газа (в процессе разработки месторождения) до значения, при котором не представляется возможным обеспечить заданную температуру сепарации за счет энергии пласта, в схему включается источник искусственного холода – холодильный агрегат.

## **2.4 Методы борьбы с гидратами в разработке нефтегазовых месторождений**

Техногенные газовые гидраты в системах добычи, сбора, промысловой подготовки и транспортировки газа являются достаточно типичным технологическим осложнением, особенно для условий северных газовых и газоконденсатных месторождений. В связи с этим при эксплуатации месторождений необходимо предусматривать мероприятия по борьбе с гидратами. Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных и регулирующих приборов. Очень часто в следствие образования гидратов выходят из строя штуцеры и регуляторы давления, дросселирование газа в которых сопровождается резким понижением температуры. Это нарушает

нормальную работу нефтегазопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Борьба с гидратами ведется в двух направлениях:

- а) предупреждение образования гидратов;
- б) ликвидация образовавшихся гидратов.

Общая классификация методов борьбы с гидратами в разработке нефтегазовых месторождений представлена на рисунке 2.5.

Образование гидратов в скважинах предотвращают следующими методами:

- а) установлением соответствующего технологического режима работы скважины;
- б) непрерывной или периодической подачей на забой скважины антигидратных ингибиторов;
- в) применением футерованных насосно-компрессорных (подъемных) труб;
- г) систематическим удалением с забоя скапливающейся жидкости;
- д) путем устранения причин, вызывающих пульсацию газа в скважине.

Ствол скважины очищают от гидратных отложений: а) продувкой в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород; б) закачкой большого объема антигидратного ингибитора непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой в атмосферу.



Рисунок 2.5 – Методы борьбы с газовыми гидратами в разработке нефтегазовых месторождений

Предупреждение образования гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин, а также на различных участках, узлах и звеньях системы сбора и транспорта газа осуществляется в зависимости от конкретных условий следующими методами, применяемыми как самостоятельно, так и комплексно:

- а) обогревом отдельных узлов и участков;
- б) вводом в поток газа антигидратных ингибиторов (метанола, раствора хлористого кальция, диэтиленгликоля и др.);
- в) устранением резких перепадов давления, которые вызывают снижение температуры газа, ведущее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата;
- г) систематическим удалением жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков;
- д) регулярной продувкой газопроводов от окалины, грязи и т.п., в местах скопления которых образуются кристаллы гидратов.

## 2.5 Анализ мероприятий по борьбе с гидратами на месторождении

*Условия и причины появления газовых гидратов по добывающим скважина месторождения.*

Рассмотрим условия осаджений гидратоотложений по стволу добывающих скважин месторождения на примере некоторых скважин. Так к примеру, начало кристаллизации парафино- и гидратоотложений теоретически возможно при значениях давления по стволу скважину ниже давления начала конденсации нефти, в данном случае происходит нарушение фазового состояния добываемого потока с “жидкость” в “жидкость + конденсат” при котором происходит процесс выпадения пузырьков газа в потоке смеси, при этом газовые пузырьки обладают способностью “флотировать” взвешенные частицы гидратов или парафинов в результате часть их производных адсорбируется на поверхности на границе со стенкой трубы.

На рисунке 2.6 представим динамику пластовой температуры и давления по скважине № N месторождения.

Отметим, что в условиях Барсуковского месторождения давления начала конденсации потока и текущее среднее пластовое приблизительно сопоставимы, что усложнят процесс борьбы с гидратоотложениями в добывающих скважинах месторождения.

Отметим, что по скважине № N за период 2020-2021 гг были отмечены проблемы, как с гидратоотложения, так и с парафиноотложениями, в обоих случаях данные проблематики связаны с динамическими показателями добычи нефти и газа (дебит, скорость потока. пластовая температура и т.д.).

## Скважина № N

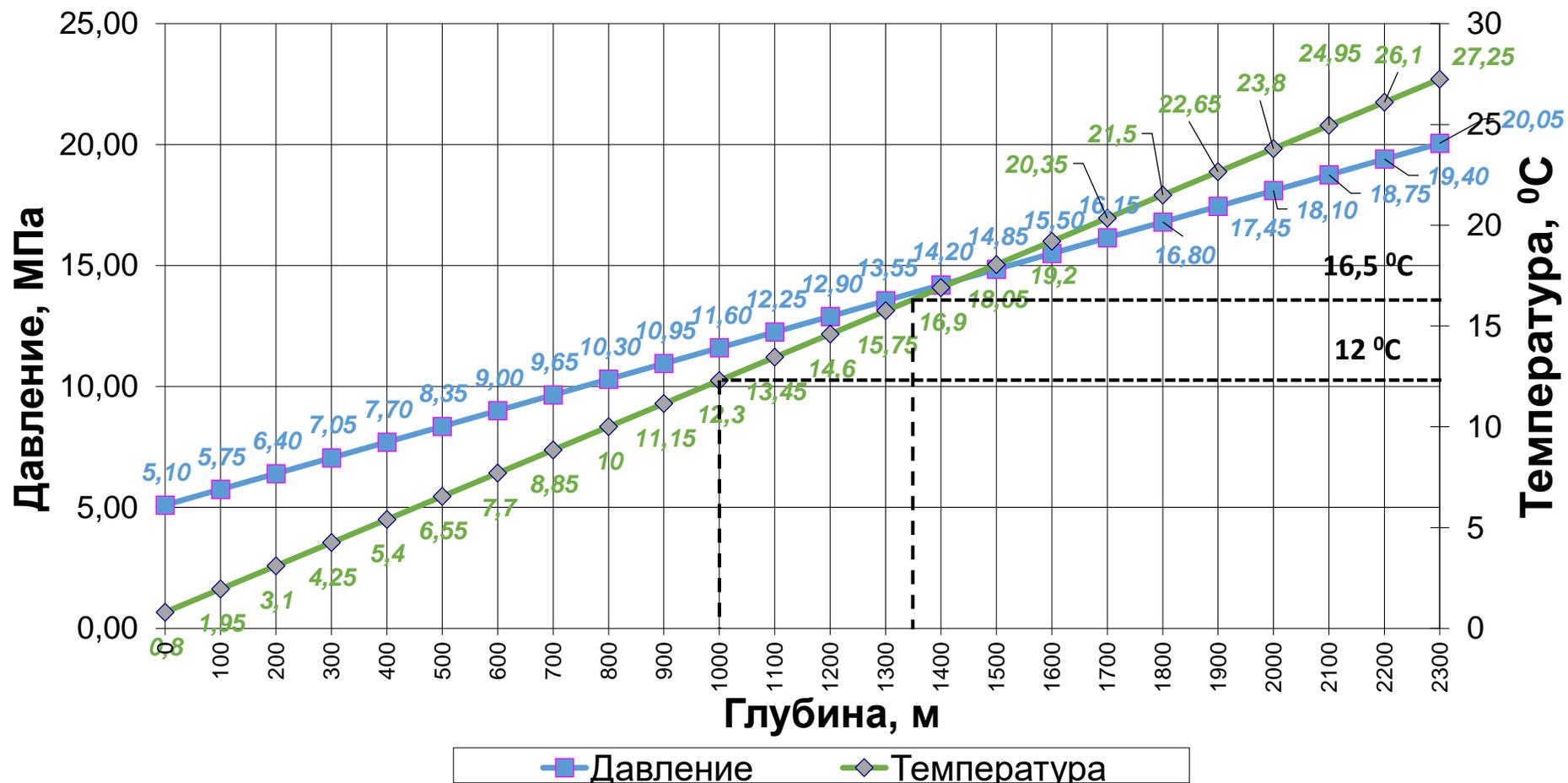


Рисунок 2.6 – График пластового давления и температуры в зависимости от глубины по добывающей скважине № N

Далее по мере снижения пластового давления и температуры по стволу скважины процесс первичной кристаллизации гидратоотложений усиливается и при достижении равновесной температуры гидратообразования (для Барсуковского месторождения примем  $T_{p.g.}=12\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и давления ниже 10,5 МПа начинается активное выпадение гидратов на стенках НКТ достигая своих максимальных значений ближе к устью скважины, где минимальная температура устья и давлением, при это значение давления по стволу скважины близко к давлению максимальной конденсации (для Барсуковского месторождения  $P_{m.k.}=3,1\text{ МПа}$ ).

Поэтому как видно из рисунка 2.6 гидратоотложения могут быть обнаружены по скважине уже на глубинах менее 1 тыс. м, а на глубине 100-250 м отмечается максимальная толщина гидратоотложений (рис. 2.6), что приводит к снижению производительности скважины или поломке добывающего оборудования.

С точки зрения АСПО ситуация по скважине аналогичная, и характеристика распределения парафиноотложения зависит от их температуры кристаллизации и давления насыщения нефти согласно данным ГИС это средняя  $T_{кр. п}=16,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а среднее  $P_{нас. н}=11,5\text{ Мпа}$ . Как итог, скважина 2 раза была на внеплановом ремонте в отчетный период, согласно геофизических исследований максимальная толщина гидратоотложений составляла около 24 мм на глубине 250 м

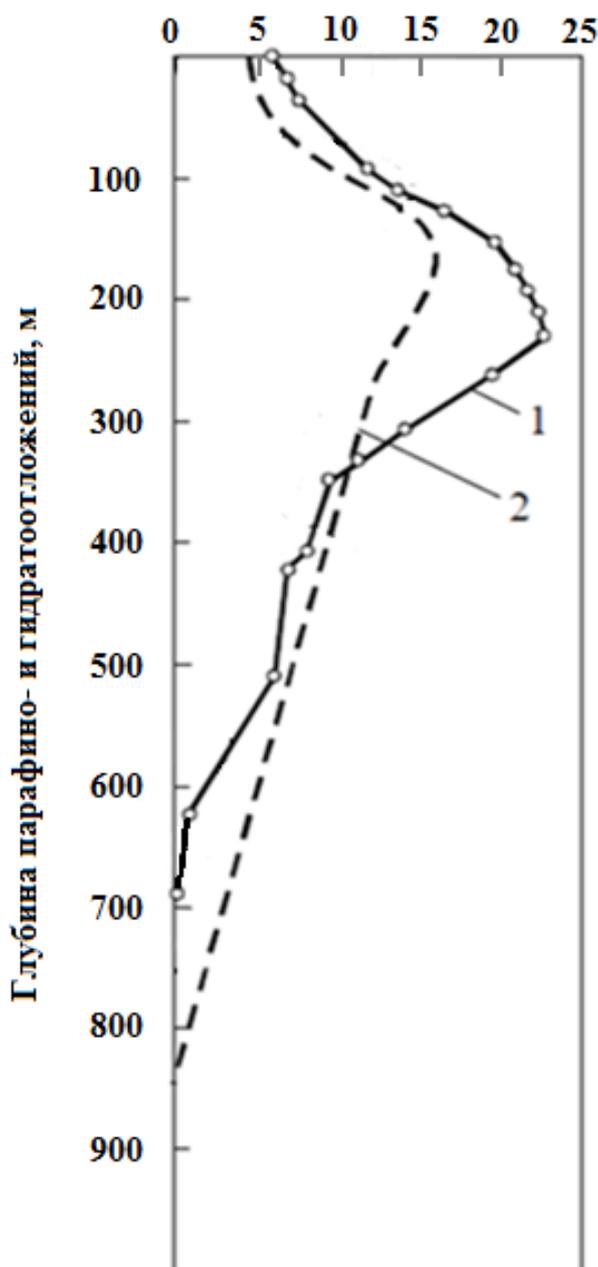
На рисунке 2.7 представим характеристику парафино- и гидратоотложений по данным ГИС и ГДИ по скважине № N за период 2020-2021 гг.

#### *Работы по борьбе с газовыми гидратами на месторождении.*

До начала 2021 г в условиях Барсуковского месторождения для борьбы с газовыми гидратами наиболее часто использовался такой тип работ, как правильный вывод на режим работы добывающей скважины. Так, при значениях пластового давления больше чем 17,5 МПа и температуры более чем 23-25  $^{\circ}\text{C}$  гидратоотложения по стволу скважины не образуются, поэтому

при переводе добывающих скважин на более высокие дебиты возможно достигать нужного режима работы ДО. Для скважин Барсуковского месторождения необходимыми условие для достижения нужного режима работы является перевод на дебиты в среднем в значениях выше 75 т/сут (нефть+кондесат) и более 210 тыс. м<sup>3</sup>/сут (газ + конденсат).

**Толщина парафино- и гидратоотложений, мм**



Где на рисунке: 1 – толщина гидратоотложений по стволу скважины, мм

2 – толщина парафиноотложений по стволу скважины, мм

Рисунок 2.7 – Характеристика распределения парафино- и гидратоотложений по стволу добывающей скважины № N Барсуковского месторождения

Однако у такого метода борьбы с гидратами есть свои недостатки, а именно:

1) Сам по себе безгидратный режим работ скважин не исключает возможности гидратоотложений при дальнейшей эксплуатации скважины. Далее, в условиях разработке Барсуковского месторождения часто проводятся работы по ремонту или очистке ствола скважин по причине других различных осложнения в добыче нефти и газа, к этому относятся работы по борьбе с механическими примесями или парафинотложениями. В таких условиях скважины переводят на обычный режим работы или полностью глушат, что приводит к повторным гидратотложениями по стволу скважины.

2) Только часть фонд скважин возможно технологически перевести на необходимый режим работ, около 75% добывающих скважин не рекомендовано выводить на гораздо большие дебиты в том числе для соблюдения проектных условий разработки месторождения и условий эксплуатации соседних скважин. Поэтому по данным компании-недропользователя успешность применения безгидратных режимов работы добывающих скважин за период 2016-2020 гг составила только 55%.

Отметим, что в дополнении к выводу на безгидратный режим работы в скважинах проводились работы по очистке устья от накопления механическими скребками или с помощью закачки горячего раствора соляной кислоты (средняя  $t_{p-pa}=75$  °C). Частота очистных работы в среднем составляет 1,5 - 2 раза в месяц.

В целом такая система борьбы с гидратоотложениями признана недостаточно эффективной. Согласно данным ООО «РН-Пурнефтегаз» в отчетный период (2016-2020 гг) процент скважин с данной проблематикой только увеличивается по мере дальнейшего ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин, при этом если в 2016 г после перевода скважин на безгидратный режим необходимо было проводить очистные работы в среднем 2-3 раза в года, то к 2020 г частота очисток ствола составила до раз в

24-25 суток, что влечет за собой увеличение расхода на ремонт и обслуживание скважин.

На рисунке 2.8 представим эффективности борьбы с гидратоотложениями по добывающим скважинам (газовые или газоконденсатные скважины) месторождения за период 2016-2020 гг.

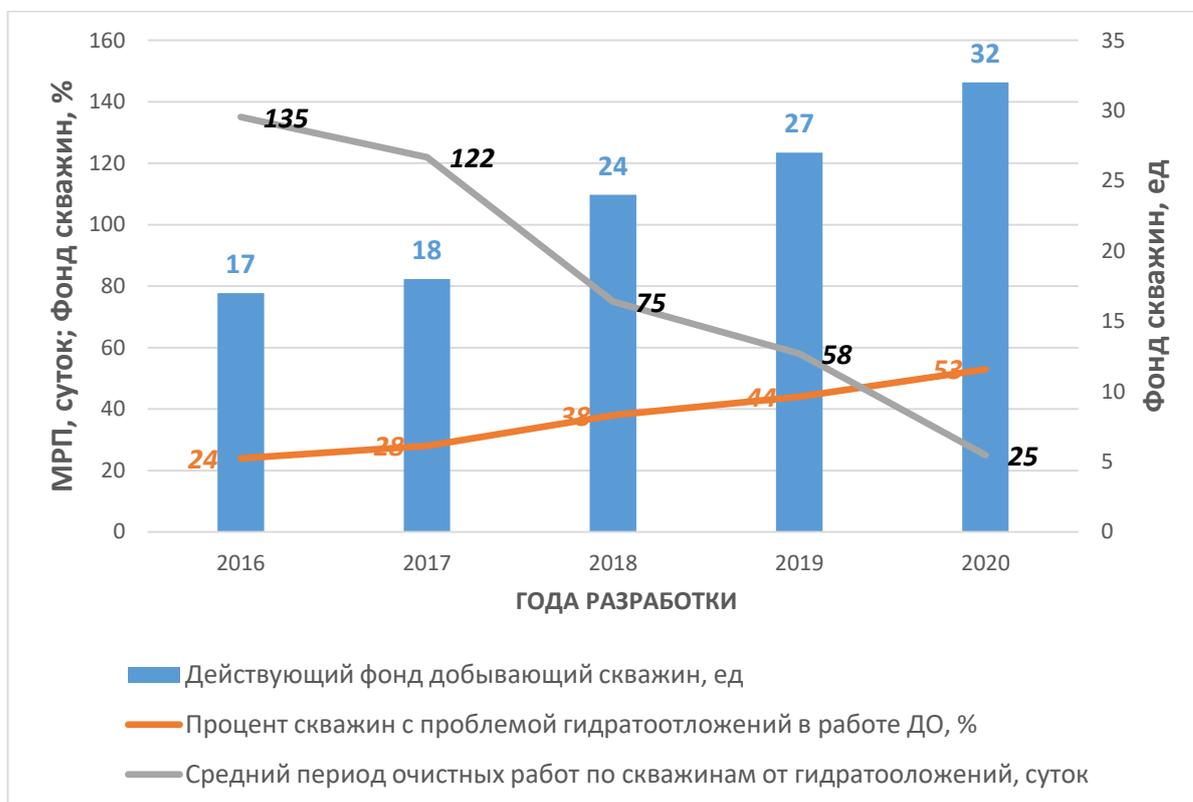


Рисунок 2.8 – Динамика эффективности проведения работ по борьбе с гидратоотложениями в условиях Барсуковского месторождения в период 2016-2020 гг

## **2.6 Мероприятия по оптимизации текущих работ по борьбе с гидратами в работе добывающих скважин**

### **2.6.1 Обоснование применения ингибиторов**

Как итог в качестве технологии по оптимизации текущей системы борьбы с гидратоотложениями в работе добывающих скважина руководством компании недропользователя принято решение об применении различных ингибиторов, с целью проведения работ по предотвращению осаждения кристаллов гидратов на стенках НКТ и глубинного скважинного оборудования.

В целом химические реагенты по борьбе с гидратами можно разделить на ингибиторы гидратообразования или ингибиторы гидратоотложения, однако в как отмечается в работах [N] такая классификация достаточная условна.

Ингибиторы гидратоотложения - вещества, изменяющие консистенцию гидратной массы т.е. делающие ее текучей, например, за счет диспергирования газовых гидратов в газожидкостном потоке и/или меняющие условия адгезии гидратов к внутренним поверхностям промысловых коммуникаций.

Однако большую популярность в применении реагентов имеют ингибиторы гидратообразования, которые либо изменяют термобарические условия образования гидратов (термодинамические ингибиторы) либо каким-то образом влияют на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке (кинетические ингибиторы).

Механизм действия термодинамических ингибиторов гидратообразования заключается в снижении термодинамической активности воды в водном растворе и тем самым, в изменении равновесных условий образования гидратов.

Собственно, ингибиторы гидратообразования - это вещества, сильно изменяющие (замедляющие) скорость роста гидратов. К ним можно отнести некоторые водорастворимые полимеры и ПАВ.

В странах СНГ наиболее часто используются термодинамические ингибиторы для борьбы с гидратами, к наиболее известным типам относятся следующие:

- Водные растворы электролитов;
- Антигидратные реагенты на основе гликолей;
- Метанол и составы на него основе.

Ингибиторы другого типа руководством компании не рассматривались, так как до этого подобные работы на месторождении не проводились, поэтому инженерным составом было принято решение об опытно-промышленной эксплуатации более “классических” ингибиторов и далее при условии успешного проведения работ в планах компании произвести оптимизацию системы применения ингибиторов газовых гидратов на месторождении.

Как итог, примерно 2021 г было принято решение об применении растворов метанола с добавлением ПАВ в качестве ингибитора газовых гидратов с целью совершенствования текущей системы борьбы с гидратотложениями. Технология используется в качестве работ по предотвращению гидратотложения.

Основной аргумент в сторону выбора ингибиторов на основе метанола – это универсальность данного типа реагентов, так как такие антигидратные составы используются как на газовых и как нефтяных скважинах. Согласно работам [N] другие термодинамических или кинетические ингибиторы наиболее часто используются в газовых или газоконденсатных скважинах, или же в системах сбора и подготовки скважинной продукции (УКГП, ДНС, УПН и т.д.).

В целом, можно выделить несколько основных аргументов в качестве выбора метанола как ингибитора гидратотложений в условиях Барсуковского месторождения, а именно:

1. Относительно низкая стоимость даже в современных экономических условиях России и весьма широкая промышленная база.

2. Высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки. Это особо актуально для условий северных месторождений.

3. Наивысшая среди известных ингибиторов антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах (имеет место максимальное снижение температуры гидратообразования  $\Delta T$  в сравнении с другими практически известными ингибиторами при одной и той же массовой концентрации реагентов в водном растворе, большей антигидратной активностью обладают только аммиак и формальдегид, применение которых по ряду технологических причин вообще нецелесообразно).

4. Очень низкая температура замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малая их вязкость даже при температурах ниже минус  $50^{\circ}\text{C}$ , таким образом, имеется возможность его закачки в скважины и шлейфы в условиях Крайнего Севера

5. Смешиваемость со слабоминерализованной пластовой водой без выпадения твердого осадка.

6. Сравнительно низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате при контакте нестабильного газоконденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 30-40 мас. %.

7. Некоррозионность метанола и его водных растворов (в отличие от растворов неэлектролитов). Следовательно, отпадает необходимость в каких-либо специальных антикоррозионных добавках в ингибитор.

8. Принципиальная проработанность в настоящее время вопросов утилизации и захоронения промстоков, содержащих метанол. Этот аспект сейчас стал особо актуальным, поскольку требования к охране окружающей и геологической среды постоянно возрастают.

9. Высокая эффективность метанола не только для предупреждения гидратообразования, но и для ликвидации несплошных обратных пробок

(отложений) в промышленных коммуникациях, возникающих при нарушениях технологического режима.

Отметим, что данный реагент подается в скважину с помощью различных установок подачи химических реагентов в поток или в затрубное пространство добывающих скважин. Это могут быть как установки, предназначенные для подачи исключительно метанола (установки типа УДХМ) или более универсальные системы, такие как блоки дозирования реагентов скважинные БДР.С, УДЭ, УБПР и т.д. В условиях Ковыктинского месторождения используется универсальная установка типа БДР.С, так как с целью экономической эффективности данное оборудование применяется для подачи и ингибиторов парафиноотложений и мех. примесей (рис. 2.9).



Рисунок 2.9 – Оборудование для подачи реагента в скважину типа БДР.С

В состав конструкции блока подачи реагента входит:

- насос-дозатор;

- емкость технологическая с датчиком уровня;
- фильтр тонкой очистки;
- визуальный указатель уровня;
- трубопроводная обвязка с электроконтактным манометром;
- система (шкаф) управления взрывозащищенного исполнения.

Техническая характеристика оборудования подачи ингибитора в скважину представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные технические характеристики оборудования подачи реагента в скважину типа БДР.С

Параметр	Значение
Производительность насоса	0,02 – 25 л/ч
Количество насосов	2 шт.
Давление всасывания	0,01 – 0,05 МПа
Давление нагнетания	0,1 – 70 МПа
Номинальная мощность	до 5 кВт
Номинальное напряжение	380 В
Допустимое отклонение от номинального напряжения	от минус 10 до плюс 10%
Частота	50 Гц
Род тока	Переменный, трехфазный
Перекачиваемая среда	Химические реагенты
Температура в блоке	не ниже +5°C
Температура перекачиваемой среды	-50...+70°C
Габаритные размеры не превышают (длина x ширина x высота)	1000x1000x1600 мм

### 2.6.2 Опытно-промышленные работы по подаче ингибиторов

Работы велись следующим образом, скважину предварительно очищали от гидрато- и парафиноотложений, далее с помощью установки

БДР.С проводят закачку ингибитора в скважину (так как установка технологически предназначена на работы на двух скважин одновременно то данный процесс одновременно проводился не нескольких скважинах). После этого начинается процесс подбирается оптимальная концентрация реагента и частоты проведения работ, с целью достижения максимальных межочистных периодов работы скважин и минимальных объемов дозировки ингибитора в сочетании с наилучшим технологическим эффектом для работы самой скважины (сокращение ремонтных работ, снижение кол-ва поломок ДО, увеличению среднегодового дебита и т.д.).

Так к примеру, если после первой закачки объем реагента составлял 50-55 м<sup>3</sup> с интервалом проведения работы в 20-25 суток, то к началу 2021 г ингибитор гидратообразования закачивался объемом не более 25 м<sup>3</sup> и приблизительно раз в 1,5 месяца при сохранении оптимальных данных по МРП скважин и дебитов по нефти.

Так же стоит и учитывать изменение динамика спуско-подъемных операций (или хим. обработки ствола скважины раствором соляной кислоты), так к примеру если оп скважине № N до применения реагентов необходимо было проводить до 10-12 СПО для полной очистки ствола скважины от парафино- и гидратоотложений, то после применения раствора метанола данное кол-во работ сократило примерно в двое (7 СПО в среднем по данным ГИС за 2021 г по скважине).

Отметим, что в скважину подается именно раствор ингибитора гидратообразований с содержанием метанола в объеме 25%, минерализованной воды об. 70% и около об. 5% в его состав входят различные ПАВ.

Как итог на всех исследуемых скважина отмечается увеличение межремонтного периода работы (в среднем на 37%). За 2021 г ни одна из исследуемых скважин не переводилась в ремонтный фонд по причине гидратообразования, при этом среднее количество суток, когда скважины были в ремонте, сократилось с 37 до 15 (по сравнению с 2020 г), что в свою

очередь выражается в увеличении среднегодовых дебитов добывающих скважин и ожидаемо приводит дополнительной добыче (таблица 2.2).

Так за 2021 г со скважин №№ 900, 1056, 725, 576 по данным компании недропользователя было дополнительно добыто 12 824 т нефти (в среднем 2 956 т нефти на скважину) и 52 млн. м<sup>3</sup> газа, годовая добыча увеличилась 18,4%, всего за 2021 г с исследуемых скважин было добыто около 85 млн. т нефти (15,2% от всей добычи за год), общее среднесуточное увеличение дебита по нефти составила 8,9 т/сут, коэффициент эксплуатации скважин вырос с 0,84 до 0,91.

Таблица 2.2 – Технологические показатели работы исследуемых добывающих скважин “ДО” проведения работ по применению ингибитора гидратообразований и “ПОСЛЕ”

Показатели/ скважин	“ДО” проведения работ				В среднем	“ПОСЛЕ” проведения работ				В среднем	Технологический эффект от проведения работ (%)
	№ 1056	№ 725	№ 900	№ 576		№ 1056	№ 725	№ 900	№ 576		
Межочистной период работ по скважине, сутки	16	27	22	35	25	45	54	52	57	52	+27
Среднее количество СПО по скважине, ед	12	17	9	8	11,5	5	5	6	4	5	-6,5
Среднее кол-во суток пребывания в ремонтном фонде, суток	50	35	36	27	37	22	15	12	11	15	-22
МРП скважины, суток	167	178	192	195	183	225	255	248	276	251	+68
Среднесуточный дебит по нефти (нефть+конденсат), т/сут	52,5	57,7	57,4	59,7	56,8	56,3	67,8	68,2	70,5	65,7	+8,9
Среднесуточный дебит по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут	135	122	127	130	128,5	155	167	172	178	168	39,5

Как итог данный комплекс технологий можно рекомендовать к дальнейшему использованию на всех остальных добывающих скважинах, где есть проблема снижения эффективности работы ДО по причине гидратоотложений.

На рисунке 2.10 представим сравнительные показатели эксплуатации добывающих скважин “ДО” проведения работ и “ПОСЛЕ”.

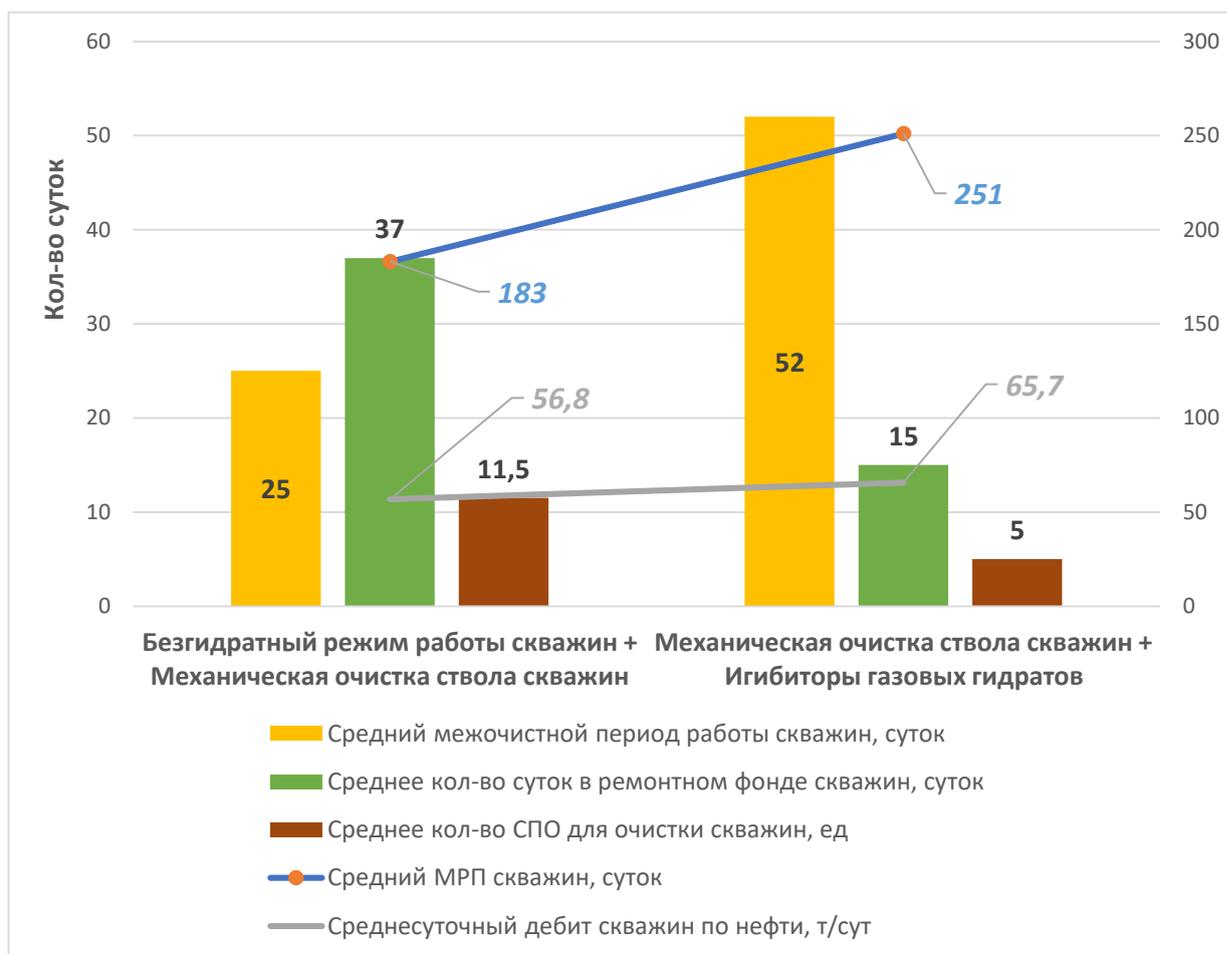


Рисунок 2.10 – Сравнение эффективности применяемых технологий по борьбе с газовыми гидратами на Барсуковском месторождении

### 2.6.3 Расчет подачи ингибитора в скважину

Так же рассчитаем ориентировочный объем дозирования ингибитора гидратоотложений на примере скважины № N, данные по которой показатели работы которой использовались в предыдущих пунктах ранее. Для этого запишем нужные для расчета исходные данные в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Исходные данные для расчетов по добывающей скважине № N Барсуковского месторождения

Параметр	Значение
Равновесная температура гидратообразования (в среднем по месторождению по данным ГИС), °С	10,5
Пластовое давление при равновесной температуре гидратообразования, МПа	11,6
Температура устья скважины, °С	0,8
Устьевое давление по скважине, МПа	5,1
Среднесуточная добыча газа и конденсата по скважине, тыс. м <sup>3</sup>	192

Вычислим разницу между равновесной температуры гидратообразования и устьем скважины:

$$\Delta t = t_p - t_y \quad (2.1)$$

где  $t_p$  – равновесная температура гидратообразования по скважине (примем значение  $t_p=10,5$  °С, как среднее по месторождению по данным ГИС), °С

$t_y$  – температура устья скважины (для скв. № N  $t_y=0,8$  °С).

Отсюда:

$$\Delta t = 12 - 0,8 = 11,2 \text{ °С}$$

Концентрация метанола в водном растворе, обеспечивающая заданное снижение температуры определяется по формуле:

$$C_m = \frac{M_{и} \cdot \Delta t}{M_{и} \cdot \Delta t + K_p} \quad (2.2)$$

где  $M_{и}$  – молекулярная масса ингибитора (для метанола  $M_{и}=32$  кг/моль), кг/моль;

$K_p$  – коэффициент, зависящий от типа применяемого раствора ингибитора для борьбы с гидратоотложениями (для раствора метанола  $K_p$  – 1220).

Тогда:

$$C_m = \frac{32 \cdot 11,2}{32 \cdot 11,2 + 1220} = 0,227 \text{ или } 22,7\%$$

Надежный безгидратный режим работы скважины достигается при концентрации метанола в 1.15-1.2 раза выше по сравнению с расчетной, тогда:

$$C_{\text{м.итог}} = 1,2 \cdot C_{\text{м}} \quad (2.3)$$

$$C_{\text{м.итог}} = 1,2 \cdot 0,227 = 0,272 \text{ или } 27,2 \%$$

Количество воды в жидкой фазе по движению потока в скважине определяется по формуле:

$$W = W_1 - W_2 \quad (2.4)$$

где  $W_1$  и  $W_2$  - влагосодержание газа в начальной и конечной точках движения потока по скважине, кг/тыс. м<sup>3</sup>.

В зависимости от параметров движения потока (пластовые давление и температуру) в скважине формулу влагосодержания газа можно представить в виде:

$$W(P, t) = \left( \frac{0.457}{P} \right) \cdot \exp(0.0735t - 0.00027t^2) + [0.0418 \cdot \exp(0.054t - 0.0002t^2)] \quad (2.5)$$

где  $P$  – давление в скважине в расчетной точке, Мпа;

$t$  – температура в скважине в расчетной точке, °С

Отсюда рассчитаем влагосодержание газа по движению добываемого потока по скважине № N на глубине где отмечается равновесная температуре гидратообразования и на устье (см. рис 2.6)

Тогда:

$$\begin{aligned} W_1 &= \left( \frac{0.457}{P_p} \right) \cdot \exp(0.0735t_1 - 0.00027t_1^2) \\ &+ [0.0418 \cdot \exp(0.054t_1 - 0.0002t_1^2)] \\ &= 0,0394 \cdot \exp(0.090405 - 0,0408483) \\ &+ [0.0418 \cdot \exp(0,6642 - 0,030258)] \\ &= 0,0394 \cdot \exp 0,0495567 + 0.0418 \cdot \exp 0,633942 \\ &= 0,04140152 + 0,078793 = 0,12 \text{ тыс. м}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
W_2 &= \left( \frac{0.457}{P_y} \right) \cdot \exp(0.0735 \cdot t_2 - 0.00027 \cdot t_2^2) \\
&\quad + [0.0418 \cdot \exp(0.054 \cdot t_2 - 0.0002 \cdot t_2^2)] \\
&= 0,0896 \cdot \exp(0.0588 - 0,0002) \\
&\quad + [0.0418 \cdot \exp(0,0432 - 0,001)] \\
&= 0,0394 \cdot \exp 0.0586 + 0.0418 \cdot \exp 0,0431 = 0,0418 + 0,0436 \\
&= 0,0854 \text{ тыс. м}^3
\end{aligned}$$

Отсюда:

$$W = 0,12 - 0,0854 = 0,0346 \text{ тыс. м}^3$$

Далее рассчитаем равновесное содержание метанола в газовой фазе добываемого потока, контактирующей с водометанольным раствором по формуле:

$$g_r = \frac{9 \cdot C_{\text{м.итог}}}{1600 - 7 \cdot C_{\text{м.итог}_M}} \cdot M_0 \quad (2.6)$$

где  $M_0$  – концентрация закачиваемого раствора метанола (для Барсуковского месторождения  $M_0$  – 25%).

Тогда:

$$g_r = \frac{9 \cdot 27,2}{1600 - 7 \cdot 27,2} \cdot 0,25 = 0,0434 \text{ кг/тыс. м}^3$$

Далее количество метанола необходимого для насыщения жидкой фазы рассчитывается по уравнению:

$$g_{\text{ж}} = W \cdot \frac{C_{\text{м.итог}}}{C_{\text{м.итог}} - M_0} \quad (2.7)$$

Тогда:

$$g_{\text{ж}} = 0,0346 \cdot \frac{27,2}{27,2_{\text{м.итог}} - 25} = 0,0157 \text{ кг/тыс. м}^3$$

Удельный расход метанола для предупреждения гидратообразования определяется по формуле:

$$G = g_{\text{ж}} + \frac{100 - C_{\text{м.итог}}}{(C_{\text{м.итог}} - M_0)} \cdot (g_r + g_{\text{ж}}) \quad (2.8)$$

Отсюда:

$$G = 0,0157 + \frac{100 - 27,2}{(27,2 - 25)} \cdot (0,0434 + 0,0157) = 1,9714 \text{ кг/тыс. м}^3$$

Количество подачи метанола на устье скважины определяется по формуле:

$$Q_{\text{м}} = G \times Q_{\text{скв}} \quad (2.9)$$

где  $Q_{\text{скв}}$  – дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

Учитывая, что месторождение нефтегазоконденсатное то дебит скважины для данного расчета возьмем как среднесуточный дебит добывающих скважин по месторождению в целом. В среднем на месторождении за 2021 г добыто около 1 млрд. м<sup>3</sup> газа, соответственно на каждую из добывающих скважин приходится в среднем около 58,8 млн. м<sup>3</sup> в год или 192 тыс. м<sup>3</sup>/сут (с учетом коэффициента эксплуатации скважин), тогда:

$$Q_{\text{м}} = 1,9714 \cdot 192 = 378,5 \frac{\text{кг}}{\text{сут}} \text{ или } 445 \text{ л/сут}$$

Как итог, для данной скважин ориентировочный расход по использованию ингибиторов гидратоотложений составил около 450 л/сут или 380 кг/сут. В целом для газо- или газоконденсатных месторождений данный показателей составляет 100-200 кг/сут на 1 доб. скв., по нефтегазовым или нефтегазоконденсатным месторождениям данный показателей немного выше, так приемлемым диапазоном использования ингибиторов на скв. с дебитов выше 70 т/сут по жидкости составляет 250-500 кг раствора ингибитора в сутки. В целом по всем исследуемым скважинам (№№ 900, 1056, 725, 576) минимальное значение расхода ингибиторов должно составляет от 2 тыс. л в сутки.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при подготовке природного газа
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е5; Сборник Е22.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Краткая характеристика компании-недропользователя,
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Описание методики экономического расчета проекта
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности проекта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

*Таблицы:*

- 1. Добыча углеводородов ООО «РН-Пурнефтегаз»;*
- 2. Объемы запасов;*
- 3. Исходные данные для экономического расчета;*
- 4. Затраты на проведение ингибирования гидратоотложений;*
- 5. Итоги экономического расчета.*

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович		

## **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ**

### **3.1 Краткая характеристика компании-недропользователя**

ООО «РН-Пурнефтегаз» – дочернее общество ПАО «НК «Роснефть», ведёт разработку нефтяных и газовых месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе.

Производственное объединение «Пурнефтегаз» основано в 1986 году для освоения группы нефтегазовых месторождений в приполярной зоне Ямало-Ненецкого автономного округа. В качестве базового населённого пункта в основном силами «Пурнефтегаза» был построен посёлок Губкинский, который в 1996 году получил статус города. В 1995 году предприятие вошло в состав ПАО «НК «Роснефть».

Границы деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» простираются на 185 км с востока на запад и на 150 км с севера на юг. Предприятие является оператором по добыче, подготовке и сдаче нефти, газа и газового конденсата на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» в Ямало-Ненецком автономном округе и осуществляет хозяйственную деятельность на 13 лицензионных участках, к которым приурочено 12 нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе:

1. 7 лицензий с целью геологического изучения разведки и добычи углеводородного сырья.
2. 4 лицензий с целью разведки и добычи.
3. 2 лицензии на геологическое изучение.

Разрабатываемые месторождения характеризуются высоким этажом нефтегазоносности с чередованиями нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных залежей.

С момента образования в ООО «РН-Пурнефтегаз» добыто более 260 млн т нефти и газового конденсата и свыше 110 млрд м<sup>3</sup> газа. Утилизация попутного нефтяного газа с 2017 года превышает 99%.

В 2018 году ООО «РН-Пурнефтегаз» передал активы группы Харампурских месторождений и Северо-Комсомольское месторождение совместным предприятия ПАО «НК «Роснефть» и иностранных компаний – ООО «Харампурнефтегаз» и ООО «Севкомнефтегаз».

Таблица 3.1 – Добыча углеводородов ООО «РН-Пурнефтегаз»

Показатели	2016	2017	2018
Нефть, тыс. т.	4966	4941	4303
Газовый конденсат, тыс. т.	263	198	191
Газ попутный, млн.куб.м	4061	4191	3841
Газ природный, млн.куб.м	2109	1955	1623

Таблица 3.2 – Объемы запасов

Запасы на 31.12.2020 по классификации PRMS, DeGolyer & MacNaughton	
Доказанные запасы углеводородов, млн барр. н.э.	1 228,7
Доказанные запасы жидких УВ, млн барр.	695,6
Доказанные запасы газа, млрд куб. м	87,5
Вероятные запасы углеводородов, млн барр. н.э.	1 072,5
Вероятные запасы жидких УВ, млн барр.	862,3
Вероятные запасы газа, млрд куб. м	34,5
Возможные запасы углеводородов, млн барр. н.э.	852,3
Возможные запасы жидких УВ, млн барр.	686,6
Возможные запасы газа, млрд куб. м	27,2

«РН-Пурнефтегаз», который входит в нефтегазодобывающий блок НК «Роснефть», отмечает 35 лет с начала разработки самого крупного месторождения в составе предприятия – Барсуковского.

С начала освоения данного месторождения начался новый этап развития «РН-Пурнефтегаза». За 35 лет на месторождении добыто более 57 млн тонн нефти и газового конденсата, пробурено более 1000 скважин. Освоение Барсуковского месторождения велось интенсивными темпами: за первый год работы на месторождении пробурили 22 скважины, добыли 54 тыс. тонн нефти. Рекордсменом стала скважина № 830, которая давала почти

половину от общей добычи месторождения в первые годы освоения. Данная скважина успешно работает и в настоящее время.

«РН-Пурнефтегаз» активно реализует проект по разработке газоконденсатных залежей Барсуковского месторождения. В перспективе планируется ввести в эксплуатацию установку предварительной подготовки газа, которая позволит увеличить добычу природного газа и газового конденсата.

### **3.2 Методика экономического расчета проекта**

Экономический эффект от проведения работ по борьбе с газовыми гидратами на месторождении получается за счет дополнительной добычи нефти, которая в свою очередь получается за счет увеличений МРП добывающих скважин и соответственно дополнительной годовой добычи, а также снижению затрат по проведению очистных работ по стволу скважины в виду применения ингибиторов гидратоотложений (ИГО).

Экономическая эффективность проекта будет рассчитываться по следующим пунктам:

- 1) Расчет себестоимости подготовки 1 т нефти до проведения работы на исследуемых участках;
- 2) Расчет себестоимости подготовки 1 т нефти после до проведения работы на исследуемых участках;
- 3) Расчет экономического эффекта от проведения работ в виде чистой прибыли за 2021 г.

#### **3.2.1 Расчет себестоимости 1 т нефти**

Расчет себестоимости 1 т. нефти вычисляется по следующей формуле:

$$C_n = \frac{Z_n}{Q_n}$$

(3.1)

где  $Z_n$  – итоговые затраты на годовую добычу нефти по скважине, тыс. руб.

$Q_n$  – добыча нефти в году, тыс. т.

Годовые затраты до проведения работ по ИГО по скважине вычисляются по формуле:

$$Z_{г1} = \mathcal{E}_z + Z_{доп} + A \quad (3.2)$$

где  $\mathcal{E}_z$  – эксплуатационные затраты, тыс. руб.

$Z_{доп}$  – дополнительные затраты на ремонт и проведение различных работ по скважине, вкл. мех. очистку ствола или тепловую обработку ствола скважин от парафно- или гидратоотложений тыс. руб.

$A$  – амортизационные отчисления, тыс. руб.

Эксплуатационные затраты – это те затраты, которые необходимы для поддержания работы скважины целый год, вне зависимости от применения различных методов интенсификации, ремонтов и т.д. В этот тип затрат входят затраты на обслуживание скважины рабочим персоналом, затраты на сбор, транспортировку и подготовку нефти, добываемой из скважины, и НДС (ежегодный налог, уплачиваемый в зависимости от объема добываемой продукции).

Амортизационные отчисления – вычисляются из суммы все затрат на работу скважины или в проект модернизации, отчисления без капитальных вложений идут в среднем в размере 12% от эксплуатационных затрат и дополнительных затрат. Отчисления от капитальных вложения, идут в размере 20% от капитальных затрат. Капитальные вложения будут присутствовать в расчетах после применения технологии ингибирования.

Тогда, эксплуатационные затраты вычисляются по формуле:

$$\mathcal{E}_z = Z_{обс} + \text{НДС} + Z_{с.т.п.} \quad (3.3)$$

где  $Z_{обс}$  – затраты на обслуживание скважин, тыс. руб.;

НДС – налог на добычу полезных ископаемых, тыс. руб.;

$Z_{с.т.п.}$  – затраты на сбор, транспортировку и подготовку добываемой нефти из скважин, тыс. руб.

В свою очередь, затраты на обслуживание вычисляются по формуле:

$$Z_{обс} = Z_{об.уд} \cdot N_{скв} \quad (3.4)$$

где  $Z_{\text{обс.уд}}$  – удельные средние затраты на обслуживание одной добывающей скважины, тыс. руб. (для месторождения, удельные затраты, как на для месторождения на первой стадии эксплуатации, принимаются в размере 5 000 тыс. руб. в год на 1 добывающую скважину);

$N_{\text{скв}}$  – количество рассматриваемых скважин, ед. (в нашем случае скважина одна).

НДПИ вычисляется по формуле:

$$\text{НДПИ} = Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{н}} \cdot I_{\text{ндпи}} \quad (3.5)$$

где  $Q_{\text{н}}$  – объем добытой нефти в году по скважине, тыс. т.;

$C_{\text{н}}$  – цена реализации 1 т. нефти на внутреннем рынке тыс. руб. за 1 т. (примем в размере 14 500 тыс. рублей/т.)

$I_{\text{ндпи}}$  – ставка НДПИ, % (примем для предприятий нефтегазовой отрасли в размере 16,5 %).

В свою очередь, затраты на сбор, транспортировку и подготовку добываемой нефти из скважин вычисляются по формуле:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Z_{\text{сбт}} + Z_{\text{тп}} + Z_{\text{эни}} \quad (3.6)$$

где  $Z_{\text{сбт}}$  – затраты на сбор и транспортировку скважинной продукции, тыс. руб.;

$Z_{\text{тп}}$  – затраты на технологическую подготовку нефти, тыс. руб.;

$Z_{\text{эни}}$  – энергетические затраты, тыс. руб.

Все затраты этого типа зависят от годовой добываемой жидкости из скважин. Более точно формулу можно расписать следующим образом:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Z_{\text{сбт.уд.}} \cdot Q_{\text{ж}} + Z_{\text{тп.уд.}} \cdot Q_{\text{жп}} + Z_{\text{эни.уд.}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (3.7)$$

где  $Z_{\text{сбт}}$  – удельные затраты на сбор и транспортировку скважинной продукции, руб/т. (принимая 100 руб/т.);

$Z_{\text{тп}}$  – удельные затраты на технологическую подготовку нефти, руб/т (120 руб/т);

$Z_{\text{эни}}$  – удельные энергетические затраты, руб/т (принимая как 40 руб/т).

$Q_{жп}$  – объем добываемой жидкости, идущей на подготовку нефти (в объектах нефтяной промышленности принимается значение в размере 0,25 от объема всей добываемой жидкости с объекта).

Тогда, формулу можно преобразовать к виду:

$$Z_{с.т.п.} = Q_{ж} \cdot (Z_{сбт.уд.} \cdot +0,25 \cdot Z_{тп.уд.} \cdot +Z_{эн.уд.}) \quad (3.8)$$

В свою очередь дополнительные затраты будут складываться из затрат на проведение очистки ствола скважины от парафино- и гидратоотложений (по большинству скважин месторождения проводятся работы по борьбе с гидрато- и/или парафиноотложениями и т.д.), а также расходов на содержание скважины в ремонтном фонде:

$$Z_{доп} = Z_{ск} + Z_{р} \quad (3.9)$$

где  $Z_{ск}$  – затраты на проведение чисток ствола скважины, тыс. р;

$Z_{р}$  – затраты на содержание скважины в ремонтном фонде

Затраты на содержание скважины на ремонте вычисляются из удельных затрат на обслуживание 1 добывающей скважины умноженных на кол-во суток пребывания в ремонтном фонде:

$$Z_{р} = Z_{р.уд} \cdot T_{рем} \quad (3.10)$$

где  $Z_{р.уд}$  – удельные затраты в сутки на ремонт и обслуживание добывающих скважин (согласно данным компании недропользователя значение  $Z_{р.уд}=15000$  тыс. руб/сутки)

$T_{рем}$  – кол-во суток в году, когда скважины пребывала в ремонтном фонде на месторождении, сутки.

Затраты на очистку стволов скважин вычисляются по формуле:

$$Z_{ск} = N_{скв} \cdot N_{рем} \cdot T \cdot t_{сут} \cdot C_{вч} \quad (3.11)$$

где  $N_{скв}$  – количество скважин, ед.;

$N_{рем}$  – количество спуско-подъемных ремонтных мероприятий по очистке ствола механическими методами (примем  $N_{рем}=12$ ), ед;

$T$  – количество дней в году, когда проводились работы по очистке ствола скважин (примем, как  $T=0,5 \cdot T_{рем}$ ), ед.;

$T_{сут}$  – количество часов в сутки, затрачивающееся на операцию скребковая и работы бригады ПРС (планового ремонта скважин), ч. (примем как 12 ч.);

$C_{вч}$  – стоимость работы вахта-час бригады ПРС (принимаем 5 тыс. руб. в ч.) ч.

Вычислим амортизационные отчисления:

$$A_1 = 0,12 \cdot (\mathcal{E}_{з1} + \mathcal{Z}_{доп1}) \quad (3.12)$$

Аналогично выполним расчет себестоимости 1 тонны товарной продукции после проведения оптимизации по скважине.

В данном случае в формуле (3.2) добавим капитальные вложения в проект и соответственно амортизационные отчисления к этим вложениям, то есть:

$$\mathcal{Z}_{г2} = K_{в} + A_{кв} + \mathcal{E}_{з2} + \mathcal{Z}_{доп2} + A_2 \quad (3.13)$$

где амортизационные отчисления вычисляться как сумма 20% от капитальных вложений в проект:

$$A_2 = 0,2 \cdot K_{в} \quad (3.14)$$

В свою очередь изменения в себестоимости добычи нефти по скважине:

$$\Delta C_{н} = \frac{C_{н1} - C_{н2}}{C_{н2}} \cdot 100\% \quad (3.15)$$

### 3.2.2 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий

Экономический эффект от проекта ИГО рассчитывается по следующим параметрам:

- Выручка от реализации, млн. руб.;
- Прибыль предприятия, млн. руб.;
- НДС, тыс. руб.; Налог на прибыль, млн. руб.;
- Чистая прибыль, млн. руб.

Так как, необходимо, рассчитать экономический эффект именно от проекта ИГО, а не только от всех мероприятий по исследуемой скважине, то каждый параметр буде взят в виде разницы от экономического эффекта от “ДО” и “ПОСЛЕ”. То есть используем такие экономические параметры как выручка от реализации и прибыль предприятия будут рассчитываться из разницы двух вариантов.

*Выручка от реализации.*

Выручка от реализации определяется как объем добываемый нефти (конденсата), реализованный на внутреннем или внешних рынках. В данном случае будем использовать внутренний. Выручка от реализации проекта, будет определяться, как реализация дополнительной добычи за год.

Тогда:

$$V_p = \Delta Q_n \cdot C_n = (\sum Q_{n2021} - \sum Q_{n2020}) \cdot C_n \quad (3.16)$$

*Прибыль предприятия.*

Прибыль предприятия определяется, как разница между выручкой от реализации и затратами на проект. Прибыль от проекта ИГО будет рассчитана, как разница между выручкой от реализации и разницей затрат до применения проведения работ и после.

Тогда:

$$P_n = V_p - (Z_{r2} - Z_{r1}) \quad (3.17)$$

*Налог на добавленную стоимость.*

НДС вычисляется по формуле:

$$\text{НДС} = V_p \cdot c_{\text{ндс}} \quad (3.18)$$

где  $c_{\text{ндс}}$  – ставка НДС (принимается, как 20%), %.

*Налог на прибыль.*

Налог на прибыль вычисляется, по формуле:

$$H_n = (P_n - \text{НДС}) \cdot c_{\text{нп}} \quad (3.19)$$

где  $c_{\text{нп}}$  – ставка налога на прибыль (примем как 22%), %

*Чистая прибыль.*

Чистая прибыль вычисляется по формуле:

$$Ч_{п} = П_{п} - Н_{п} - НДС \quad (3.20)$$

### 3.3 Расчет экономической эффективности проекта

Выполним экономический расчет согласно предложенным мероприятиям по оптимизации системы борьбы с газовыми гидрами в добычи нефти и газа на Барсуковского месторождении.

Для этого рассчитаем себестоимость подготовки 1 т товарной продукции (нефть + конденсат) “ДО” проведения мероприятий и “ПОСЛЕ”, а также вычислим экономический эффект от предложенных работ согласно дополнительной добычи.

Для расчетов выберем скважину № 1056 которая имеет наименьший показатели в увеличении дебита после проведения работ и наихудшие технологически показатели МРП, СПО и т.д. при проведении работы по очистке ствола скважины и выводу на безгидратный режим работы.

В таблице 3.3 приведем исходные данные по скважине “ДО” проведения работ и “ПОСЛЕ”.

В таблице 3.4 запишем исходные экономические показатели для расчетов.

Таблица 3.3 – Исходные данные по скважине № 1056 Барсуковского месторождения

Показатель	Значение	
	ДО	ПОСЛЕ
Коэффициент эксплуатации скважины до МРП, $K_{\text{экс}}$	0,84	0,91
Добыча нефти и конденсата за год, т.	14 870	18 700
Добыча жидкости за год, т.	17 292	21 723
Кол-во суток в году на ремонте, суток	50	22

Таблица 3.4 – Исходные данные для экономического расчета

Показатель	Значение	Ед. изм.
Технологические показатели		
Стоимость работы 1 ч. Бригады ПРС/КРС	5 000	руб./ч
Удельные затраты в сутки на ремонт и обслуживание добывающих скважин	15 000	Руб/сут
Экономические показатели		
Цена реализации 1 т. нефти (кондесата) на внутреннем рынке	14 500	Руб/т
Удельные затраты по обслуживанию действующего фонда нефтяных скважин в год	5 000 000	руб./скв·
Удельные затраты по сбору и транспорту нефти и газа	100	Руб/т. жид.
Удельные затраты по технологической подготовке нефти	120	Руб/т. жид.
Удельные расходы на электроэнергию на объем жидкости	40	Руб/т. жид.
Налоговые ставки		
Амортизационные отчисления по эксплуатационным затратам	12	%
Амортизационные отчисления по капитальным вложениям	20	%
Ставка НДС	16,5	%
Ставка НДС	18	%
Налог на прибыль	22	%

### 3.3.1 Расчет себестоимости 1 т нефти до оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями

Вычислим затраты на обслуживание скважины до проведения работы по формуле (3.4):

$$Z_{\text{обс1}} = 5\,500\,000 \cdot 1 = 5\,500\,000 \text{ руб.}$$

Далее, вычислим НДС по формуле (3.5):

$$\text{НДС}_1 = 14\,870 \cdot 14\,500 \cdot 0,165 = 35\,576\,475 \text{ руб.}$$

Так же, вычислим затраты на сбор, транспортировку и подготовку добываемой нефти из скважин до проведения работы по формуле (3.8):

$$Z_{\text{с.т.п.1}} = 17\,292 \cdot (100 + 0,25 \cdot 120 + 40) = 3\,047\,930 \text{ руб}$$

Тогда, сумма эксплуатационных затрат до модернизации всего будет равно (формула 3.3):

$$Z_{31} = 3\,047\,930 + 35\,576\,475 + 5\,500\,000 = 44\,124\,405 \text{ руб.}$$

Далее вычислим затраты на содержание скважины на ремонте, а так же затраты на очистку стволов скважин от гидратоотложений по формулам (3.10 – 3.11):

$$Z_{ск1} = 1 \cdot 12 \cdot 0,5 \cdot 46 \cdot 12 \cdot 5\,000 = 16\,560\,000 \text{ руб.}$$

$$Z_{р1} = 15\,000 \cdot 46 = 690\,000 \text{ руб.}$$

Отсюда дополнительные затраты будут равны (формула 3.9):

$$Z_{доп1} = 16\,560\,000 + 690\,000 = 17\,250\,000 \text{ руб.}$$

В соответствии с этим по формуле (3.12) вычислим амортизационные отчисления:

$$\begin{aligned} A_1 &= 0,12 \cdot (Z_{з1} + Z_{доп1}) = 0,12 \cdot (44\,124\,405 + 17\,250\,000) \\ &= 7364928,6 \text{ руб} \end{aligned}$$

Тогда сумма всех годовых затрат на данной скважине ориентировочно равен (формула 3.2):

$$Z_{г1} = 44\,124\,405 + 17\,250\,000 + 7364928,6 = 68\,739\,333,6 \text{ руб.}$$

Отсюда, себестоимость 1 т нефти за 2018 г на месторождении по скважине № 1056 будет равна:

$$C_{н1} = \frac{Z_{г1}}{Q_{н1}} = \frac{68\,739\,333,6}{14\,870} \approx 4623 \text{ руб/т}$$

### **3.3.2 Расчет себестоимости 1 т нефти после оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями**

Аналогично выполним расчет себестоимости 1 тонны товарной продукции (нефть + конденсат) после проведения работ по оптимизации системы борьбы с гидратоотложениям (формулы 3.13-3.14).

Затраты на обслуживание скважины оставим на уровне до проведения работ, тогда:

$$Z_{обс2} = Z_{обс1} = 5\,500\,000 \text{ руб.}$$

Вычислим НДС проекта после проведения работ:

$$НДПИ_2 = 18\,700 \cdot 14\,500 \cdot 0,165 = 44\,739\,750 \text{ руб}$$

Далее вычислим затраты на сбор, транспортировку и подготовку скважинной продукции после проведения работ:

$$Z_{\text{с.т.п.2}} = 21\,723 \cdot (100 + 0,25 \cdot 120 + 40) = 3\,692\,910 \text{ руб}$$

Соответственно общие эксплуатационные затраты в данном случае можно вычислить как:

$$Z_{\text{з2}} = 5\,500\,000 + 44\,739\,750 + 3\,692\,910 = 53\,932\,660 \text{ руб}$$

Отметим, что благодаря проведения работ по ингибированию газовых гидратов в стволе скважины сократилось кол-во СПО по скважине, а также кол-во суток пребывания в ремонтном фонде, тогда:

$$Z_{\text{ск2}} = 1 \cdot 5 \cdot 0,5 \cdot 22 \cdot 12 \cdot 5\,000 = 3\,300\,000 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{р2}} = 15\,000 \cdot 22 = 330\,000 \text{ руб}$$

Отсюда, дополнительные затраты по скважине после проведения работ можно вычислить как:

$$Z_{\text{доп2}} = 3\,300\,000 + 330\,000 = 3\,630\,000 \text{ руб}$$

Отсюда:

$$A_2 = 0,12 \cdot (53\,932\,660 + 3\,630\,000) = 6\,907\,519,2 \text{ руб}$$

Далее в таблице 3.5 приведем общую смету затрат на проведение ингибирования за год.

Таблица 3.5 – Затраты на проведение ингибирования гидратоотложений

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Кол-во	Всего, тыс. руб.
1	2	3	4
Оборудование для дозированной подачи химического реагента	7 500	1х	7 500
Затраты на химические реагенты (закупка, перевоз, хранение)	1 500	1х	1500
Затраты на утилизацию отходов и на мероприятия по безопасному ведению работ	1500	1х	1500
Затраты на монтаж, пуск и поинтервального проведения операции ингибирования	1 200	1х	1 200
Затраты на и электроэнергию	1200	1х	1200
Всего			12 900
Амортизационные отчисления	20 %	1х	2 580

Отчисления в фонд по экологии, страховой фонд и т.д.	15%	1х	1935
Итого			17 415

Тогда годовые затраты на добычу нефти по скважине № 1056 с учетом выполнения работ по периодическому дозированию ингибитора будут равны:

$$Z_{г2} = 17\,415\,000 + 53\,932\,660 + 3\,630\,000 + 6\,907\,519,2 \\ = 81\,885\,179,2 \text{ руб}$$

Отсюда вычислим себестоимость 1 т товарной продукции после проведения работ:

$$C_{н2} = \frac{81\,885\,179,2}{18\,700} \approx 4379 \text{ руб/}$$

Вычислим снижение себестоимости добычи нефти по скважине:

$$\Delta C_n = \frac{C_{н1} - C_{н2}}{C_{н2}} \cdot 100\% = 5,8\%$$

Отметим, что на скважине, показавшей наихудшие результаты по дополнительной добычи, после проведения работ отмечается снижение себестоимости добычи нефти, в соответствии с этим, можно предположить, что на остальных скважинах экономический эффект будет на 10-15% выше и проект в целом экономически рентабелен.

### 3.3.3 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий

Вычислим выручка от реализации дополнительно добытой продукции по формуле (3.16):

$$V_p = (18\,700 - 14\,870) \cdot 14500 = 55\,535\,000 \text{ руб.}$$

Далее по формуле (3.17) вычислим прибыль предприятия после проведения работ по ИГО:

$$\Pi_n = 55\,535\,000 - (81\,885\,179,2 - 68\,739\,333,6) = 42\,389\,154,4 \text{ руб}$$

В таком случае налог на добавленную стоимость будет равен как (формула 3.18):

$$\text{НДС} = 55\,535\,000 \cdot 0,2 = 11\,107\,000 \text{ руб}$$

Далее вычислим налог на прибыль по формуле (3.19):

$$N_n = (42\,389\,154,4 - 11\,107\,000) \cdot 0,22 = 6\,882\,073,968 \text{ руб.}$$

Отсюда по формуле (3.20) вычислим чистую прибыль предприятия:

$$Ч_n = 42\,389\,154,4 - 6\,882\,073,968 - 11\,107\,000 = 24\,400\,080,432 \text{ руб.}$$

В таблице 3.6 приведем итоги экономического расчета.

Таблица 3.6 – Итоги экономического расчета

Показатель	Ед. изм.	Значение
Выручка от реализации дополнительной добычи нефти (конденсата) от мероприятия	млн. руб.	55,5
Прибыль предприятия	млн. руб.	42,4
Чистая прибыль	млн. руб.	24,4
Затраты на добычу до применения ингибирования	млн. руб/год	68,7
Затраты на добычу после применения ингибирования	млн. руб/год	81,8
Увеличение затрат	%	19
Увеличение годовой добычи	%	26
Снижение себестоимость подготовки 1 т нефти с скважины	%	5,7

Чистая прибыль предприятия от реализации применения системы ингибирования в сочетании с проведением механических чисток ствола скважин при борьбе с гидратоотложениями по скважине № 1056 составила около 24 млн. рублей.

Отметим, что итоговая прибыль предприятия складывается не только из-за дополнительной добычи за год, но и за счет сокращения работу по очистке ствола скважины, его динамики, а также из-за снижения кол-во суток пребывающая скважины в ремонтном фонде. В целом по скважине № 1056 дополнительная добыча нефти за 2021 г составила 3830 т или 26%.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б8Г2		Мишук Николай Петрович	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Эффективность технологии сбора и подготовки газа на Барсуковском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> система сбора и подготовки скважинной продукции Барсуковского месторождения, в частности, добывающие скважины.</p> <p><i>Область применения:</i> система подготовки газа.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> климат в районе работ резко-континентальный с суровой зимой и жарким летом.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> сепараторы, сепараторы низкотемпературные, трехфазные разделители, технологические емкости, внутрипромысловые трубопроводы, турбодетандерные агрегаты, дрессели.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> сбор и подготовка газа.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</p> <p>СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа»;</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся (в том числе разлетающиеся)</li> </ul>

	<p>твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током.</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> звукоизолирующие ограждения, кожухи и экраны, специальная одежда и обувь, перчатки, каски, респираторы, противогазы, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на селитебную зону:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• учет санитарно-защитной зоны при строительстве скважин</li> </ul> <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• изменение ландшафтов;</li> <li>• изменение природного режима многолетнемерзлых грунтов.</li> </ul> <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• загрязнение сточных вод.</li> </ul> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• загрязнение в результате утечек природного газа и паров конденсата.</li> </ul>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• утечка газа при разгерметизации оборудования;</li> <li>• возникновение пожара в следствие утечек газа.</li> </ul> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• утечка газа при разгерметизации оборудования.</li> </ul>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Мищук Николай Петрович		

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Большое значение в решение вопросов безопасности жизнедеятельности имеет социальный аспект, а именно социальная ответственность работодателей за безопасный и безвредный труд работников в любой сфере деятельности человека, рассматриваемая в данном разделе.

Объектом исследования является система сбора и подготовки скважинной продукции Барсуковского месторождения, в частности, добывающие скважины.

Область применения: система подготовки газа.

Рабочая зона: производственное помещение установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Климатическая зона: климат в районе работ резко-континентальный с суровой зимой и жарким летом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: сепараторы, сепараторы низкотемпературные, трехфазные разделители, технологические емкости, внутрипромысловые трубопроводы, турбодетандерные агрегаты, дроссели.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: сбор и подготовка газа.

### **4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Сбор и подготовка газа Барсуковского месторождения осуществляется цехом установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Рабочее место – производственное помещение, в котором расположено оборудование для подготовки газа. Месторождение располагается в труднодоступной местности, метод работы преимущественно вахтовый.

Правовое регулирование работы вахтовым методом осуществляется на основе требований и норм, установленных в главе №47 (ст. 297-302)

«Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» Трудового кодекса РФ (ТК РФ) [24]. Также, в связи с географическим расположением месторождений ЯНАО, учитываются требования и нормы, установленные главой №50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», ст. 313-327 [24]. Среди характерных особенностей, которые относятся к правовому регулированию труда в газодобывающей отрасли, можно выделить: величину рабочего времени и времени отдыха, заработную плату и охрану труда.

В процессе проектирования и расположения оборудования и аппаратуры вне здания, необходимо руководствоваться нормами технологического проектирования, указанными в СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 [25]. То есть компоновка и расположение технологических установок на объектах должны обеспечивать:

- технологическую взаимозаменяемость;
- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- свободный подъезд транспорта и подъемных средств;
- возможность проведения ремонтных работ и др.

Рабочее пространство и рабочее место проектируются в соответствии с [26]. Проектирование учитывает стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Оборудование является легкодоступным и безопасным. Рабочее пространство спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

## **4.2 Производственная безопасность**

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 4.1 представлены опасные и вредные факторы, которым подвергается инженер УКПГ. На 1 этапе выполняется монтаж необходимого оборудования, на 2 этапе – эксплуатация системы, получение и обработка оперативной информации.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [27].

Таблица 4.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

<b>Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)</b>	<b>Нормативные документы</b>
1. Повышенный уровень шума;	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [28] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [29]
2. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха [30] ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [31]
3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха;	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [32]
4. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы);	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [33]
5. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека;	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [34].
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [35]

### **4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

#### *1. Повышенный уровень шума*

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессоры, насосы, турбодетандеры, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям.

Нормирование условий труда по шумовым характеристикам осуществляется согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [28]. Нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80дБА.

Способы коллективной и индивидуальной защиты от шума представлены в [29].

Среди методов по снижению уровня шума можно выделить:

- применение средств индивидуальной защиты от шума.

Применяются следующие средства: противοшумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д.;

- применение дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов;
- уменьшения шума в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин и оборудования [29].

Для обеспечения безопасности на территории УКПГ, в помещениях и зданиях должен обеспечиваться контроль уровня шума, проводимый не реже одного раза в год.

*2. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего*

Подготовка газа подразумевает рабочую деятельность как на открытом воздухе, так и в производственных помещениях, поэтому работник подвергается воздействию различных климатических условий.

При проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов:

- специальной одеждой и обувью;
- обустройством козырьков над рабочим местом;
- в зимнее время оборудованием помещений, целью которых является обогрев рабочих [31].

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней.

Таблица 4.2 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в условиях крайнего севера в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат при наиболее вероятной скорости ветра ( $v = 3,6$  м/с) [32]

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
– 10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
– 15	1,2	2,2	охлаждение поверхности тела отсутствует
– 20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
– 25	0,8	1,1	2,4
– 30	0,7	0,9	1,6
– 35	0,6	0,7	1,1
– 40	0,5	0,6	0,9

При работе в помещениях необходимо руководствоваться СП 60.13330.2020 [30], согласно которому осуществляется отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха зданий с целью обеспечения

требуемых параметров микроклимата и концентрации вредных веществ в воздухе обслуживаемой зоны.

Осуществляется постоянный контроль воздуха на рабочих местах, в производственных помещениях.

*3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха*

Воздух рабочей зоны регулируется согласно ГОСТ 12.1.005-88 [32].

На установке комплексной подготовки газа загрязнение воздушной среды в зоне дыхания осуществляется утечками газа и парами вредных веществ, используемых при подготовке газа, например, метанола. Данные вещества в больших концентрациях могут вызвать паралич дыхательных центров центральной нервной системы, обмороки или смерть, в меньших концентрациях они оказывают выраженное наркотическое действие.

С целью обеспечения безопасности в данном случае на УКПГ применяются газоанализаторы и системы вентиляции. Предельно допустимые концентрации вредных веществ, используемых на УКПГ, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензол	5	2
Диэтиленгликоль	10	3
Метанол	5	3
Непредельные углеводороды (пропилен, бутилен)	100	4
Предельные углеводороды (пропан, н-бутан)	300	4

В качестве средств индивидуальной защиты необходимо использовать респираторы и другие средства защиты органов дыхания. При работе в

местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Коллективная защита предусматривает использование герметичного оборудования, контроль его технического состояния, а также контроль качества воздуха газоанализаторами.

*4. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего*

Подготовка газа подразумевает работу с таким оборудованием как: сепараторы, трехфазные разделители, технологические емкости, внутрипромысловые трубопроводы, турбодетандерные агрегаты, дроссели.

В связи с этим существует опасность опасного воздействия на работника, которая может привести к ушибам, травмам или смерти.

Для предупреждения травмоопасности с персоналом, проводящим работы проводится инструктаж. Кроме того, источники повышенной опасности имеют защитные ограждения и предупреждающие таблички. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях.

Все оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 [33].

Для обеспечения безопасности проводится периодическая проверка оборудования, наличия ограждений и других необходимых средств защиты.

*5. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека*

Подготовка газа подразумевает работу с вредными и токсичными веществами: природный газ с преобладанием метана в составе; нестабильный газовый конденсат; водометанольный раствор.

Метан не имеет цвета и запаха, при превышении ПДК, составляющей 300 мг/м<sup>3</sup> может приводить к удушью в следствие вытеснения воздуха. имеет концентрационные пределы воспламенения в воздухе – 5-15 % (по объему). Газ при негерметичности оборудования, трубопроводов в аварийных

ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

При сепарации газожидкостной смеси на входе УКПГ и в процессе низкотемпературной сепарации выделяется газовый конденсат. Нестабильный газоконденсат вследствие выделения из него в атмосферу паров тяжелых углеводородов повышает пожаро- и газозрывоопасность. Вследствие высокой плотности по отношению к воздуху его пары могут скапливаться в низинах и, снижая содержание кислорода в воздухе, действовать удушающе. Вредность паров газоконденсатов и сжиженных газов, если они не содержат предельные углеводороды, сравнительно невелика. По степени воздействия на организм человека они относятся к 4 классу опасности (вещества мало опасные). Их ПДК в воздухе составляет 300 мг/м<sup>3</sup>.

Метанол представляет собой бесцветную прозрачную жидкость, по запаху и вкусу напоминающую этиловый спирт. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. Возможно серьезное отравление вследствие его попадания в организм человека через дыхательную систему и даже через неповрежденную кожу. Прием внутрь 5 – 10 г метанола может вызвать тяжелое отравление, а 30 г – смертельно опасная доза. ПДК в воздухе рабочей зоны 5 мг/м<sup>3</sup> [34].

Для защиты работников от воздействия вредных веществ должен осуществляться контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а также должна производиться выдача средств индивидуальной защиты:

- для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой;
- для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы;
- для защиты глаз применяют защитные очки;

- для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази;
- для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы.

#### *б. Производственные факторы, связанные с электрическим током*

Опасность поражения рабочего электрическим током может возникать при контакте с открытыми токоведущими и металлическими частями оборудования и установок, которые находятся под напряжением, при работе с приборами и установками, у которых отсутствует защитное заземление, также при неиспользовании защитных средств. Цеха на УКПГ относятся к особо опасным помещениям, так как одновременно имеются два или условия повышенной опасности согласно правилам устройства электроустановок [35]:

- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);
- возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой [36].

Заземление и зануление являются техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83 [37]. Также к мерам защиты относится применение изоляции токопроводящих частей (проводов); применение устройств защитного отключения; применение автоматической защитной блокировки токоведущих частей применение оградительных, сигнализирующих устройств и знаков безопасности; ограждение и расположение токоведущих частей на недоступной высоте или в недоступном месте.

Персонал, работающий с приборами, установками с элементами, находящимися под электрическим током, обязан использовать средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с [37], такие как специальная антиэлектростатическая обувь, одежда и перчатки, антиэлектростатические предохранительные приспособления.

Эксплуатацию электроустановок должен проводить специально подготовленный электротехнический персонал, имеющий группу по электробезопасности II – V включительно. К персоналу предъявляются следующие требования:

- возраст более 18 лет;
- отсутствие увечий и болезней, мешающих производственной работе;
- прохождение соответствующей теоретической и практической подготовки, проверки знаний и наличие удостоверение на допуск к работам в электроустановках.

#### **4.4 Экологическая безопасность**

##### *Защита селитебной зоны*

Для обеспечения безопасности населения вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливается специальная территория с особым режимом использования – санитарно-защитная зона (СЗЗ).

Размеры и границы СЗЗ определяются в проекте СЗЗ, который должны разработать все хозяйствующие субъекты, имеющие источники воздействия на среду обитания и здоровье человека.

Размер СЗЗ устанавливается таким образом, чтобы обеспечить минимизацию воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами. По своему функциональному назначению

санитарно-защитная зона является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режим.

УКПГ относится к объекту I класса опасности (промышленные объекты по добыче природного газа), согласно СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 [38] размеры санитарно-защитной зоны данного объекта должны быть не менее 1000 м.

#### *Защита атмосферы*

Атмосферный воздух должен соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [39].

При подготовке газа возможно загрязнение атмосферы в результате утечек природного газа и паров конденсата. В связи с этим необходим непрерывный контроль целостности оборудования и технологических патрубков путем автоматизированного и ручного замера и анализа состояния воздуха.

Для утилизации выбросов газа на УКПГ предусмотрены системы сброса на факел и на свечу. Сброс газа от предохранительных клапанов осуществляется на свечу в атмосферу без сжигания, так как он происходит только при нарушении технологического режима и непродолжителен по времени. В технологических цехах предусмотрена дренажная система сброса газа и паров с отдельных аппаратов и емкостей.

#### *Защита гидросферы*

С целью обеспечения защиты сточных вод от загрязнений на производственной площадке предусмотрено обвалование по всему периметру. Для отвода и сбора дождевых и талых вод организованы водоотводные каналы.

При подготовке газа на УКПГ осуществляется работа с пластовой и конденсационной водой от технологических установок, а также сточными водами от технологического оборудования. Согласно ГОСТ 17.1.3.13-86 [40] на производстве в систему хозяйственно-бытовой канализации отводятся

стоки от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях УКПГ, а также холостые сбросы воды для предохранения канализационной сети от замерзания.

С целью защиты гидросферы хозяйственно-бытовые и производственные стоки подлежат обязательной очистке с последующей закачкой в пласт.

Аварийные сбросы производственных сточных вод для предупреждения загрязнения окружающей среды предусмотрено направлять в аварийный резервуар и затем постепенно направлять на очистные сооружения.

#### *Защита литосферы*

Сохранению целостности территорий с вечной мерзлотой способствует подготовка строительных площадок и ведение строительно-монтажных работ только в зимний период, что позволяет не травмировать верхний слой почв, оттаивающий летом. Помимо этого, при транспортировке газа по газопроводам используется термоизоляция.

### **4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [41].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

- ЧС природного характера. Барсуковское месторождение находится в ЯНАО с суровой зимой и температурой воздуха в зимнее время ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ . Редко отмечаются случаи нанесения ущерба от воздействия сильных ветров или ураганов. В условиях засушливого лета возможно возникновение лесных и торфяниковых пожаров, но такие случаи происходят крайне редко.

- ЧС социально-политического характера. Район не характеризуется опасностью возникновения вооруженных конфликтов или ведением военных действий. В социально-политическом плане район достаточно благополучен. Район не опасен с точки зрения применения оружия массового поражения из-за удаленности от государственных границ.

- ЧС техногенного характера. Возможно загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод. Эти воды отличаются высокой минерализацией и коррозирующей способностью, а также часто содержанием различных химических реагентов.

В результате аварий могут возникать чрезвычайные ситуации, которые сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей. Для газовой отрасли характерна добыча, транспортировка, переработка и хранение больших объемов взрыво-, пожаро- и токсически опасных ингредиентов сырья и продукции, что и вызывает опасность возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера. К данному типу чрезвычайных ситуаций относят:

- возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах;
- пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования, разгерметизации газо- и конденсатопроводов;
- сильные взрывы скопившегося газа и легких фракций конденсата при утечках.

Производственные помещения УКПГ относятся к категории А – повышенная взрывопожароопасность, что обусловлено наличием горючих газов (природный газ), легковоспламеняющихся жидкостей (нестабильный газовый конденсат) с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные газозвушнные смеси.

Наиболее типичной ЧС при подготовке газа является утечка газа. Причиной утечки может послужить разгерметизации оборудования ввиду наличия трещин, коррозии и т.д.

С целью обеспечения безопасности на предприятии существует специальная служба – отдел ГО и ЧС, ответственный за мероприятия по предупреждению и ликвидации последствий ЧС.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования, необходимо произвести аварийную остановку УКПГ.

Мероприятия по устранению ЧС включают:

- остановку технологической линии;
- сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа;
- немедленное прекращение всех огневых работ на промысле;
- вызов пожарной команды;
- устранение дефекта.

В случае утечки газа с последующим возгоранием главной задачей является локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта. Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры, электроустановок;
- последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаровзрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;
- захламленность рабочей зоны;
- размещение излишков взрыво- и пожароопасных веществ в рабочей зоне.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: полотна грубо шерстяные, ручные огнетушители, асбестовые, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры), песок. Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения в безопасном при пожаре месте, с обеспечением свободного доступа.

На площадке УКПГ и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

Ответственность за вызов аварийной бригады и других требуемых для ликвидации аварии специалистов и объявление аварийного положения на УКПГ лежит на начальнике промысла или главном инженере. Меры к локализации очага пожара принимает производственный персонал под руководством главного инженера филиала и руководства промысла.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из основных проблематик в работе системы сбора и подготовки газа на месторождении является проблема газовых гидратов в работе добывающих скважин (газовых и газоконденсатных скважин). Около 50% случаев поломок ДО приходится именно на проблему гидратообразования по скважине.

Примерно до 2020 г основными мероприятиями по борьбе с газовыми гидратами на месторождении были вывод скважины на “безгидратный” режим работы совместно с периодической очисткой ствола скважин раз в неск. месяцев. Однако за период 2016-2020 гг данный комплекс работ показал свою не эффективность, так процент скважин с проблемой гидратоотложений на месторождении ежегодно только увеличивается и более того усложняется и динамика очистных работ, так если в 2016 г необходимо было проводить 8-9 спуско-подъемных операций по очистке ствола скважины с интервалом в 2,5 – 3 месяца, то к началу 2020 г динамика СПО составляет 15-16 раз в среднем, с интервалом в 24-25 суток, что естественно приводит к увеличению затрат на обслуживание скважин и к не достижению проектных показателей добычи.

Поэтому с целью оптимизации текущей системы борьбы с гидратоотложениями руководством компании недропользования было принято решение об применении ингибиторов газовых гидратов в качестве опытно-промышленных работ в устьевых и предустьевых областях скважин в виде технологии по предотвращению образования кристаллов гидратов на стенках НКТ их дальнейшему накоплению по стволу скважины. В качестве ингибитора был выбран раствор метанола (метанола в объеме 25%, минерализованной воды об. 70% и около об. 5% объема - различные ПАВ).

Отметим, что выбор в пользу именно данного хим. реагента был сделан так как в отличие от других известных ингибиторов (водные растворы

электролитов, антигидратные реагенты на основе гликолей, кинетические ингибиторы и т.д.), метанол и его растворы хорошо зарекомендовали себя именно на нефтегазоконденстаных месторождения, остальные же реагенты в более эффективны в газовых скважинах. Так же в пользу данного реагента можно сделать выбор из-за его простоты и надежности использования на различных НГДУ в странах СНГ и многолетне накопленном опыте проведения работ.

Как итог на 4-х скважинах (№№ 900, 1056, 725, 576), что имели комплексные проблемы в работе ДО и неоднократно пребывали в ремонтном фонде, как по причине гидратоотложений, были проведены работы по успешному внедрению данной технологии в сочетании с очистными работами по стволу скважины. Так на скважинах отмечается увеличение МРП на 37%, среднесуточных дебитов на 8,9 т/сут по конденсату и 39,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут по газу (увеличение дебитов составило более, чем на 30%), кроме того благодаря использованию ингибитора отмечает общее сокращение динамика очистных работ по скважинам (как периодичности работ, так как среднего кол-ва СПО для очистки ствола скважины) до показателей 2016-2020 гг. На всех исследуемых скважинах за 2021 г не было отмечено ни одной поломки ДО по причине гидратоотложений. Итоговая дополнительная добыча составила в среднем 2 956 т по конденсату на скважину (всего 12 824 т) и около 52 млн. м<sup>3</sup> по газу.

В связи с этим и получается экономическая эффективность от предложенных мероприятий, так по скважине № 1056 по которой отмечается наименьшие показатели увеличения среднесуточного дебита по конденсату (7,8 т/сут) и газу (на 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут) экономическая прибыль за 2021 г составила в размере около 24 млн рублей, что подтверждается соответствующими расчета, сделанным в экономической части работы. В соответствии с этим предложенные мероприятия можно считать, как технологически, так и экономически эффективными и данный комплекс работы можно рекомендовать для дальнейшего применения на остальных

скважинах с проблемой газовых гидратов в работе добывающего оборудования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Ахметова Л. Обоснование модели залежи горизонта ПК19-20 Барсуковского месторождения // NovaInfo.Ru. 2016. Т. 2. № 49. С. 26-31.
- 2) Шарипова М.И. Эффективность применения способа кратковременной эксплуатации скважины на Барсуковском месторождении в условиях ООО "РН-Пурнефтегаз" / Шарипова М.И., Банников В.Е., Миннигалимов Р.З. // В сборнике: Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. в 3-х томах. Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2013. С. 264-268.
- 3) Ахметова Л.Р. Определение текущего газожидкостного контакта горизонта ПК 19-20 на Барсуковском месторождении / Ахметова Л.Р., Дворкин В.И. // В книге: Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин. Научно-практическая конференция, 25 мая в рамках XIX Международной специализированной выставки "Газ. Нефть. Технологии-2011" : тезисы докладов. Уфа, 2011. С. 57-59.
- 4) Барсуковское нефтегазоконденсатное месторождение / Горные ведомости. 2008. № 3 (46). С. 86-91.
- 5) Паняк С.Г. Эффективность комплексного подхода к технологии проведения гидроразрыва (на примере Барсуковского месторождения ПК 19-20 ООО "РН-Пурнефтегаз") / Паняк С.Г., Аскеров А.А., Юсифов Т.Ю. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 6 (108). С. 44-49.
- 6) Общая нефтяная и нефтепромысловая геология: учебник // Абрикосов И.Х., Гутман И.С. – М.: Недра, 2011. – 272 с.
- 7) Апасов Т.К., Апасов Р.Т., Апасов Г.Т. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 187 с. — ISBN 978-5-9961-1179-4.
- 8) Покрепин Б.В. Оператор по добыче нефти и газ. Учебное пособие. — Волгоград: Ин-Фолио, 2011. — 448 с.

9) Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. — 308 с.

10) Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудования и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.

11) Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с. ISBN 978-5-8044-1246-4

12) Ровенская О.П. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования / Ровенская О.П., Горovenko Л.А., Литовник Н.Н. // Булатовские чтения. 2020. Т. 2. С. 380-382.

13) Семянова Д.Д. Обзор методов предотвращения гидратообразования природного газа / Семянова Д.Д., Александров М.А. // В сборнике: Нефтегазовый терминал. сборник научных трудов международной научно-технической конференции магистрантов имени профессора Н.А. Малюшина. 2017. С. 173-177.

14) Чернышов И.В. Повышение эффективности технологии предупреждения и борьбы с гидратообразованием ПХГ / Чернышов И.В., Шиповалов А.Н. // В сборнике: Нефтегазовый терминал. сборник научных трудов международной научно-технической конференции магистрантов имени профессора Н.А. Малюшина. 2017. С. 224-228.

15) Токарев И.С. Ингибиторы гидратообразования // В сборнике: Инновации в технологиях и образовании. сборник статей участников IX Международной научно-практической конференции. 2017. С. 260-263.

16) Газизов И.Г. Применение метанола в промышленности в качестве ингибитора гидратообразования // Образование и наука в России и за рубежом. 2021. № 1 (77). С. 118-123.

17) Тишин Д.О. Определение расхода подачи метанола с целью предотвращения гидратообразования / Тишин Д.О., Светлакова С.В. // В сборнике: ПРОБЛЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ

ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА. Сборник трудов IV Всероссийской заочной научно-практической интернет-конференции. 2016. С. 143-146.

18) Савенок О.В. Сравнительная характеристика ингибиторов гидратообразования, используемых в газовой промышленности /Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаргат В.М. // Булатовские чтения. 2019. Т. 2. С. 152-156.

19) Мищенко, И.Т. Сборник задач по технологии технике нефтедобычи [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко, В.А.Сахаров. – Москва: Недра, 1984. - 272 с.

20) Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа - М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. - 296 с., ил. ISBN 5-7246-0425-6

21) Баяндина В.А., Воронин Д.М. К вопросу об оценке эффективности стратегических инвестиционных проектов на нефтегазодобывающих предприятиях // Вестник Пермского университета. Серия: Экономика. 2015. № 1 (24). С. 111-123.

22) Ксёنز, Т.Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: учеб. пособие / Т.Г. Ксёنز. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.

23) Ефимова О.Ю. Оценка экономической эффективности инноваций в нефтегазодобыче // Электронный научный журнал. Нефтегазовое дело. 2011. № 3. С. 336-346.

24) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)

25) СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа

26) ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

- 27) ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 28) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 29) ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
- 30) СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
- 31) ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
- 32) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 33) ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- 34) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 35) Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Раздел 1. Общие правила. Глава 1.1. Общая часть.
- 36) ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
- 37) ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
- 38) СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.
- 39) Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и

питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

40) ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

41) ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.