

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

|  |
|--|
| Тема работы  |
| <b>ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ КАПИЛЛЯРНОГО ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКОГО ТРУБОПРОВОДА В ПРОЦЕСС ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ЮРХАРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)</b> |

УДК 622.24.06-048.34(571.16)

#### Студент

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 3-2Б5В | Булгаков Михаил Викторович |         |      |

#### Руководитель

| Должность | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор | Сергеев Виктор Леонидович | д.т.н.                 |         |      |

#### Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н.                 |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**Планируемые результаты обучения**

| <b>Код результата</b>  | <b>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</b>   | <b>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных сторон</b>                           |
|--|---|---|
| <b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b> |   |   |
| P1   | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности   | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)                      |
| P2   | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда  | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.                             |
| P3   | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности   | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4   | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий   | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)                |
| <b>в области производственно-технологической деятельности</b>                                    |   |   |
| P5   | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов   | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)  |
| P6   | Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов  | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)   |
| <b>в области организационно-управленческой деятельности</b>                                      |   |   |
| P7   | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику   | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)                              |
| P8   | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов  | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)   |
| <b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>                                 |   |   |
| P9   | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли  | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)  |
| P10  | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий   | Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)                                 |
| <b>в области проектной деятельности</b>  |   |   |
| P11  | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)                            |

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

|  |
|--|
| Бакалаврской работы  |
| (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации) |

Студенту:

| Группа | ФИО                           |
|--------|-------------------------------|
| 3-2Б5В | Булгакову Михаилу Викторовичу |

Тема работы:

|  |                        |
|--|------------------------|
| Внедрение системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в процесс эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО) |                        |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)  | 59-122/с от 28.02.2020 |

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 |
|--|------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|   |  |
|---|--|
| <b>Исходные данные к работе</b>   | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.  |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | Гидраты в природном газе, история изучения гидратов и проблем гидратообразования, типы гидратов, условия образования гидратов в промышленных системах.<br>Геологические особенности Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения, анализ технических решений и технологических условий эксплуатации скважин, применение системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в промышленных системах Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения, моделирование технологической |

|  |   |
|--|---|
|  | операции спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода.<br>Эффективность применения системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в промышленных системах Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения. |
|--|---|

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

| Раздел  | Консультант                                      |
|---|--|
| Общие сведения о гидратах и гидратообразованиях в промысловых системах  | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Анализ технологических условий эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении  | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Эффективность применения системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в промышленных системах Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения | Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение   | Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна       |
| Социальная ответственность  | Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович     |

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

|   |
|---|
| Общие сведения о гидратах и гидратообразованиях в промысловых системах  |
| Анализ технологических условий эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении  |
| Эффективность применения системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в промышленных системах Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение   |
| Социальная ответственность  |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 29.02.2020 |
|---|------------|

**Задание выдал руководитель / консультант:**

| Должность | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент    | Сергеев Виктор Леонидович | д.т.н.                 |         | 29.02.2020 |

|                       |                               |  |  |            |
|-----------------------|-------------------------------|--|--|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия<br>Анатольевна |  |  | 29.02.2020 |
|-----------------------|-------------------------------|--|--|------------|

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата       |
|--------|----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б5В | Булгаков Михаил Викторович |         | 29.02.2020 |

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

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

Бакалаврская работа

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

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

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)   | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 16.03.2020    | Общие сведения о гидратах и гидратообразованиях в промысловых системах.                                 | 25                                 |
| 03.04.2020    | Анализ технологических условий эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении. | 25                                 |
| 24.04.2020    | Эффективность применения КПМТ на Юрхаровском НГКМ.  | 30                                 |
| 11.05.2020    | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.  | 10                                 |
| 25.05.2020    | Социальная ответственность.   | 10                                 |

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

| Должность | ФИО                       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Сергеев Виктор Леонидович | Д.Т.Н.                 |         |      |

**Консультант**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## **Обозначения, определения и сокращения**

**КПМТ** – капиллярного полимерно-металлического трубопровода;

**ММП** – многолетнемерзлые породы;

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ПО** – программное обеспечение;

**УР** – устройство регулируемое;

**УВ** – углеводороды;

**ОРМ** – отдел разработки месторождений;

**ЯНАО** – Ямало-Ненецкий автономный округ;

**ФА** – фонтанная арматура;

**УБПР** – устьевой блок подачи реагента;

**НКБ** – наконечник кабельный;

**ЯВПФЧ** – Ямальская военизированная противofонтанная часть;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ОФ** – открытый фонтан;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**СПО** – спускоподъемные операции;

**УКПГ** – установка комплексной подготовки газа

**СОГ** - сухой отбензиненный газ

**ДЭК** – деэтанализированный конденсат

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 страницы, в том числе 36 рисунков, 16 таблицы. Список литературы включает 22 источника. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: гидратообразования, ингибитор гидратообразования, низкие устьевые температуры, капиллярный полимерно-металлический трубопровод, технологии перевооружения скважинного оборудования.

Объектом исследования являются гидратообразования, возникающие при эксплуатации газовых скважин в условиях низких пластовых температур и химические методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ технологических условий эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатного месторождения и обеспечения безгидратного режима работы скважины «Х» с открытыми трубным и затрубным пространствам.

В процессе исследования были рассмотрены типы и условия гидратообразования, особенности и режимы работы скважины «Х» Юрхаровского НГКМ; поставлены задачи для работы скважины в безгидратном режиме по открытым трубному и затрубному пространствам; рассмотрено оборудование, необходимое для реализации технологических операций по спуску капиллярного полимерно-металлического трубопровода на забой скважины; произвели моделирование скважины кандидата.

В результате исследования выявлен положительный эффект подачи метанола в скважину ниже башмака НКТ, скважина «Х» Юрхаровского НГКМ работает в безгидратном режиме.

Область применения: осложненный фонд скважин Юрхаровского месторождения.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением добычи газа и газового конденсата.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 11 |
| 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ В ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ.....   | 12 |
| 1.1 Гидраты в природном газе .....   | 12 |
| 1.2 История изучения гидратов и проблем гидратообразования .....   | 14 |
| 1.3 Типы гидратов .....  | 16 |
| 1.4 Условия образования гидратов в промысловых системах .....  | 21 |
| 2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ЮРХАРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....   | 27 |
| 2.1 Геологические особенности Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения .....  | 27 |
| 2.2 Анализ технических решений и технологических условий эксплуатации скважин.....   | 32 |
| 2.3 Применение системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в промысловых системах Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения ..... | 41 |
| 2.4 Моделирование технологической операции спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода.....  | 48 |
| 3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КАПИЛЛЯРНЫЙ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКИЙ ТРУБОПРОВОД НА ЮРХАРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....                       | 49 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....   | 53 |
| 4.1. Расчет трудоемкости работ .....   | 54 |
| 4.2 Расчет экономических затрат на проведение технологической операции по спуску капиллярного полимерно-металлического трубопровода .....                | 55 |
| 4.3 Расчет экономического эффекта от внедрения технологического оборудования .....   | 58 |

|   |    |
|---|----|
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....                                     | 64 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..... | 64 |
| 5.2 Производственная безопасность.....                                | 66 |
| 5.3 Экологическая безопасность.....                                   | 76 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....                        | 78 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 80 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....                                  | 82 |

## ВВЕДЕНИЕ

Скважина «Х» Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения (объект разработки ПК-18-19) работает в условиях низких устьевых температур, что обусловлено достаточно невысокими пластовыми температурами, невысокой скоростью движения газа в интервале многолетне-мёрзлых пород (ММП). Основным методом борьбы с гидратообразованием на данной скважине является подача ингибитора (метанола) в затрубное пространство, что не позволяет эксплуатировать скважину одновременно с открытым затрубным и трубным пространствами.

На основании того, что на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении запущено собственное производство метанола на установках подготовки данного реагента, в данной работе основным ингибитором гидратообразования будет рассматриваться именно метанол.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ технологических условий эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатного месторождения и обеспечения безгидратного режима работы скважины «Х» с открытыми трубным и затрубным пространствами.

Для решения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать возможность перевооружения скважинного оборудования на Юрхаровском НГКМ;
2. Обосновать применение технологии спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода ниже башмака НКТ в скважину «Х» Юрхаровского НГКМ;
3. Определить эффективность подачи ингибитора (метанола) для борьбы с гидратообразованиями в стволе скважины.

# 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ В ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ

## 1.1 Гидраты в природном газе

В самом широком смысле гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело. Однако в газовой промышленности под гидратами принято понимать вещества, состоящие из микромолекул и воды.

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами (рисунок 1). Они входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества.



Рисунок 1 – Газовый гидрат

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является

одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

В нефтегазовой промышленности «гидратами» называют вещества, которые при комнатной температуре обычно находятся в газообразном состоянии. В число таких веществ входят метан, этан, двуокись углерода, сероводород и др. Отсюда возник термин «газовые гидраты», а также одно из широко распространенных заблуждений, связанных с этим видом соединений. Многие ошибочно полагают, что неводные жидкости неспособны к гидрообразованию, однако на самом деле гидраты могут образовываться и другими жидкостями. В качестве примера вещества, которое при комнатных условиях находится в жидком состоянии, но все же образует гидрат, можно назвать дихлордифторметан (фреон-12).

Вода часто сопутствует природному газу. В газоносных пластах всегда присутствует вода. Поэтому добываемый природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в некоторых случаях из скважин вместе с газом добывается пластовая вода. Вода часто используется также в технологических процессах подготовки природного газа. В процессе очистки природного газа от сероводорода двуокиси углерода (так называемых кислых газов) часто используют водные растворы. Наиболее широко применяется метод очистки газа водными растворами алканоламинов (алканоламины (аминоспирты, оксиамины) можно рассматривать как производные аммиака, в котором один или несколько атомов водорода замещены на спиртовой радикал или спиртовой и углеводородный). В результате такой обработки получают очищенный газ, насыщенный водой. Вследствие таких тесных связей между водой и природным газом гидраты могут встречаться на всех стадиях добычи и подготовки природного газа.

Способность воды образовывать гидраты объясняется наличием в ней водородных связей. Водородная связь заставляет молекулы воды выстраиваться в геометрически правильные структуры. В присутствии

молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь, выделяемая в виде твердого осадка.

Молекулы воды в таких соединениях называются «хозяевами», а молекулы других веществ, стабилизирующие кристаллическую решетку, – «гостями». Молекулы – гости называются «гидратообразующие вещества» или «гидратообразователи». Кристаллические решетки гидратов имеют сложное, трехмерное строение, где молекулы воды образуют каркас, в полостях которого находятся заключенные молекулы гости.

Считается, что стабилизация кристаллической решетки в присутствии молекул – гостей обусловлена ван-дер-ваальсовыми силами, которые возникают из-за межмолекулярного притяжения, не связанного с электростатическим притяжением. Как отмечалось выше, водородная связь отличается от ван-дер-ваальсовых сил тем, что она обусловлена сильным электростатическим притяжением, хотя некоторые исследователи относят водородную связь к ван-дер-ваальсовым силам.

Еще одна интересная особенность газовых гидратов заключается в отсутствии связей между молекулами – гостями и хозяевами. Молекулы – гости могут свободно вращаться внутри решеток, образованных молекулами – хозяевами. Это вращение подтверждено с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, данные соединения можно наилучшим образом описать как твердые растворы.

## **1.2 История изучения гидратов и проблем гидратообразования**

Впервые газовые гидраты были описаны в 1810 году английским химиком Хэмфри Дэви, профессором Королевского института. Их изучение носило исключительно теоретический характер до тех пор, пока в США не ввели в эксплуатацию первые магистральные газопроводы: газовые гидраты стали образовываться в трубах, что приводило к их повреждению. Выяснилось, что такому образованию способствуют сильное охлаждение, турбулентные потоки, частицы твердых веществ в газе, а главным образом — попадание в трубы воды.

Отечественная индустрия с проблемой образования твердых гидратов в трубопроводах впервые столкнулась в 30-х годах прошлого века. В 1960-е годы экспериментальные исследования по фазовым равновесиям гидратов проводили сотрудники ВНИИГАЗа Б.В. Дегтярев и Э.Б. Бухгалтер, а промышленными исследованиями занимались В.А. Хорошилов, В.С. Смирнов и другие специалисты ВНИИГАЗа под руководством проф. Ю.П. Коротаева. В эти же годы Ю.Ф. Макогон, в то время сотрудник МИНХиГП им. И.М. Губкина, занимался изучением морфологии и кинетики роста кристаллов газовых гидратов.

Следует подчеркнуть, что полученные в период 1940-60 гг. экспериментальные данные по фазовым равновесиям газовых гидратов не отличались с современных позиций высокой точностью, а предложенные сугубо эмпирические расчетные методики в некоторых случаях приводили к двукратной погрешности в равновесном давлении гидратообразования.

Среди российских исследователей современного периода, внесших существенный вклад в термодинамику газовых гидратов, следует в первую очередь назвать С.Ш. Быка и В.И. Фомину, а также Д.Ю. Ступина и Э.В. Маленко, активно работавших в этой области в 1960-70 годы. Позже основные исследования газовых гидратов сосредоточились в Якутском филиале СО АН СССР (Н.В. Черский, В.П. Царев, А.Г. Гройсман и др.), а в последующие годы лидирующие позиции в области физико-химических исследований занял ИНХ СО РАН (Ф.А. Кузнецов, Ю.А. Дядин, В.Р. Белослудов, В.И. Косяков, В.Л. Богатырев, Т.В. Родионова, Д.В. Солдатов, Е.Ж. Ларионов, Ф.В. Журко и др.).

В начале 60-х годов советские геологи и геохимики (А.А.Трофимук, Н.В.Черский, В.Г.Васильев, Ю.Ф.Макогон, Ф. А. Требин) установили свойство природных газов образовывать в земной коре при определенных термобарических условиях (температура -до 295°К, давление -до 250 атмосфер) залежи в твердом газогидратном состоянии. В 1974 г. это открытие было подтверждено: геологи Б.П.Жижченко и А.Г.Ефремова обнаружили образцы газогидратов в Черном море. Позже они были найдены и в

Атлантическом океане при глубоководном бурении с судна «Гломар Челленджер».

### 1.3 Типы гидратов

Гидраты классифицируют по типам в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа гидратов. Их называют гидраты I и II типа. Существует также третий который называется тип H (структура H), однако он встречается намного реже.

Краткие сравнительные характеристики гидратов I и II типов приводятся в таблице 1. Более подробно эти типы гидратов будут рассмотрены далее. Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов, показаны на рисунке 2.

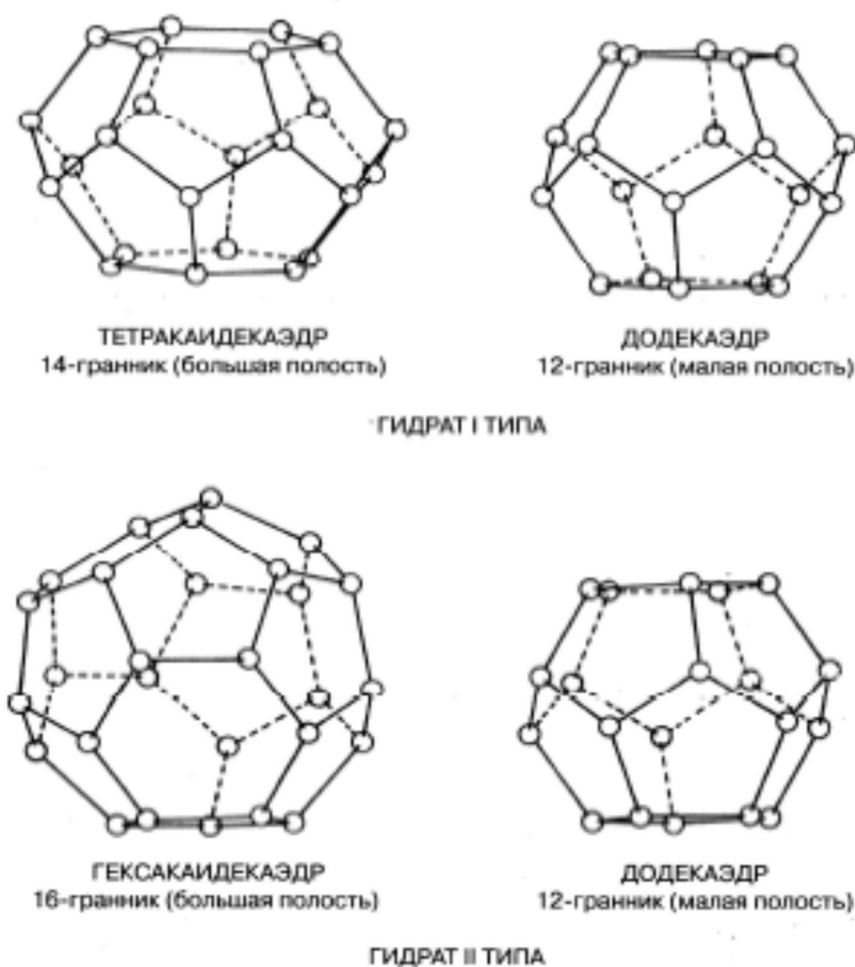


Рисунок 2 – Полиэдрические ячейки решетки гидратов I и II типов



### Гидраты I типа.

Самую простую структуру решетки имеют гидраты I типа. Он образован ячейками с полостями двух видов:

1) в форме додекаэдра, т.е. двенадцатигранника, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника

2) в форме тетракайдекаэдра т. е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракайдекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые - большими полостями.

Таблица 1 - Сравнительные характеристики гидратов I и II типов

|  | Тип I                                 | Тип II                                |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Количество молекул воды в одной ячейке решетки | 46                                    | 136                                   |
| Количество полостей в одной ячейке решетки:    |                                       |                                       |
| Малых  | 2                                     | 16                                    |
| Больших  | 6                                     | 8                                     |
| Теоретическая формула ячейки:                  |                                       |                                       |
| При заполнении всех полостей                   | $X \times 5^{3/4} \text{H}_2\text{O}$ | $X \times 5^{3/3} \text{H}_2\text{O}$ |
| Молярная доля гидратообразующего вещества      | 0,1481                                | 0,01500                               |
| При заполнении только больших полостей         | $X \times 7^{2/3} \text{H}_2\text{O}$ | $X \times 17 \text{H}_2\text{O}$      |
| Молярная доля гидратообразующего вещества      | 0,1154                                | 0,0556                                |
| Диаметр полости, Å                             |                                       |                                       |
| Малой  | 7,9                                   | 7,8                                   |
| Большой  | 8,6                                   | 9,5                                   |

|  |   |   |
|--|---|---|
|  |   |   |
| Объем одной ячейки каркаса, м <sup>3</sup> | $1,728 \times 10^{27}$  | $5,178 \times 10^{27}$  |
| Примеры гидратообразующих веществ          | CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , N <sub>2</sub> |

В гидратах I типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды.

Одна из причин, в силу которых долгое время не удавалось установить кристаллическую структуру гидратов, заключается в нестехиометричности (разное количество химических элементов во взаимодействие). Это означает, что для образования стабильного гидрата необязательно, чтобы все полости решетки были заняты молекулами-гостями. Степень заполнения полостей является функцией температуры и давления.

К наиболее распространенным веществам, образующим гидраты I типа, относятся метан, этан, двуокись углерода и сероводород. В гидратах CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S молекулы-гости могут занимать как малые, так и большие полости. Молекулы этана, в отличии от них, занимают только большие полости.

### **Гидраты II типа.**

Структура гидратов II типа сложнее, чем структура гидратов I типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму: 1) додекаэдра – 12-гранника, в котором каждая грань имеет форму равностороннего пятиугольника; 2) гексакаидекаэдра – 16-гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакаидекаэдрических. Ячейка решетки гидрата II типа образована 136 молекулами воды. Среди наиболее распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют азот, пропан и изобутан. Любопытно, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как

большие, так и малые полости. Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости.

Размеры молекул – гостей. Зависимость между размером молекулы и типом образующегося гидрата была впервые обнаружена фон Штакельбергом. Он построил графическую схему (рисунок 3) показывающую зависимость типа гидрата от величины молекулы – гостя.

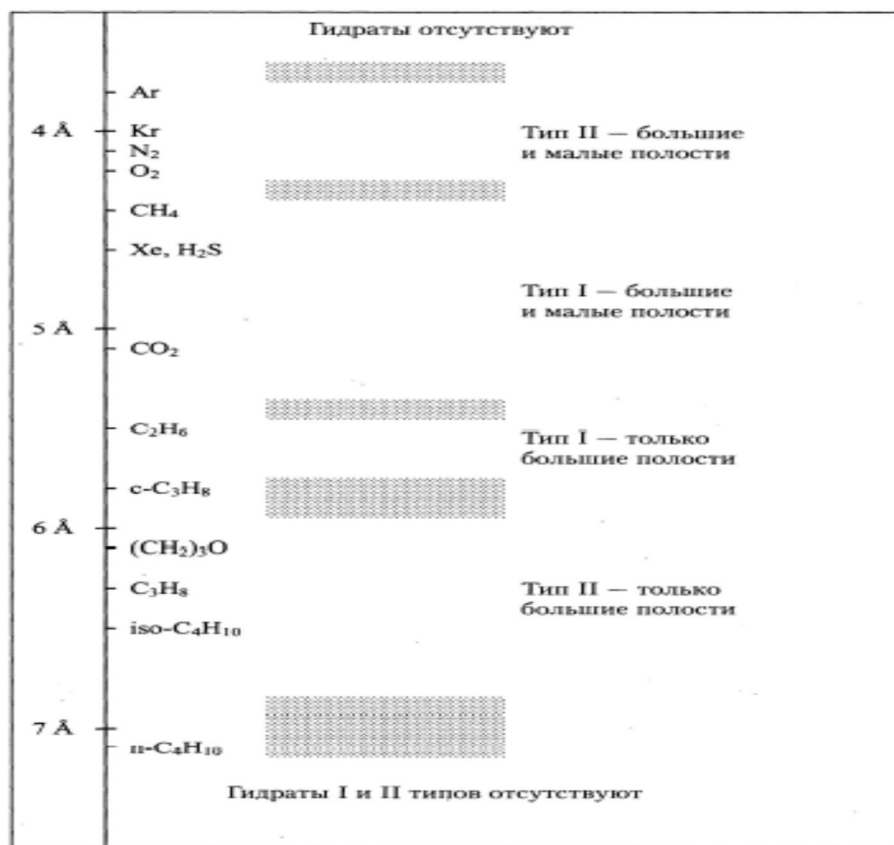


Рисунок 3 – Сравнительная диаграмма размеров молекул - гостей, типов гидратов и занимаемых полостей решетки для различных гидратообразователей

В верхней части диаграммы помещены молекулы малых размеров, а по мере движения вниз по графику размеры молекул увеличиваются. Самые маленькие размеры имеют молекулы водорода и гелия, диаметр которые составляет соответственно 2,7 и 2,3 Å ( $1 \text{ Å} = 1 \cdot 10^{-10} \text{ м}$ ). Считается, что стабилизация кристаллической решетки гидрата обусловлена действием ван-дер-ваальсовых сил между молекулами – гостями и молекулами – хозяевами. Кроме того, ван-дер-ваальсовы силы считаются результатом взаимодействия

между электронами в соединении. В молекулах водорода и гелия содержится всего по два электрона, поэтому ван-дер-ваальсовы силы в них слабы.

Первые из гидратообразующих веществ: криптон и азот. Они образуют гидраты II типа. Молекулы этих веществ достаточно малы (3,8 – 4,2 Å) и могут занимать как малые, так и большие полости решетки.

Ниже по шкале в области 4,4 – 5,4 Å входят метан, сероводород и двуокись углерода. Их молекулы достаточно малы и занимают как большие, так и малые полости решетки.

В следующей области 5,6 – 5,8 Å располагается этан. Молекулы образуют гидраты I типа, но слишком велики и могут занимать только большие полости.

Молекулы размером более 7 Å неспособны образовывать гидраты ни I, ни II типа. Соответственно, молекулы таких веществ, как пентан, гексан и высшие углеводороды парафинового ряда, не являются гидратообразователями.

### **Гидраты H типа.**

Гидраты H типа встречаются значительно реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера, как, например, молекулы метана, и гидрообразователь типа H. В структуре гидратов типа H имеются полости трех видов: 1) додекаэдрические – 12-гранники, в которых каждая из граней имеет форму правильного пятиугольника; 2) неправильной додекаэдрической формы – с тремя квадратными гранями, шестью пентагональными гранями и тремя гексагональными гранями; 3) неправильной икосаэдрической формы – 20-гранники с 12 пентагональными гранями и восемью гексагональными гранями. Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех 19 додекаэдрических полостей (малых), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних) и одной икосаэдрической полости (большой). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Поскольку для образования гидрата H типа необходимы два гидратообразующих вещества,

составить его теоретическую формулу достаточно сложно. Но если предположить, что маленькие молекулы X будут заполнять только две меньшие полости, а большие молекулы Y, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь вид  $Y \times 5X \times 34H_2O$ . Гидрообразователи Н типа: 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,3-диметилбутан, 2,2,3-триметилбутан, 2,2-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан.

#### 1.4 Условия образования гидратов в промышленных системах

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ показаны на рисунке 4.

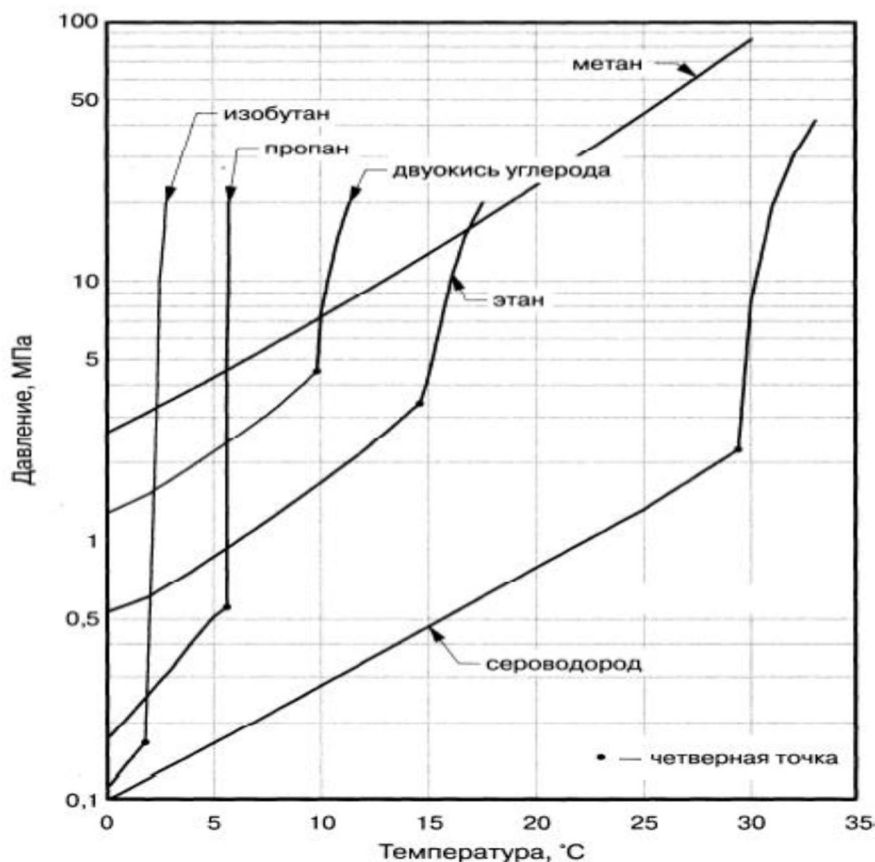


Рисунок 4 - Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа

Во всех случаях линии равновесия у трехфазных систем, включающих две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При небольших изменениях температуры наблюдаются очень значительные изменения значений давления. У метана такой картины не наблюдается.

Для этана, пропана и изобутана молярные доли гидратной фазы не являются функцией температуры и давления (т. е. постоянны), так как молекулы этих веществ занимают только большие полости в решетках соответствующих гидратов. У больших полостей степень заполнения высокая.

2. Наличие гидратообразующего вещества. К гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

3. Достаточное количество воды. Воды не должно быть ни слишком много, ни слишком мало.

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С.

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из трех условий, перечисленных выше. Как правило, мы не можем удалить из смеси гидратообразующие вещества. В случае с природным газом, именно гидратообразующие вещества и являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с гидратообразованием мы обращаем внимание на два других фактора.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

1. Турбулентность. Высокие скорости потока. Образование гидратов активно протекает на участке с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, как правило, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Во-вторых, в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока.

2. Центры кристаллизации. Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, фасонные детали и арматура трубопроводов (например, колена, тройники, клапаны) и т. д. Включения шлама, окалины, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

3. Свободная вода. Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования. Это продемонстрировано на фазовой диаграмме давление состав для системы метан + вода (рисунок 5). Например, в равномолярной смеси метана и воды при 10 °С и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует.

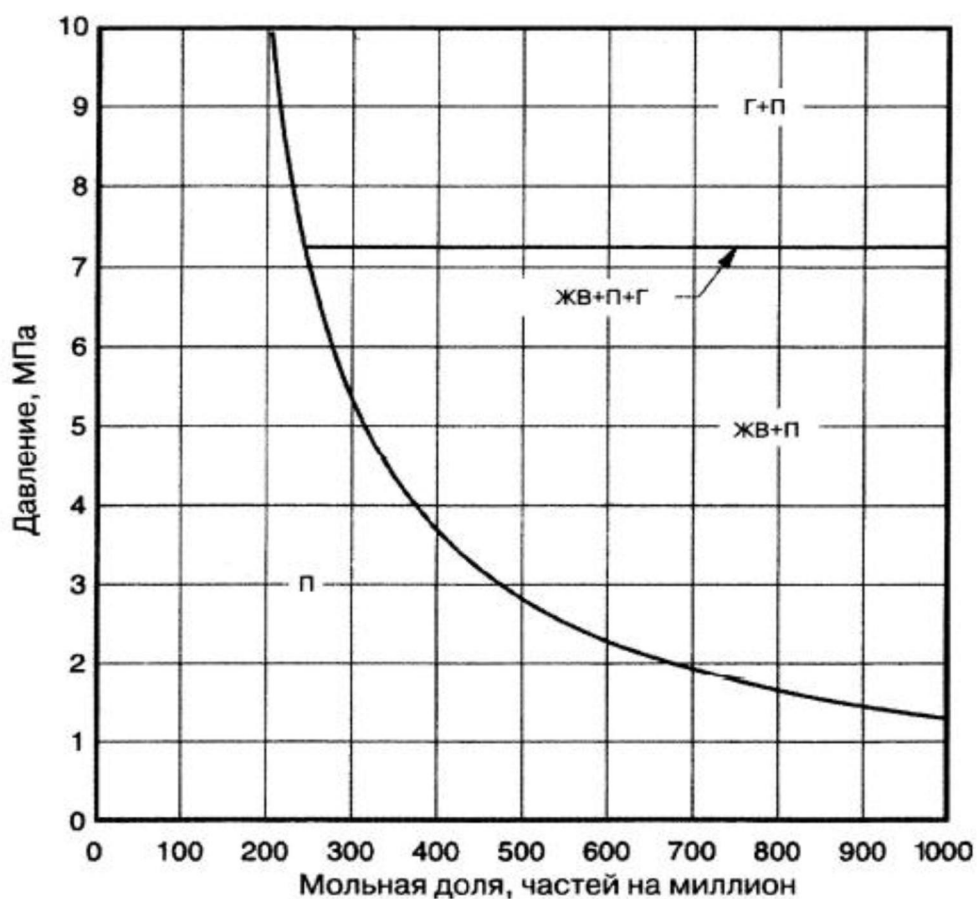


Рисунок 5 - Фазовая диаграмма давление — состав для смеси вода + метан при 10 0С (условные обозначения: Г гидрат; ЖВ — жидкая вода; П — пар)

Еще одно доказательство, так называемый «аргумент инея». Образование инея происходит без образования жидкой воды. Иней выкристаллизовывается из воздуха и покрывает предметы зимними ночами. При этом водяной пар, находящийся в воздухе, переходит непосредственно в твердую фазу, минуя жидкую. Воздушно – водяная смесь представляет собой газ, а в воздухе вода в жидком виде не содержится.

Процесс непосредственно перехода вещества из газообразного в твердое называется сублимацией. Так, например, двуокись углерода сублимирует при обычном атмосферном давлении. Твердая  $\text{CO}_2$ , в просторечии называемая «сухим льдом», переходит из твердого состояния сразу в газообразное, минуя жидкую фазу. Или нафталин. Запах нафталиновых шариков можно чувствовать в воздухе, потому что нафталин превращается из твердого вещества непосредственно в газ, который и воспринимается обонянием человека. Фактически все чистые вещества включая и чистую воду, способны к сублимации при значениях ниже давления в «тройной точке» (тройная точка – три фазы одновременно находятся в состоянии равновесия). Однако интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно, возрастает. Кроме того, поверхность раздела вода – газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов.

Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными условиями. Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования.

Еще одним важным аспектом гидратообразования является процесс накопления твердого вещества. Скопление гидрата необязательно происходит в том же месте, где и его образование. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой.

Как правило, скопление гидратов приводит к возникновению технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования.



Для обнаружения зоны возможного гидратообразования необходимо знать влагосодержание и плотность транспортируемого газа, а также его температуру и давление. Для заданного участка в принятых масштабах строятся кривые изменения давления 1 и температуры 2 по длине газопровода. Используя кривые влагосодержания и равновесного состояния гидратов, на график наносятся кривые точки росы 3 и равновесной температуры гидратообразования (рисунок 6).

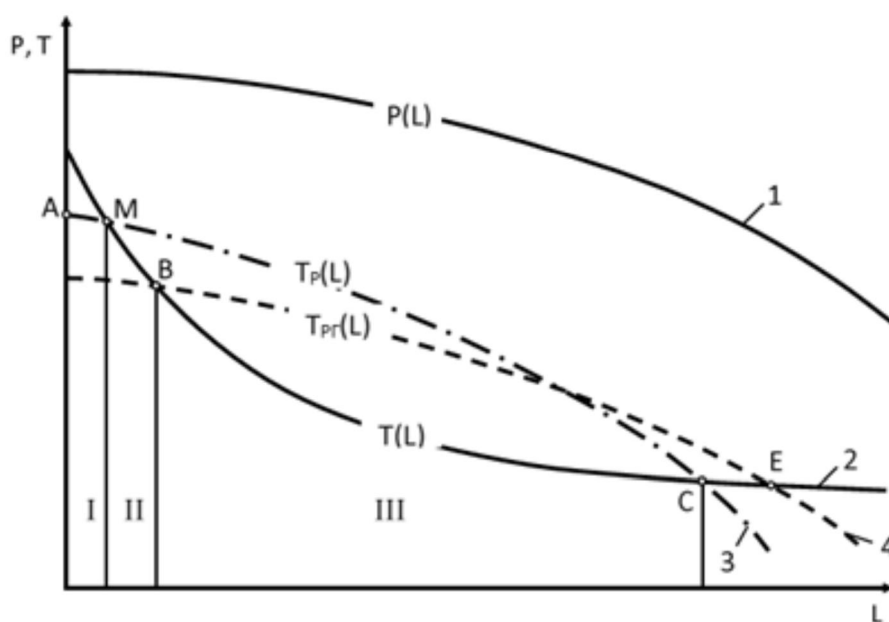


Рисунок 6 - Положение зоны возможного образования скоплений гидратов

Рассмотрим в качестве примера определение зоны возможного гидратообразования в газопроводе протяженностью L.

Пусть AM — линия точки росы, которая в точке M совпадает с температурой газа в газопроводе. Так как газ на участке AM имеет температуру выше точки росы  $T(L) > T_p(L)$ , то он будет недонасыщенным, и следовательно в самом начале газопровода (зона I) влага выпадать не будет.

В точке M температура газа  $T(L)$  равна температуре точки росы  $T_p(L)$ . Это соответствует началу конденсации влаги на стенке газопровода (зона II). Однако, при снижении температуры от точки M до точки B гидраты

образовываться не могут, так как температура газа в газопроводе  $T(L)$  выше равновесной температуры гидратообразования  $TRG(L)$ .

В точке В температура газа становится равной равновесной температуре гидратообразования  $T(L) = TRG(L)$ . Следовательно, начиная с точки В, в газопроводе могут образовываться гидраты (зона III). Зона возможного гидратообразования будет распространяться до точки С, поскольку за ней температура газа становится выше равновесной температуры гидратообразования  $T(L) > TRG(L)$  и гидраты существовать уже не могут.

Участок СЕ соответствует наличию капельной влаги в газе и на стенках трубопровода, так как выполняется условие  $T(L) < TR(L)$ .

Для построения графиков  $TRG(L)$  и  $TR(L)$  можно воспользоваться как известными, так и эмпирическими зависимостями.

## **2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ЮРХАРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Геологические особенности Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения**

Юрхаровское НГКМ открыто в 1970 г. и расположено в ЯНАО, за северным Полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова в Надым-Пур-Тазовском районе.

Месторождение имеет площадь примерно 260 км<sup>2</sup> и расположено приблизительно в 300 км к северу от г. Новый Уренгой.

Эксплуатационное бурение производится на суше, месторождение осваивается с применением горизонтальных скважин.

Юрхаровское НГКМ имеет 1 залежь природного газа, 19 газоконденсатных залежей и 3 нефтегазоконденсатных залежи.

Глубина залегания углеводородов варьируется от 1 000 до 3000 м, при этом валанжинский горизонт, который характеризуется наличием проницаемого песчаника, является основной областью добычи.

#### **2.1.1 Термические условия недр**

Для изучения температурного режима Юрхаровского НГКМ почти во всех пробуренных скважинах в процессе опробования пластов были проведены точечные замеры пластовой температуры. Наиболее полная картина характера распространения температур по разрезу осадочных пород представлена на.

Значения температур, замеренные в скважинах при испытании, изменяются от +23 °С в пластах ПК<sub>1</sub>, ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>19</sub> на глубине 1122 м (а.о. -1113 м) до +84,5 °С в пласте БУ<sub>11</sub> на глубине 3178 м (а.о. -3156 м).

Кривая геотермического градиента (рисунок 7) записана в скважине «Х», время выстойки которой составило более 4 месяцев. Для этой кривой характерно наличие трех участков с различными наклонами,

распределенными по интервалам глубин: первый – зона ММП до глубины 400 м, второй – в интервале 400-1150 м и третий – в интервале 1150-3100 м.

Для зоны вечной мерзлоты характерна отрицательная температура: вверху, на глубине примерно 50 м, она равна  $-2^{\circ}\text{C}$ , а внизу на глубине 350-400 м постепенно вырастает до  $-0,8\div-1^{\circ}\text{C}$ .

Средний участок кривой описывается уравнением:

$$T_1 = 0,032N - 11,$$

где:  $T_1$  – температура пласта в  $^{\circ}\text{C}$ ;  $N$  – модуль абсолютной отметки в м.

Температурный градиент на данном участке равен  $3,2^{\circ}\text{C}/100$  м, геотермическая ступень  $31,25$  м/ $^{\circ}\text{C}$ .

Нижний участок охватывает почти все отложения меловой системы

Он описывается уравнением:

$$T_2 = -33,145N - 292,44$$

Температурный градиент данного участка  $3^{\circ}\text{C}/100$  м, геотермическая ступень  $33.33$  м/ $^{\circ}\text{C}$

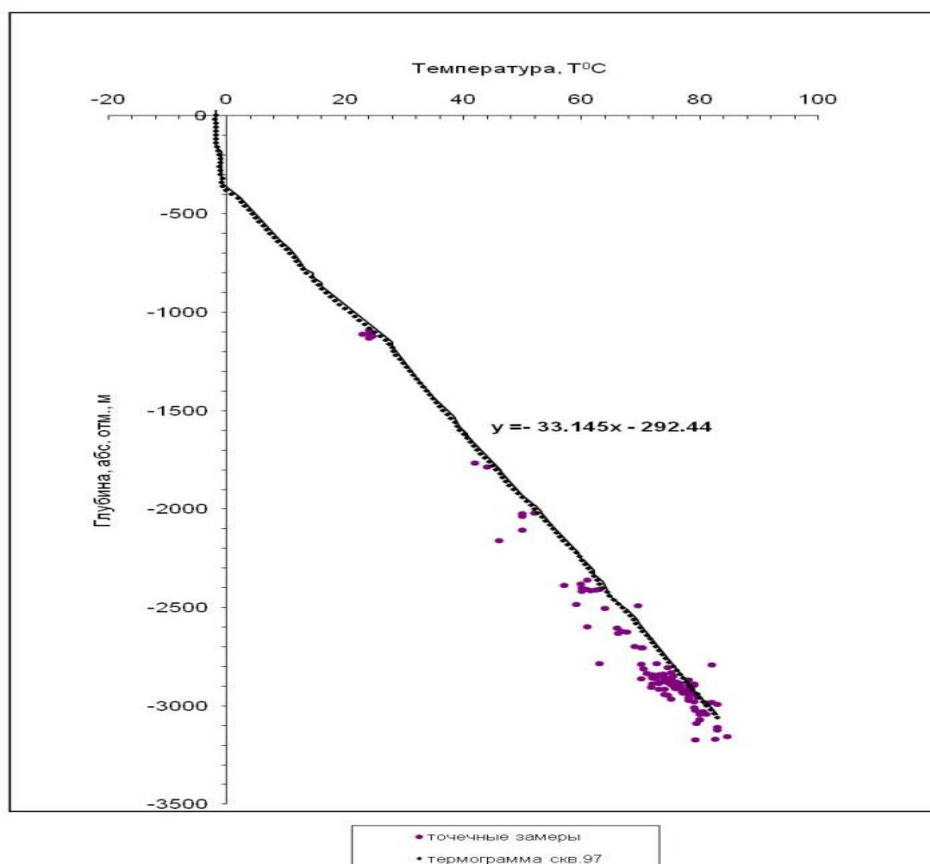


Рисунок 7 - Геотермическая характеристика разреза Юрхаровского месторождения

## 2.1.2 Гидрогеологические условия месторождения

Верхнеапт-альб-сеноманский водоносный комплекс залегает на глубине 1060-1180 м. Толщина его, вскрытая на месторождении, составляет 880-952 м. Отложения комплекса представлены неравномерным чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников, с преобладанием проницаемых разностей покурской свиты.

Выдержанных глинистых прослоев, которые могли бы служить водоупором между данным водоносным комплексом и неокомским, на Юрхаровском месторождении не наблюдается, что указывает на возможность гидравлической связи между ними.

Не смотря на относительно плотную сеть скважин, вскрывших верхнеапт-сеноманские отложения, пластовые воды данного водоносного комплекса мало изучены.

Воды данного водоносного комплекса на Юрхаровском месторождении опробованы в четырех разведочных скважинах. Водонасыщенные породы отличаются большой водообильностью. Дебиты воды могут достигать сотен м<sup>3</sup>/сут, изменяясь от 27,2 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>с.д.</sub>=132 м до 660,9 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>с.д.</sub>=624 м.

Химический состав пластовых вод охарактеризован 3 анализами, два из которых отбраковывается в связи с аномальным значением минерализации. Кондиционное значение (17,8 г/л) хорошо согласуется с величинами минерализации вод данного комплекса на соседних месторождениях: Северо-Губкинском – 18 г/л, Заполярном – 16,9 -17,1 г/л.

Генетический тип вод согласно классификации В.А.Сулина - оценивается как хлоркальциевый.

Состав вод хлоридный натриевый с содержанием Na<sup>+</sup> – 91,9 %-экв, Cl<sup>-</sup> – 98,9 %-экв, Ca<sup>2+</sup> – 4,8 %-экв, Mg<sup>2+</sup> – 2,9 %-экв, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> – 0 %-экв, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> – 1,1 %-экв.

Из микрокомпонентов определены: йод – 7,34 мг/л, бром – 70,38 мг/л, фтор – 0,47 мг/л, нафтяные кислоты – 0,12 мг/л.

Состав водорастворенного газа на данном месторождении пробами не охарактеризован. По данным анализов Северо-Губкинского месторождения в составе растворенного газа доминирует метан (97-98 %), содержание этана – 0,5 %, азота – 1-2 %, углекислого газа – 0,1-0,2 %.

Проницаемые прослои водоупорной глинистой толщи между верхним и нижним гидрогеологическими этажами опробованы на Тазовской площади, где при испытании отложений турон-сантона были получены небольшие притоки воды из отложений маастрихт-датского яруса (до 57,6 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>с.д.</sub>=160 м). Воды данных отложений гидрокарбонатнонатриевого типа (по классификации В.А. Сулина).

Минерализация вод составляет 0,79-1,62 г/л. Водорастворенный газ на 96,4 % состоит из метана, 0,16 % составляет этан. Негорючая часть представлена, в основном, азотом (3,16 %) и в меньшей степени углекислым газом (0,22 %).

### 2.1.3 Геолого-технические данные скважины кандидата

#### Скважина «Х» Юрхаровского НГКМ:

Объект разработки – ПК-18-19.

Начало бурения – 21.05.2012г.

Окончание бурения – 06.07.2012г.

Ввод в эксплуатацию – 19.03.2013г.

Дебит скважины:  $Q_{гс} = 1455$  тыс. м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{дэс} = 87$  тонн/сут.

Пластовое давление – 116,4 кгс/см<sup>2</sup>.

Профиль скважины показан на рисунке 8 (приложение А).

Таблица 2 – Конструкция скважины

|                         |        |
|-------------------------|--------|
| Глубина скважины:       | 4201м. |
| Альтитуда стола ротора: | 23,48м |
| Конструкция:            |        |
| 426мм направление       | 90 м.  |
| 324мм кондуктор         | 570м.  |

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| 245мм т\колонна             | 1436,9 м.                               |
| 178мм э\колонна             | 0-4195 м.                               |
| 178мм хвостовик             | 3299,33-4194,52м.                       |
| 127мм НКТ:                  | воронка на глубине 3254,68 м., угол 87° |
| Устье скважины оборудовано: |   |
| Колонная головка:           | ОКК2-21-178x245x324 К1<br>ХЛ            |
| Фонтанная арматура          | АФ6 -100/100x21 К1 ХЛ                   |

Схема оборудования устья и ствола скважины «Х» Юрхаровского НГКМ показана на рисунке – 9.

На момент начала производства работ скважина работает в условиях

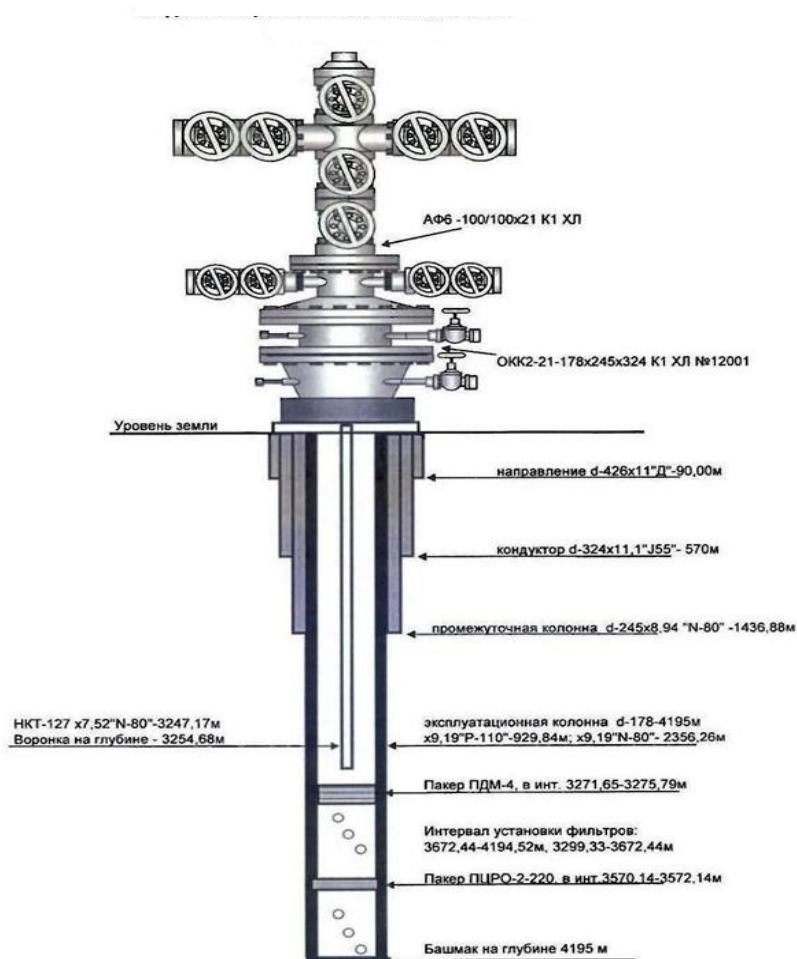


Рисунок 9 - Схема оборудования устья и ствола скважины «Х»

низких устьевых температур ( $-2,2^{\circ}\text{C}$  -  $+3,2^{\circ}\text{C}$ ), что обусловлено достаточно невысокими пластовыми температурами ( $+44^{\circ}\text{C}$ ), невысокой скоростью движения газа в интервале многолетнемёрзлых пород (ММП). Основным методом борьбы с гидратообразованием на данных скважинах является подача метанола в затрубное пространство.

## 2.2 Анализ технических решений и технологических условий эксплуатации скважин

На скважине «Х Юрхаровского НГКМ подача ингибитора гидратообразования (метанола) осуществляется в затрубное пространство.

Как показали исследования, работа скважины с открытым затрубным пространством имеет низкую эффективность (рисунок №№ 10,11) по причине того, что ингибитор гидратообразования физически не достигает башмака НКТ и выносится потоком газа. Так как, при одновременной эксплуатации скважины по трубному и затрубному пространствам, скорость движения газа на устье снижается, по сравнению со скоростью движения газа при эксплуатации скважины только по трубному пространству НКТ, при движении газа в интервале ММП (в интервале 0-150 метров от устья скважины) начинается процесс гидратообразования.

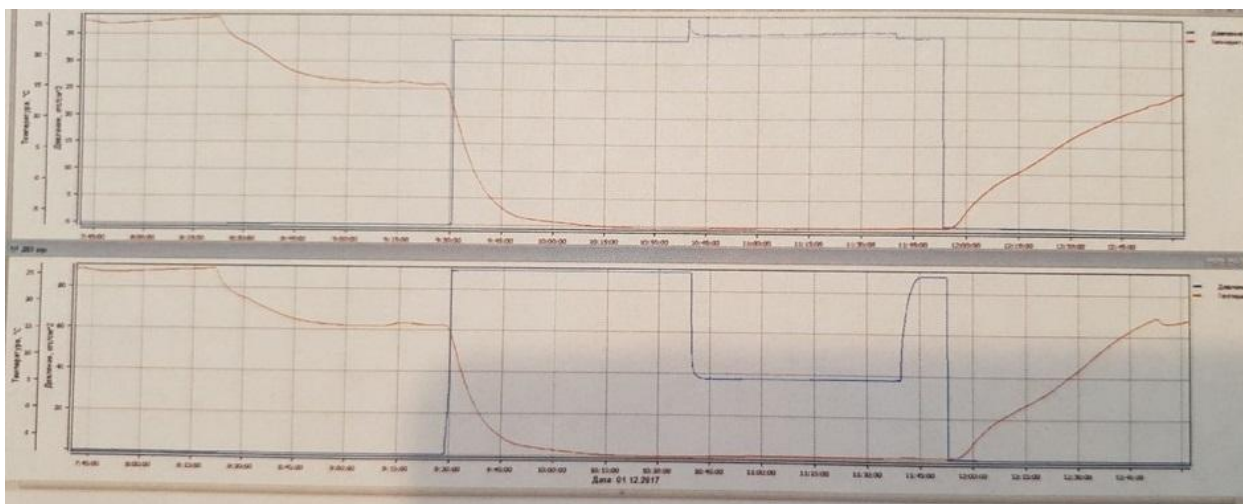


Рисунок 10 – Гидратный режим работы скважины



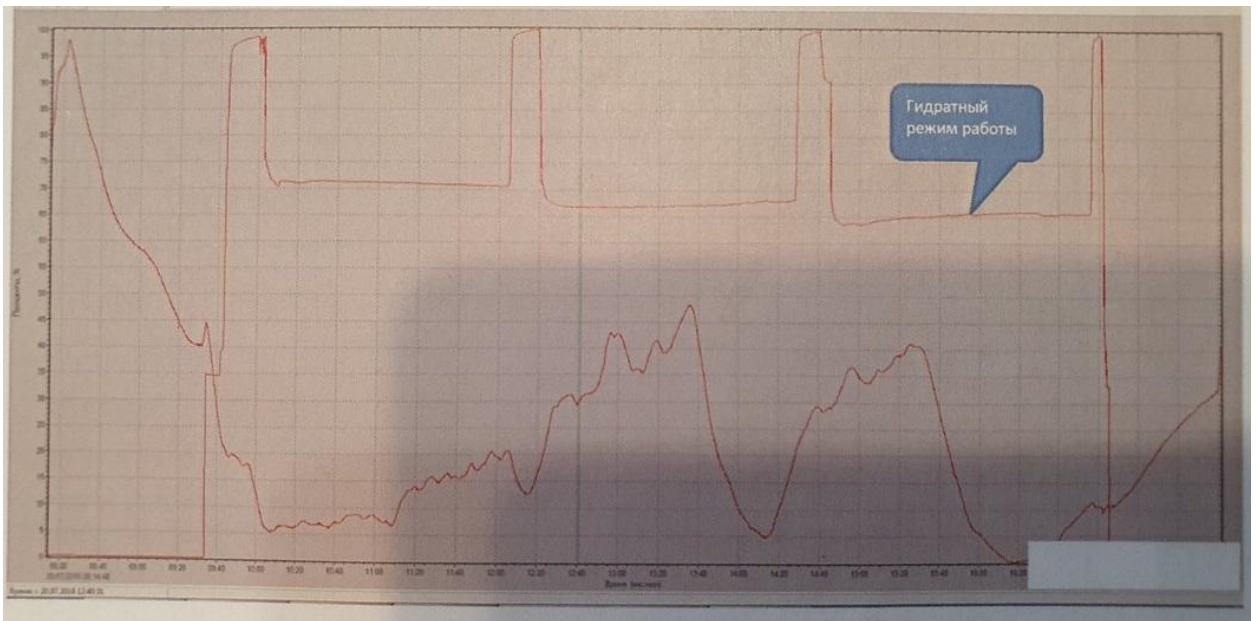


Рисунок 11 - Гидратный режим работы скважины «X» Юрхаровского НГКМ  
(падение температуры, рост давления)

Для обеспечения стабильной работы скважины «X» Юрхаровского НГКМ в безгидратном режиме необходима доставка ингибитора гидратообразования (метанола) в заданный интервал ниже башмака НКТ для распределения на два потока (трубное пространство + затрубное пространство) в виде мелкодисперсной фракции. Осуществление этого решения невозможно без внедрения дополнительного оборудования.

### **2.2.1 Оборудование для реализации технологии по спуску капиллярного полимерно-металлического трубопровода в скважину**

#### **Капиллярный полимерно-металлический трубопровод высокого давления (КПМТ)**

Назначение: Обеспечение доставки ингибитора гидратообразования (метанола) на забой скважины.

Характеристики КПМТ марки ТГ 15/45-250-120 (3x2,5+2x0,75) имеют следующие отличительные особенности (рисунок12):

1. Обеспечение точного и надежного дозирования химических реагентов с минимальными потерями в требуемый интервал скважины через внутреннюю полимерную трубу;

2. Поперечное армирование – это основной элемент, воспринимающий радиальную нагрузку. Конструктивно это высокопрочная стальная лента, наложенная с минимальным шагом. Таким образом, достигается сочетание высокой гибкости и величины внутреннего давления;

3. Повив брони, навитые в противоположные стороны из высокоуглеродистой, стали, обеспечивают требуемую величину разрывного усилия;

4. Наружная оболочка из полимерного материала имеет высокие антикоррозионные свойства.

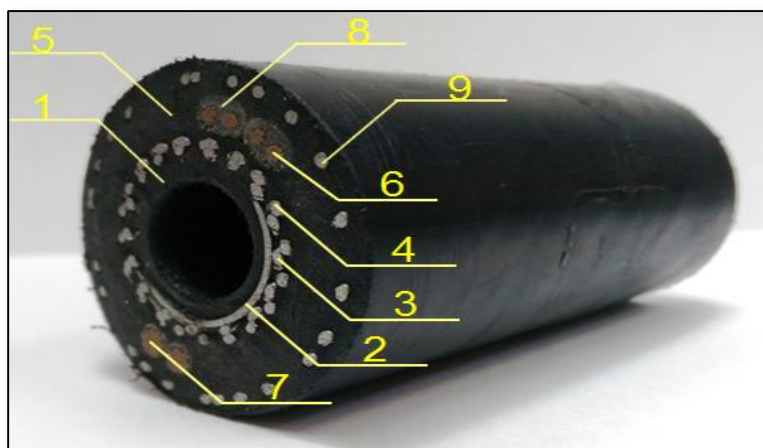


Рисунок 12 – Капиллярный полимерно-металлический трубопровод

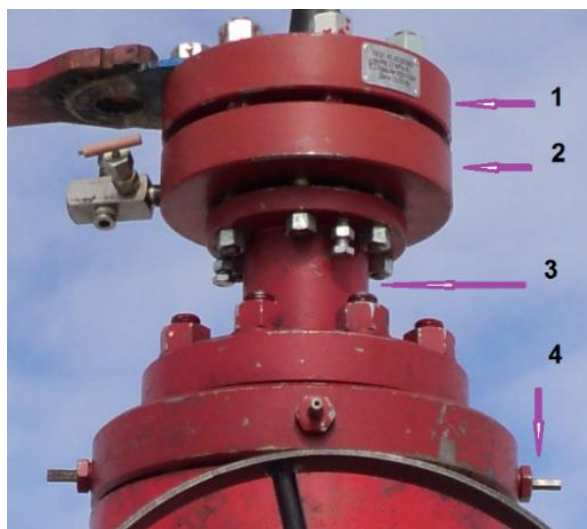
Таблица 3 – Механические и электрические характеристики КПМТ

| <b>Механические характеристики</b>                 |        |
|--|--------|
| Максимальное рабочее давление, МПа                 | 25     |
| Масса трубы в воздухе, кг/км                       | 1800   |
| Максимальная рабочая температура, °С               | 80     |
| Разрывное усилие (расчетное), не менее, кН         | 120    |
| Наружный диаметр, мм                               | 42±1,0 |
| <b>Электрические характеристики</b>                |        |
| Электрическое сопротивление ТПЖ А. не более. Ом/км | 25,5   |
| Электрическое сопротивление ТПЖ Б. не более. Ом/км | 8,05   |
| Сопротивление изоляции, не менее, Мом*км           | 10000  |

## Герметизатор колтюбинговый (ГК)

Марка оборудования: ГК.21.45.00.00.000 (ТУ 366197-001-51705251-2016).

Назначение: Обеспечение удержания полимерно-металлического трубопровода высокого давления ТГ 15/45-250-120 (3x2,5+2x0,75) и герметизации устья скважины (рисунок 13).



- 1 - фланец защитный;
- 2 - фланец нажимной;
- 3 - корпус герметизатора;
- 4 - винт нажимной.

Рисунок 13 - Герметизатор колтюбинговый

Герметизатор колтюбинговый прошёл следующие стендовые испытания:

Испытан на герметичность пакет уплотнений (нижний и верхний), удерживающий КПМТ, путем подвода гидростатического давления ( $21^{+1}$ ) МПа.

Испытан осевой нагрузкой на удержание КПМТ путем нагружения имитатора колтюбинговой трубы осевой нагрузкой  $P_{осев.} = 20$  кН (2 т).

После монтажа ГК в составе дополнительного оборудования ФА (задвижка ЗПУ, ГК, превентор ГБДТ) на скважине проведена опрессовка давлением 210 кгс/см<sup>2</sup>. Признан герметичным и пригодным к работе.

## Задвижка перфорационная универсальная (ЗПУ)

Марка оборудования: ЗПУ–180/100x21. (ТУ 3665-005-71566225-2009; ТУ 3661-009-71566225-2010).

Назначение: обеспечение надежного перекрытия проходного отверстия при обоих направлениях потока. Рабочее положение задвижки только открыто или закрыто (рисунок 14).

Для обеспечения герметичности задвижки после её закрытия необходимо повернуть маховик в направлении открытия на  $\frac{1}{2}$  оборота маховика для вывешивания шибера узла.

Конструкция шибера и сёдел обеспечивает срезание кабеля в одной плоскости.



Рисунок 14 – Задвижка перфорационная универсальная (ЗПУ)

ЗПУ прошло следующие стендовые испытания:

1. Опрессовка путем подвода гидростатического давления ( $21^{+1}$ ) МПа.
2. Испытано на способность среза КПМТ.
3. После монтажа ЗПУ в составе дополнительного оборудования ФА (задвижка ЗПУ, ГК, превентор ГБДТ) на скважине проведена опрессовка давлением  $210 \text{ кгс/см}^2$ .

Признано герметичным и пригодным к работе.

## Компоновка низа капиллярного полимерно-металлического трубопровода

Состав компоновки: блок распылителей, обратный клапан, аппаратура скважинная комплексная «СОВА-С9МТ-38-40» (рисунок 15).

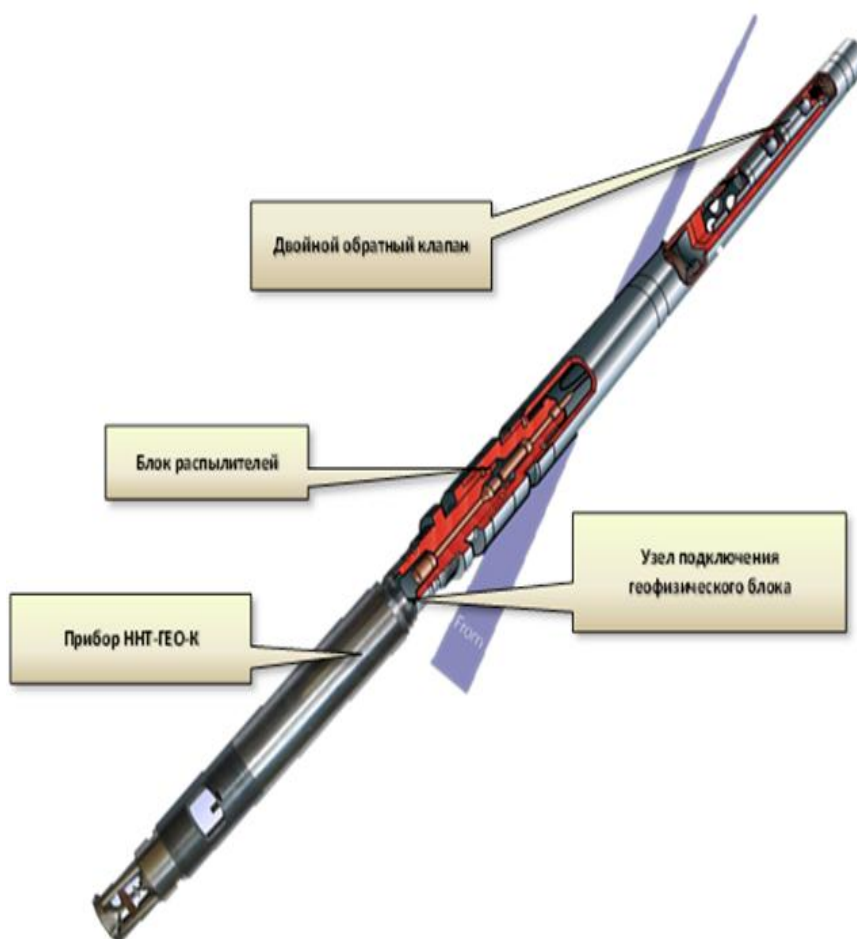


Рисунок 15 – Компоновка низа капиллярного полимерно-металлического трубопровода

Назначение:

1. Блок распылителей разработан для осуществления подачи метанола в виде мелкодисперсной фракции (рисунок 16).
2. Обратный клапан разработан для возможности спуска и подъёма КПМТ без глушения скважины.



3. Аппаратура скважинная комплексная «СОВА-С9МТ-38-40» с наконечником НКБ-36 предназначена для регистрации значений давления и температуры на глубине установки и передачи параметров на наземный модуль.

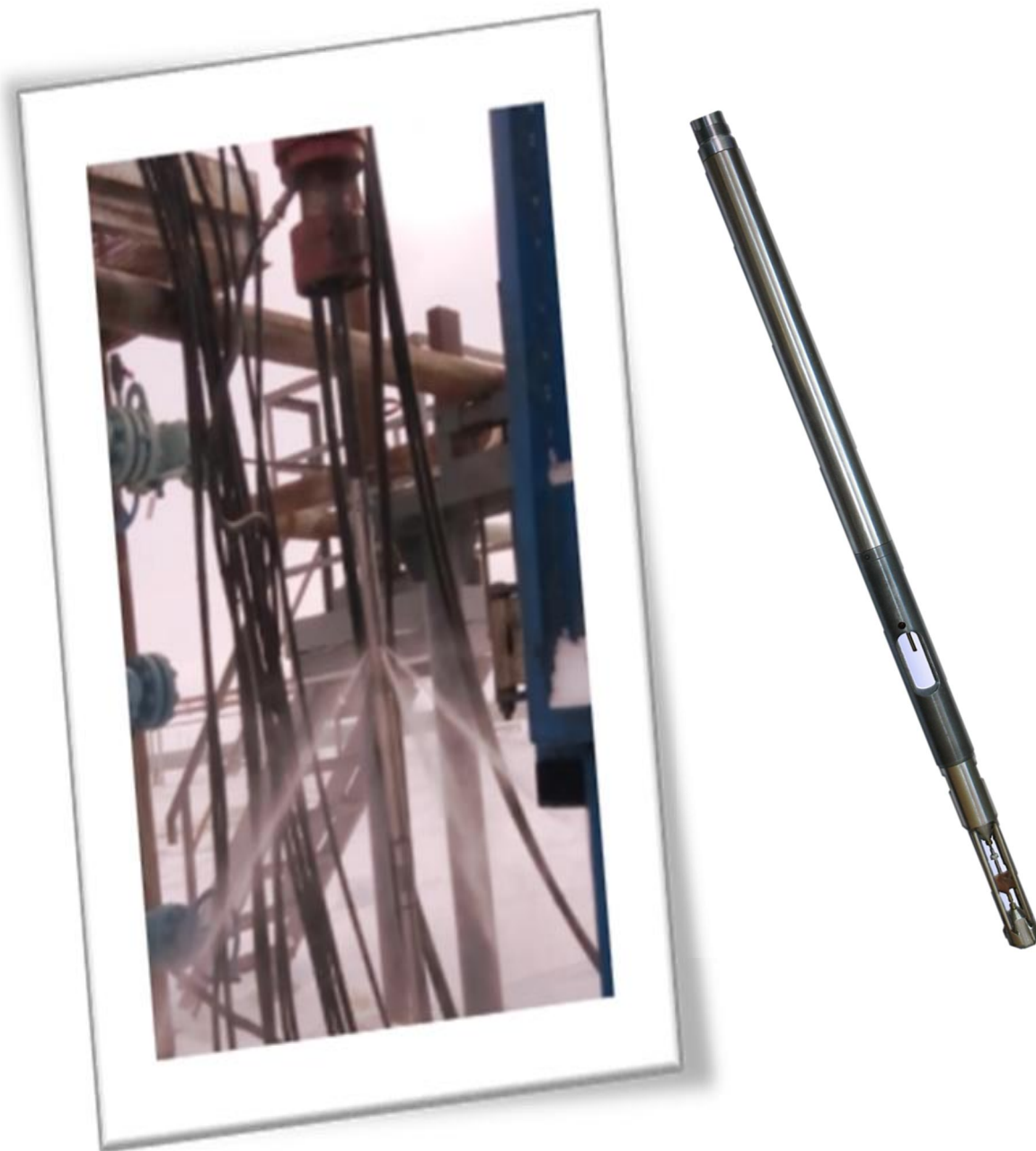


Рисунок 16 – Блок распылителей и глубинный прибор «СОВА-С9МТ-38-40»

Программное обеспечение комплексного геофизического прибора «СОВА» обеспечивает следующие функции:

1. просмотр реальных значений всех каналов для проверки прибора.

2. задание информационных значений по объекту.
3. считывание записанной информации из прибора и просмотр в цифровом виде на экране компьютера.

### **Модуль регистрирующий наземный «РГС-100»**

Принцип работы:

Модуль (рисунок 17) принимает данные от подключенного к нему ТМСН фирмы «Алмаз», сохраняет их во внутреннюю энергонезависимую память, а также имеет возможность передачи данных по GSM-каналу на сервер. Регистрирующий модуль по воздействующим механическим факторам соответствует подгруппе МС1 по ГОСТ 26116-84, по климатическим - исполнению УХЛ2 по ГОСТ 15150-69.



Рисунок 17 - Модуль регистрирующий наземный «РГС-100»

- 1 – металлический шкаф
- 2 – GSM-антенна
- 3,4 – блок ввода и индикации
- 5 – Дополнительная дверца
- 6 – USB-разъем
- 7 – боковая дверь

## Оборудование для монтажа и спуска КПТМ

Для осуществления операций спуска и подъема гибкого капиллярного полимерно-металлического трубопровода высокого давления возможно применение как миниколтюбинговой установки (рисунок 18), так и податчика для шлангокабеля ПДТ-1500 (рисунок 19).



Рисунок 18 - Миниколтюбинговая установка

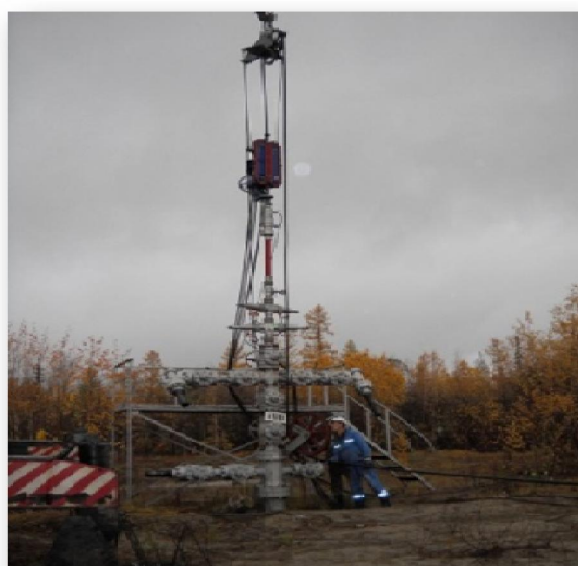


Рисунок 19 - Податчик для шлангокабеля ПДТ-1500



## **УБПР – устьевой блок подачи реагента**

Малогабаритное оборудование (аналоги УДХ, УДЭ, УДР), предназначенное для хранения от 400 до 1000 литров и подачи химического реагента (до 100 л/час). Изготавливает два исполнения, УБПР/04 - общепромышленные, УБПР/05 – взрывобезопасное (рисунок 20).

В УБПР устанавливается до 2 насосов-дозаторов и одна емкость, манометр, шкаф управления, дополнительные средства автоматизации, а также приборы газо- и пожаробезопасности. УБПР может устанавливаться на неподготовленную площадку, насыпную поверхность или на бетонные плиты.



Рисунок 20 – Устьевой блок подачи реагента (УБПР/05)

### **2.3 Применение системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в промышленных системах Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения**

**До модернизации:** подача метанола производится в затрубное пространство. Скважина работает по трубному пространству (НКТ).

В процессе разработки технологии монтажа КПМТ необходимо было решить следующие вопросы:

- составление типовой схемы обвязки устья скважины ;
- разработка плана работ;

- проведение необходимого обучения и инструктажа персонала, задействованного в работах;

- разработка технологии спуска КПМТ ТГ 15/42-250-120 (2x2,5+2x0,75) (подобная операция проведена впервые в России).

Спуск КПМТ в скважину осуществлялся с применением миниколтюбинговой установки ПКС-5Г с податчиком (инжектором) КПМТ ПДТ-2500 и блоком противовыбросового оборудования (превентором ППК-80-35).

Сборка оборудования на устье скважины осуществлялась согласно утвержденному плану работ в следующей последовательности:

- Осуществлен входной контроль всех элементов;

- Проверена исправность, комплектность и герметичность фонтанной арматуры, секущих задвижек установленных на задавочных линиях и линиях шлейфа;

- По результатам составлен акт приема-передачи скважины;

- На буферную задвижку ФА смонтирована задвижка ЗПУ – 180 / 100x21;

- На задвижку ЗПУ–180/100x21. смонтирован герметизатор колтюбинговой ГК.21.45.00.00.000;

- Установлен блок противовыбросового оборудования (превентор ППК-80-35);

- На превентор ППК-80-35 установлен податчик (инжектор) КПМТ ПДТ-2500 с нижнем наконечником в сборе со шлангокабелем.

Произведена контрольная опрессовка в присутствии представителей промысла путем подвода гидростатического давления (21<sup>+1</sup>)МПа через КПМТ. Превентор ППК-80-35 закрыт. По результатам проведения пусковой комиссии составлена фактическая схема обвязки устья (рисунок 21), акт контрольной опрессовки оборудования, получено разрешение на проведения работ от районного инженера ГУП ЯНАО "ЯВПФЧ".

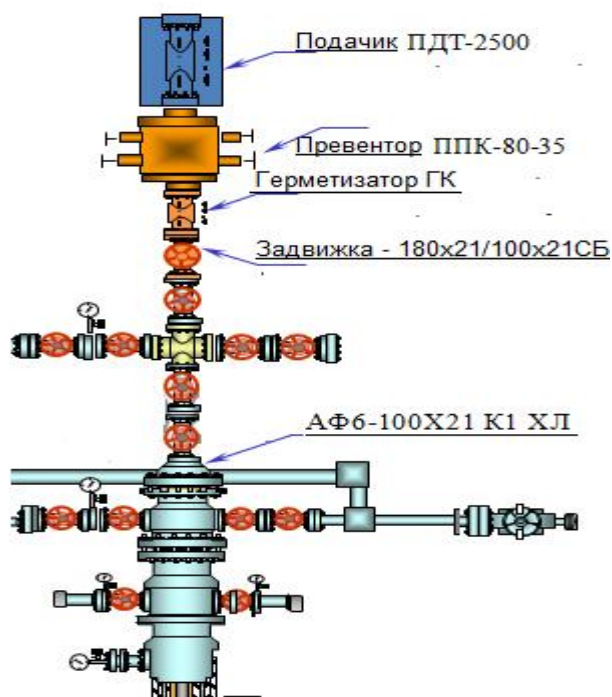


Рисунок 21 – Фактическая схема обвязки скважины «Х» при спуске капиллярного полимерно-металлического трубопровода

### **2.3.1 Спуск капиллярного полимерно-металлического трубопровода в скважину «Х» Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения**

Спуск КПМТ проводился с периодической прокачкой метанольного раствора. «Плавные» посадки КПМТ наблюдались на глубинах от 2000м, где зенитный угол составил 80(град). Предположительно по причине выноса из продуктивного пласта песка либо «заиливание». После промывок движение КПМТ продолжилось до заданной глубины.

Нижний наконечник с прибором и блоком распыления установлен на глубине 3275м.

#### **Завершающий этап по монтажу оборудования**

По завершению спуска КПМТ проведены следующие работы:

- проведена герметизация КПМТ узлом герметизатора колтюбингового ГК.21.45.00.00.000.

- Демонтирован инжектор, ПВО, произведена полная сборка оборудования.

- Устьевой наконечник КПМТ подведен и соединен с линией подачи метанола.

- Кабель с устьевого наконечника соединен с регистрирующим наземным модулем «РГС-100».

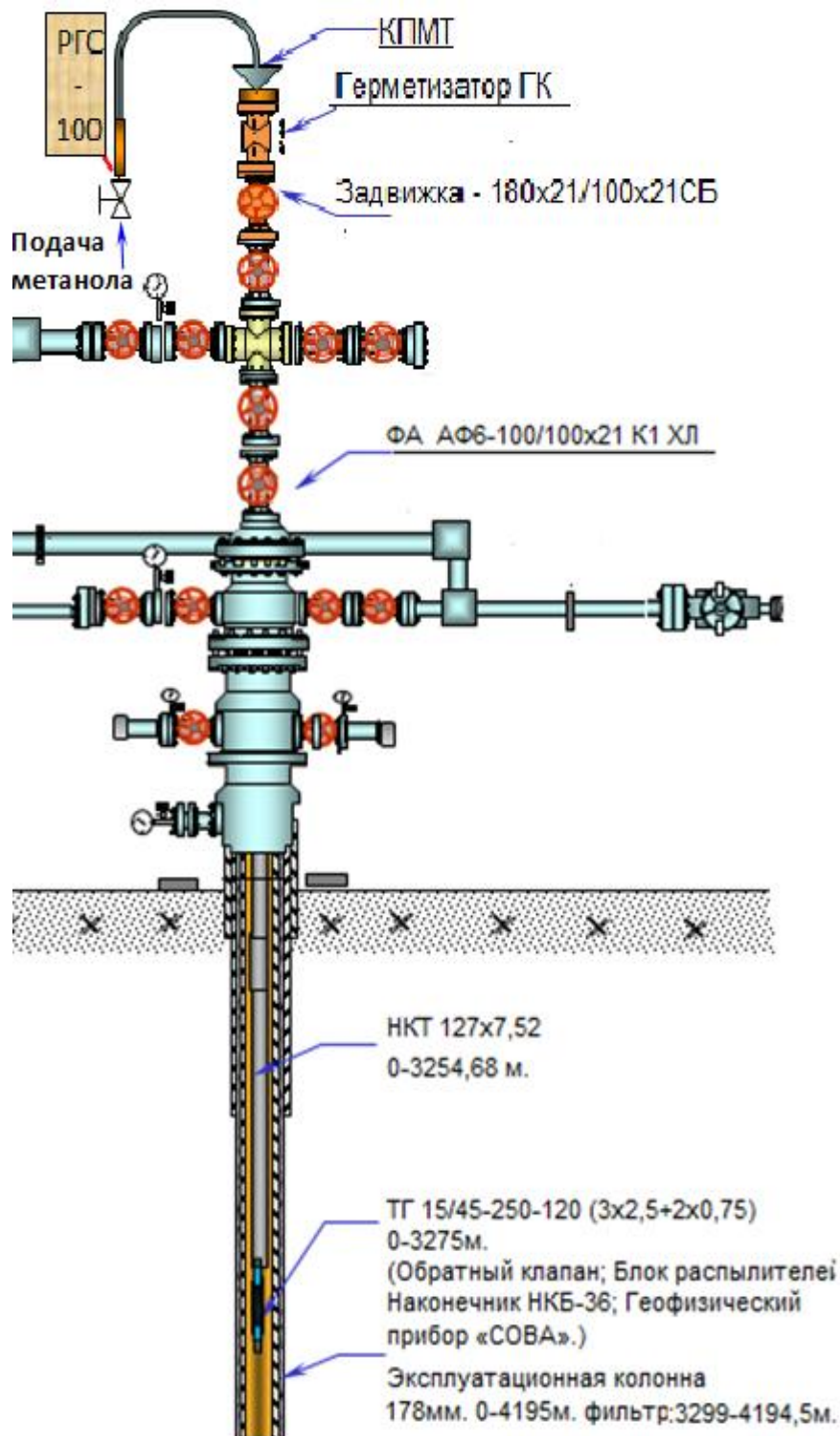


Рисунок 22 – Фактическая схема обвязки устья скважины «X» после проведения модернизации

## **Запуск скважины «X» Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения в газосборный коллектор**

Совместно с представителями промысла произведён запуск скважины «X» в газосборный коллектор. Произведен контроль и вывод скважины на стабильный безгидратный режим с регистрацией изменения пластовых давлений и температуры, а также устьевых параметров работы скважины.

### **Хронология выполненных работ:**

- Произведена подача метанола по КПМТ, получены первые данные объекта эксплуатации с геофизического прибора «СОВА» (рисунок 23).



Рисунок 23 - Регистрация параметров с прибора «СОВА»

- Концентрация метанола в пробе воды, отобранной на устье с помощью каплеотделителя УГМК-4, при работе скважины по НКТ составила 69,2%.

- Подключили в работу затрубное пространство. Скважина запущена по новой схеме. Открыто затрубное и трубное пространство.

- Концентрация метанола в пробе воды, отобранной на устье с помощью каплеотделителя УГМК-4, в 08-00 с трубного пространства составила 59,1%.

- Концентрация метанола в пробе воды, отобранной на устье с помощью каплеотделителя УГМК-4, в 12-00 с трубного пространства составила 60,1%.

- Концентрация метанола в пробе воды, отобранной на устье с помощью каплеотделителя УГМК-4, в 12-00 с затрубного пространства составила 63,1%.

### **Контроль за режимом работы скважины**

Для обеспечения контроля за режимом работы скважины после проведённых работ по модернизации скважинного оборудования и запуска в газосборный коллектор, на трубное и затрубное пространства, а также на шлейфовую линию скважины геологической службой промысла установлены манометры-термометры универсальные типа МТУ-06.

После обработки полученных данных в ПО «Манограф» получены следующие результаты:

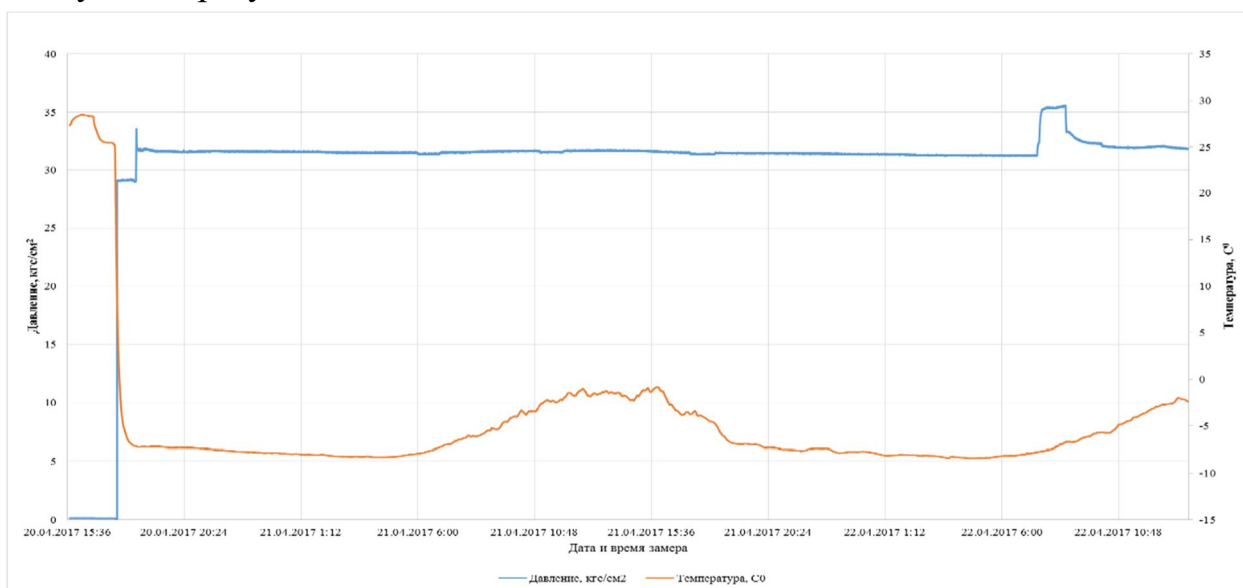


Рисунок 24 - Регистрация трубного давления и температуры скважины «Х» Юрхаровского НГКМ

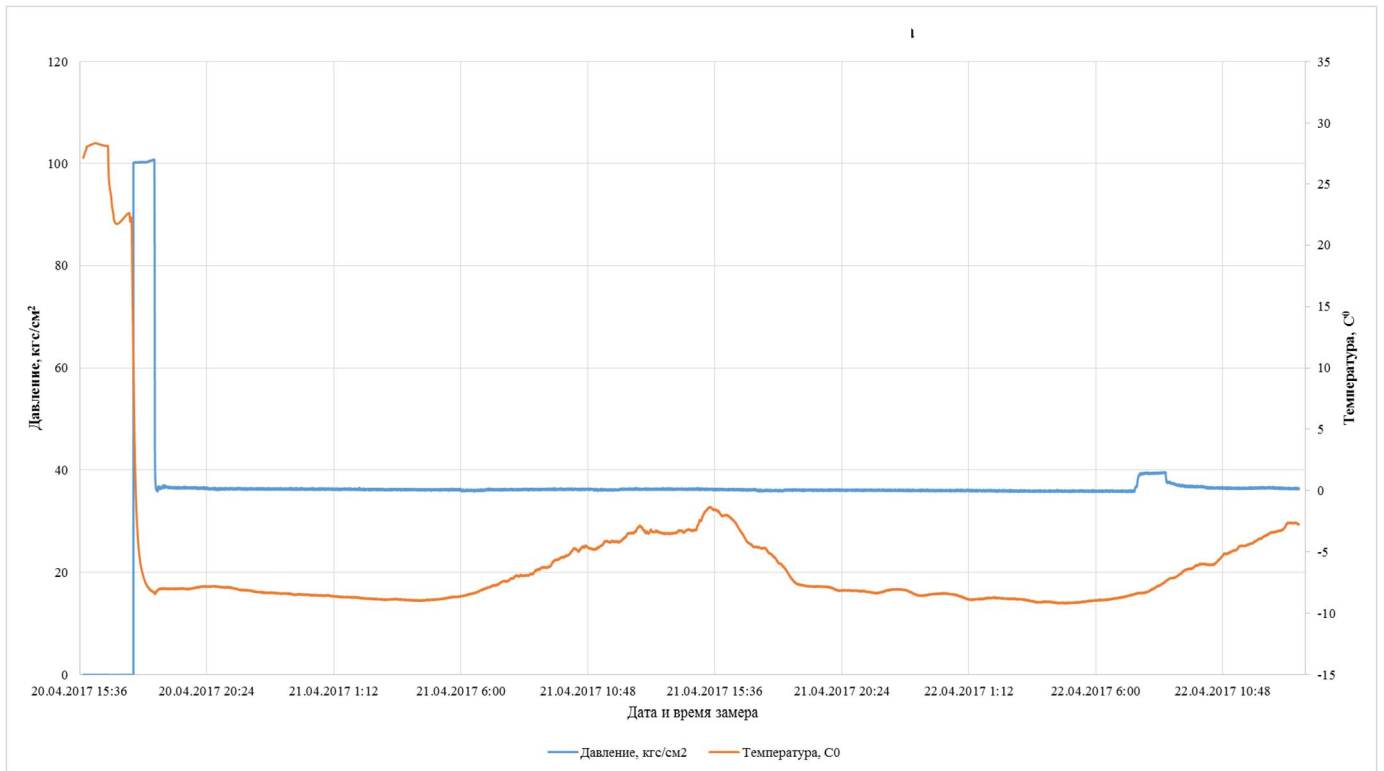


Рисунок 25 - Регистрация затрубного давления и температуры скважины «Х» Юрхаровского НГКМ

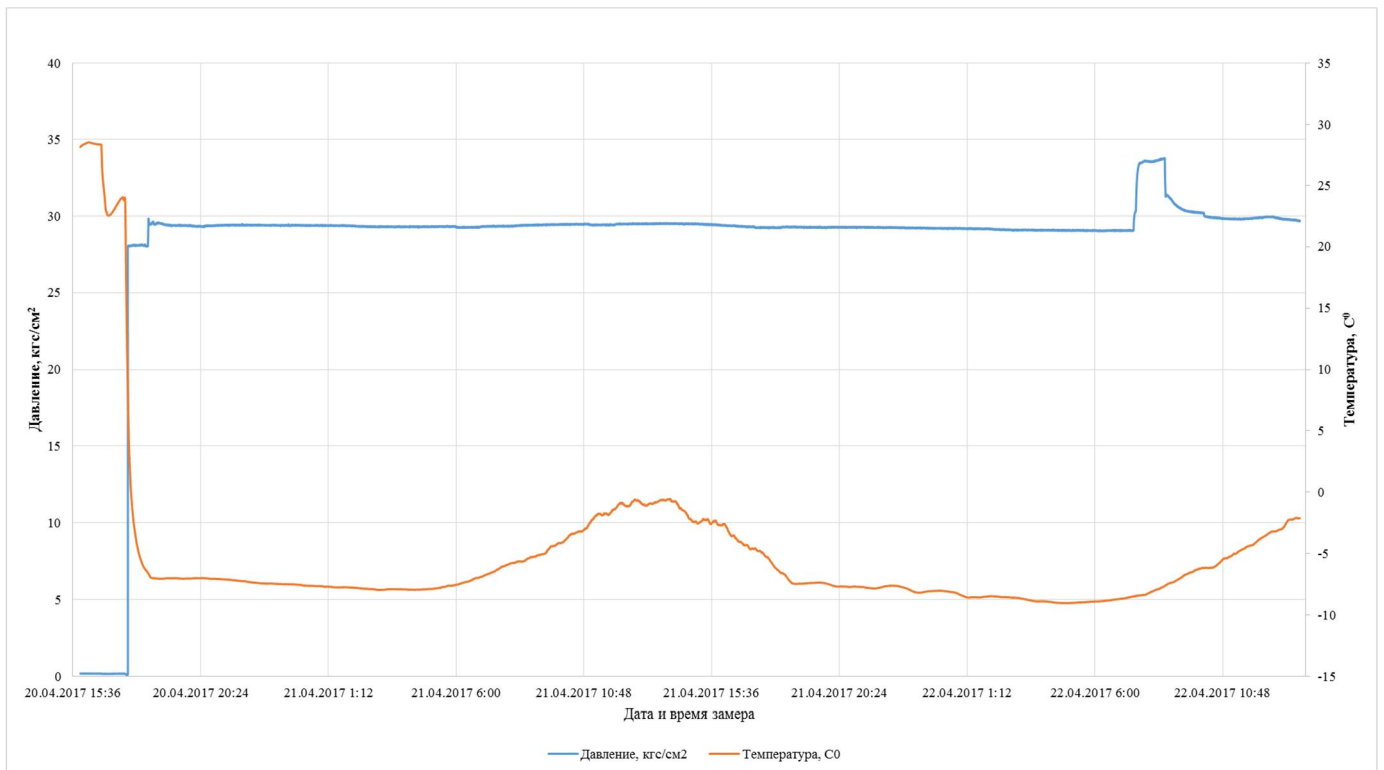


Рисунок 26 - Регистрация давления и температуры газосборного шлейфа скважины «Х» Юрхаровского НГКМ

Как видно из графиков, после подачи метанола на забой, перевода скважины «Х» Юрхаровского НГКМ на режим работы ТР+ЗТР и запуска в газосборный коллектор, наблюдается стабильный режим работы скважины (без образования гидратов) в течении всего периода контрольного замера устьевых рабочих параметров.

## **2.4 Моделирование технологической операции спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода**

### **2.4.1 Результаты моделирования спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода**

Для придания жесткости при СПО, в трубу будет подаваться с давлением 10-12 МПа азот, что будет компенсировать образование винтового и синусоидальных изгибов.

Предусмотреть необходимость ввода полимерных добавок для улучшения скольжения по предыдущей колонне.

Скважина кандидат представлена в закрытом виде. Избыточное давление на устье 3,6 МПа, на забое 11,6 МПа (приложение Б).

После проведения интеграции результатов моделирования, полученных в ПО «РЕТЕХ» в систему сбора Юрхаровского НГКМ, построенную в ПО «GAP», учитывающую влияние внешних факторов на производительность скважины (диаметры выкидных линий, наличие УР на рабочих линиях и т.п.), получены следующие результаты:

- Qгаза на режиме (трубки открыты/затруб закрыт) – 969 тыс.м<sup>3</sup>/сут.
- Qгаза на режиме (трубки открыты/затруб открыт) – 1165 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Прирост дебита газа от открытия затрубного пространства по результатам моделирования в ПО «РЕТЕХ» составил 196 тыс.



### **3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КАПИЛЛЯРНЫЙ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКИЙ ТРУБОПРОВОД НА ЮРХАРОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Работы по модернизации скважинного оборудования скважины «Х» Юрхаровского НГКМ с применением КПМТ проведены без предварительного глушения скважины.

Результатом проведённых работ является обеспечение работы скважины одновременно по трубному и затрубному пространствам безгидратного режима за счёт доставки ингибитора гидратообразования (метанола) ниже башмака НКТ, что подтверждается стабильной работой скважины в газосборный коллектор (данные с устьевых манометров, установленных перед запуском скважины), а также результатами лабораторных исследований проб воды, отобранных на устье скважины, в которых среднее содержание метанола в пробах, отобранных с трубного и затрубного пространств, составляет 63 %.

На основании фактического режима работы скважины, результатов моделирования в ПО «РЕТЕХ» (расчёт скважины на режимах «ТР» и «ТР+ЗТР»), а также анализа данных, полученных после запуска скважины в газосборный коллектор, полученный прирост по добыче УВ после внедрения проекта составил:

- средний прирост дебита газа составил 172 тыс.м<sup>3</sup>/сут.
- средний прирост дебита конденсата составил 11 тонн/сут.

Полученный прирост составил порядка 18% от величины дебита газа и газового конденсата, получаемого при работе скважины «Х» только по трубному пространству.

Учитывая рыночные расценки на реализацию газа и газового конденсата, внедрённый проект имеет высокую экономическую эффективность при малом сроке окупаемости (порядка 7-ми месяцев).

Комплекс проведённых мероприятий подтвердил эффективность примененной технологии, а именно:

- Осуществлена подача метанола в заданный интервал ниже башмака НКТ в виде мелкодисперсной фракции, распределяя его на два потока (трубное пространство + затрубное пространство);
- Получен прирост дебита скважины за счёт обеспечения безгидратного режима эксплуатации с открытым затрубным пространством;
- Ведётся постоянный мониторинг изменения пластового давления и температуры объекта эксплуатации (как в процессе эксплуатации, так и при проведении исследований);
- Получена возможность подачи на забой скважины ингибиторов разного типа и назначения;
- Получен высокий экономический эффект за счёт прироста добычи УВ при эксплуатации с открытым затрубным пространством;
- Небольшой срок окупаемости проекта.

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

Студенту:

|               |                               |
|---------------|-------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                    |
| 3-2Б5В        | Булгакову Михаилу Викторовичу |

| Школа                      | ИШПР        | Отделение школы (НОЦ)            | ОНД   |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---|
| <b>Уровень образования</b> | бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и облуживание объектов добычи нефти» |

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

|   |  |
|---|--|
| 1. Стоимость ресурсов технологической операции по модернизации скважинного оборудования: материально-технических, финансовых и человеческих | Оценка материально-технических, транспортных и трудовых затрат при внедрении системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в процесс эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов  | РД 153-39-007-96   |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования   | Налоговый кодекс РФ, ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 N 444-ФЗ  |

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

|   |  |
|---|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала технологического решения   | Обоснование перспективности спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении и расчет экономического эффекта от проведения данной технологической операции.. |
| 2. Планирование процесса управления: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | Составление наряда-допуск на проведение операции.  |
| 3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности                                       | Расчет экономической эффективности спуска КПМТ.  |

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

- Работы по монтажу скважинного оборудования и спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода
- Зарплата за время проведения технологической операции
- Расходы на материалы (Рм)
- Расчёт экономического эффекта

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 29.02.2020 |
|---|------------|

**Задание выдал консультант:**

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>                  | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент           | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н.                        |                | 29.02.2020  |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|----------------------------|----------------|-------------|
| 3-2Б5В        | Булгаков Михаил Викторович |                | 29.02.2020  |

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе представлена технология внедрения системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в процесс эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении.

При эксплуатации газоконденсатных скважин с открытым затрубным пространством, возникает проблема гидратообразования в стволе скважин в интервале 0-150 метров от устья скважины, обуславливаемая низкими устьевыми температурами.

Низкие устьевые температуры обусловлены достаточно невысокими пластовыми температурами (порядка +44°C), невысокой скоростью движения газа в интервале многолетне-мёрзлых пород (ММП). Основным методом борьбы с гидратообразованием на данных скважинах является подача ингибитора гидратообразования (метанола) в затрубное пространство.

Как показали исследования, данный метод имеет низкую эффективность по причине того, что ингибитор гидратообразования физически не достигает башмака НКТ, чтобы обеспечить доставку метанола в НКТ. Так как, при одновременной эксплуатации скважины по трубному и затрубному пространствам, скорость движения газа на устье снижается, по сравнению со скоростью движения газа при эксплуатации скважины только по трубному пространству НКТ, при движении газа в интервале ММП начинается процесс гидратообразования.

Таким образом основными задачами данной работы являются:

Осуществление доставки метанола в заданный интервал ниже башмака НКТ в виде мелкодисперсной фракции, распределяя его на два потока (Трубное пространство + Затрубное пространство);

Увеличение дебита скважины при эксплуатации с открытым затрубным пространством (при обеспечении безгидратного режима);

#### 4.1. Расчет трудоемкости работ

Для осуществления работ по монтажу скважинного оборудования и спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода необходимо получить разрешение на проведение работ, подписанное главным инженером, главным геологом и начальником промысла, а также согласованный план работ. А также рассчитать фактическую трудоёмкость выполняемых работ (таблица 5).  
Таблица 5 – Работы по монтажу скважинного оборудования и спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода

| <b>Описание работ</b>   | <b>Плановая трудоемкость</b> | <b>Фактическая трудоемкость норма-часов</b> | <b>Количество работ</b> |
|---|------------------------------|---|-------------------------|
| 1   | 2                            | 3   | 4                       |
| Мобилизация бригады и оборудования на скважину  | 24                           | 12  | 150 км                  |
| Расстановка и монтаж оборудования   | 24                           | 18  |                         |
| Гидравлические испытания оборудования   |                              | 2   |                         |
| Спуск КПМТ на забой скважины  | 6                            | 5,5   | 3275 м                  |
| Герметизация устья  |                              | 2,5   |                         |
| Запуск скважины в газосборный шлейф, вывод скважины на режим. Подача метанола на забой скважины, регистрация и контроль параметров. |                              | 48  |                         |
| Демобилизация бригады   | 24                           | 12  | 150 км                  |
| Итого   |                              | 100   |                         |

## 4.2 Расчет экономических затрат на проведение технологической операции по спуску капиллярного полимерно-металлического трубопровода

Все расходы, связанные с производством, называются себестоимостью.

Планирование себестоимости начинают с составления сметы. Составление сметы начинают с прямых статей расходов на электроэнергию, заработную плату и амортизацию.

### 4.2.1 Расходы на заработную плату

Тарифные ставки за один час работы:

Мастер – 140,5руб.; 5 разряд – 120,1 руб.; 4 разряд – 107,5 руб.; 3 разряд – 100,8 руб.

Расчет заработной платы за время монтажных работ и СПО на скважине:

$$1) O_{\text{ПО ТАРИФУ}} = \text{ЧАС}_{\text{ТАР. СТАВКА}} * T_{\text{Р}}$$

$$2) \text{Премия } 70\% = O_{\text{ПО ТАРИФУ}} * 0,7$$

$$3) \text{Р.кэф.} = (O_{\text{ПО ТАРИФУ}} + \text{Премия})$$

$$4) \text{ВСЕГО}_{\text{З./ПЛ.}} = O_{\text{ПО ТАРИФУ}} + \text{Премия} + \text{Р.кэф.}$$

$O_{\text{ПО ТАРИФУ}}$  – оплата по тарифу;

$\text{ЧАС}_{\text{ТАР. СТАВКА}}$  – часовая тарифная ставка;

$T_{\text{Р}}$  - Фактическая трудоемкость;

Р.кэф. – районный коэффициент;

$\text{ВСЕГО}_{\text{З./ПЛ.}}$  – заработная плата.

Таблица 6 – Зарплата за время проведения операции

| Должность | Разряд | Часовая тарифная ставка | Трудоемкость работ | Оплата по тарифу | Премия | Район коэф. | Всего з./пл. |
|-----------|--------|-------------------------|--------------------|------------------|--------|-------------|--------------|
| Мастер    |        | 140,5                   | 100                | 14050            | 9835   | 23885       | 47770        |
| Оператор  | 5      | 120,1                   | 100                | 12010            | 8407   | 20417       | 40834        |
| Машинист  | 4      | 107,5                   | 100                | 10750            | 7525   | 18275       | 36550        |

|          |        |       |     |       |      |       |       |
|----------|--------|-------|-----|-------|------|-------|-------|
| Оператор | 3      | 100,8 | 100 | 10080 | 7056 | 17136 | 34272 |
| Итого    | 159426 |       |     |       |      |       |       |

#### 4.2.2 Отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды принимают 30% к фонду заработной платы:

$$O_{c.n.} = (З./ПЛ. * 30\%) / 100\%$$

где  $O_{c.n.}$  - отчисления на социальные нужды, руб.

$$O_{c.n.} = (159426 * 30\%) / 100 = 47827,8 \text{ руб.}$$

#### 4.2.3 Расходы на основной и вспомогательный материалы

Исходя из планируемых работ, норма расхода каждого материала и действующих цен на материалы. Расходы на материалы (таблица 7) для проведения работ по спуску КПМТ составляют:

Таблица 7 – Расходы на материал (Рм)

| Наименование                                      | Единица измерения | Количество | Цена за ед., тыс.руб. | Затраты на комплект, тыс.руб. |
|---|-------------------|------------|-----------------------|-------------------------------|
| Аренда колтюбинговой установки                    | Шт.               | 1          | 10000                 | 10000                         |
| Колтюбинговое оборудование для герметизации устья | Шт.               | 1          | 2000                  | 2000                          |
| КПМТ (4000м)                                      | Шт.               | 1          | 3500                  | 3500                          |
| Геофизическое оборудование                        | Шт.               | 1          | 1000                  | 1000                          |
| УБПР (устьевой блок подачи реагента)              | Шт.               | 1          | 500                   | 500                           |
| Суммарная стоимость                               |                   |            |                       | 17000                         |
| Итого, с транспортными расходами                  |                   |            |                       | 17000                         |

#### 4.2.4 Цеховые расходы

Включают содержание цехового персонала (не относящиеся к управлению), содержание заданий и сооружений, инвентаря цеха, расходы по



испытаниям, опытом работы, рационализации и изобретательности, охране труда и т.д. и составляют 20600 рублей.

Амортизация основных фондов определяется умножением среднегодовой первоначальной стоимости основных средств на годовую норму амортизации.

Амортизация по скважинам рассчитывается по трем группам:

- а) Для скважин, которые не отработали пятнадцатилетний срок службы.
- б) Для скважин, которые отработали пятнадцатилетний срок в плановом году.
- в) Амортизация планируется по скважинам, которые вступают в работу в плановом году.

Для вновь вводимых скважин наличие амортизации начинается с первого числа следующего месяца.

#### **4.2.5 Транспортные расходы**

Включают в себя расходы на транспортировку метанола от УКПГ до скважины:

$$P_{\text{ТР.К}} = S * C_{1\text{КМ}}$$

где  $P_{\text{ТР.М}}$  - расходы на транспортировку метанола, руб.;

$S$  - расстояние до скважины, км;

$C_{1\text{КМ}}$  - стоимость одного километра, руб.

$$P_{\text{ТР.К}} = 10 * 1022,34 = 10223,4 \text{ руб.}$$

Расходы на мобилизацию и демобилизацию бригады и оборудования:

$$P_{\text{МОБ.ОБ.}} = S * C_{2\text{КМ}};$$

Где  $P_{\text{МОБ.ОБ.}}$  - расходы на транспортировку бригады оборудования;

$C_{2\text{КМ}}$  - стоимость одного километра, руб.;

$S$  - расстояние до скважины, км;

$$P_{\text{МОБ.ОБ.}} = S * C_{2\text{КМ}} = (300*2) * 10000 = 6000000 \text{ руб.}$$

Общие транспортные расходы находятся как сумма расходов на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины по следующей формуле:

$$P_{\text{ТР.О}} = P_{\text{ТР.М}} + P_{\text{МОБ.ОБ.}}$$

где  $P_{\text{ТР.О}}$  - общие транспортные расходы, руб.

$$P_{\text{ТР.О}} = 10223,4 + 6000000 = 6010223,4 \text{ руб.}$$

#### 4.2.6 Общие прямые затраты

Определяются по формуле:

$$Z_0 = Z_{\text{./ПЛ.}} + O_{\text{С.Н.}} + P_{\text{М}} + A + P_{\text{ТР.О}} + P_{\text{Ц}}, \quad (7)$$

где  $A$  - амортизация основных фондов, руб.;

$P_{\text{Ц}}$  - цеховые расходы, руб.

$$Z_0 = 159426 + 47827,8 + 17000000 + 530,3 + 6010223,4 + 20600 = 23238607,5$$

руб.

#### 4.3 Расчет экономического эффекта от внедрения технологического оборудования

В результате внедрения технологии по модернизации скважинного оборудования:

- средний прирост дебита газа составил 172 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

- средний прирост дебита конденсата составил 11 тонн/сут.

Стоимость дополнительно добытого газа рассчитывается:

$$P_{\text{ГАЗ}} = C_{\text{1Г}} \cdot \Delta Q_{\text{газ}};$$

где  $C_{\text{1Г}}$  - стоимость 1 тыс.м<sup>3</sup> газа, которая составляет 5000 руб.;

$\Delta Q_{\text{газ}}$  - дополнительно добытый газ, тыс.м<sup>3</sup>.;

$$P_{\text{ГАЗ}} = 172 \cdot 5000 = 860\,000 \text{ руб. (в сутки).}$$

Стоимость дополнительно добытого газового конденсата рассчитывается:

$$P_{\text{ГК}} = C_{\text{1ГК}} \cdot \Delta Q_{\text{ГК}};$$

где  $C_{\text{1ГК}}$  - стоимость одной тонны газового конденсата, которая составляет 19 800 руб.;

$\Delta Q_{\text{ГК}}$  - дополнительно добытый газовый конденсат, тонн.;

$$P_{\text{ГК}} = 19\,800 \cdot 11 = 217\,800 \text{ руб. (в сутки).}$$

Расчет экономического эффекта от спуска КПТМ и открытия затруба скважины отражены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет эффективности внедрения капиллярного полимерно-металлического трубопровода

| Расчет эффективности внедрения КПМТ |  | Итого/<br>значение | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-------------------------------------|--|--------------------|------|------|------|------|------|
|                                     |  |                    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    |

|                  |  |            |       |      |      |      |      |     |
|------------------|--|------------|-------|------|------|------|------|-----|
| Объем реализации |  |            |       |      |      |      |      |     |
| <b>СОГ</b>       |  | Млн.тыс.м3 | 241,3 | 36,8 | 58,7 | 53,3 | 47,5 | 45  |
| <b>ДЭК</b>       |  | Тыс.т.     | 15,5  | 2,4  | 3,8  | 3,4  | 3,1  | 2,9 |

|                         |  |             |  |       |       |       |       |       |
|-------------------------|--|-------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Цены реализации без НДС |  |             |  |       |       |       |       |       |
| <b>СОГ</b>              |  | Руб./тыс.м3 |  | 2383  | 2624  | 2886  | 3016  | 3152  |
| <b>ДЭК</b>              |  | Руб./т.     |  | 17790 | 19330 | 19400 | 21797 | 22702 |

|                               |  |          |         |        |        |        |        |        |
|-------------------------------|--|----------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Выручка от реализации         |  | Тыс.руб. | 1174224 | 153140 | 268046 | 260040 | 247849 | 245150 |
| <b>СОГ</b>                    |  | Тыс.руб. | 803284  | 103413 | 181795 | 181479 | 169130 | 167466 |
| <b>ДЭК</b>                    |  | Тыс.руб. | 370940  | 49727  | 86251  | 78560  | 78718  | 77684  |
| Выручка от реализации без НДС |  | Тыс.руб. | 995105  | 129780 | 227157 | 220373 | 210041 | 207754 |
| <b>СОГ</b>                    |  | Тыс.руб. | 680749  | 87638  | 154064 | 153796 | 143331 | 141921 |
| <b>ДЭК</b>                    |  | Тыс.руб. | 314356  | 42142  | 73094  | 66576  | 66711  | 65834  |
| Кроме того, НДС               |  | Тыс.руб. | 179119  | 23360  | 40888  | 39667  | 37807  | 37396  |
| <b>СОГ</b>                    |  | Тыс.руб. | 122535  | 15775  | 27731  | 27683  | 25800  | 25546  |
| <b>ДЭК</b>                    |  | Тыс.руб. | 56584   | 7585   | 13157  | 11984  | 12008  | 11850  |

| Себестоимость и налоги          |  |          |       |       |  |  |  |  |
|---------------------------------|--|----------|-------|-------|--|--|--|--|
| Эксплуатационные затраты в т.ч. |  | Тыс.руб. | 25000 | 25000 |  |  |  |  |

|                                     |     |          |        |       |        |        |        |        |
|-------------------------------------|-----|----------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Налог на добычу                     |     | Тыс.руб. | 197394 | 26649 | 44944  | 43633  | 41702  | 42421  |
| газ                                 |     | Тыс.руб. | 143319 | 17843 | 31331  | 31279  | 30684  | 31982  |
| конденсат                           |     | Тыс.руб. | 54275  | 6851  | 13613  | 12354  | 11081  | 10440  |
| <b>Всего себестоимость и налоги</b> |     | Тыс.руб. | 222394 | 49694 | 44944  | 43633  | 41702  | 42421  |
| ЕВИТДА                              |     | Тыс.руб. | 772711 | 80086 | 182213 | 176739 | 168339 | 165333 |
| Прибыль до налогообложения          |     | Тыс.руб. | 772711 | 80086 | 182213 | 176739 | 168339 | 165333 |
| Налогооблагаемая база               |     | Тыс.руб. | 772711 | 80086 | 182213 | 176739 | 168339 | 165333 |
| Налог на прибыль                    | 20% | Тыс.руб. | 154542 | 16071 | 36443  | 35548  | 33668  | 33067  |
| <b>Чистая прибыль</b>               |     | Тыс.руб. | 618169 | 64069 | 145771 | 141392 | 134671 | 132266 |
| Собственные средства + амортизация  |     | Тыс.руб. | 618169 | 64069 | 145771 | 141392 | 134671 | 132266 |

|  |            |                 |               |              |              |              |              |              |
|--|------------|-----------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Оценка эффективности внедрения КИМТ</b> |            |                 |               |              |              |              |              |              |
| Всего средств                              |            | Тыс.руб.        | 618169        | 64069        | 145771       | 141392       | 134671       | 132266       |
| Нарастающим итогом                         |            | Тыс.руб.        |               | 64069        | 209839       | 351231       | 485902       | 618169       |
| Всего средств без учета финансирования     |            | Тыс.руб.        | 618169        | 64069        | 145771       | 141392       | 134671       | 132266       |
| Нарастающим итогом                         |            | Тыс.руб.        |               | 64069        | 209839       | 351231       | 485902       | 618169       |
| <b>NPV</b>                                 | <b>15%</b> | <b>Тыс.руб.</b> | <b>349271</b> | <b>48445</b> | <b>95847</b> | <b>80841</b> | <b>66955</b> | <b>57182</b> |
| Срок окупаемости                           |            | Лет, мес.       | 0 лет 7мес.   |              |              |              |              |              |

## **Выводы**

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны проекта, определен полный перечень работ, проводимых при производстве работ по перевооружению скважинного оборудования. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 25000 тысяч рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить, как денежные, так и временные затраты.

Данный проект имеет высокий экономический эффект и небольшой срок окупаемости.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |                               |
|---------------|-------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                    |
| 3-2Б5В        | Булгакову Михаилу Викторовичу |

| Школа               | ИШПР        | Отделение (НОЦ)           | ОНД   |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01<br>«Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» |

Тема ВКР:

|  |  |
|--|--|
| Внедрение системы капиллярного полимерно-металлического трубопровода в процесс эксплуатации скважин на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)   |  |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>   |  |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения   | Объектом исследования является внедрение технологии повышения производительности скважины посредством транспорта ингибитора гидратообразования в наиболее оптимальную зону его применения, обеспечение технической возможности оценки эффективности работы скважины при использовании данного технического решения   |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:   |  |
| <b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b><br>1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;<br>1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах" ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности<br>СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение<br>СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. ОБЩИЕ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВОЗДУХУ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ». ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров |

|   |   |
|---|---|
|   | ГОСТ 12.0.003-2015<br>Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация<br>ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. ОБОРУДОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ. Общие требования безопасности.<br>ГН 2.2.5.3532-18 Гигиенические нормативы "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны"  |
| <b>2. Производственная безопасность:</b><br>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов<br>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | <b>Вредные факторы</b><br>- Пониженная температура воздуха на открытой территории<br>- Световая среда<br>- Химический<br><b>Опасные факторы</b><br>Пожаровзрывоопасность<br>Электрический ток<br>Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования  |
| <b>3. Экологическая безопасность:</b>   | 1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы загрязняющих веществ рабочей техникой при монтаже технологического оборудования в скважине)<br>2. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (аварийные ситуации в ходе эксплуатации)   |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>  | 1. В процессе монтажа оборудования (доставке на забой скважины) возможны нештатные ситуации в ходе спуско-подъемных операций (повреждение оборудования, выброс пластового флюида, возгорание)<br>2. В ходе эксплуатации возможно повреждение (случайное/преднамеренное) используемого капиллярного полимерно-металлического трубопровода высокого давления, загрязнение ингибитором/реагентом прилегающей к скважине территории |

|  |            |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 29.02.2020 |
|--|------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н.                 |         | 29.02.2020 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата       |
|--------|----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б5В | Булгаков Михаил Викторович |         | 29.02.2020 |

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Выпускная квалификационная работа посвящена технологии повышения производительности скважины посредством транспорта ингибитора гидратообразования в наиболее оптимальную зону его применения, обеспечение технической возможности оценки эффективности работы скважины при использовании данного технического решения для скважин Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения.

Теоретическая часть работы подразумевает расчеты

- на механическую прочность планируемого к использованию капиллярного полимерно-металлического трубопровода высокого давления,
- количества необходимого для применения ингибитора гидратообразования, (подбор оптимальной технологии) при помощи расчетов с использованием ЭВМ, после чего предложенные технологии планируются к реализации на месторождении.

Территория рассматриваемого месторождения характеризуется достаточно развитой инфраструктурой. Работы планируются к проведению на кустовых площадках практически круглогодично.

Для проведения спуско-подъемных операций по установке капиллярного полимерно-металлического трубопровода высокого давления (КМПТ) в сборе с блоком распылителей, обратным клапаном, скважинной комплексной аппаратурой будет использоваться специализированная крупногабаритная техника, работающая под высоким давлением. Работы будут вестись как в дневное, так и в ночное время.

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовая деятельность работников на территории Юрхаровского НГКМ регламентируется разделами Трудового кодекса Российской Федерации" (N 197-ФЗ от 30.12.2001 ред. от 20.02.2020), на всех этапах реализации внедрение технологии повышения производительности скважины посредством транспорта ингибитора гидратообразования в наиболее оптимальную зону его применения.

В соответствии с требованиями раздела III «Трудовой договор» между



каждым из работников и работодателем заключается трудовой договор, регламентирующий обязанность работодателя предоставить работнику работу по обусловленной трудовой функции, обеспечить условия труда, предусмотренные трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями, локальными нормативными актами и данным соглашением, своевременно и в полном размере выплачивать работнику заработную плату, работник обязуется лично выполнять определенную этим соглашением трудовую функцию в интересах, под управлением и контролем работодателя, соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, действующие у данного работодателя.

В части регулирования режима труда и отдыха применяются положения главы 47 «Особенности регулирования труда лиц работающих вахтовым методом» определяющие порядок учета режима труда и отдыха работников, гарантии и компенсации за работу вахтовым методом в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним областях.

В части регулирования особенностей труда (круглосуточно) работников, занятых как монтажом, так и эксплуатацией предмета данной работы используются положения статьи 96 «Работа в ночное время».

В соответствии с требованиями раздела X «Охрана труда» определены основные обязанности работодателя по обеспечению условий и охраны труда:

- обеспечение безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов
- обеспечение сертифицированными средствами индивидуальной и коллективной защиты работников
- соблюдение режима труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по

охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда

- проведение специальной оценки условий труда
- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров, других обязательных медицинских осмотров, обязательных психиатрических освидетельствований работников
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи
- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний
- разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения уполномоченного работниками органа

## 5.2 Производственная безопасность

Работодатель, исполняя обязанности, указанные выше, при проведении специальной оценки условий труда экспертом организации проводящей специальную оценку условий труда будет произведена идентификация потенциально вредных и (или) опасных производственных факторов, входе которой на рабочих местах будут проведены замеры параметров рабочей зоны для оценки факторов, которые (для нашего случая) приведены ниже (таблица 9).

Таблица 9 - Производственная безопасность

| <b>Вредные факторы</b>                                | <b>Нормативный документ согласно которого определяется степень воздействия на работника</b>            | <b>Наличие воздействия фактора при монтаже КМПТ в скважине</b> | <b>Наличие воздействия фактора при эксплуатации КМПТ в скважине</b> |
|---|--|--|---|
| Пониженная температура воздуха на открытой территории | СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах" | +  | +   |

|                |   |  |   |   |
|----------------|---|--|---|---|
| Световая среда | Система стандартов безопасности труда. <b>ОБОРУДОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ.</b> Общие требования безопасности ГОСТ 12.2.003-91 | СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах" | + | + |
| Химический     | Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности ГОСТ 12.1.007-76     |  | + | + |

### **Требования к освещению рабочих мест (Световая среда)**

В ходе работ по монтажу КМПТ в скважине и при выполнении работ по обслуживанию данного оборудования все технологические операции производятся вне зависимости от времени суток. В ходе производства работ необходим постоянный контроль за состоянием освещенности рабочих зон и мест выполнения работ, согласно требований СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение, так как недостаточная освещенность может стать причиной получения травм или возникновения чрезвычайных ситуаций.

### **Освещенность и максимально допустимые удельные установленные мощности освещения мест производства работ вне зданий**

Таблица 10 - Освещенность и максимально допустимые удельные установленные мощности освещения мест производства работ вне зданий

| Разряд зрительной работы | Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего | Средняя освещенность в горизонтальной плоскости, лк | Равномерность освещенности, относительные единицы, не менее | Коэффициент блескости, относительные единицы | Максимально допустимая удельная мощность, Вт/м <sup>2</sup> , не более |
|--------------------------|---|---|---|--|--|
| IX                       | Менее 0,002   | 300   | 0,5   | 40   | 18   |
| X                        | От 0,002 до 0,01  | 200   | 0,5   | 45   | 12   |
| XI                       | От 0,01 до 0,02   | 150   | 0,4   | 45   | 9  |
| XII                      | От 0,02 до 0,05   | 100   | 0,4   | 50   | 6  |
| XIII                     | От 0,05 до 0,1  | 50  | 0,4   | 50   | 3  |
| XIV                      | Свыше 0,1   | 30  | 0,25  | 55   | 2  |

|   |  |    |      |    |     |
|---|--|----|------|----|-----|
| XV  | Периодическое наблюдение за ходом производственного процесса | 20 | 0,25 | 55 | 1   |
| XVI   | Общее наблюдение за ходом производственного процесса         | 10 | 0,25 | 55 | 0,8 |
| XVII  | Общее наблюдение за инженерными коммуникациями               | 5  | 0,25 | 55 | 0,5 |
| Примечания<br>1 При опасности травматизма для зрительных работ разрядов XI-XIV освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.<br>2 Значения максимальных удельных мощностей искусственного освещения допускается повышать на 30% в технически обоснованных случаях (наличие крупногабаритного оборудования и пр.). |  |    |      |    |     |

### **Пониженная температура воздуха на открытой территории**

Характерной особенностью места производства работ являются пониженные температуры в зимнее время в условиях Севера, когда температура может опускаться до крайне низких значений. Подобные климатические условия могут стать причиной переохлаждения, обморожения и нанести вред здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходимо следовать допустимой продолжительности однократного пребывания работников на открытом воздухе. Согласно санитарно-эпидемиологических правил и нормативов "Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. СанПиН 2.2.3.1384-03" определяется срок пребывания работников (выполнения работ) на открытой территории.

### **Допустимое время (ч) непрерывного пребывания при различной температуре воздуха при работах на открытой территории в третьем климатическом регионе (I и II климатические пояса)**

Таблица 11 - Допустимое время (ч) непрерывного пребывания при различной температуре воздуха при работах на открытой территории в третьем климатическом регионе (I и II климатические пояса)

| Температура<br>воздуха, °С | Энерготраты, Вт/м (категория работ) |         |           |
|----------------------------|-------------------------------------|---------|-----------|
|                            |                                     | 88 (Iб) | 113 (IIа) |

|     |                          |                          |  |
|-----|--------------------------|--------------------------|--|
| -5  | охлаждение через<br>1,38 | охлаждение через<br>3,04 | охлаждение поверхности тела<br>отсутствует |
| 10  | 1,00                     | 1,65                     | -"-"                                       |
| -15 | 0,80                     | 1,13                     | охлаждение через<br>2,66                   |
| 20  | 0,64                     | 0,86                     | 1,52                                       |
| -25 | 0,55                     | 0,69                     | 1,1  |
| -30 | 0,47                     | 0,58                     | 0,82                                       |
| -35 | 0,42                     | 0,50                     | 0,66                                       |
| -40 | 0,38                     | 0,44                     | 0,56                                       |

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (Химический фактор)**

На объекте производства работ возможно выделение в воздух рабочей зоны различных загрязняющих веществ (пластовые флюиды, химреагенты, выхлопные газы спецтехники). Для предотвращения отравлений работников необходим контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны, в случае повышенного содержания (величин ПДК) загазованности необходимо использование средств защиты органов дыхания, остановка работ, устранение источника вредных веществ. Содержание ПДК химических веществ в воздухе рабочей зоны регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. ОБЩИЕ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВОЗДУХУ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ».

Таблица 12 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

| Наименование вещества  | Величина ПДК, мг/м | Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства | Класс опасности | Особенности действия на организм |
|--|--------------------|---|-----------------|----------------------------------|
| Сероводород  | 10                 | п   | II              | О                                |
| Сероводород в смеси с углеводородами С1-С5                     | 3                  | п   | III             |                                  |
| Углеводороды алифатические предельные С1-С5 (в пересчете на С) | 300                | п   | IV              |                                  |

|                 |   |   |     |  |
|-----------------|---|---|-----|--|
| Спирт метиловый | 5 | п | III |  |
|-----------------|---|---|-----|--|

### **Пожаровзрывоопасность**

Особенностью нефтяной и газовой отрасли является, то что, основной продукт производства (углеводороды – жидкие и газообразные), являются легковоспламеняющимися веществами, что требует неукоснительного соблюдения требований правил пожарной безопасности.

Основными документами, регламентирующими меры безопасности являются:

- Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности",
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390.

Для определения необходимого и достаточного количества средств пожарно-технического вооружения для обеспечения требований пожарной безопасности, необходимо произвести классификацию возможных пожаров, анализ возникновения чрезвычайных ситуаций, мероприятия (организационные и технические) для обеспечения пожарной безопасности объекта.

I. Классификация возможных пожаров по причинам их возникновения подразделяются:

- Неисправность технологического оборудования;
- Конструктивные недостатки оборудования или прибора;
- Нарушение правил эксплуатации оборудования или приборов;
- Нарушение правил пожарной безопасности;
- Короткое замыкание в электроустановке;
- Нарушение правил проведения огнеопасных работ;
- Взрыв;
- Воздействие стихийных явлений;

Классификационными признаками организационных причин пожаров являются:

- Ошибочные или неправильные действия персонала, ответственного за

противопожарное состояние.

- Дефекты проекта;
- Дефекты изготовления;
- Дефекты монтажа;
- Дефекты ремонта;
- Воздействие посторонних лиц и организаций.

II. Проводимый анализ возможных причин возникновения чрезвычайных ситуаций позволяет выявить возможные сценарии развития чрезвычайных ситуаций на объекте.

На объекте возможны типовые сценарии развития аварий для следующих групп оборудования и типов веществ.

Группы оборудования:

- скважины;
- колтюбинговая установка;
- манифольд;
- ППУ (если используется);
- автомобиль для перевозки химических реагентов;
- кран – манипулятор.

Типы веществ:

- Легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ).
- Горючие газы (ГГ).

Для данных групп оборудования и типов веществ возможны следующие типовые сценарии аварий.

Сценарии аварий, приводящие к взрыву облака ТВС.

Полное (частичное) разрушение оборудования → истечение опасного вещества (горючей жидкости, воспламеняющегося газа) → (испарение горючей жидкости) → образование облака ТВС → распространение облака ТВС + источник зажигания → взрыв облака ТВС, (для горючих жидкостей возможно образование пожара разлития) → барическое и термическое поражение людей, сооружений и оборудования, загрязнение окружающей среды.

Сценарии аварий, приводящие к образованию пожара разлития.

Полное (частичное) разрушение оборудования → истечение опасного вещества (горючей жидкости) + источник зажигания → образование пожара разлития → термическое поражение людей, сооружений и оборудования, загрязнение окружающей среды.

Сценарии аварий, приводящие к экологическому загрязнению.

Полное (частичное) разрушение оборудования → истечение опасного вещества → загрязнение окружающей среды.

Типовая блок-схема причин возникновения и развития чрезвычайных ситуаций представлена ниже (рисунок 35).

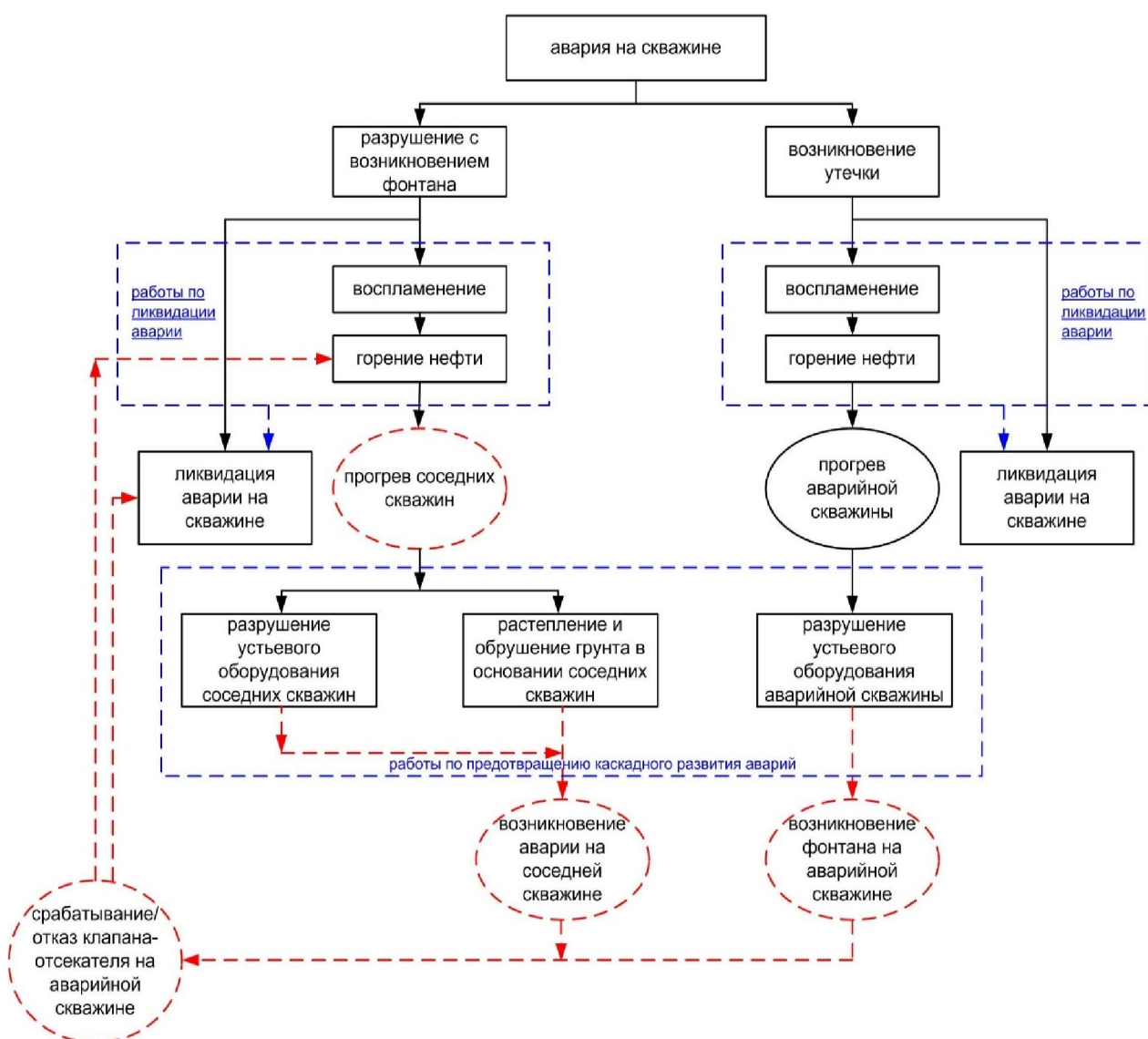


Рисунок 35 - Типовая блок-схема причин возникновения и развития чрезвычайных ситуаций



При выполнении работ наиболее опасным сценарием является неконтролируемый выброс из скважины – открытый фонтан (ОФ), наиболее вероятный – газонефтеводопроявление (ГНВП).

III. Виды мероприятий по обеспечению пожарной безопасности (организационные и технические) должны включать:

- порядок хранения веществ и материалов, тушение которых недопустимо одними и теми же

средствами, в зависимости от их физико-химических и пожароопасных свойств;

- нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;

- разработку мероприятий по действиям персонала на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;

Таблица 13 - Виды мероприятий по обеспечению пожарной безопасности

| № п/п | Наименования вооружения и оборудования     | Ед. Измерения | Количество |
|-------|--|---------------|------------|
| 1.    | Аптечки                                    | шт.           | 1          |
| 2.    | Багор цельнометаллический БПМ              | шт.           | 1          |
| 3.    | Верёвка пожарная спасательная ВПС-30       | шт.           | 1          |
| 4.    | Водосборник ВС-125                         | шт.           | 1          |
| 5.    | Генератор пенный ГПС-600                   | шт.           | 2          |
| 6.    | Гидроэлеватор Г-600А                       | шт.           | 1          |
| 7.    | Головка переходная соединительная ГП 50х70 | шт.           | 2          |
| 8.    | Головка переходная соединительная ГП 50х80 | шт.           | 2          |
| 9.    | Головка переходная соединительная ГП 70х80 | шт.           | 2          |
| 10.   | Задержка рукавная                          | шт.           | 4          |
| 11.   | ЗИП к насосу ПН-40 УВ                      | Комплект      | 1          |
| 12.   | Ключ К-150                                 | шт.           | 2          |
| 13.   | Ключ К-80                                  | шт.           | 2          |
| 14.   | Колодка противоткатная автомобильная       | шт.           | 2          |
| 15.   | Лента рукавная                             | шт.           | 4          |
| 16.   | Лестница трёхколенная ЛЗК                  | шт.           | 1          |
| 17.   | Лестница палка ЛП                          | шт.           | 1          |
| 18.   | Лестница штурмовая ЛШ                      | шт.           | 1          |
| 19.   | Лом ЛПЛ лёгкий                             | шт.           | 1          |
| 20.   | Лом ЛПТ тяжёлый                            | шт.           | 1          |
| 21.   | Лопата штыковая                            | шт.           | 1          |
| 22.   | Ведро 10л                                  | шт.           | 1          |
| 23.   | Ножовка столярная                          | шт.           | 1          |
| 24.   | Насос пожарный ПН-40 УВ                    | шт.           | 1          |

|     |  |       |   |
|-----|--|-------|---|
| 25. | Огнетушитель ОП-8                                  | шт.   | 2 |
| 26. | Огнетушитель ОП-2                                  | шт.   | 1 |
| 27. | Разветвление РТ-80                                 | шт.   | 1 |
| 28. | Рукав всасывающий Ø -125 длина 4м.                 | шт.   | 2 |
| 29. | Рукав напорно-всасывающий Ø -75 длина 4м.          | шт.   | 2 |
| 30. | Рукав пожарный напорный Ø -51мм – 20м.             | шт.   | 6 |
| 31. | Рукав пожарный напорный Ø-77мм - 20 м.             | шт.   | 6 |
| 32. | Рукав Ø -77 длиной 4м.                             | шт.   | 1 |
| 33. | Сетка всасывающая СВ-125                           | шт.   | 1 |
| 34. | Сигнальная оптико – акустическая установка «Элина» | шт.   | 1 |
| 35. | Сигнально- проблесковый маяк (задний)              | шт.   | 1 |
| 36. | Ствол ручной РС-50                                 | шт.   | 1 |
| 37. | Ствол ручной РС-70                                 | шт.   | 1 |
| 38. | Ствол ручной РСК-50                                | шт.   | 2 |
| 39. | Топор плотницкий                                   | шт.   | 1 |
| 40. | Трос-8м  | шт.   | 1 |
| 41. | Фара поворотная (фара* искатель)                   | шт.   | 2 |
| 42. | Фара противотуманная                               | шт.   | 2 |
| 43. | Ствол пожарный лафетный                            | шт.   | 1 |
| 44. | Теплоотражательный костюм ТОК-400                  | шт.   | 4 |
| 45. | Комплект ключей (шоферской)                        | шт.   | 1 |
| 46. | Диэлектрический комплект:                          |       |   |
|     | - ножницы  | шт.   | 1 |
|     | - боты   | пара. | 1 |
|     | -перчатки  | пара. | 1 |
| 47. | Комплект костюма Л-1                               | шт.   | 3 |

- основные виды, количество, размещение и обслуживание пожарной техники по ГОСТ 12.4.009-83. Применяемая пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара (загорания), быть безопасной для природы и людей.

IV. Перечень средств применяемых для тушения пожаров (пожарно-техническое вооружение)

Таблица 14 - Пожарно-техническое вооружение, средства тушения, огнетушащие вещества, имеющиеся в резерве

| № п/п | Наименования вооружения и оборудования       | Ед. измерения | Кол-во |
|-------|--|---------------|--------|
| 1.    | Рукав латекс.диам.51мм с головками (красный) | шт.           | 40     |
| 2.    | Рукав латекс.диам.77мм с головками (красный) | шт.           | 39     |
| 3.    | Рукав всас.диам, 125 мм без головок (4м)     | шт.           | 2      |
| 4.    | Рукав всас.диам, 75 мм без головок (4м)      | шт.           | 2      |
| 5.    | Рукав паропроводной резиновый напорный       | шт.           | 1      |
| 6.    | Переходник Богданова ГП 50-70                | шт.           | 4      |
| 7.    | Переходник Богданова ГП 50-80                | шт.           | 8      |
| 8.    | Переходник Богданова ГП 70-80                | шт.           | 4      |

|     |   |     |      |
|-----|---|-----|------|
| 9.  | Ствол лафетный СЛК-П20 (ПЛС-П20)                          | шт. | 4    |
| 10. | Ствол пожарный  | шт. | 6    |
| 11. | Ствол пожарный РС-70                                      | шт. | 7    |
| 12. | Ствол распылительный РСК-50 (алюминий)                    | шт. | 4    |
| 13. | Ствол РС-70   | шт. | 4    |
| 14. | Теплоотражательный костюм ТОК-800                         | шт. | 4    |
| 15. | Мотопомпа KOSHIN SERH-50B производит. 440л/мин. напор 57м | шт. | 1    |
| 16. | Пенная вставка  | шт. | 1    |
| 17. | Пенообразователь «Ялан», с учетом боевого расчета         | л.  | 1000 |

Таблица 15 - Оборудование газодымозащитной службы

| № п/п | Наименования вооружения и оборудования               | Ед. измерения | Количество |
|-------|--|---------------|------------|
| 1.    | Дыхательный аппарат РА-94 Plus Basic                 | шт.           | 6          |
| 2.    | Баллон R-EXTRA-5 с вентилем Drager                   | шт.           | 6          |
| 3.    | Система контроля дыхательных аппаратов «СКАД-1» с МГ | шт.           | 1          |
| 4.    | Маска панорамная Panorama Nova                       | шт.           | 10         |

Таблица 16 - Средства связи и освещения

| № п.п | Наименование вещевого обмундирования                      | Ед. измерения | Общее количество |
|-------|---|---------------|------------------|
| 1.    | Переносная радиостанция EADS THR-880I                     | шт.           | 2                |
| 2.    | Мобильная радиостанция (АЦ) EADS TMR-880I                 | шт.           | 2                |
| 3.    | Стационарная радиостанция (ПСЧ) EADS TMR-880I ИП-ТС 1315В | шт.           | 1                |
| 4.    | Групповой фонарь ФОС-3                                    | шт.           | 3                |

### **Электрический ток**

Оборудование, используемое при спуско-подъемных операциях (при монтаже) и эксплуатации КМПТ в сборе с блоком распылителей, обратным клапаном, скважинной комплексной аппаратурой, находится под напряжением электрического тока, однако его исполнение гарантирует (в исправном состоянии) безопасную эксплуатацию в течении всего периода эксплуатации.

Однако, для предотвращения возможных чрезвычайных ситуаций необходим постоянный контроль за качеством изоляции, информирование при помощи специальных знаков о нахождении опасных зон.

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

Процесс монтажа КМПТ в стволе скважины производится посредством колтюбинговой установки, в работе которой участвуют движущиеся механизмы,

опасные для здоровья сотрудников.

В первую очередь для безопасного производства работ необходимо обозначение опасных зон, а также проведение инструктажа по безопасности при выполнении работ.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Аварийные ситуации в ходе эксплуатации**

Владелец Юрхаровского НГКМ разрабатывает «План мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов газового конденсата фонда скважин» в котором предусматриваются действия по предотвращению и ликвидации последствий аварийных ситуаций в ходе эксплуатации технических устройств, в т.ч. включая капиллярный полимерно-металлический трубопровод высокого давления (КМПТ) устанавливаемый в скважине. Согласно ПЛАРН решаются задачи

- определение вероятных источников разливов, прогнозирование и оценка их объемов;
- организация управляющего и координирующего органа по ликвидации ЧС, определение его функций, распределение прав и обязанностей его членов;
- определение места базирования имеющихся средств ЛРН, их номенклатуры, количества, готовности;
- оценка риска и расчет достаточности сил и средств ЛРН для ликвидации ЧС(н), связанных с разливом нефтепродуктов, соответствие имеющихся сил и средств, привлекаемых профессиональных АСФ(Н) задачам ликвидации разливов нефтепродуктов;
- определение порядка процедуры уведомления, оповещения и системы взаимного обмена информацией между участниками ЛРН;
- определение первоочередных действий при получении сигнала о ЧС;
- организация работ по локализации и ликвидации разлива и порядок взаимодействия сил и средств организаций, привлекаемых к его ликвидации;
- организация сбора, транспортировки и утилизации собранного нефтепродукта;

- обеспечение безопасности населения и организация, в случае необходимости, оказания медицинской помощи, обеспечение безопасности ведения работ, материально-техническое и финансовое обеспечение;

- определение порядка возмещения затрат и компенсации нанесенного ущерба.

### **Выбросы загрязняющих веществ рабочей техникой при монтаже технологического оборудования в скважине**

Основная производственная деятельность на фонде скважин Юрхаровского НГКМ – добыча и транспортировка пластового флюида на установку по подготовке газа и газового конденсата (УКПГ). Основными существующими источниками выброса ЗВ в атмосферу в процессе добычи и транспортировки пластового флюида являются:

факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи, бензапирена;

неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;

промысловый трубопровод - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов; неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке подключения УКПГ - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от существующих источников, относятся к 1 – 4 классам опасности.

В условиях равнинного рельефа месторождения и отсутствия препятствий, вытянутых в одном направлении, возможность длительного застоя выбрасываемых ЗВ исключается. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух на территории месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в

которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;

- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В процессе монтажа капиллярного полимерно-металлического трубопровода высокого давления (КМПТ) в сборе с блоком распылителей, обратным клапаном, скважинной комплексной аппаратурой возможны нештатные ситуации в ходе спуско-подъемных операций (повреждение оборудования, выброс пластового флюида, возгорание)

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров - характеризует и классифицирует основные виды ЧС.

Поражающие факторы при возникновении чрезвычайных ситуаций делятся на факторы химического и физического воздействия.

К наиболее опасным факторам стоит отнести тепловое воздействие и воздушную ударную волну.

1. Наиболее опасной ЧС происходящей при проведении спуско-подъемных операций в колонне является повреждение оборудования, влекущее за собой неконтролируемое истечение пластового флюида с возможным возгоранием.

В случае неисправности оборудования для СПО масштаб истечения пластового флюида может быть значительный, поэтому необходимо проведения мер для предотвращения выброса, последующего возгорания.

Все работники должны пройти обучение по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП», обучение и проверку знаний в объеме пожарно-технического минимума, учебно-тренировочное занятие по действиям по плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

Непосредственно перед началом работ необходимо проведение

дополнительного инструктажа.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций в первую очередь необходимо загерметизировать устье скважины, покинуть опасную зону, по возможности эвакуировать пострадавших.

Удалившись на достаточное расстояние, следует сообщить специальные службы о произошедшем и следовать их инструкциям.

2. В ходе эксплуатации КПМТ возможны действия по преднамеренному (террористической направленности) или непреднамеренному повреждению (ошибочные действия обслуживающего персонала) эксплуатируемого оборудования.

В данном случае возможно попадание ингибитора гидратообразования (химреагента) на территорию непосредственного вокруг скважины, что может повлечь загрязнение грунта кустового основания, создание загазованности в воздухе места повреждения, последующего возгорания.

Все работники должны пройти обучение и проверку знаний в объеме пожарно-технического минимума, учебно-тренировочное занятие по действиям по плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций в первую очередь необходимо прекратить подачу реагента, предотвратить возможность возгорания, предотвратить возможность неконтролируемого выброса пластового флюида, загрязнение прилегающей территории,

Необходимо помнить, что самое важное при ЧС – сохранение жизни и здоровья сотрудников.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение капиллярного полимерно-металлического трубопровода высокого давления на скважине «Х» Юрхаровского НГКМ характеризуется следующими положительными моментами:

1. Осуществление подачи метанола в заданный интервал ниже башмака НКТ в виде мелкодисперсной фракции, распределяя его на два потока (Трубное пространство + Затрубное пространство);
2. Увеличение дебита скважины за счёт обеспечения безгидратного режима эксплуатации с открытым затрубным пространством (рисунок 36).

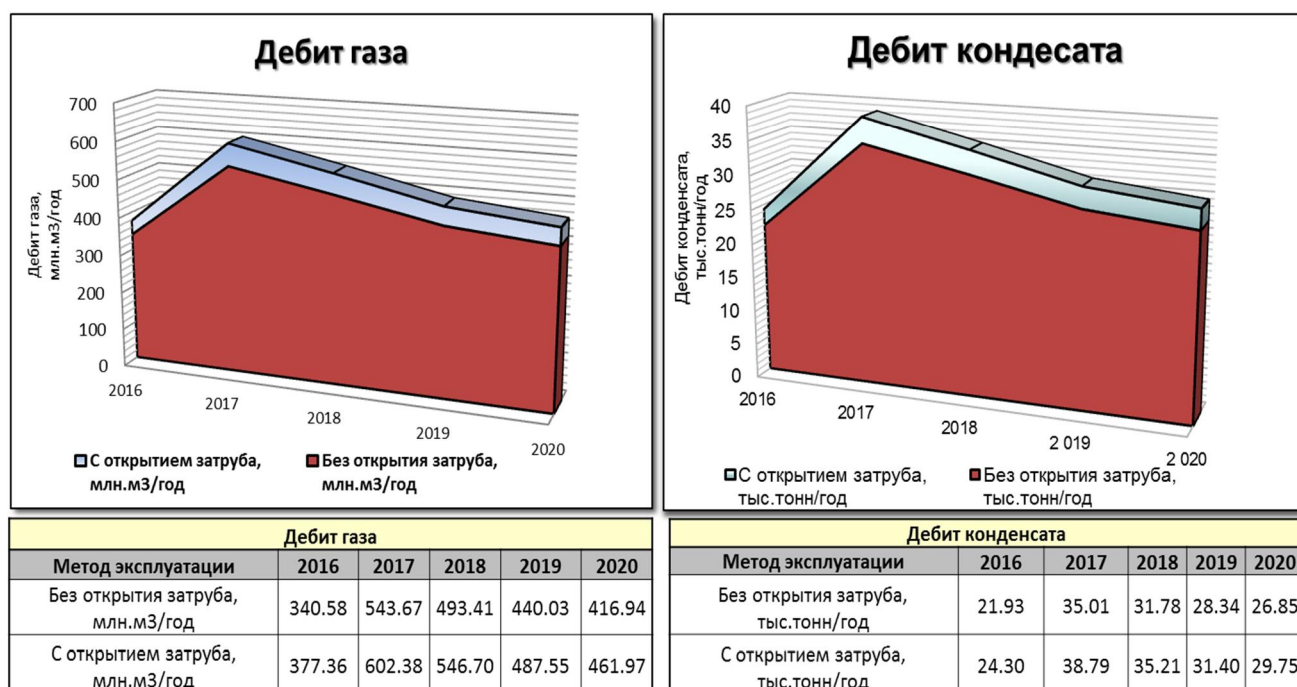


Рисунок 36 – Показатели прироста дебита скважины «Х»

**В первый год реализации проекта средний прирост дебита составит:**

- по газу — 172 тыс. м<sup>3</sup>/сут;
- по конденсату — 11 тонн/сут.

**Накопленный прирост УВ на 01.01.2021 составит:**

- по газу — 241,3 млн. м<sup>3</sup>;
- по конденсату — 15,5 тыс. тонн.



3. Постоянный мониторинг изменения пластового давления и температуры объекта эксплуатации (как в процессе эксплуатации, так и при проведении исследований);
4. Возможность подачи на забой скважины ингибиторов разного типа и назначения;
5. Высокий экономический эффект;
6. Небольшой срок окупаемости проекта.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:**

1. Истомин В.А., Квон В.Г. «Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа» -М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 506с.
2. Бухгалтер Э.Б. «Метанол и его использование в газовой промышленности.» - М.: Недра, 1986, - 283с.
3. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. «Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах.» - М.: Недра, 1976, 197с.
4. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
6. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
7. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
8. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
9. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
10. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
11. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.
12. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

## Приложение А

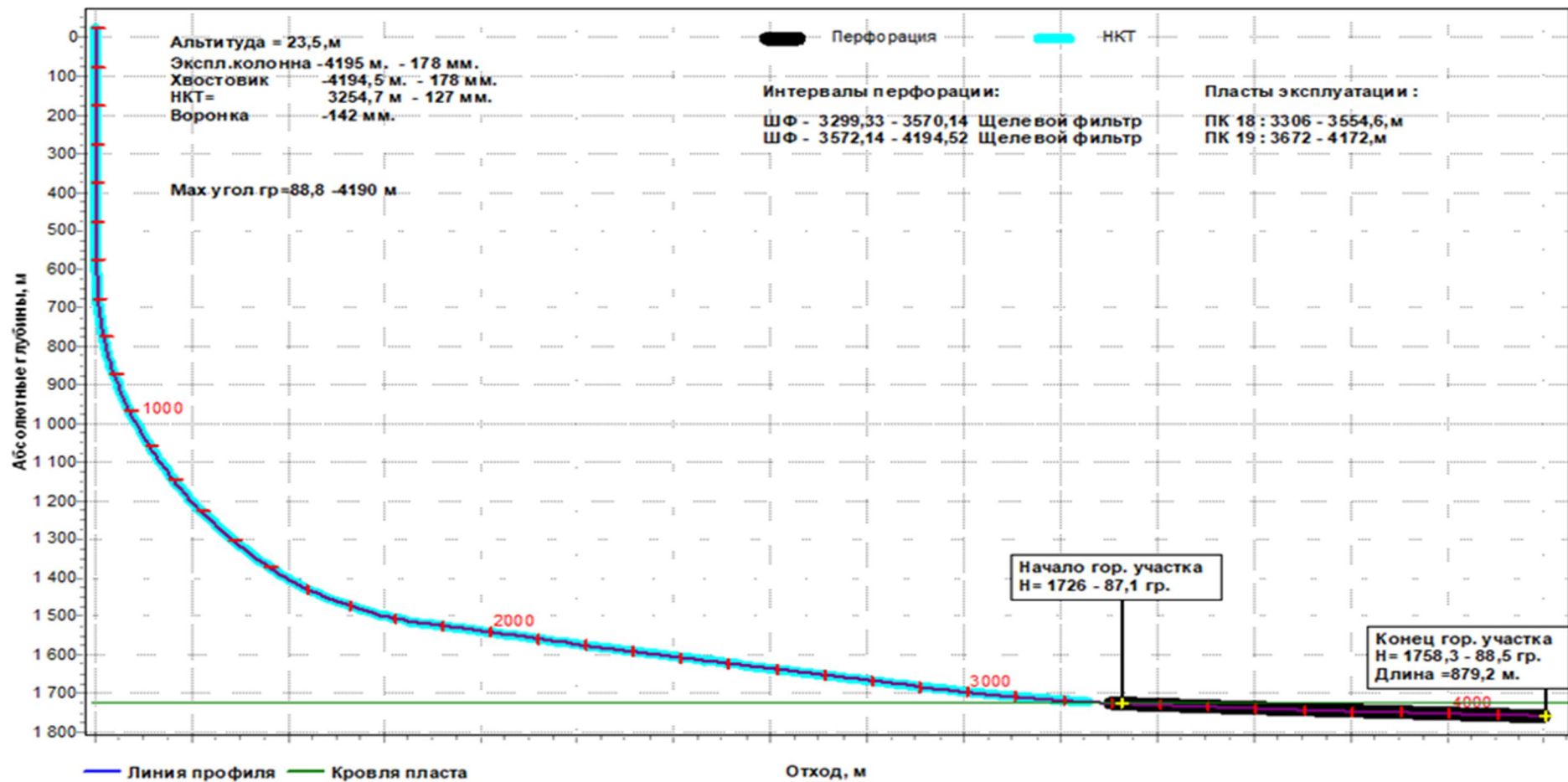


Рисунок 8 – профиль скважины «X» Юрхаровского НГКМ

## Приложение Б

Таблица 3 – Результаты моделирования спуска капиллярного полимерно-металлического трубопровода

| № п/п | Описание  | Значение       |
|-------|---|----------------|
| 1     | Спуск, подъем оборудования на представленном КПМТ, кг   | Без осложнений |
| 2     | Расчетное значение веса КПМТ на поверхности длиной 3500м. в атмосферных условиях, кг  | 7350           |
| 3     | Расчетное значение веса КПМТ в скважине с учетом профиля, кг  | 1053           |
| 4     | Расчетное значение веса КПМТ в скважине с учетом профиля и устьевого давления 3,6 МПа, кг*  | 462            |
| 5     | Максимальный вес на устьевое оборудование во время спуска / подъема, кг   | 1050 / 1835    |
| 6     | Интервал прохождения при максимальной нагрузке на устьевое оборудование при спуске / подъеме, м.  | 1790 / 3499    |
| 7     | Максимальная растягивающая нагрузка на КПМТ, кгс  | 945,08         |
| 8     | Усилие, требуемое податчику КПМТ на начальном этапе спуска оборудования, кг.  | 593            |
| 9     | Расчетная глубина окончания действия выталкивающего усилия, за счет набора собственного веса КПМТ, согласно диаграммы «Пройодимость КПМТ на спуск», м | 783            |
| 10    | Нагрузка винтового и синусоидального изгиба   | Отсутствует    |
| 11    | Коэффициент трения в колонне  | 0,15-0,3       |
| 12    | Скорость СПО, м/мин   | 10             |
|       | Коэффициенты  |                |
| 13    | Коэффициент трения в обсадной колонне   | 0,15           |
| 14    | Коэффициент трения в открытом стволе  | 0,3            |
| 15    | Уточняющий коэффициент для расчета нагрузки   | 0              |

|    |                |    |
|----|----------------|----|
| 16 | Шаг расчета, м | 10 |
|----|----------------|----|

### Вес на крюке / Зоны Баклин эффекта

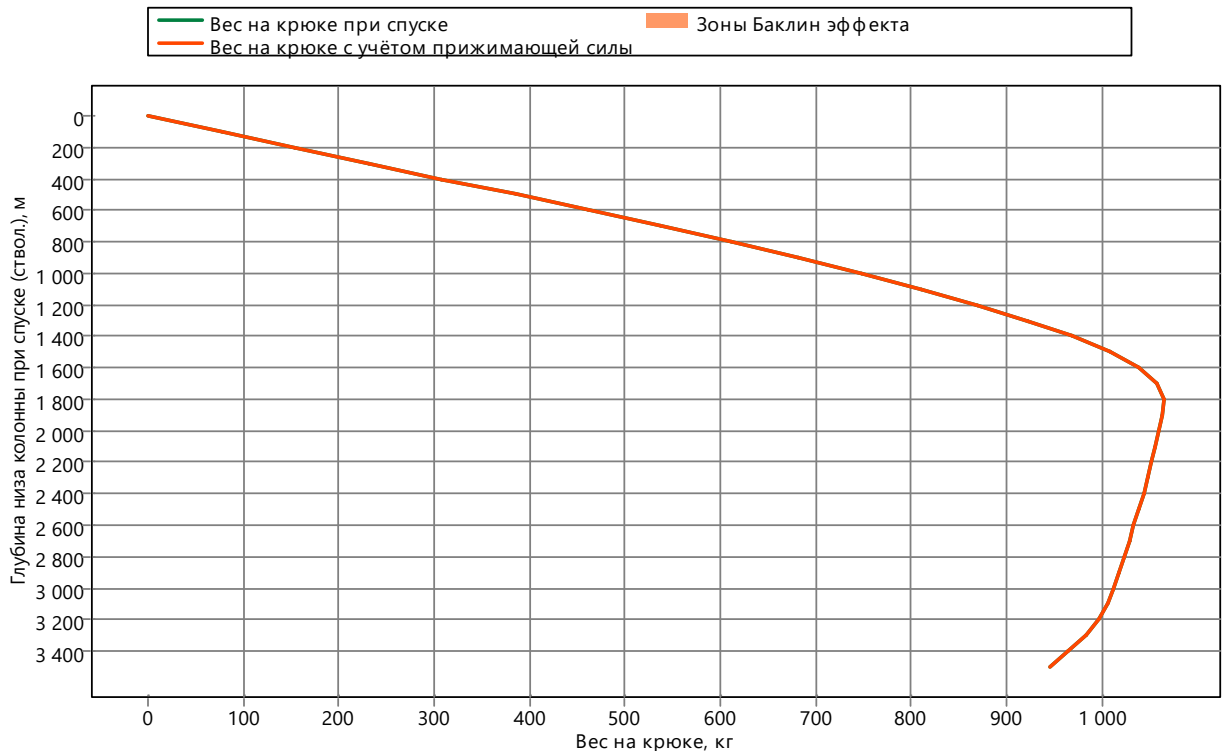


Рисунок 27 – Вес на крюке / зоны Баклин эффекта при спуске

### Нагрузки в конце интервала

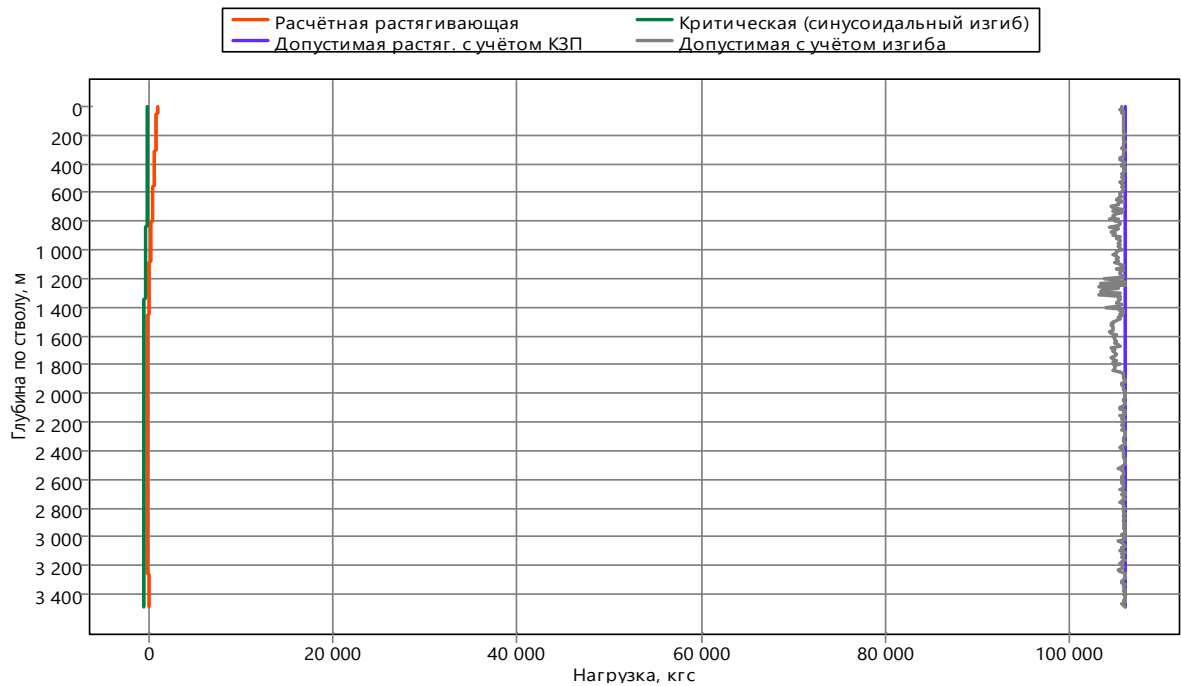


Рисунок 28 – Нагрузка в конце интервала при спуске

# Подъём/подрыв КИТМ

## Вес на крюке / Зоны Баклин эффекта

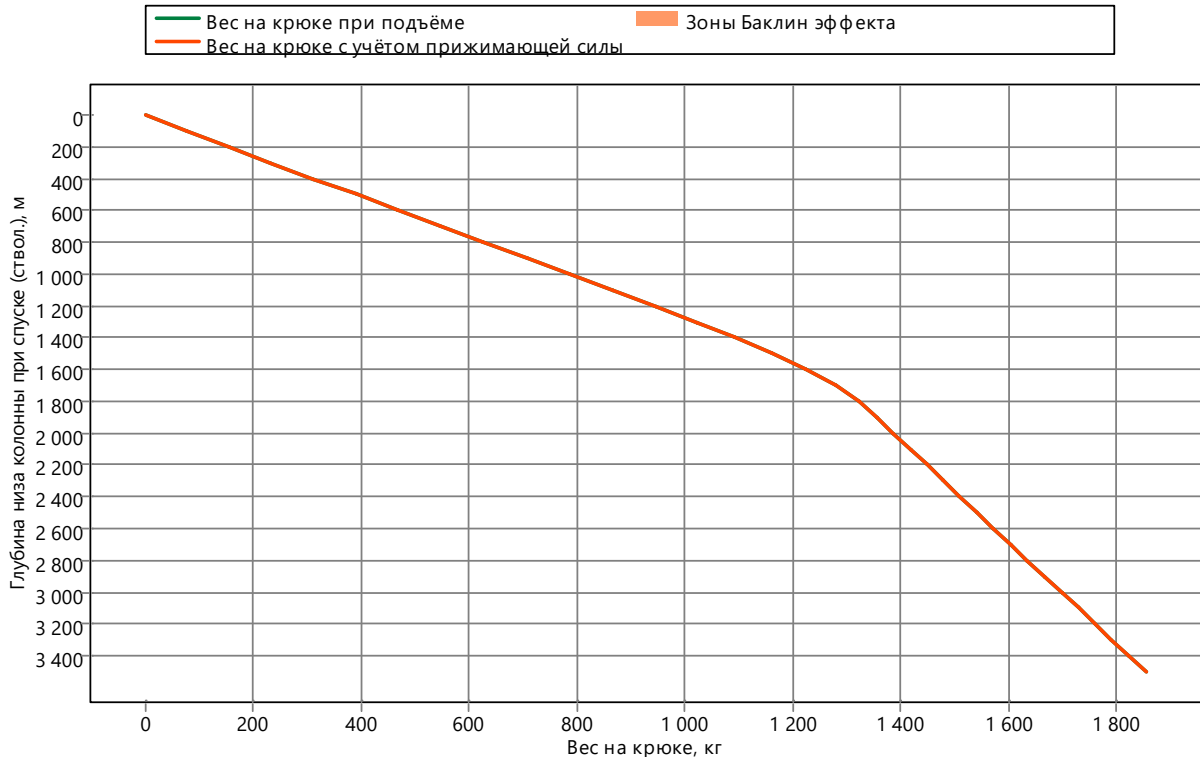


Рисунок 29 – Вес на крюке / зоны Баклин эффекта при подъёме

## Нагрузки в конце интервала

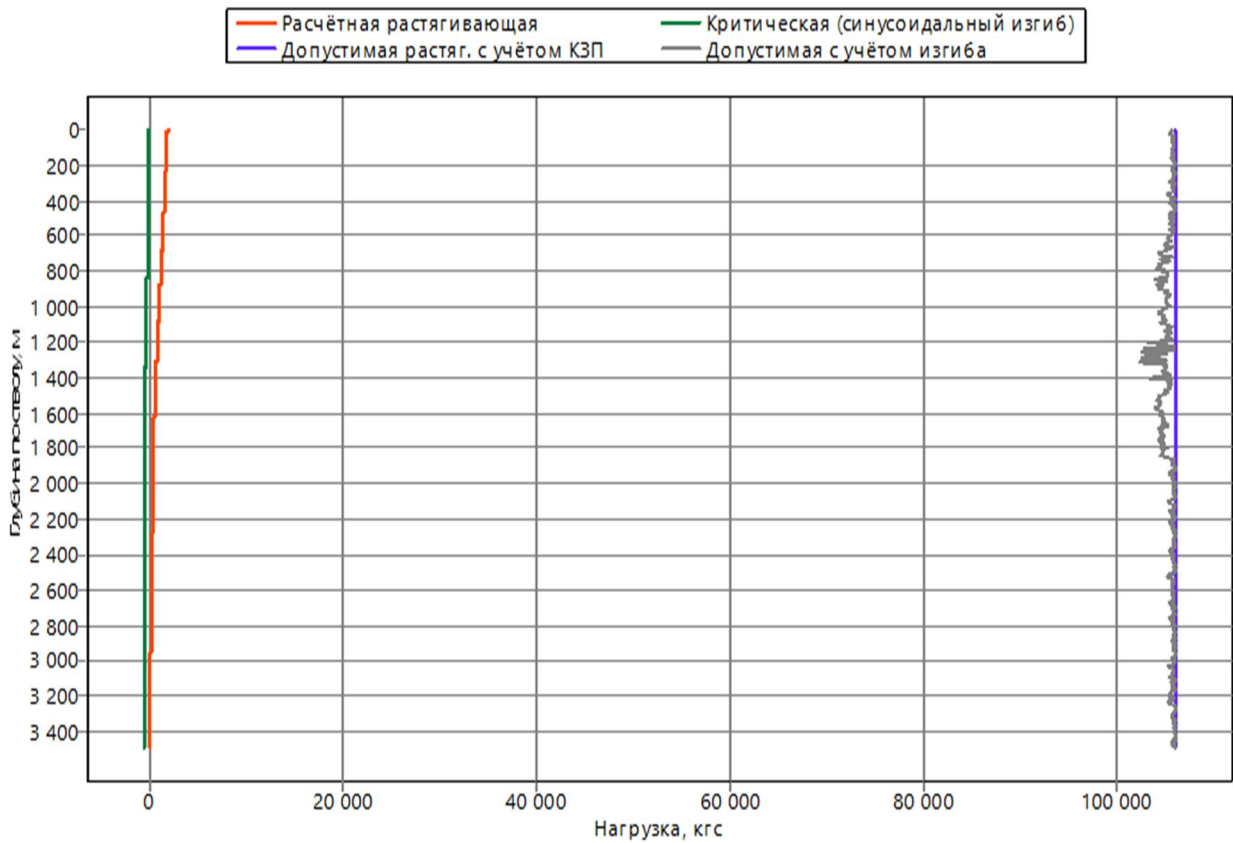


Рисунок 30 – Нагрузка в конце интервала при подъеме  
Подъём/подрыв КПМТ без осложнений!

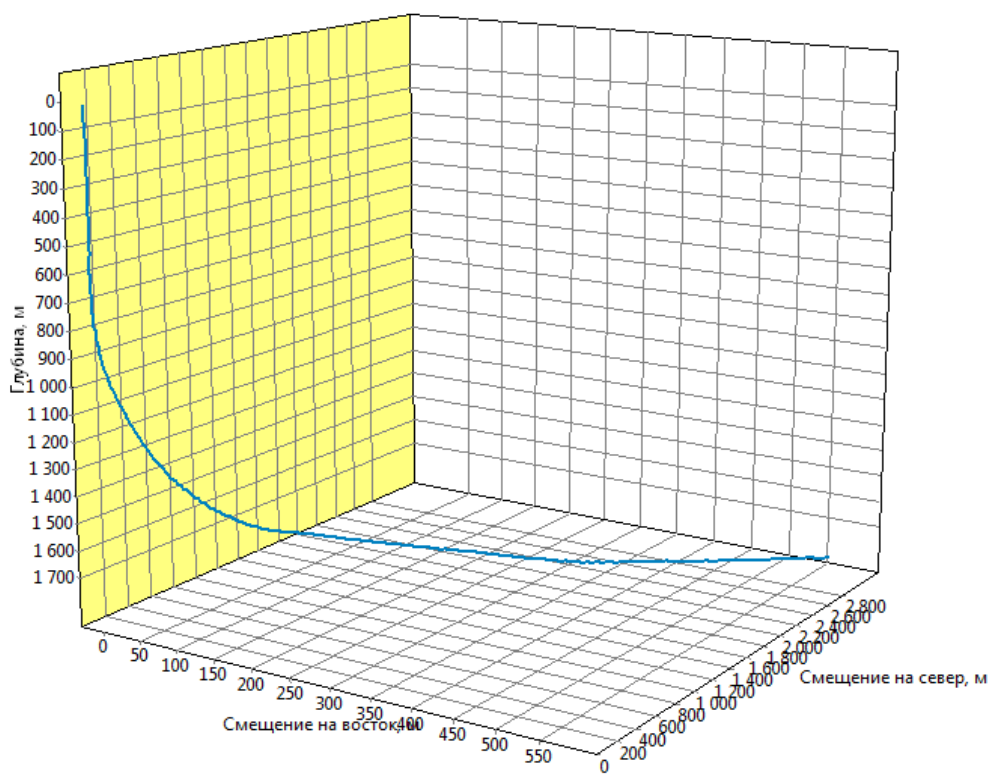


Рисунок 31 – Пространственный профиль скважины «Х»

## Результаты моделирования в ПО «РЕТЕХ»

Моделирование в ПО «РЕТЕХ» на режиме (трубки открыты / заруб закрыт) (рисунок 32) и на режиме (трубки открыты / заруб открыт) (рисунок 33).

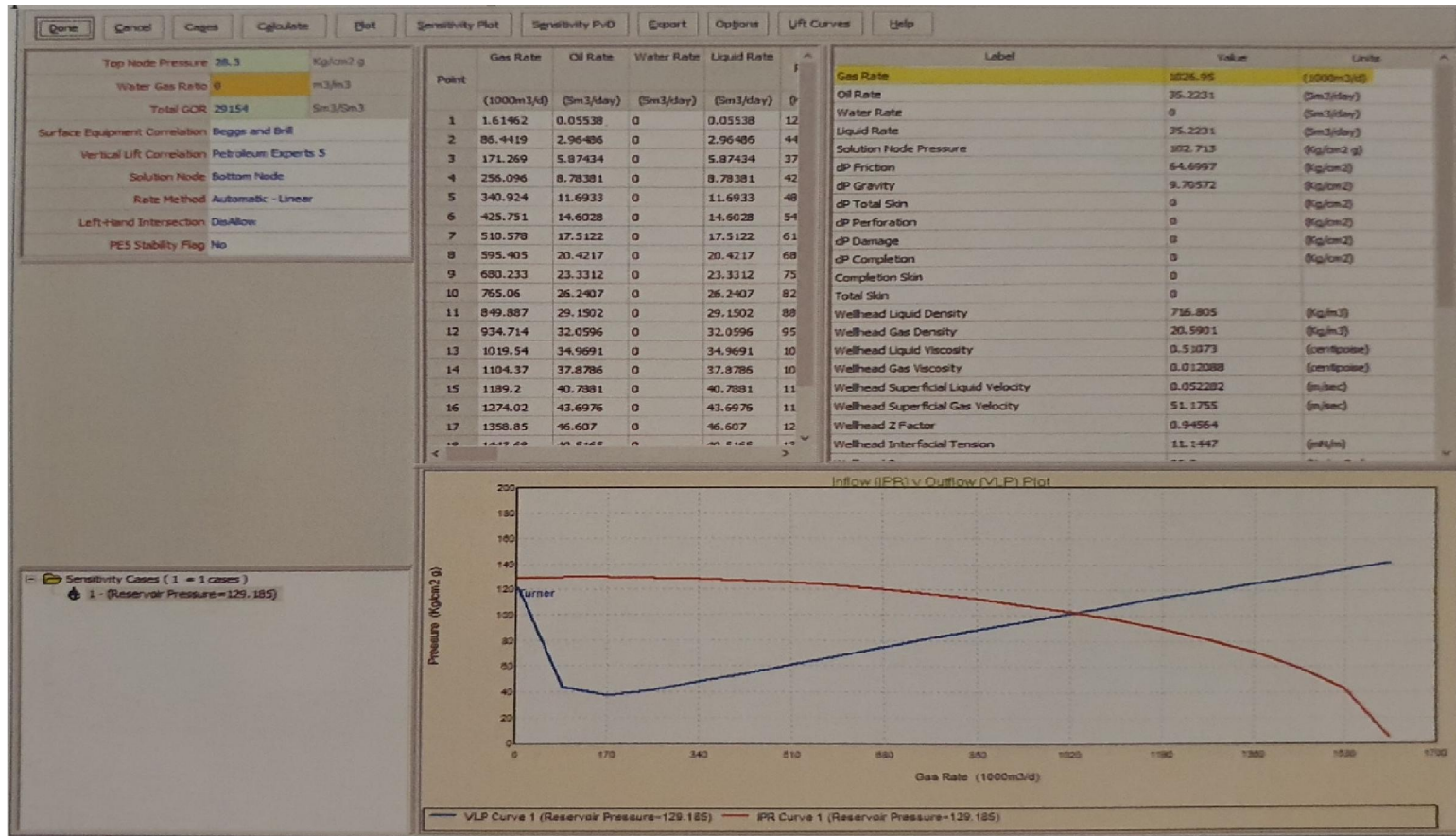


Рисунок 32- Моделирование в ПО «РЕТЕХ» на режиме (трубки открыты / заруб закрыт)



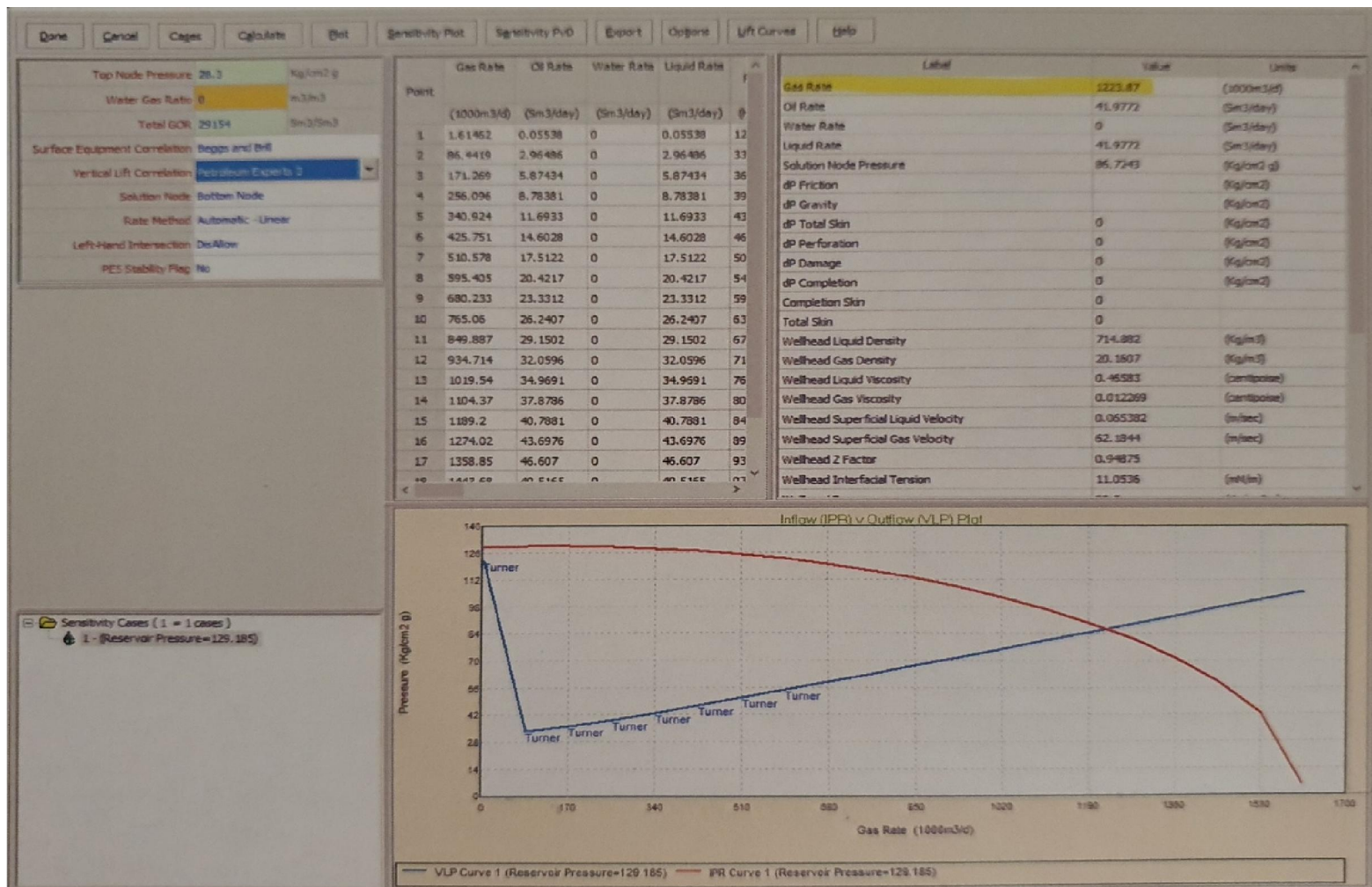


Рисунок 33 - Моделирование в ПО «РЕТЕХ» на режиме (трубки открыты / заруб открыт)

При проведении расчетов на модели учитывалась потеря площади сечения 127 мм НКТ от спуска 45 мм КПМТ во внутреннее пространство НКТ.

| Point | Label | Type      | Measured Depth<br>(m) | Tubing Inside Diameter<br>(mm) | Tubing Inside Roughness<br>(mm) | Tubing Outside Diameter<br>(mm) | Tubing Outside Roughness<br>(mm) | Casing Inside Diameter<br>(mm) | Casing Inside Roughness<br>(mm) | Flow Descrip |
|-------|-------|-----------|-----------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------|
| 1     |       | Xmas Tree | 0                     |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 2     |       | Tubing    | 3397.56               | 103                            | 0.001524                        | 127                             | 0.01524                          | 159.62                         | 0.001524                        | Both         |
| 3     |       | Casing    | 3800.77               |                                |                                 |                                 |                                  | 159.62                         | 0.001524                        |              |
| 4     |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 5     |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 6     |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 7     |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 8     |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 9     |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 10    |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 11    |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 12    |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 13    |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 14    |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 15    |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |
| 16    |       |           |                       |                                |                                 |                                 |                                  |                                |                                 |              |

Рисунок 34 – Расчет потери площади сечения насосно-компрессорных труб