

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

|                                                                                                                                           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <small>Тема работы</small><br><b>ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ<br/>МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

УДК 622.276:665.6-021.467(571.1)

Студент

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 3-2Б4Г | Панов Никита Александрович |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                             | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор | Коровкин Михаил<br>Владимирович | д.ф.-м.н.                 |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Креницына Зоя<br>Васильевна | к.т.н                     |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария<br>Сергеевна |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## Планируемые результаты обучения

| Код результата                                                                                   | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)                                                                                                                                                                 | Требования ФГОС,<br>критериев и/или<br>заинтересованных<br>сторон                                 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <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-4.2a) (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-3i), 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), (АВЕТ3e)                |
| <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, ПК17, 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                                                                        | Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)                                                   |

| <i>Код<br/>результата</i> | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>                                                                     | <i>Требования ФГОС,<br/>критериев и/или<br/>заинтересованных<br/>сторон</i> |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
|                           | <i>документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i> | <i>(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>                                               |

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

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** 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                        |
|--------|----------------------------|
| 3-2Б4Г | Панов Никита Александрович |

Тема работы:

|                                                                                                  |                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| Особенности добычи с высоким содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири |                      |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                                      | 1677/с от 04.03.2019 |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

07.06.2019

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b>                                               | Технологическая схема разработки месторождения, 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> | Влияние песка в скважинной продукции на процесс добычи. Причины выноса механических примесей. Способы прогнозирования выноса песка при эксплуатации скважин. Обзор современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с механическими примесями. Общая характеристика Когалымского месторождения. Расчет установки дополнительного оборудования. Технология подачи ингибитора. |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</b>            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| <b>Раздел</b>                                                                 | <b>Консультант</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |

|                                                                                                        |                                         |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»                                      | Доцент, к.т.н. Креницына Зоя Васильевна |
| «Социальная ответственность»                                                                           | ассистент Черемискина Мария Сергеевна   |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>                |                                         |
| Анализ условий эксплуатации добывающих скважин в условиях повышенного содержания механических примесей |                                         |
| Общая характеристика Когалымского месторождения                                                        |                                         |
| Комплексный подход как основной метод борьбы с механическими примесями на Когалымском месторождении    |                                         |
| Социальная ответственность                                                                             |                                         |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение                                        |                                         |

|                                                                                                 |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 19.03.2019 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО                          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Профессор | Коровкин Михаил Владимирович | д.ф.-м.н.              |         | 19.03.2019 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата       |
|--------|----------------------------|---------|------------|
| 3-2Б4Г | Панов Никита Александрович |         | 19.03.2019 |

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

---

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

Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2018/2019 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: | 7.06.2019 |
|------------------------------------------|-----------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)                                    | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 5.04.2019     | Влияние песка в скважинной продукции на процесс добычи                                   | 10                                 |
| 10.04.2019    | Причины выноса механических примесей                                                     | 15                                 |
| 21.04.2019    | Обзор современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с механическими примесями | 15                                 |
| 27.0.2019     | Характеристика района работ                                                              | 20                                 |
| 5.05.2019     | Расчет установки дополнительного оборудования                                            |                                    |
| 10.05.2019    | Технология подачи ингибитора                                                             | 10                                 |
| 13.05.2019    | Финансовый менеджмент                                                                    | 20                                 |
| 17.05.2019    | Заключение                                                                               | 10                                 |

Составил преподаватель:

| Должность     | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|---------------|------------------------|---------|------|
| Профессор ОНД | Коровкин М.В. | д.ф.-м.н.              |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## **Обозначения, определения и сокращения**

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**НФС** – низкое фильтрационное сопротивление;

**ПОТ** – потокоотклоняющая технология;

**ПАА** – полиакриламид;

**ВУС** – вязко-упругий состав;

**СПС** – сшитая полимерная система (состав);

**ПАВ** – поверхностно-активное вещество;

**ГОС** – гелеобразующий состав;

**ПГС** – полимер-гелевый состав;

**ОГС** – осадкогелеобразующий состав;

**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;

**ЖС** – жидкое стекло;

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны;

**ГФУ** – геолого-физические условия геолого-физических условий;

**ОЭ** – обратная эмульсия;

**ЩПСК** – щелочная полимерсуспензионная композиция;

**ОПР** –опытно-промышленные работы;

**ИНФП** – изменение направления фильтрационных потоков;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ХОС** – химическая обработка скважин;

**ГСМ** – горюче-смазочные материалы.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 77 страниц, в том числе 14 рисунков, таблиц 15, 1 приложение. Список литературы включает 46 источника.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, механические примеси, фильтры механической очистки, ингибитор.

Объектом исследования являются механические примеси и методы борьбы с ними.

Цель работы – исследовать особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири и методы их снижения

В процессе исследования были рассмотрены причины образования механических примесей, их влияние на работоспособность скважины, современные методы и технологии защиты продукта и оборудования.

В результате исследования выявлен положительный экономический эффект от применения комплексного подхода по защите продукта и оборудования от воздействия механических примесей, а конкретнее от применения фильтров механической очистки и использования ингибитора.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, и характеризующихся высокой степенью механических примесей.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....                                                                                                         | 10 |
| 1.1 Влияние песка в скважинной продукции на процесс добычи.....                                                        | 12 |
| 1.2 Причины выноса механических примесей.....                                                                          | 16 |
| 1.3 Обзор современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с механическими примесями .....                     | 19 |
| 2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОГАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ....                                                                 | 32 |
| 2.1 Характеристика района работ.....                                                                                   | 32 |
| 2.2 Геологическое строение месторождения .....                                                                         | 36 |
| 2.3 Подсчет запасов нефти и газа .....                                                                                 | 39 |
| 3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД КАК ОСНОВНОЙ МЕТОД БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА КОГАЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....            | 42 |
| 3.1 Расчет установки дополнительного оборудования .....                                                                | 42 |
| 3.2 Технология подачи ингибитора.....                                                                                  | 46 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....                                                 | 51 |
| 4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по закачке ингибитора механических примесей в скважину ..... | 51 |
| 4.2 Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы .....                                                     | 52 |
| 4.3 Расчёт сметной стоимости работ.....                                                                                | 53 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....                                                                                      | 58 |
| 5.1 Производственная безопасность .....                                                                                | 58 |
| 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....                        | 58 |
| 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....                        | 60 |
| 5.2 Экологическая безопасность.....                                                                                    | 62 |
| 5.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха .....                               | 62 |
| 5.2.2. Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения .....                                  | 63 |
| 5.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения .....                                    | 63 |
| 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                                                                        | 65 |
| 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....                                                  | 67 |
| 5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства .....                                                     | 67 |
| 5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....                                                   | 68 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                                                                                       | 70 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....                                                                                 | 71 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

Актуальность данной работы связана с тем, что основные нефтяные месторождения в настоящее время находятся на поздней стадии разработки, характеризуются снижением продуктивности, повышением обводненности, ростом доли трудноизвлекаемых запасов, что в конечном итоге приводит к снижению нефтеотдачи пластов. Это создает необходимость проведения нефтяными компаниями множество методов увеличения притока нефти и повышения нефтеотдачи, основанных на физических, химических, тепловых, акустических, волновых и других принципах.

В процессе эксплуатации месторождений нефти и газа, неизбежно появление в продукции скважины коррозионно-опасных составляющих – например, песка. Несмотря на это, у большинства промысловых нефтегазопроводов отсутствует внутреннее антикоррозионное покрытие.

Отказы на трубопроводах имеют в основном точечный характер (вне зависимости от наличия коррозионных компонентов).

В мире более 250 млрд. тонн нефти подвижных разведанных запасов. Более 70 млрд. тонн нефти на Ближнем Востоке, первое место занимает Саудовская Аравия – 36 млрд. тонн, Россия в первой десятке.

Доля малодебитных скважин в РФ составляет около 30-40%, и большинство из них осложнены следующими факторами: высокое содержание свободного газа и механических примесей, коррозия, солеотложение.

Цель работы - исследовать особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири и методы их снижения.

Для достижения цели ставятся следующие задачи:

1. выявить влияние песка в скважинной продукции на процесс добычи;
2. изучить причины выноса механических примесей;
3. рассмотреть способы прогнозирования выноса песка при эксплуатации скважин;

4. провести обзор современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с механическими примесями и разработать прототип наилучшего метода.

Объектом исследования являются методы снижения механических примесей в процессе добычи нефти.

Научная новизна исследования заключается в обобщении разработок в области защиты оборудования скважины от механических примесей.

Практическая значимость работы заключается в расчете средств необходимых для установки дополнительного оборудования защиты от механических примесей, а именно фильтра механической очистки.

# 1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

## 1.1 Влияние песка в скважинной продукции на процесс добычи

Призабойная зона пласта (ПЗП) (критическая зона) – это часть нефтяного коллектора в непосредственной близости от прострелянной зоны пласта, где в процессе добычи происходит наибольшее изменение давления, наиболее всего подвержена процессам засорения коллектора, которое в значительной степени определяет продуктивность скважины в процессе добычи, условный радиус которой до 2 метров, на рисунок 1.

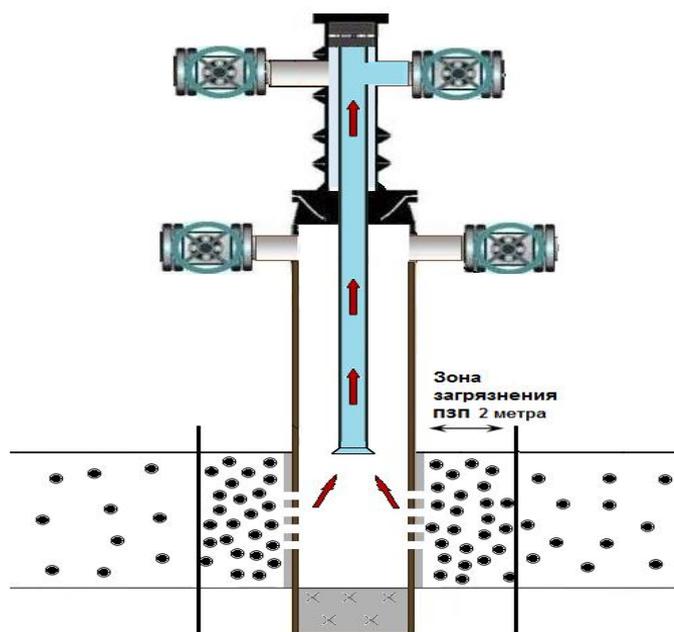


Рисунок 1 – Призабойная зона пласта скважин

Повреждение призабойной зоны пласта со снижением проницаемости приводит к снижению продуктивности скважины, которое может наступать при различных технологических операциях:

- при первичном вскрытии продуктивного пласта бурением скважины;
- во время крепления ствола скважины цементом;

- после вторичного вскрытия пласта при проведении ремонтных работ бригадами ПРС и КРС; в течение всей последующей эксплуатации скважины (АСПО, эмульсии, соли, мехпримеси) [5, 6].

Отрицательное влияние песка в продукции сводится к абразивному износу плунжерной пары, клапанных узлов и образованию песчаной пробки на забое. Песок также при малейшей негерметичности НКТ быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях, усиленно изнашивает штанговые муфты и внутреннюю поверхность НКТ, особенно в искривленных скважинах. Даже при кратковременных остановках (до 10 – 20 мин) возможно заклинивание плунжера в насосе, а при большом осадке – и заклинивание штанг в трубах. Увеличение утечек жидкости, обусловленных абразивным износом и размывом, приводит к уменьшению подачи ШСНУ и скорости восходящего потока ниже приема, что способствует ускорению образования забойной пробки. А забойная пробка существенно ограничивает приток в скважину. Снижение дебита вследствие износа оборудования и образования песчаной пробки вынуждает проведение преждевременного ремонта для замены насоса и промывки пробки. К «песочным» скважинам относят скважины с содержанием песка более 1 г/л. Можно выделить следующие четыре группы методов борьбы с песком при насосной эксплуатации.

Для большинства нефтяных месторождений Западной Сибири механические примеси составляют 35 - 50% от общего числа основных причин отказов глубинных насосов, тогда как коррозия – 20 - 25%, а солеобразование – 15 - 20%.

Механические примеси в процессе эксплуатации месторождений приводят к целому ряду осложнений. Прежде всего, выносимый из пласта песок является высокоабразивным агентом, против которого не могут устоять никакие стали [1].

Вынос механических примесей оказывает существенное влияние на показатели наработки УЭЦН.

В процессе переработки пластового флюида на месторождении происходит отделение газов, механических примесей и выделение более легких углеводородных фракций. Но полноценной очистки нефти от всех вредных включений в ней не происходит, так как оборудование очистки неспособно провести очистку от всех мелкодисперсных частиц механических примесей, взвешенные частички воды и кристаллических составляющих АСПО. Из-за неполноценности очистки нефти происходит коагуляция воды, газов и более вязких частиц нефти, таких как парафины, асфальтены и смолы. В процессе смешивания АСПО и механических примесей происходит формирование нефтяного шлам. [10]

Выявлено, что механические примеси являются одной из основных причин отказов работы оборудования, так как механические примеси, которые попадают во внутреннюю полость, скапливаясь внутри оборудования, вызывают его некорректную работу, что в последствии ведёт к поломке и остановку работы.

Исследования показали, что в призабойной зоне пласта, загрязненной твердыми частицами глинистого раствора, остатками продуктов бурения, частицами породы, проницаемость для нефти снижается в 5-6 раз [7]. Виды механических примесей показаны на рис. 2 и 3.



а) глина, АСПО, соли, проппант, ржавчина



б) проппант с окислами железа

Рисунок 2 – Пробы с забоя после ГРП со скважины № 904 (а) и 278 (б)



а) разрушенный проппант разного типа б) глина, проппант, окислы  
железа

Рисунок 3 – Пробы с забоя со скважины № 3507 ПГ (а) и 3056 ПГ (б)

Механические примеси оказывают необратимое влияние на большое количество оборудования на месторождении. Абразивному износу подвергаются большая часть металлического оборудования, наиболее активно

этот процесс протекает в местах повышенной скорости движения нефтяного флюида и давления. Сущность абразивного износа заключается в разрушении металла твердыми зёрнами механических примесей в процессе добычи, транспортировки, хранения и переработки со значительной скоростью на поверхность, при пластической деформировании и микрорезании трущихся поверхностей под высокие давления.

## **1.2 Причины выноса механических примесей**

К основным причинам загрязнения призабойной зоны пласта относятся засорение пористой среды твердой фазой бурового или промывочного раствора при первичном вскрытии пласта в процессе бурения скважины, в начале строительства скважины, на рис. 5. В зависимости от коллекторских свойств, твердая фаза глинистого раствора проникает на большие расстояния – до сотни метров [1, 2]

Продуктивные коллекторы месторождений Западной Сибири, представленные терригенными отложениями, почти всегда содержат глинистый материал. Большинство месторождений имеют два типа цемента: глинистый и карбонатный с преобладанием первого. В продуктивных коллекторах мелового возраста содержание глинистого цемента в среднем колеблется от 1-1,5 до 8-9 %. В продуктивных пластах юрских отложений содержание глинистого цемента возрастает до 20-25 %.

Глинистый цемент представлен хлоритом, гидрослюдой и каолинитом, отмечается в работах, что в отдельных пропластках пласта АВ1 Самотлорского месторождения содержание глинистого цемента может достигать 30 %.

Отмечается, что в высокопроницаемых песчаниках пласта АВ4-5 Самотлорского месторождения основными компонентами глинистого цемента являются каолинит и железистый хлорит, а в непроницаемых разностях этого же пласта преобладает гидрослюда и смешано-слоистые образования ряда гидрослюда с содержанием до 60-70 % разбухающих слоев.

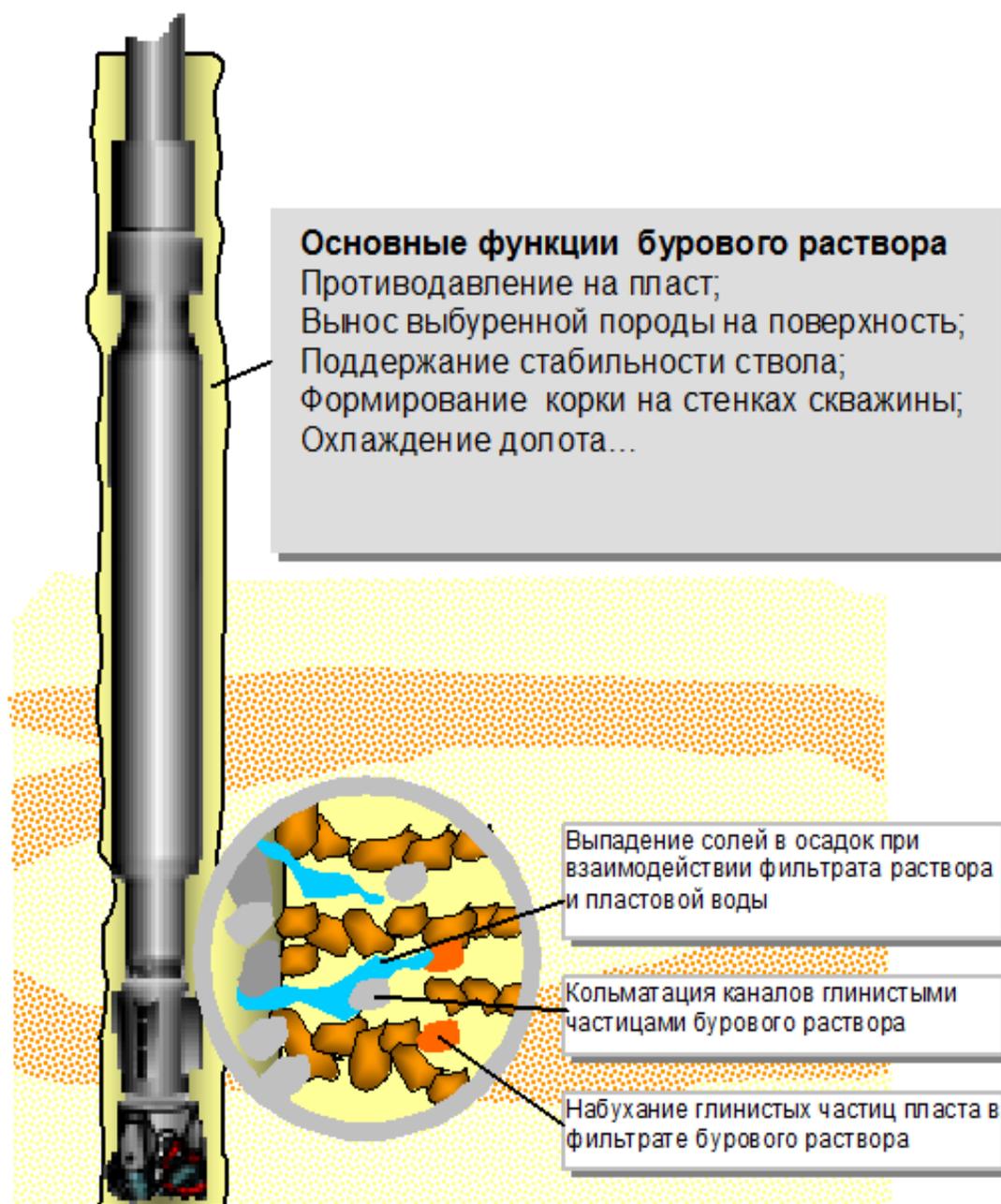


Рисунок 4 – Загрязнения призабойной зоны раствором бурения

В проницаемых песчаниках пласта БВ8 доминирует железистый хлорид (до 90-95 %). Проведенные авторами лабораторные исследования показали, что глинистый материал, выделенный из образцов песчаников пласта АВ4-5 Самотлорского месторождения, увеличивает свой объем в пресной воде в среднем на 15 %, а из пласта БВ8 на 27 %.

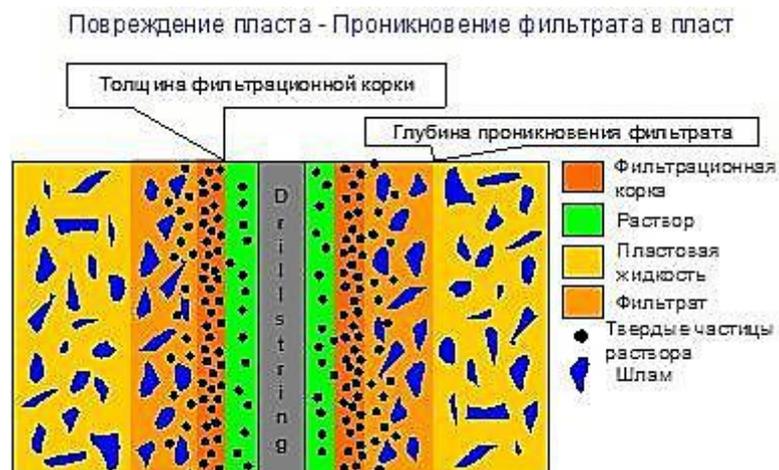


Рисунок 5 – Повреждение пласта с проникновением фильтрата в пласт

На рисунке 6 представлена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения: геологические (особенности залегания пласта-коллектора, литология); технологические (условия вскрытия пластов и эксплуатации скважин); технические (конструкция забоя).



Рисунок 6 – Источники механических примесей

Нефтяной шлам наиболее активно образуется в отдельно взятых емкостях, в которых скорость фильтрации флюида позволят коагулированию частицам АСПО с механическими примесями.

Работы по очистке весьма трудоемкий процесс и приобретает особое значение для головных станций с большими резервуарными парками, которые работают в условиях высокой годовой оборачиваемости. В связи с этим вопрос очистных работ в настоящее время привлекает к себе большое внимание, в следствии чего можно найти разнообразные методы и подходы к способу очистке резервуаров по хранению нефти, но не всегда ряд методов очистных работ подходит из-за физико-химического состава нефтепродуктов и природных условий местонахождения, строения резервуара и т.д.

Процентное содержание механических частиц в нефтяном шламе зависит во многом от свойств и вида слагающих горных пород нефтеносной пласт, метода и стадии разработки нефтяной скважины.

### **1.3 Обзор современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с механическими примесями**

Применяемые методы борьбы с песком условно можно разделить на три группы: механические, физико-химические, химические. Указанным методам посвящены работы отечественных и зарубежных специалистов в области добычи нефти и газа [12-15].

Механические методы защиты скважинного оборудования от выноса песка включают установку: скважинных фильтров, фильтров скважинных насосных установок, сепараторов механических примесей [16,17]. К фильтрам, спускаемым на обсадной колонне (ОК), относятся: скважинные фильтры в виде перфорированной части ОК; извлекаемые, устанавливающиеся в качестве хвостовика ОК или на пакере ниже части спускаемой колонны. К фильтрам, спускаемым в компоновке колонны НКТ на пакере или в составе насосной установки, относятся: фильтры-насадки трубные, фильтры входные модульные, сепараторы механических примесей, шламоуловители. Их недостатком является технологическая сложность проведения операции по установке и извлечению фильтров из скважины, низкий коэффициент улавливания,

элементы фильтров подвержены коррозии и эрозии.

Физико-химические методы укрепления ПЗП основаны на проведении малотоннажного гидроразрыва с закачкой крупнозернистого песка или проппанта в пласт, с последующим термическим (спекание) или химическим (склеивание) закреплением. Из недостатков их можно выделить неустойчивое состояние проппанта, его вымывание в скважину, технически трудоемкую операцию.

Химические методы укрепления ПЗП основаны на образовании системы «песок-твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на основе синтетических смол требует мало времени и относительно низких затрат [18-35]. Характеристики основных составов, используемых для крепления слабосцементированных коллекторов приведены в таблице 1.

Составы на основе кремнийорганических соединений используются для закрепления песка в слабосцементированном коллекторе, но основная область применения составов - проведение водоизоляционных работ (ВИР). Сущность применения кремнийорганических соединений для проведения ВИР заключается в способности соединений подвергаться гидролизу с образованием геля кремневой кислоты.

Таблица 1 – Характеристика химических составов для укрепления слабосцементированного коллектора в нефтяных и газовых скважинах

|   | <b>Группа химических</b>       | <b>Формула основного вещества</b>                                                                                                                           | <b>Отвердитель (добавка)</b> | <b>Растворитель</b>                            |
|---|--------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------------------------------|
| 1 | Кремнийорганические соединения | Алкоксисилан и его производные $(R)_n Si(OR)_{4-n}$ $N=0-3$ ; $R$ -алкил $C_1 - C_3$ ; $R - H$ , или органофункциональная группа, например: $NH_2CH_2CH_2-$ | Вода + специальные добавки   | Вода, ксилол, ароматические растворители и др. |

|   |                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                |                             |
|---|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| 2 | Конденсационные смолы на основе формальдегида (карбамидоформальдегидная смола, резорцинформальдегидная, фенолформальдегидная и т.п. ) | $HO-[CH_2-NH-CO(CH_2)-]_n-H$<br>Карбамидоформальдегидная смола - продукт поликонденсации карбамида с формальдегидом.                                                                                          | Специальные добавки*, или температура 90 °С, *формалин, уротропин, органические и минеральные кислоты, щелочи. | Керосин, ацетон, вода и др. |
| 3 | Эпоксидная смола                                                                                                                      | $-[O-C_6H_4-C(CH_3)_2-C_6H_4-O-CH_2-C(OH)-CH_2-]_n-$<br>эпоксидная смола - продукт конденсации эпихлоргидрина с бисфенолом А, n = 0-25                                                                        | Полиамины, многоосновные кислоты и др.                                                                         | Кетоны, эфиры, спирты и др. |
| 4 | Уретановый предполимер                                                                                                                | $-C(O)-NH-R^1-NH-C(O)-O-R^2-O-C(O)-NH-R^1-NH-C(O)-O-R^2-O-$<br>Полиуретаны - продукт взаимодействия соединений, содержащих изоцианатные группы с би- и полифункциональными гидроксилсодержащими производными. | Вода                                                                                                           | Низшие кетоны, спирты и др. |

Эти гели обладают высокой температурной устойчивостью, но их образование происходит в полном поровом объеме пласта, в результате снижая его проницаемость.

Конденсационные смолы на основе формальдегида являются двухкомпонентными системами. При их использовании необходимы специальные вещества - отвердители, усложняющие процесс проведения ремонтных работ. Их отверждение также происходит в поровом объеме, способствуя снижению проницаемости пласта. Недостатком данных составов является исходная высокая вязкость, может достигать 3500мПа\*с, что затрудняет обработку пласта.

На Уренгойском ГКМ было проведено более 80 успешных скважин-операций по установке внутрислоевого фильтра. На одной из скважин было проведено исследование распределения внутрислоевого фильтра в пласте методом радонового индикатора, для повышения эффективности ремонтных работ. Сущность метода радонового индикатора состоит в том, что

поступление в пласт меченого технологического раствора контролируется способом гамма-каротажа (рис. 7).

На рисунке приведены данные распределения объемов закрепленных фрагментов внутрипластового фильтра, которые пропорциональны интенсивности гамма-излучения регистрируемого прибором ГИС [36].

Обзор существующих химических методов борьбы с пескопроявлением показывает широкое их использование при проведении ремонтных работ на скважине. Для этих целей используется большое разнообразие химических реагентов, преимущественно на основе полимеров. Разнообразие применяемых составов вызвано необходимостью учета геологопромысловых условий конкретного месторождения или скважины.

Таким образом, обзор приведенной литературы показал, что промысловые испытания химических методов на основе различных составов проводятся с разной долей успешности.

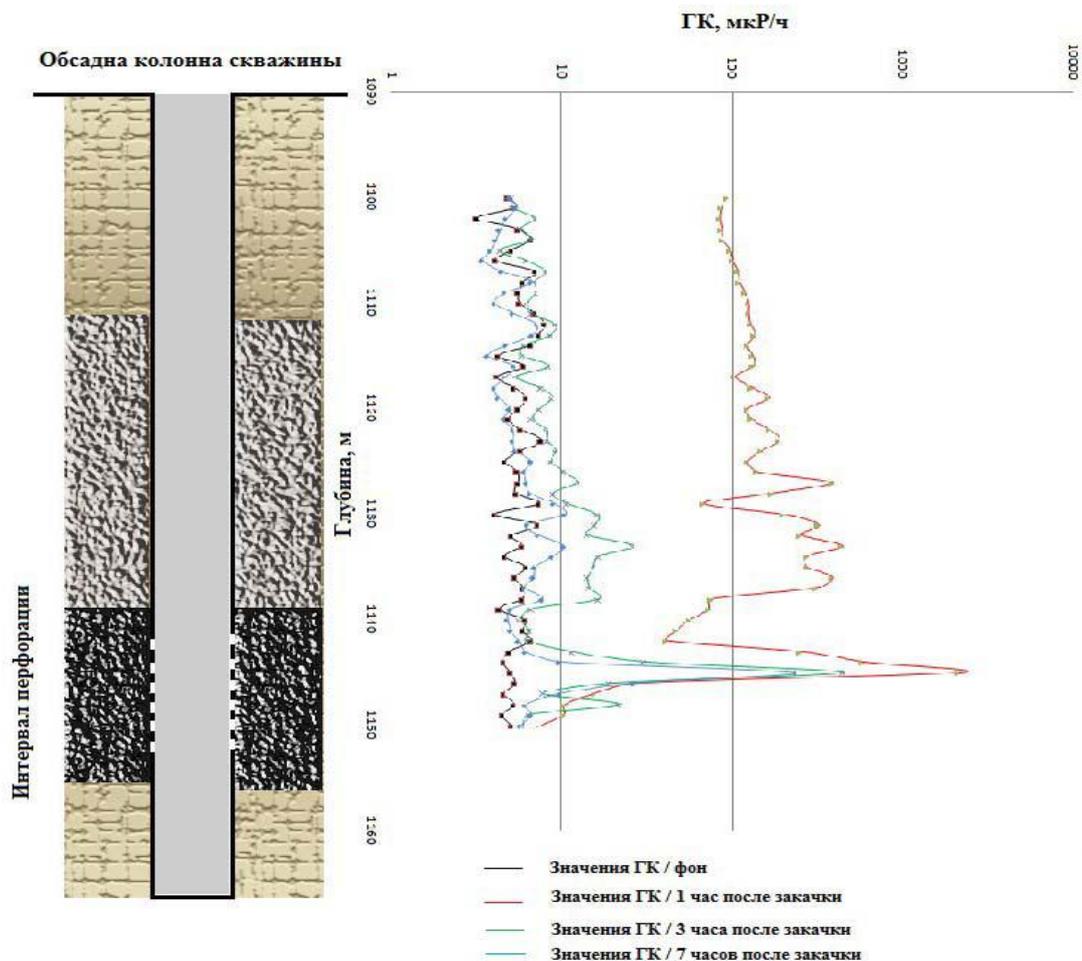


Рисунок 7 – Профиль распределения состава предполимер-растворитель (ИПНГ-Пласт) меченого радоновым индикатором

В настоящее время происходит поиск новых и усовершенствование существующих методов с целью достижения оптимальных показателей прочностных и фильтрационных свойств. Имеющиеся источники информации позволяют сформулировать некоторые общие требования к результатам химического воздействия на призабойную зону скважины:

- минимальное воздействие на фильтрационные свойства коллектора и ПЗП, снижение проницаемости не более 15-20%;
- достижение прочностных свойств закрепленного коллектора не менее 1-3 мПа

Предприятия, входящие в Группу компаний «Римера», разработали ряд технических решений, обеспечивающих высокий ресурс оборудования даже в самых сложных условиях эксплуатации в рамках проекта «Белая скважина».

В рамках проекта «Белая скважина» предлагается концептуальная разработка специалистов ЗАО «Римера» и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина – установка погружного многоступенчатого центробежного насоса с особой конструкцией ступеней, насоса и элементов установки. Разработанные технические решения защищены патентами на изобретения [1, 2].

Следует отметить, что засорение механическими примесями и солеотложение снижают межремонтный период работы скважин (МРП), отрицательно влияют на добычу, требуют значительных вложений в ремонт скважин и проведение технологических обработок. Применяемые методы предотвращения отказов и защиты не всегда эффективны. Специалисты ЗАО «Римера» разработали ступень 5-20 на номинальную подачу  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$  с шириной каналов проточной части как у ступени на  $125 \text{ м}^3/\text{сут}$  (рис. 8.).

Ступень отличают высокие показатели энергоэффективности и оптимальная подача в заданном рабочем диапазоне. Насосы с широкими каналами, например, на  $80 \text{ м}^3/\text{сут}$  и, тем более  $125 \text{ м}^3/\text{сут}$ , эффективно работают при высокой концентрации механических примесей, в условиях отложения солей, большого наличия свободного газа. Ступени изготовлены из литого нирезиста, который качественно превосходит традиционный порошковый материал по совокупности коррозионной стойкости и износостойкости.

Согласно API 610 (стандарт надежности и безопасности, разработанный Американским институтом нефти для насосов с торцевыми уплотнениями для нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности), рекомендованная зона работы насоса лежит в пределах от 0,7 до 1,1 от оптимальной подачи. Допускается лишь кратковременная работа на подаче 0,5-0,7 от оптимальной. При работе за пределами рекомендуемой зоны возникают обратные токи, которые приводят к пульсациям давления и вибрации, увеличению осевой и радиальной силы, которая действует на рабочее колесо каждой ступени. Кроме

того, при работе на подаче менее 0,5 от оптимальной происходит деформация напорной характеристики характеристика, возникает вероятность помпажа, образования газовой пробки и срыва подачи при наличии даже небольшого количества свободного газа на входе в насос [3].

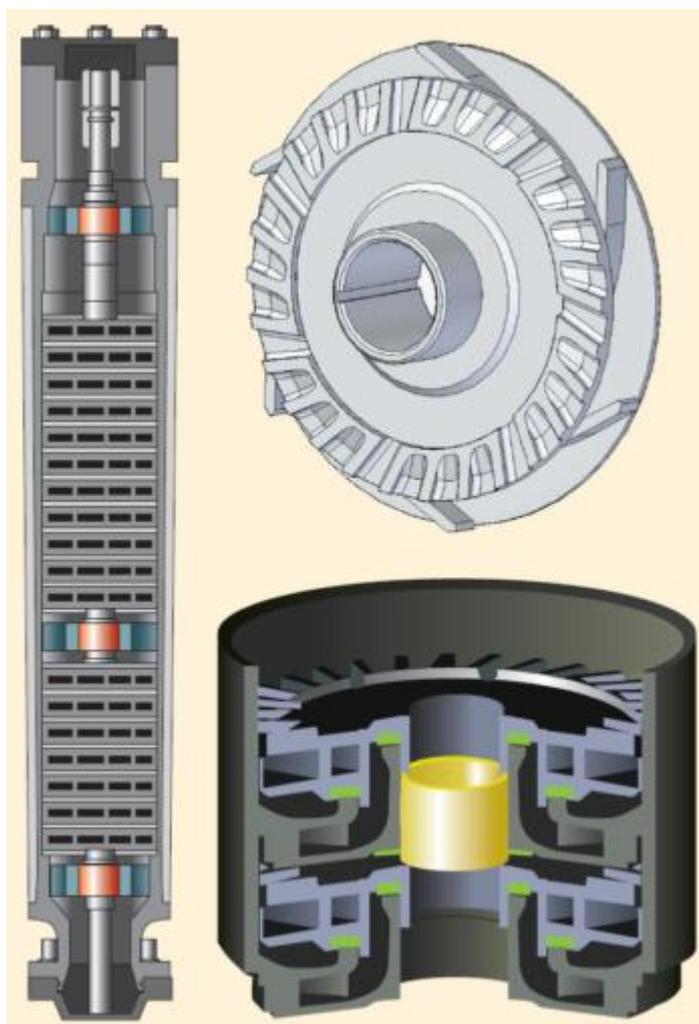


Рисунок 8 – Насосы 5-20 с широкими каналами проточной части  
Насосы с расширенными каналами успешно прошли ОПИ.

Западные производители ЭЦН предлагают эксплуатировать скважины с дебитом жидкости  $25 \text{ м}^3/\text{сут}$  насосами с оптимальной подачей  $125 \text{ м}^3/\text{сут}$ , например, УЭЦН Schlumberger – REDA Continuum. При этом номинальная подача будет составлять 0,2 от оптимальной. Следует отметить, что эта западная разработка с необоснованно широким рабочим диапазоном по всем параметрам, таким как эффективность, КПД и надежность, уступает предлагаемой нами установке 5-20 с широкими каналами проточной части.

Рабочие колеса насоса укомплектованы дополнительным лопаточным венцом особой конструкции, который позволяет снижать действующую на рабочее колесо осевую силу почти в три раза. За счет сочетания ячеек и каналов в дополнительном лопаточном венце происходит эффективное диспергирование газожидкостной смеси, поэтому допустимое содержание свободного газа увеличено на 10%.

Ступени изготовлены из литого нирезиста, который превосходит традиционный низколегированный порошок, из которого делают ступени наши конкуренты, по совокупности таких параметров, как коррозионная стойкость и износостойкость [4].

Испытания материалов в абразивной среде показали, что при воздействии на поверхность только абразива, скорость изнашивания образцов материалов принимает близкие значения. Однако у образца направляющего аппарата из ЖГР, который предварительно испытывали в коррозионноактивной среде (1,5%-ная соляная кислота), скорость изнашивания увеличилась почти в три раза. То есть, если рабочие органы из ЖГР предварительно подвергались воздействию раствора кислоты, их износостойкость в абразивной среде снижалась.

В этом случае особо ярко показывают себя преимущества нирезиста как материала более стойкого к воздействию «промывов» [4].

Радиально-стабилизированные насосы компрессионной схемы сборки относятся к самому высокому классу оборудования по износоустойчивости [5]. Это самое надежное погружное оборудование УЭЦН. Традиционно ЭЦН данного типа делают на высокие подачи (от 200 м<sup>3</sup>/сут), поскольку на меньших номинальных подачах заметно снижаются энергетические параметры насоса.

Специалистам ЗАО «Римера» и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина удалось усовершенствовать конструкцию, сделав линейку ЭЦН на весь диапазон подач. Исходя из опыта эксплуатации, мы считаем, что малорасходные насосы следует делать в компрессионном исполнении. Компрессионные насосы надежно работают в левой зоне НРХ, с высоким

содержанием свободного газа, так как осевая нагрузка воспринимается осевой опорой в ГЗ. В правой зоне всплытие не наблюдается. Поэтому можно расширить рабочую зону насоса.

Недостаток компрессионных насосов состоит в сложности сборки: при сборке на скважине необходимо обеспечивать точную стыковку валов, иначе все преимущества конструкции обратятся в ее недостатки. В данной конструкции предельно упрощена сборка компрессионного насоса, исключена сложная операция шимсования, для точного выставления валов используется приспособление, которое исключает необходимость использования инструмента, субъективной ошибки.

Можно отметить надежную работу насосов на 15 и 25 м<sup>3</sup>/сут в ОАО «Сургутнефтегаз» (текущая наработка составляет 4,5 года), в ОАО «Томскнефть» ВНК (три года). Нарботка более чем в три раза превышает наработку насосов, которые ранее применялись в данных скважинах. Способность компрессионных насосов работать непрерывно от 3 до 5 лет без извлечения из скважины позволяет значительно экономить на ремонте и монтаже насосных установок.

После приработки опорных шайб вся осевая сила воспринимается осевой опорой в гидрозащите. В результате КПД у компрессионных насосов может быть на 10-15% выше, чем у погружных ЭЦН в традиционном исполнении [6].

Производство гидродинамических подшипников для ГЗ освоено ОАО «АЛНАС», в настоящий момент изделия проходят ОПИ. Сегменты подпятника гидрозащиты покрыты полимерным антифрикционным материалом РЕЕК. За счет этого гидрозащита способна воспринимать осевую нагрузку до 35 кН (3500 кгс).

Компрессионные насосы разработаны в габаритах 3, 4, 5, 5А, 6 в диапазоне подач от 15 до 1500 м<sup>3</sup>/сут.

Ступень обеспечивает работу в зоне оптимума КПД на соответствующих подачах, поскольку насосы ЭЦН5-125 и ЭЦН5-200 работают

на этой подаче за пределами зоны оптимума, что приводит к повышенному износу опорных шайб и снижению ресурса насосов из-за повышенной осевой силы или циклического всплытия. Специалисты ООО «АЛНАС» успешно завершили опытно-промысловые испытания насосной установки на скважинах Игольского, Тагайского месторождения ОАО «Томскнефть» и Ишуевского месторождения ПАО «Оренбургнефть». Новая техника рекомендована к серийному производству.

Насосы со ступенями 5-280 по энергетическим параметрам не уступают известным аналогам и также успешно прошли ОПИ на скважинах Южно-Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» и Долговского месторождения ПАО «Оренбургнефть», после чего были переданы в серийное производство.

Комплектные установки включают высокооборотный насос в компрессионном исполнении, в том числе вентильный двигатель, специальную гидрозащиту, скважинный центратор, блок смещения.

На внутреннем диаметре ступицы направляющего аппарата со стороны ступицы рабочего колеса выполнена проточка, диаметр которой заведомо больше наружного диаметра ступицы рабочего колеса. На валу для каждой ступени установлена уплотнительная бронзовая или бронзографитовая втулка, длина которой составляет не менее 50% длины ступицы направляющего аппарата. Цельнолитые рабочие колеса изготавливаются с дополнительным лопаточным венцом на ведущем диске.

Новая геометрия проточной части позволила увеличить напор в среднем на 20-30%, КПД на 5-7%.

За счет второй опоры и полноразмерной ступицы ресурс увеличен в среднем на 30% за счет снижения удельной нагрузки в осевом и радиальном направлении, а также за счет того, что устраняется попадание механических примесей в радиальную пару трения в каждой ступени.

При эксплуатации УЭЦН эрозионный износ происходит при действии абразивных частиц и механических примесей, движущихся с потоком

пластовой жидкости. Механические примеси и пыль, состоящая из кварцевых и других твердых частиц, по твердости превосходящих металл рабочих поверхностей ступени, вызывают истирание элементов проточной части.

Разрушению подвергаются детали и их поверхности, не вступающие в механический контакт с другими деталями («промывы»). Физическая природа «промыва» заключается в воздействии на поверхность детали вихреобразного потока жидкости. Кроме того, процесс разрушения усиливается наличием в жидкости абразивных частиц и химически активных веществ [4]. Заметное увеличение гидравлического КПД в новых ступенях произошло за счет снижения потерь на вихреобразование, соответственно, исходя из вышесказанного, это привело к снижению эрозийного износа элементов проточной части.

Повышение КПД существенно снижает затраты на электроэнергию, высокие энергетические параметры новых ступеней позволяют отнести насосы к классу энергоэффективного оборудования.

Увеличенный напор при той же монтажной высоте ступени, увеличивает напорность УЭЦН. Соответственно, длину насоса при том же напоре можно уменьшить на 20-30% (количество секций). Более короткие установки можно спускать в искривленные скважины с меньшим риском повреждения кабеля при спуске и подъеме.

Экономическая привлекательность для потребителя заключается в снижении первоначальных затрат на приобретение оборудования, затрат на транспортировку, хранение, ремонт и обслуживание. Существенно снижена совокупная стоимость владения оборудованием. В условиях снижения цен на нефть это позволит заметно увеличить маржинальную рентабельность добычи пластовой жидкости.

В ОАО «АЛНАС» ступени из серого чугуна отливаются по тем же прессформам, что и ступени из нирезиста, благодаря чему сокращены затраты на литейную оснастку. Практически не требуется перестраивать станки для

механической обработки. Унификация литья и механической обработки позволяет снизить стоимость оборудования и сократить сроки его поставки.

В насосе увеличено число промежуточных подшипников, которые установлены не через один метр, а через полметра. Это позволяет снизить скорость износа радиальных пар трения ротора.

Другие предлагаемые в рамках проекта технические решения включают также погружной проволочный фильтр, особенность которого состоит в наличии устройства для принудительного охлаждения подшипников, а также расширенная линейка электродвигателей с повышенным напряжением.

Следует отметить и еще одну разработку – новое поколение гидрозащит поршневого и диафрагменного типа с динамическим лабиринтом (рис. 9).

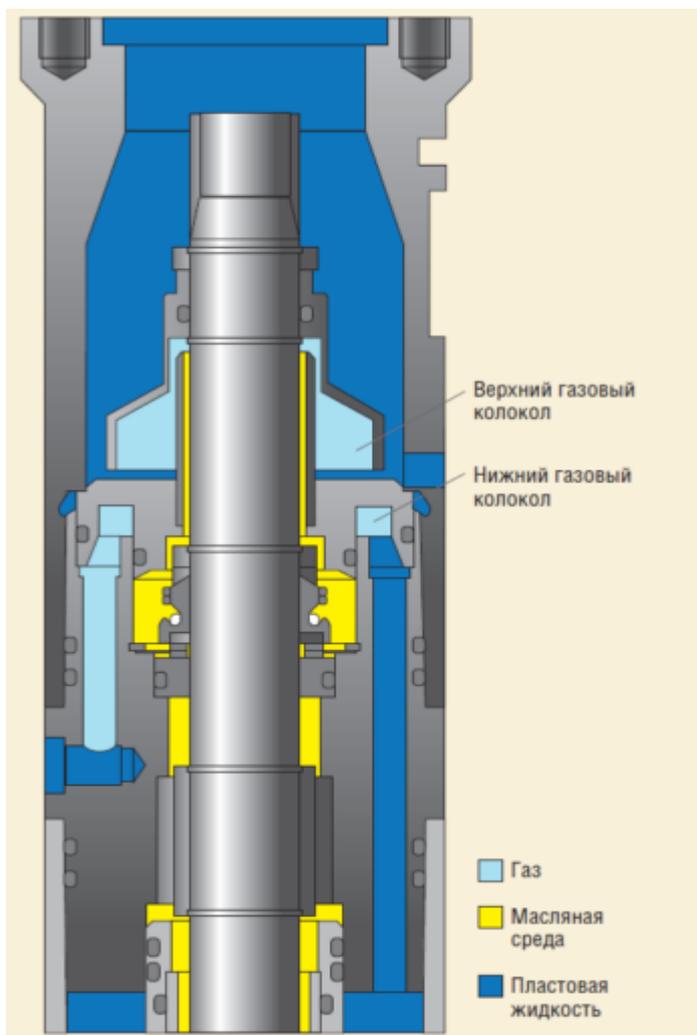


Рисунок 9 – Эскиз верхней части гидрозащиты с динамическим лабиринтом

Преимущества разработки по сравнению с известными аналогами связаны с заменой гравитационного лабиринта на динамический лабиринт, что позволяет уменьшить монтажную высоту по сравнению с серийными аналогами гидрозачит российских и зарубежных производителей на 30-40% и, соответственно, снизить себестоимость изготовления и ремонта за счет меньшего числа деталей. При этом расчетная эффективность сепарации механических примесей увеличилась в 300 раз. Более эффективная защита позволит увеличить ресурс работы погружных электродвигателей.

Впервые разработано насосное устройство, которое обеспечивает положительный перепад давления между маслом и пластовой жидкостью в районе торцевого уплотнения, что входит в число обязательных требований для защиты погружного двигателя от проникновения в масло пластовой жидкости [4].

Также специалисты ОАО «Ижнефтемаш» разработали установку для одновременно-раздельной эксплуатации скважин ЭЦН-ШГН.

Для подбора материала специалисты ОАО «ПНТЗ» разработали систему, учитывающую содержание коррозионно-агрессивных компонентов в пластовом флюиде, а также специальные резьбовые соединения премиум класса.

## 2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОГАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика района работ

Когалымское месторождение находится в северо-западной части Сургутского района ХМАО, в 17 км северо-западнее г. Когалыма и в 140 км к северу от г.Сургута (см рисунок 10.)

Озерно-аллювиальная равнина, заболоченная и заозеренная (70 %), слаборасчлененная. Абсолютные отметки изменяются с севера на юг от +70 до +85 м; сейсмически спокойный район.

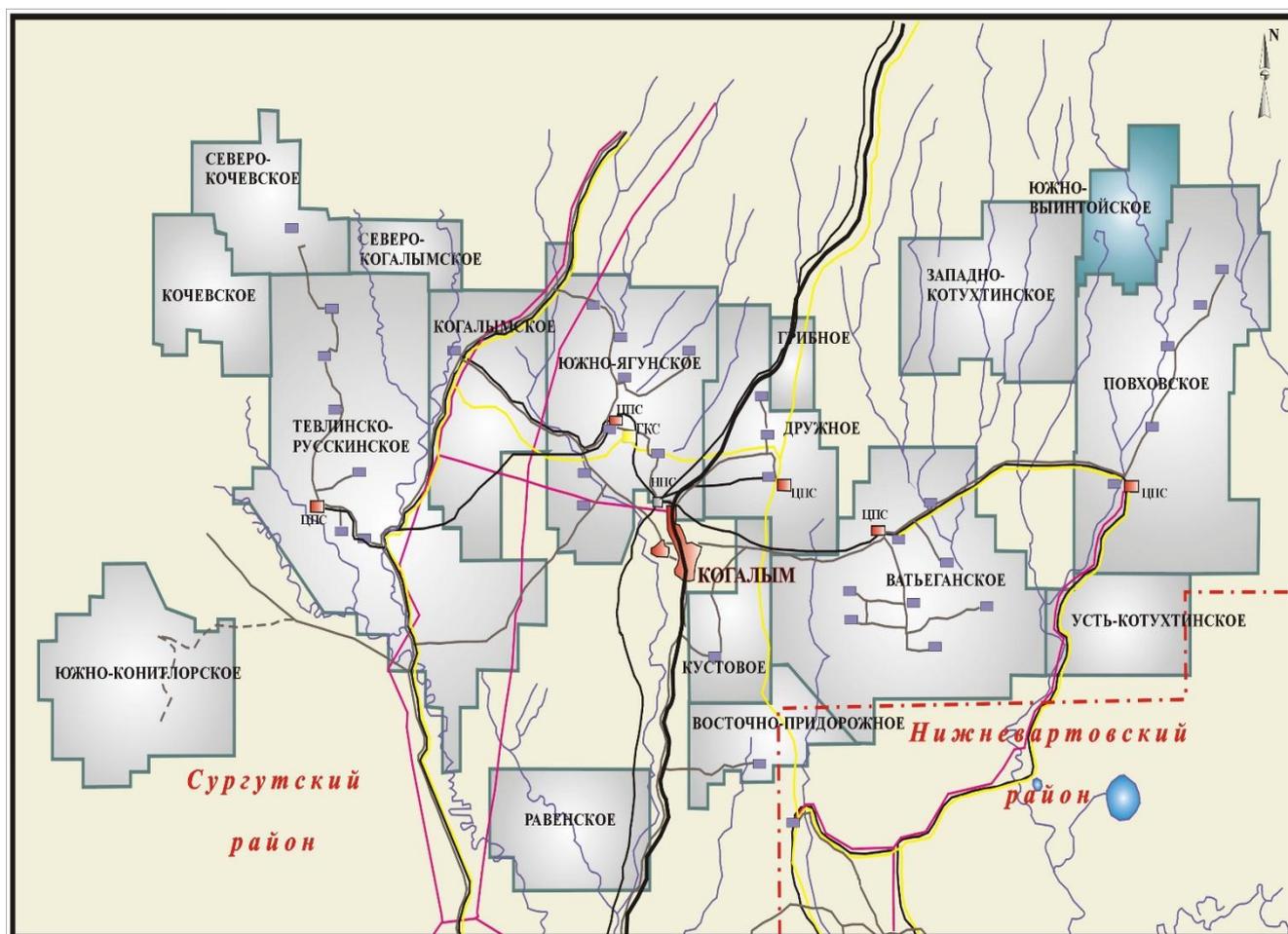


Рисунок 10 – Обзорная карта Когалымского региона

Среднемесячные температуры: – 23,5 °С для января, самого холодного месяца (минимум – 55 С), +17 С – для июля, самого теплого (максимум +35 С)

Территория месторождения расположена в зоне не сплошного распространения многолетних мерзлых пород. В зонах распространения ММП наблюдается двухслойное строение вечной мерзлоты. Верхний (современный) слой залегает на глубине от 10-15 м. до 25-40 м. Нижний (реликтовый) – от 160 до 360 м. Толщина ММП изменяется от 70 до 150 м.

Средняя продолжительность отопительного сезона 250 дней.

Когалымское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, одного из крупнейших аккумуляторов подземных вод планеты. Гидрогеологические горизонты в пределах площади месторождения, к которым приурочены продуктивные пласты, изучены по результатам 44-х опробований в 21 разведочной скважине. В процессе специальных гидродинамических исследований отобрано 59 проб пластовой воды, из которых только 31 проба признана кондиционной: 4 по пластам БС<sub>10-11</sub>, 16 по пачке и 11 по ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Осадочный разрез бассейна в пределах Сургутского нефтегазоносного района делится на два самостоятельных гидрогеологических этажа, границей между которыми является толща глинистых отложений кузнецовской свиты.

Верхний гидрогеологический этаж включает отложения палеогенового и четвертичного возрастов и характеризуется чаще всего свободным водообменом. Требованиям хозяйственно-питьевого водоснабжения наиболее удовлетворяют воды атлым-новомихайловского водоносного горизонта, залегающего на глубинах 90-120 м. Воды пресные, гидрокарбонатные, магниевые-кальциевые, с минерализацией 0.04-0.19 г/л.

В составе нижнего гидрогеологического комплекса выделено пять водоносных комплексов, характеризующихся затрудненным, а местами и застойным водообменом, высокой минерализацией, высокой температурой, газонасыщенностью и преимущественно метановым составом газов: нижне-среднеюрский (первый водоносный комплекс), верхнеюрский (второй), берриас-валанжинский (третий), неокомский (четвертый) и апт-альб-сеноманский (пятый). Продуктивные пласты Когалымского месторождения

приурочены ко второму, третьему и четвертому комплексам.

С третьим водоносным комплексом связана ачимовская пачка мегийской свиты (продуктивные пласты БС<sub>16-20</sub>), характеризующаяся высокой степенью литолого-фациальной изменчивостью и низкими емкостно-фильтрационными свойствами. Опробование пластов комплекса выполнено в 13 разведочных скважинах (22 объекта). Притоки воды имеют дебиты от 0.3 м<sup>3</sup>/сут при переливе до 54.3 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>дин</sub>=714 м. Воды комплекса относятся к хлоридно-кальциевому, реже – гидрокарбонатно-натриевому типу, по величине общей минерализации (в среднем 20.6 г/л) – к соленым. Плотность изменяется от 1.012 до 1.030 г/см<sup>3</sup>. Перекрывается комплекс толщей глин ниже-средневаланжинского возраста.

С четвертым комплексом связаны основные продуктивные пласты БС<sub>10-11</sub>. Комплекс испытан на месторождении в небольшом количестве скважин (9 объектов). В целом на Когалымском и соседних месторождениях для комплекса характерны довольно высокие коллекторские свойства пород, что обусловило значительную его водообильность. Воды хлор-кальциевого типа с общей минерализацией в среднем 20.4 г/л. Плотность составляет 1.013-1.017 г/см<sup>3</sup>. Неокомский комплекс перекрывается достаточно мощной толщей глин алымской свиты.

По имеющимся данным первоначальный режим работы залежей всех пластов упруго-водонапорный. Наличие зон литологического замещения коллекторов в пластах неокома (БС<sub>10-11</sub>, БС<sub>16-20</sub>) несколько осложняет этот режим.

Воды пятого водоносного комплекса на многих месторождениях Среднего Приобья используются для целей ППД. Глубина залегания комплекса 995-1800 м. Высокие коллекторские свойства обусловили хорошую водообильность комплекса, во всех скважинах были получены самоизливы пластовой воды дебитами до 100 м<sup>3</sup>/сут при избыточных давлениях до 0.2 Мпа. Воды комплекса хлор-кальциевого типа, минерализация по данным 3-х проб составляет 18.1-20.2 г/л (среднее значение 19.1 г/л), плотность 1.003-1.013 г/см<sup>3</sup>. Водоупором данного

комплекса является мощная (500-650 м) толща глин верхнемелового и палеогенового возрастов.

В связи с тем, что концентрация иода и брома ниже промышленных кондиций, воды не могут служить гидроминеральным сырьем. Однако, они могут рассматриваться как потенциально бальнеологические при условии их соответствия ГОСТ.

В 17 км. юго-восточнее – г. Когалым, в 9 км западнее – п. Ортъягун, в 11 км к юго-западу п. Русскинской.

Ведущие отрасли народного хозяйства - нефтедобыча, охота, рыболовство.

История освоения Когалымского месторождения разбивается на 4 основные стадии поисково – разведочного этапа (подготовительная, поисковая, предварительной разведки, детальной разведки) и эксплуатационный этап.

В период подготовительной и поисковой стадии поисково-разведочного этапа изучение территории велось Западно-Сибирским геологическим управлением, трестом Сибнефтегеофизика и Ханты-Мансийским геофизическим трестом.

Стадии предварительной разведки и детальной разведки осуществлялись силами Сургутской нефтеразведочной экспедиции (бурение поисковых и разведочных скважин, выявление, оконтуривание и подготовка залежей к подсчету запасов).

В 1986 году геологическим управлением Главтюменьгеология был произведен подсчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению с предоставлением материалов в ГКЗ СССР.

С 1986 года начата опытная эксплуатация, а с 1988 года, после составления Башкирским научно-исследовательским и проектным институтом нефтяной промышленности технологической схемы разработки, промышленная эксплуатация Когалымского месторождения силами НГДУ Когалымнефть.

Последующими разведочными работами была установлена промышленная нефтеносность пластов БС<sub>10-11</sub>, БС<sub>16</sub>, БС<sub>18</sub> – БС<sub>20</sub> нижнемеловых

и пласта ЮС<sub>1</sub> верхнеюрских отложений. Всего в пределах продуктивной толщи в интервале глубин 2227-2807 м выявлено 42 обособленных нефтяных залежей.

## **2.2 Геологическое строение месторождения**

Геологический разрез Когалымского месторождения представлен платформенными песчано-алевролитоглинистыми отложениями юрско-четвертичного возраста и подстилающими его эффузивно-метаморфическими породами фундамента. По данным сейсморазведки толщина осадочного чехла в районе месторождения составляет от 3,1 до 3,3 км.

Породы доюрского комплекса в пределах Когалымского месторождения вскрыты. По результатам бурения глубоких скважин они представлены вулканогенно-осадочными породами-базальтами, туфами триасового возраста, кислыми эффузивами девона.

В разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла стратифицируются отложения юры, мела, палеоцена, эоцена, олигоцена и антропогена.

Геологический разрез Когалымского месторождения представлен породами доюрского основания и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Собственно, Когалымская структура представляет собой брахиантиклинальную складку с более пологим западным и несколько более крутым восточным склонами, имеет вытянутую в меридианальном направлении форму, в пределах оконтуривающей изогипсы размеры поднятия составляют 25x10 км при амплитуде около 75 м. Крылья структуры несколько изрезаны небольшими локальными структурными выступами и заливами. Углы падения слоев на крыльях не превышают 1°-2°. Структурный план этого поднятия осложнен многочисленными локальными поднятиями и впадинами (амплитуды их редко превышают 10 м).

Южно-Когалымское поднятие характеризуется более изометрической формой и размерами 10 x 7.5 км при амплитуде до 20 м, углы падения слоев на

крыльях не превышают 1°. Северо-восточная структура (р-н скв.112р) имеет близкую к куполовидной форму, размеры ее составляют 9 x 3.5 км, амплитуда 25 м, углы падения слоев на крыльях также не превышают 1°.

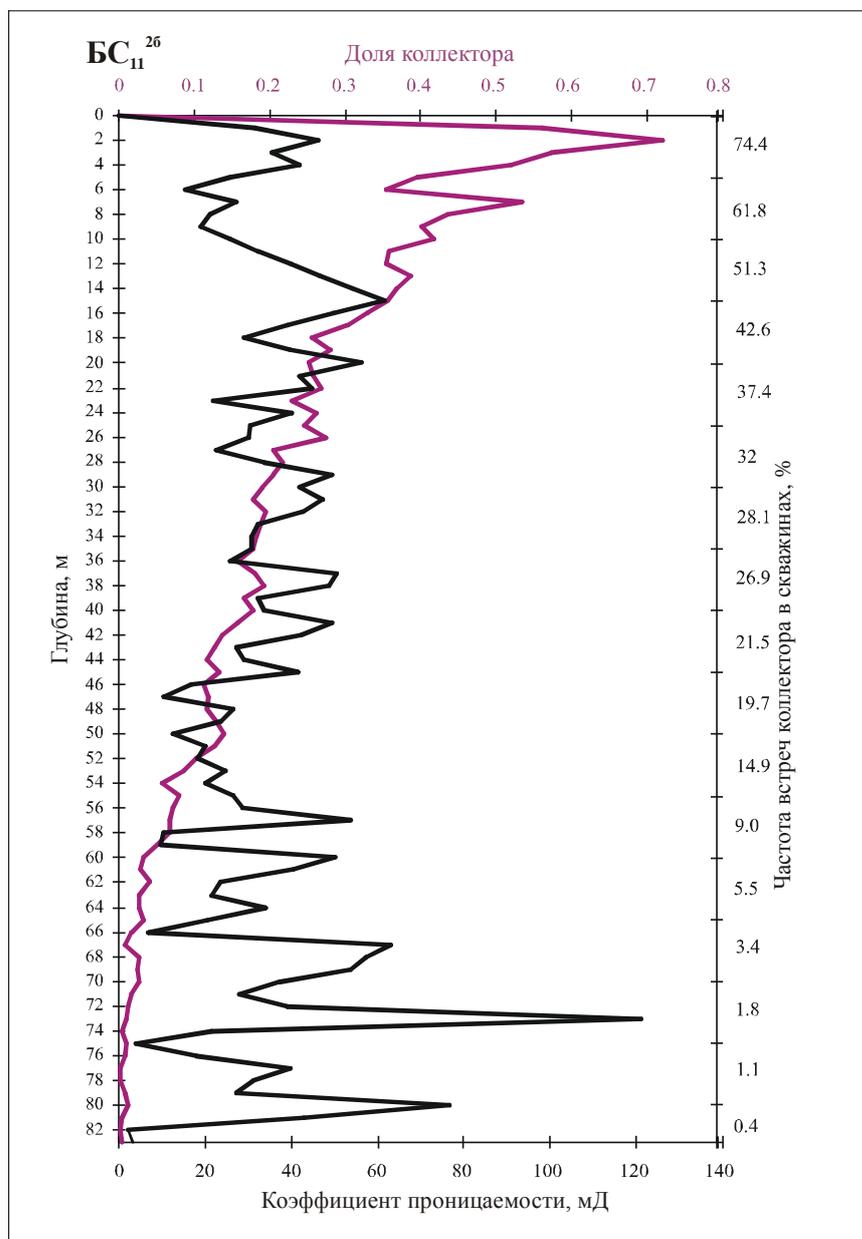


Рисунок 11 – Геолого-статистический разрез пласта BS<sub>11</sub><sup>26</sup>

Таким образом, в настоящее время основная залежь пласта имеет сильно вытянутую в субмеридианальном направлении форму, размерами 35.0x6.0 км, высота 75 м. Залежь пластовая, сводовая, осложненная литологическим экраном по западному крылу поднятия.

Таблица 2 – Характеристика залежи продуктивного пласта 2БС<sub>11</sub>  
Когалымского месторождения

| № залежи, вскрывшие залежь скважины                              | Размеры залежи, км | Высота залежи, м | Эффект.толщина, м нефтенасыщен. толщина, м | Абс.отм. ВНК, м                          | Тип залежи                                  | Примечание                                                                                                        |
|------------------------------------------------------------------|--------------------|------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Залежи пласта БС <sub>11</sub> <sup>2б</sup>                     |                    |                  |                                            |                                          |                                             |                                                                                                                   |
| Залежь 1 (основная)<br>Скв. разв. 46, 43, 159 и ряд экспл. скв-н | 29,3x7,8           | около 70         | 0,6-17,8                                   | В южной части - 2395, в центр. 2385-2390 | Литологически-экранированная                | Дебиты нефти в пределах залежи на 6-мм штуцере составили от 5,0 до 46 м <sup>3</sup> /сут в добывающих скважинах. |
| Залежь 2<br>Скв. Разв. 112                                       | 2,0x1,0            | около 6          | 4,0                                        | -2366,2<br>-2367,4                       | Литологически-экранированная                | Залежь водо-плавающая.                                                                                            |
| Залежи пласта БС <sub>11</sub> <sup>2а</sup>                     |                    |                  |                                            |                                          |                                             |                                                                                                                   |
| Залежь 1 (основная)                                              | 3,5x9,0            | 51               | 0-5,0                                      | -2355                                    | Пластовый сводовый, частично экранированный | Эксплуатация ведется, в основном, сов-местно с пластом БС <sub>11</sub> <sup>2б</sup> .                           |
| Залежь 2<br>Скв. разв. 112                                       | 0,85x1,6           | 3                | 2,6                                        | -2356                                    | Литологически-экранированный                | Расположен в северо-восточной части м-я.                                                                          |

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа Когалымского нефтяного месторождения изучались по данным исследований глубинных и поверхностных (устьевых) проб нефти, проведенных в лабораториях исследований пластовых нефтей и газа Центральной лабораторией Главтюменьгеологии (в период разведочных работ), СибНИИНП и специализированными НПП «Нефтеком» и «Реагент» (на стадии промышленного освоения).

Таблица 3 - Геолого-физические характеристики продуктивного пласта БС<sub>11</sub> Когалымского месторождения

| Параметры                                | Размерность                       | БС <sub>11</sub> <sup>2а</sup> | БС <sub>11</sub> <sup>2б</sup> |
|------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Средняя глубина залегания                | м                                 | 2490                           | 2543                           |
| Количество залежей                       | ед.                               | 1                              | 3                              |
| Тип залежей                              |                                   | ПС, ПСЛЭ, ПЛЭ                  |                                |
| Тип коллектора                           |                                   | поровый                        |                                |
| Площадь нефтеносности                    | тыс.м <sup>2</sup>                | 90965                          | 159868                         |
| Средняя общая толщина                    | м                                 | 8,2                            | 66,8                           |
| Средняя нефтенасыщенная толщина          | м                                 | 1,58                           | 6,66                           |
| Пористость                               | доли ед.                          | 0.2                            | 0.19                           |
| Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ            | доли ед.                          | 0.55                           | 0.56                           |
| Средняя нефтенасыщенность ВНЗ            | доли ед.                          | 0,55                           | 0,56                           |
| Проницаемость                            | мкм <sup>2</sup>                  | 0,103                          | 0,050                          |
| Коэффициент песчанности                  | доли ед.                          | 0,19                           | 0,18                           |
| Коэффициент расчлененности               | доли ед.                          | 1,3                            | 5,5                            |
| Начальная пластовая температура          | °С                                | 79                             | 81                             |
| Начальное пластовое давление             | МПа                               | 24,3                           | 24,3                           |
| Вязкость нефти в пластовых условиях      | мПа.с                             | 1,13                           | 1,13                           |
| Плотность нефти в пластовых условиях     | т/м <sup>3</sup>                  | 0.758                          | 0.758                          |
| Плотность нефти в поверхностных условиях | кг/м <sup>3</sup>                 | 835                            | 835                            |
| Объемный коэффициент нефти               | доли ед.                          | 1,180                          | 1,180                          |
| Содержание серы в нефти                  | %                                 | 0,62                           | 0,62                           |
| Содержание парафина в нефти              | %                                 | 2,53                           | 2,53                           |
| Давление насыщения нефти газом           | МПа                               | 8,3                            | 8,3                            |
| Газосодержание нефти                     | м <sup>3</sup> /т                 | 65,7                           | 65,7                           |
| Плотность воды при 20 °С                 | г/см <sup>3</sup>                 | 1,014                          | 1,014                          |
| Средняя удельная продуктивность          | 10. м <sup>3</sup> /(сут. МПа. м) | 0,76                           | 0,21                           |
| Средняя удельная приемистость            | 10. м <sup>3</sup> /(сут. МПа. м) | 0,182                          | 0,51                           |
| Начальные балансовые запасы нефти        | тыс.т                             | 10804                          | 78167                          |
| Начальные извлекаемые запасы нефти       | тыс.т                             | не опред.                      | 24514                          |
| Утвержденный коэффициент нефтеизвлечения | доли ед.                          | не опред.                      | 0,314                          |

### 2.3 Подсчет запасов нефти и газа

Разбуривание месторождения в 2000-2001 гг. дало дополнительную информацию о строении основных залежей нефти месторождения (в первую очередь по пластам группы БС<sub>10-11</sub>), что дало основание ЦКЗ Минтопэнерго

внести соответствующие изменения в Государственный баланс полезных ископаемых. По промышленным категориям прирост в целом по месторождению получен в количестве 21141 тыс.т, по категории С<sub>2</sub> прирост составил 11724 тыс.т.

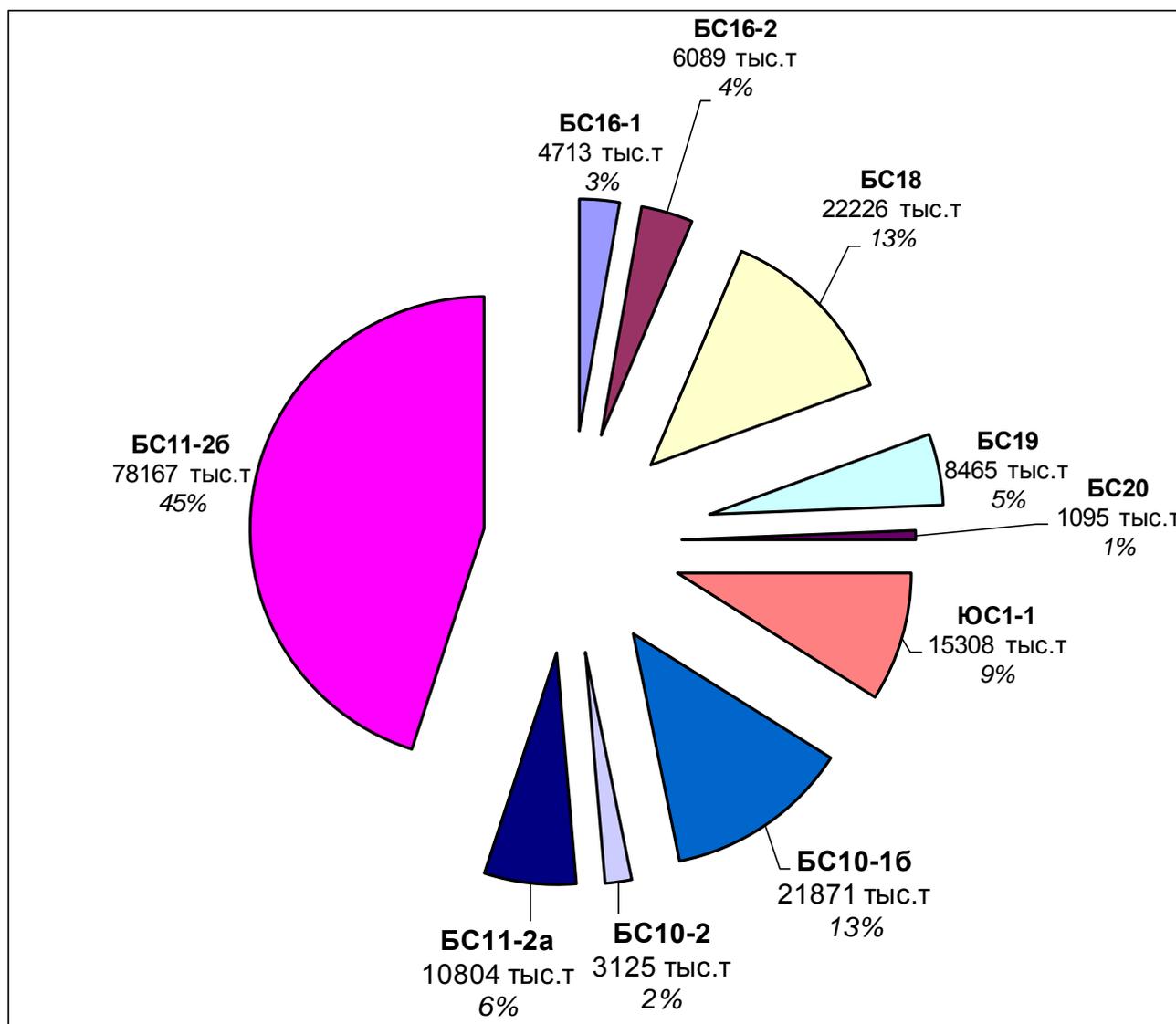


Рисунок 12 – Распределение балансовых запасов нефти по пластам Когалымского месторождения (III)

Настоящий подсчет запасов выполнен по всей имеющейся на 1.01.2019 г. геолого-промысловой информации, с учетом бурения в 2000-2001 гг. дополнительных 12 разведочных и 120 эксплуатационных скважин (общий фонд на месторождении составил 450 скважин) и проведенной сейсмической съемки

3D на двух участках общей площадью 269 км<sup>2</sup>. На основании выполненных исследований по состоянию на 1.01.2019 г. количество и индексация подсчетных объектов (продуктивных пластов) по сравнению с предыдущим подсчетом запасов не изменились. Причем в процессе подсчета запасов по всему месторождению оценивались объемным методом запасы нефти и газа в пределах водоохраных зон. Общее количество залежей нефти месторождения составило 40.

Анализ распределения запасов по продуктивным пластам (см. рис. 12.) показывает, что две трети (66 %) запасов нефти месторождения сосредоточены в группе пластов БС<sub>10-11</sub>, менее чем одна треть (28 %) в залежах ачимовской пачки и завершает список пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> (9 %).

В пределах водоохраных зон находятся 68 % запасов промышленных категорий и 62 % запасов категории С2. Все запасы водоохраных зон доступны для разбуривания наклонно-направленными скважинами.

Когалымское месторождение нефти по принятой классификации ГКЗ РФ относится к категории крупных (НИЗ до 300 млн.т), по сложности геологического строения соответствует месторождениям со сложным строением (основные продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу, литологическими замещениями коллекторов непроницаемыми породами и т.п.).

### 3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД КАК ОСНОВНОЙ МЕТОД БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА КОГАЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Оценив опыт и разработки на рынке нефтедобычи по борьбе с механическими примесями, был сделан вывод о том, что только комплексный подход способен решить задачу защиты нефти и оборудования от механических примесей. В данном случае планируется установка фильтра и введение ингибитора.

#### 3.1 Расчет установки дополнительного оборудования

Количество добытой нефти после внедрения фильтра механической отчистки, рассчитывается по формулам:

$$Q_1 = 654 \cdot q \cdot N \cdot k_{э1}, \quad (1)$$

$$Q_2 = 654 \cdot q \cdot N \cdot k_{э2}, \quad (2)$$

где 654 - наработка клапана после внедрения, сут.;

q – дебит, т/сут;

N – число скважин;

$k_{э1}$ ,  $k_{э2}$  – коэффициенты эксплуатации скважины, соответственно, до и после внедрения нового клапана.

$$k_{э1} = \frac{654 - (t_{\text{простоя}(1)} / 24 \cdot m)}{654}, \quad (3)$$

$$k_{э2} = \frac{654 - (t_{\text{простоя}(2)} / 24 \cdot m)}{654}, \quad (4)$$

где  $t_{\text{простоя}(1)}$ ,  $t_{\text{простоя}(2)}$  – соответственно, среднее время возобновления подачи насоса до установки клапана золотникового «Норма-73» и после внедрения клапана, час.;

m – число остановок насоса за время эксплуатации (по данным компании «Татнефть» m=10)

$$K_{Э1} = \frac{654 - (48/24 \cdot 10)}{654} = 0,969$$

$$K_{Э2} = \frac{654 - (2/24 \cdot 10)}{654} = 0,999$$

$$Q_1 = 654 \cdot 115 \cdot 1 \cdot 0,969 = 72878,49 \text{ тонн}$$

$$Q_2 = 654 \cdot 115 \cdot 1 \cdot 0,999 = 75134,79 \text{ тонн}$$

За время работы фильтра механической очистки УЭЦН дополнительный объем добычи нефти составит:

$$Q_{дон} = Q_2 - Q_1$$

$$Q_{дон} = 75134,79 - 72878,49 = 2256,30 \text{ тонн}$$

Выручка от реализации дополнительного объема добычи нефти составит в сутки:

$$\text{Вреал} = 2256,3 \text{ тн} \times 103,02\$/\text{баррель} \times 34,73 \text{ руб}/\$ = 0,05 \text{ млрд.руб}$$

в год:

$$\text{Вреал} = 2256,3 \text{ тн} \times 365 \text{ дней} \times 103,02\$/\text{баррель} \times 34,73 \text{ руб}/\$ = 18,5 \text{ млрд.руб}$$

Цена приобретение фильтра составляет 17784,96 руб без учета НДС.

Затраты на замену фильтра включают в себя:

- затраты труда на демонтаж оборудования;
- затраты труда на монтаж фильтра;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- затраты на ГСМ по доставке к месту монтажа фильтра.

Таблица 4 – Расчет затрат на оплату труда на замену фильтра защиты от механических примесей

| Должность                                             | Разряд | Часовая тарифная ставка, руб/час | Количество нормо-часов работы, час | Затраты на оплату труда, руб |
|-------------------------------------------------------|--------|----------------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| Водитель а/м                                          | 3      | 56                               | 6                                  | 336                          |
| Электросварщик ручной сварки                          | 6      | 102                              | 2                                  | 204                          |
| Слесарь механосборочных работ                         | 5      | 88                               | 4                                  | 352                          |
| Инженер-механик (ответственный за производство работ) | 9      | 142                              | 2                                  | 284                          |
| ИТОГО:                                                |        |                                  | 14                                 | 1 176                        |

С учетом районного коэффициента – 1,5, северного коэффициента – 1,7 и премиальной составляющей – 1,7, общая сумма затрат на оплату труда по демонтажу и установке фильтра составят»:

$$1176 \times 1,5 \times 1,7 \times 1,7 = 5\,098 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды в соответствии с ФЗ от 24 июля 2009 года № 212-ФЗ "О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования" с 01.01.2014г составляют 30% с заработной платы работников:

$$30\%/100 \times 5098 = 1529,40 \text{ руб.}$$

Затраты на ГСМ по производству основных работ (доставка к месту производства работ оборудования и специалистов) при замене клапана золотникового составят:

Таблица 5 – Расчет затрат на ГСМ на замену фильтра механической очистки

| Наименование автотранспортной техники    | Норма расхода ГСМ, л/100 км | Пробег, км | Цена Дт, руб | Затраты на ГСМ, руб |
|------------------------------------------|-----------------------------|------------|--------------|---------------------|
| КАМАЗ-4310<br>(со сварочными аппаратами) | 35,16                       | 120        | 38,00        | 1 603,3             |
| ГАЗ-3302                                 | 18,1                        | 120        | 38,00        | 825,4               |
| ИТОГО:                                   |                             |            |              | 2 428,70            |

Таким образом, совокупные затраты на замену клапана золотникового составят:

$$5098 + 1529,40 + 2428,70 = 9\,056,10 \text{ руб}$$

Себестоимость добычи 1 тонны нефти согласно калькуляции – 11210 руб/тонна.

Затраты на энергоресурсы в составе калькуляции – 2976 рублей.

Как уже ранее отмечалось нами, из-за чистоты нефти, происходит снижение гидравлического сопротивления, а стало быть, снижение энергозатрат, но и увеличивается объем добычи нефти. Расчеты показывают,

что на единицу добываемого объема нефти, снижение энергозатрат составляет около 38 %.

Следовательно, затраты на энергоресурсы после замены фильтра составят:

$$2976 - 38\%/100 \times 2976 = 1845,12 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономия себестоимости добычи 1 тонны нефти составит:

$$2976 - 1845,12 = 1130,88 \text{ руб.}$$

А общая себестоимость добычи 1 тонны нефти составит:

$$11210 - 1130,88 = 10\,079,12 \text{ руб.}$$

Рассчитаем балансовую прибыль предприятия от реализации дополнительного объема нефти за счет установки фильтра.

Прибыль балансовая

$$P_{\text{б}} = Q_{\text{дон}} (Ц - С)$$

где Ц – цена реализации, руб./т;

С – себестоимость добычи, руб./т.

$$P_{\text{б}} = 2256,30 \times 365 \times (22502,42 - 10079,12) = 10,2 \text{ млрд.руб.}$$

Прирост балансовой прибыли за счет экономии энергозатрат в расчете основного объема добычи нефти:

$$P_{\text{б}} = 72878,49 \times (11210 - 10079,12) = 0,082 \text{ млрд.руб.}$$

Итого прирост балансовой прибыли за счет реализации дополнительного объема нефти и экономии энергозатрат на основной объем добычи составляет:

$$P_{\text{б}} = 10,2 + 0,082 = 10,282 \text{ млрд.руб.}$$

$$\text{Прибыль чистая} \quad P_{\text{ч}} = P_{\text{б}} - 0,2P_{\text{б}},$$

где 0,2 – налог на прибыль (20%).

$$P_{\text{ч}} = 10,282 - 20\%/100 \times 10,282 = 8,2256 \text{ млрд.руб.}$$

Одним из показателей эффективности капитальных вложений является показатель срок окупаемости. Срок окупаемости капитальных вложений на приобретение фильтра механической очистки:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi_ч}$$

где  $K$  – цена фильтра с учетом затрат на его установку без НДС

$$T_{ок} = (17784,96 + 9056,10) / (8,2256/365) \times 654 = 0,8 \text{ суток}$$

Таким образом, эффективность установки фильтров механической очистки доказана.

### **3.2 Технология подачи ингибитора**

Чтобы достичь максимальной эффективности по предотвращению и удалению механических примесей, необходимо не только подобрать качественные ингибиторы, но осуществить правильную технологию подачи химических реагентов в скважину. Поскольку пренебрежение данного процесса может привести к тому, что снизится эффективность используемых реагентов и придется увеличивать расход реагентов.

Нефтяной промысел предъявляет ряд требований при закачке ингибитора:

- реагент обязан находиться в молекулярно-дисперсном состоянии, для того чтобы в короткие сроки раствориться в потоке нефти
- дозировка реагента в поток нефти осуществляется с высокой точностью, с отклонением не более  $\pm 2$  г на тонну нефти
- оборудование для закачки реагента должен находиться в исправном состоянии

Чтобы вычислить объем закачиваемого ингибитора нужны данные по: состоянию и зоне осаждения механических примесей, забойной температуре, производительности скважины, обводненности, забойному давлению и т.д., а также информация по конструкции скважины (например, кривизна ствола скважины). Наличие этих данных также позволяет построить модель осаждения механических примесей, определиться с последовательностью закачивания ингибитора.

Перед закачкой ингибитора в скважине производят мероприятия по удалению газа из затрубного пространства [7].

Чтобы рассчитать объём закачиваемого реагента нужно воспользоваться следующим алгоритмом:

1. Вычислить объём НКТ без присутствия отложений по следующей формуле:

$$V_1 = 3,14 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \times H, \text{ м}^3, \quad (5)$$

где H – длина обработанной НКТ, м

D – внутренний диаметр НКТ, мм

2. Вычислить объём НКТ с присутствием механических примесей

$$V_2 = 3,14 \times \left(\frac{D}{2} - d\right)^2 \times H, \text{ м}^3, \quad (6)$$

где d – толщина отложений, мм

3. Определить объём отложений внутри НКТ

$$V = V_1 - V_2, \text{ м}^3, \quad (7)$$

4. Рассчитать массу отложений

$$m_{\text{отл}} = V \rho_{\text{отл}}, \quad (8)$$

где  $m_{\text{отл}}$  – масса примесей для обработки, кг.

Зная массу примесей, производят расчет требуемого ингибитора в соотношении: на 100 грамм примесей – 1 литр ингибитора или на 100 кг примесей - 1 м<sup>3</sup> ингибитора .

В затрубное пространство закачивается рассчитанный объём ингибитора , а затем с помощью продавки нефтью ингибитор вытесняется в НКТ, после чего скважину останавливают на реагирование. Время реагирования для каждой скважины индивидуально и может составлять от 1 ч до 24 часов. Расчёт объёма вытесняющей жидкости должен быть таким, чтобы после заполнения НКТ реагентом часть его оставалась в скважине. Остаточное количество химического реагента постепенно будет отбираться насосом. Данный способ

закачивания химически реагентов считается традиционным методом обработки скважин.

Существует наиболее эффективный метод дозирования ингибиторов и растворителей с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК), представленный на рисунке 13.



Рисунок 13 – Погружной скважинный контейнер

Схема установки ПСК в скважине представлена на рисунке 14

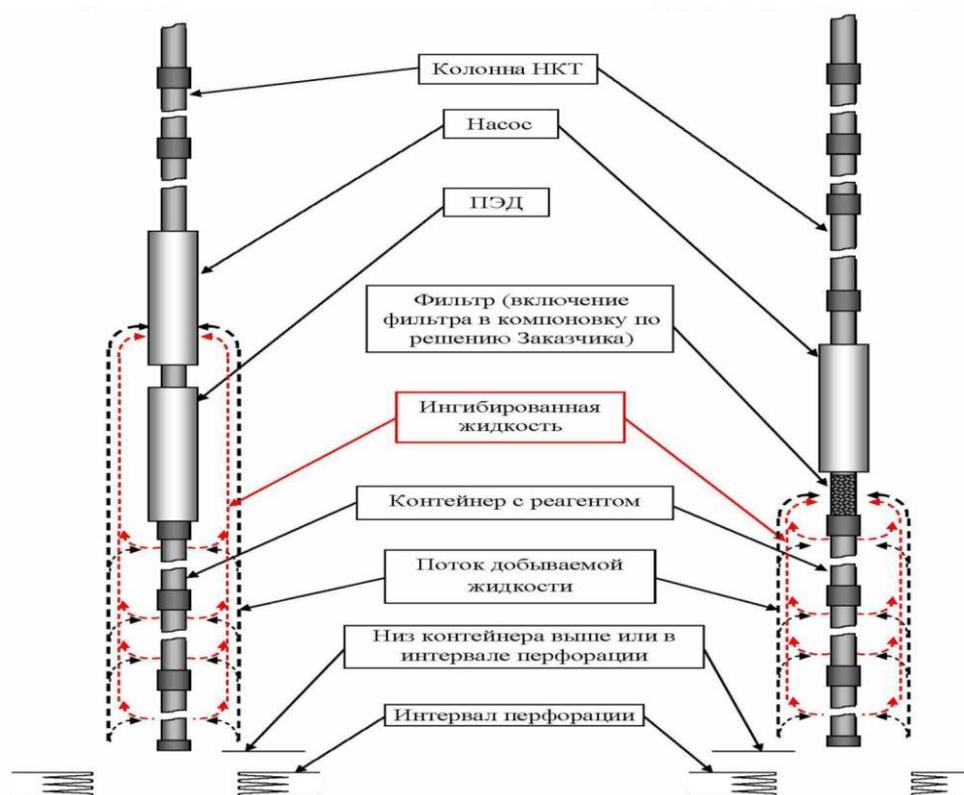


Рисунок 14 – Схема размещения скважинного погружного контейнера в скважинах, оснащенных ЭЦН и ШГН

ПСК позволяет дозировать ингибитор в требуемых минимальных концентрациях, обеспечивающий его совместимость с попутно добываемыми

водами любого типа в условиях их меняющейся минерализации. Конструкция ПСК обладает следующей особенностью: секции контейнера оснащены регулировкой, позволяющей настраивать его индивидуально под параметры работы скважины, вышедшей в ремонт, в течение 5–10 минут непосредственно перед спуском.

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

Студенту:

|               |                            |
|---------------|----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 |
| 3-2Б4Г        | Панов Никита Александрович |

|                            |             |                                  |                              |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|------------------------------|
| <b>Школа</b>               | <b>ИШПР</b> | <b>Отделение</b>                 | Нефтегазовое дело            |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавр    | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело (21.03.01) |

|                                                                                                                                      |                                                                                                                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>                                  |                                                                                                                    |
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Расчет сметной стоимости проведения одной операции по введению ингибитора механических примесей в скважину         |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов                                                                                           | Нормы расхода материалов                                                                                           |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент                                                          |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>                                                      |                                                                                                                    |
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения   | Проведены расчеты продолжительности работ, материальных затрат, численности персонала, амортизационных отчислений. |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований                                                                          | Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.                                                             |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования          | Расчет экономической эффективности операций ВПП.                                                                   |
| <b>Перечень графического материала</b>                                                                                               |                                                                                                                    |
| Линейный календарный график проведения работ одной бригадой                                                                          |                                                                                                                    |

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

**Задание выдал консультант:**

|                  |                          |                               |                |             |
|------------------|--------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>               | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Доцент           | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                            |                |             |
|---------------|----------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б4Г        | Панов Никита Александрович |                |             |

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по закачке ингибитора механических примесей в скважину

Технологический процесс закачки ингибитора механических примесей содержит три этапа:

1. подготовительный;
2. выполнение работ по закачке ингибитора в скважину;
3. заключительный.

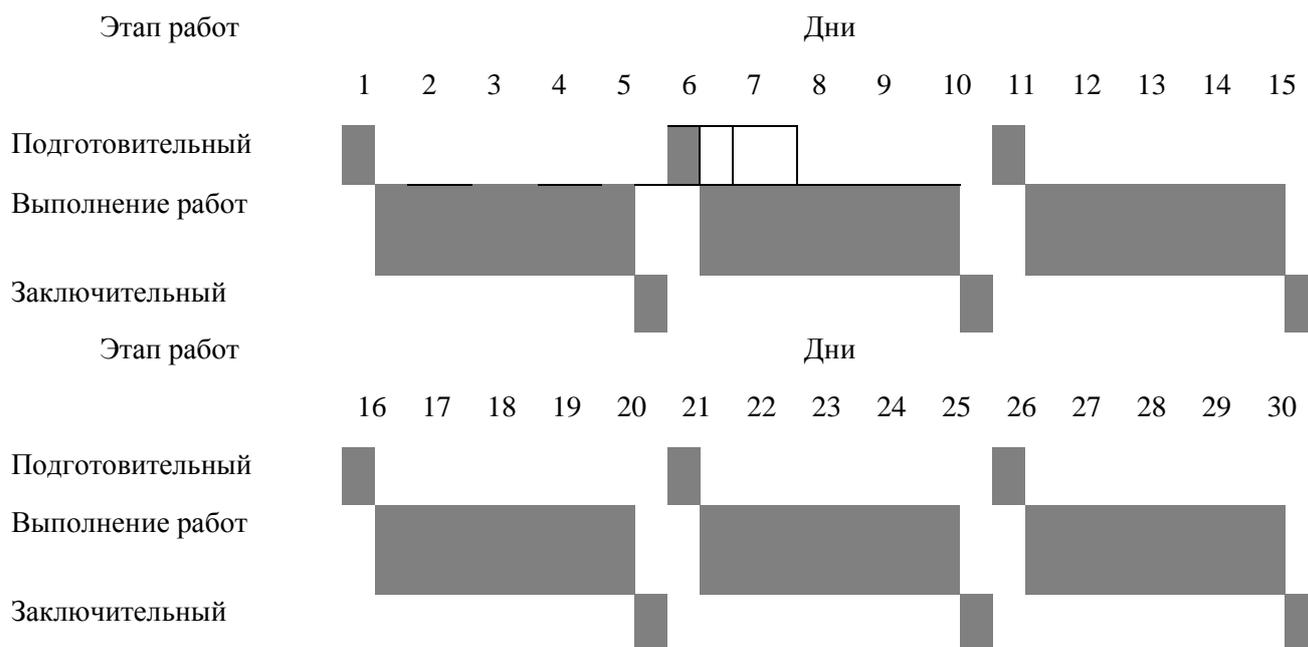
Продолжительность работ определяется исходя из руководящего документа на проведение данных работ. В таблице 6 представлены нормы времени на выполнение работ по закачке ингибитора.

Таблица 6 – Нормы времени выполнения технологических операций по закачке ингибитора механических примесей в скважину

| № п/п                                 | Перечень работ                                                                                                                               | Продолжительность работ, часов | Состав бригады |
|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|----------------|
| 1                                     | Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ                                                                          | 1                              | 3 человека     |
| 2                                     | Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на месте введения ингибитора в скважину, сборкой линии нагнетания | 5                              | 3 человека     |
| 3                                     | Приготовление и закачка ингибитора в скважину                                                                                                | 24                             | 3 человека     |
| 4                                     | Заключительные работы                                                                                                                        | 5                              | 3 человека     |
| <b>Общая продолжительность работ:</b> |                                                                                                                                              | <b>35</b>                      | 3 человека     |

За месяц одна бригада может провести работы на 20 скважинах (в зависимости от необходимого объема закачки ингибитора), и в среднем линейный календарный график проведения работ будет выглядеть следующим образом (таблица 7):

Таблица 7 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой



#### 4.2 Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Таблица 8 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

| Вид норматива, нормативная база |                                   | Характеристика                                                      | Источник                                         |
|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| 1                               | Норма амортизации                 | Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования | НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6 |
| 2                               | Страховые взносы                  | 30 % от фонда оплаты труда                                          | Глава 34 Налоговый кодекс РФ                     |
| 3                               | Налог на добавленную стоимость    | Ставка 20 %                                                         | Глава 21 Налоговый кодекс РФ                     |
| 4                               | Районный коэффициент              | Ставка 70 %                                                         |                                                  |
| 5                               | Надбавка за вахтовый метод работы | Ставка 16 %                                                         | Статья 217 Налоговый кодекс РФ                   |

### 4.3 Расчёт сметной стоимости работ

Таблица 9 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

| Наименование материала, единица измерения | Норма расхода материала, нат. ед. | Цена за единицу, руб./ нат. ед. | Стоимость материалов, руб. |
|-------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| Ингибитор                                 | 600 м <sup>3</sup>                | 400                             | 240000                     |
| Электроэнергия                            | 94 кВт/ч                          | 2,2                             | 25229,6                    |
| Итого                                     |                                   |                                 | 265229,6                   |

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда, а так же премии, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство, районные коэффициенты и др.

Работы ведутся в две смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет заработной платы

| Должность | Кол-во | Месячная тариф-ная ставка, руб. | Часовая тариф-ная ставка, руб. | Норма времени на проведение мероприятия, ч. | Премия | Районный коэффициент, руб. | Надбавка за вахтовый метод работы, руб. | Заработная плата с учетом надбавок, руб. |
|-----------|--------|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------|--------|----------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------------|
| Машинист  | 2      | 16120                           | 48,8                           | 61                                          | 19,52  | 34,16                      | 7,808                                   | 13455,1                                  |
| Оператор  | 4      | 19437                           | 58,9                           | 61                                          | 23,56  | 41,23                      | 9,424                                   | 32479,8                                  |
| Мастер    | 1      | 25740                           | 78,0                           | 61                                          | 31,20  | 54,6                       | 12,48                                   | 10753,1                                  |
| Итого     |        |                                 |                                |                                             |        |                            |                                         | 56688,0                                  |

Зная часовую процентную ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час, она составит 929,3 рубля, а при

учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов, стоимость бригады составит 306673 рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ (таблица 11).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 11 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

|         | <b>Заработная плата, руб.</b> | <b>ФСС (2,9%)</b> | <b>ФОМС (5,1%)</b> | <b>ПФР РФ (30%)</b> | <b>Страхование от несчастных случаев (0,4%)</b> | <b>Всего, руб.</b> |
|---------|-------------------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------------------------------------|--------------------|
| Затраты | 56688,0                       | 1644,0            | 2891,1             | 17006,4             | 226,8                                           | 17233,2            |

Установка дозирования ингибитора выполняет следующие функции:

- прием концентрированного химреагента из передвижной заправочной емкости в бак с помощью внешнего насоса;
- прием концентрированного химреагента из передвижной заправочной емкости в бак с помощью собственного насоса;
- перемешивание химреагента в баке;
- закачку химреагента в емкость для настройки производительности насоса-дозатора;
- подогрев химреагента в баке до температуры от + 20 до + 60оС;
- дозированную подачу химреагента в обрабатываемую эмульсию через распыляющее устройство.

В шкафу управления (утепленный с электрообогревом) расположена пусковая аппаратура всех электроприемников установки. Шкаф размещен на наружной стене блока.

Электрооборудование и средства КИПиА применены во взрывозащищенном исполнении, а провода и кабели - с медными жилами. Объем автоматизации и контроля обеспечивает работу установки без

постоянного присутствия обслуживающего персонала. Система контроля и автоматизации предусматривает:

1. ручное местное управление насосами-дозаторами, шестеренным насосом, вентилятором, электрическими обогревателями, освещением;
2. местный контроль давления и температуры химреагента;
3. автоматическое отключение насосов-дозаторов при повышении давления химреагента;
4. автоматическое управление по температуре электрическим обогревателем, установленным в баке;
5. автоматическое управление по температуре электрообогревом в шкафу управления;
6. защиту всех электроприемников от короткого замыкания и перегрузок.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений

| Наименование объекта основных фондов | Балансовая стоимость, руб. | Годовая норма амортизации, % | Сумма амортизации, руб./закачку |
|--------------------------------------|----------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| УДХ                                  | 4 050 000                  | 10                           | 6796,3                          |
|                                      |                            | Итого                        | 6796,3                          |

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по закачке ингибитора механических примесей в скважину, которая представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

| Состав затрат                 | Сумма затрат, руб. |
|-------------------------------|--------------------|
| 1. Материальные затраты       | 265229,6           |
| 2. Затраты на оплату труда    | 56688,0            |
| 3. Страховые взносы           | 17233,2            |
| 4. Амортизационные отчисления | 6796,3             |
| Итого                         | 345947,5           |

Таким образом общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по закачке ингибитора механических примесей в скважину с объемом закачки 600 м<sup>3</sup> составит 345947,5рублей. Стоимость закачки 1 м<sup>3</sup> ингибитора механических примесей составляет 576,58 рублей.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |                            |
|---------------|----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 |
| 3-2Б4Г        | Панов Никита Александрович |

|                            |             |                                  |                                 |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---------------------------------|
| <b>Школа</b>               | <b>ИШПР</b> | <b>Отделение</b>                 | Нефтегазовое дело               |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело<br>(21.03.01) |

|                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>                                                                                                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 1. Характеристика объекта исследования и области его применения                                                                                                                                                                           | Объект исследования –защита оборудования от механических примесей с помощью использования ингибитора                                                                                                                                                                                            |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>1. Производственная безопасность</b><br>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.<br>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. | Опасные и вредные факторы:<br>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.<br>2. Воздействие шума.<br>3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.<br>4. Электрический ток.<br>5) Работы с оборудованием, работающим под высоким давлением. |
| <b>2. Экологическая безопасность</b>                                                                                                                                                                                                      | Оценка и анализ воздействия химических реагентов на окружающую среду.<br>Комплекс мер по охране окружающей среды.                                                                                                                                                                               |
| <b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>                                                                                                                                                                                           | Оценка возможных чрезвычайных ситуаций.<br>Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.                                                                                                                                                  |
| <b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>                                                                                                                                                                     | Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация рабочей зоны                                                                                                                                                                                                      |

|                                                             |            |
|-------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 30.03.2019 |
|-------------------------------------------------------------|------------|

**Задание выдал консультант:**

|                  |                             |                               |                |             |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>                  | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Ассистент        | Черемискина Мария Сергеевна |                               |                | 30.03.2019  |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                            |                |             |
|---------------|----------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б4Г        | Панов Никита Александрович |                | 30.03.2019  |

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [8].

Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 по природе их воздействия подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические [9].

### 5.1 Производственная безопасность

При выполнении работ по подаче ингибитора в скважину возникают вредные и опасные факторы, представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при использовании химических методов

| Источник фактора, наименование видов работ                                | Факторы (по ГОСТ 12.0.003–2015)                                                   |                                                                                                                                                                         | Нормативные документы                                                             |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                           | Вредные                                                                           | Опасные                                                                                                                                                                 |                                                                                   |
| 1 Эксплуатация и обслуживание скважин;<br>2 Закачка химических реагентов. | 1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;<br>2 Воздействие шума; | 1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;<br>2 Электрический ток;<br>3 Работы с оборудованием, работающим под высоким давлением. | 1) СП 4156–86; [1]<br>2) СН 2.2.4/2.1.8.562–96; [2]<br>3) СанПиН 3.2.3215–14; [3] |

#### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

К вредным производственным факторам при проведении работ по защите оборудования от механических примесей:

### – Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны. Температура воздуха ниже минус 45°С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений [7].

При температуре воздуха выше 30°С и при скорости ветра более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (солнцезащитные очки, каска)

### – Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум исследуется при наличии на рабочем месте источников шума, создаваемыми следующими объектами:

- установка подготовки нефти (УПН),
- буровые установки, специальные машины (передвижная паровая установка).

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности для производственных объектов приведены в таблице 12. [5]

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звука

| Вид трудовой деятельности, рабочее место                                                                       | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц |    |     |     |     |      |      |      |      | Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА) |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|---------------------------------------------------|
|                                                                                                                | 31,5                                                                                     | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |                                                   |
| Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предпр. | 31,5                                                                                     | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | 80                                                |
|                                                                                                                | 107                                                                                      | 95 | 87  | 82  | 78  | 75   | 73   | 71   | 69   |                                                   |

Значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый.

### **5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

К опасным производственным факторам при подаче ингибиторов в скважины и оборудование относятся:

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

При проведении работ используется автомобильный транспорт – автоцистерна вакуумная, насос (АКН), в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К методам обеспечения безопасности относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов. Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062 – 81 [9] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003 – 91 [18].

– **Электрический ток**

На месторождениях используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промысловых объектов разработки и эксплуатации

скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения – 4 - 1,5.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

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

Методы защиты от статического электричества следующие:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);
- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов [9].

#### **– Работы с оборудованием под высоким давлением**

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выход из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением. [10]

## **5.2 Экологическая безопасность**

При проведении работ по приему и подаче ингибитора мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Исторически в качестве основы для ингибиторов использовались соли тяжелых металлов, такие как хроматы, фосфаты, полифосфаты, ортофосфаты.

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

### **5.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Исторически в качестве основы для ингибиторов использовались соли тяжелых металлов, такие как хроматы, фосфаты, полифосфаты, ортофосфаты.

Как показывает опыт эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, основными источниками загрязнения атмосферы является оборудование основного технологического процесса. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;

– испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях.

### **5.2.2. Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения**

Существенным фактором воздействия на водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми в составе ингибитора. Наиболее вероятными загрязнителями при освоении месторождения являются взвешенные вещества, компоненты буровых растворов, хлорид–ион, нефтепродукты, метанол.

При обустройстве и эксплуатации месторождения будут образовываться стоки:

- жидкие отходы бурения;
- производственно–дождевые;
- хозяйственно–бытовые.

В целях обеспечения экологической безопасности и предотвращения загрязнения охраны окружающей среды стоки будут очищаться на специально построенных канализационных очистных сооружениях до установленных нормативов, и закачиваться в поглощающие скважины. В качестве поглощающих будут использоваться специально построенные для закачки стоков скважины.

### **5.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения**

Негативное воздействие на земли при разработке месторождения оказывается при изъятии земель под объекты промысла, механическим

нарушением почв, при строительстве объектов и химическим загрязнением земель при авариях.

На землях краткосрочного пользования происходит сведение древесных насаждений (трансформация растительных сообществ), нарушение почвенного покрова.

На землях долгосрочного пользования происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов.

При освоении нефтегазоконденсатных месторождений воздействие на земли происходит в результате:

- изъятия земель из существующей структуры землепользования при размещении объектов обустройства;

- подтоплении земель в результате нарушения режима поверхностного стока;

- загрязнении почв технологическими жидкостями и отходами производства и потребления. В целях охраны и рационального использования земель при освоении Казанского месторождения предусматривается:

- строительство скважин группами («кустами») на общих технологических площадках и прокладка трубопроводов, ЛЭП и автодорог в едином коридоре коммуникаций;

- использование в технологическом процессе объектов, расположенных за пределами лицензионного участка и обслуживающих одновременно два и более промысла (установки подготовки нефти и газа, вертолетные площадки, вахтовые поселки и т.д.);

- снятие плодородного слоя почв перед строительством объектов на отводимых участках и использование его для рекультивации земель по окончании строительства;

- строительство водопропускных сооружений;

– создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ).

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.

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

Наиболее часто встречается пропуск ингибитора в связи с нарушением герметичности соединений на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Причинами пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов и легковоспламеняющихся веществ, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд

до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс.

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

Пожарный инвентарь:

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

Также следует соблюдать правила хранения взрывоопасных веществ.

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

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

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

### **5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа сотрудниками нефтяных месторождений осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [13], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов.

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

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику

выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

#### **5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

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

Рабочая зона закачки ингибитора состоит из следующих элементов :

1. Призабойная зона скважины
2. Эксплуатационная колонна
3. Поверхность колес ЭЦН
4. Насосно-компрессорные трубы, наземные коммуникации

Рабочее место состоит из следующих элементов:

**Блоки дозирования реагента** предназначены для подготовки и дозированной подачи различных реагентов в жидком состоянии, в трубопроводную промышленную систему транспортирования, с целью предотвращения образования эмульсий внутри трубопроводов, солевых отложений на стенках труб, для защиты нефтепроводов и техники от коррозионного поражения. Блоки дозирования реагента производятся в строгом соответствии с **ТУ 3632-001-24407019-2014**.

Основные функции БДР(УДХ)

- Закачка концентрата химического реагента из мобильного заправочного резервуара в ёмкость блока посредством насосного агрегата
- Опорожнение ёмкостей при помощи внутренней насосной установки
- Закачка химического реагента дозами в трубопровод

Рассмотренные правила техники безопасности обязательны к выполнению не только администрацией предприятия, но и в первую очередь работниками.

Администрация обязана предоставить средства защиты и обеспечить безопасные условия труда, а работники безукоризненно соблюдать правила безопасности, только в этом случае будет сохранено здоровье персонала, предотвращены чрезвычайные ситуации и возможно будет обеспечить сохранность окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы был сделан вывод о том, что замена изношенного оборудования, на новое отечественное, разработанное для скважин с большим содержанием механических примесей не только экономически выгодно для нефтедобывающего предприятия, но и поддерживает отечественного производителя.

Наиболее эффективным подходом к проблеме выноса механических примесей совместно с добываемой продукцией является разработка и применение комплекса мероприятий, нацеленных на предупреждение, задержание и снижение негативного влияния примесей на промышленное оборудование. В числе которых - укрепление ПЗП, оборудование скважин фильтрами, проведении капитального ремонта в комплексе с ограничением водопритоков, контроль за КВЧ в процессе эксплуатации, вывод скважины на оптимальный режим с учетом комплексного влияния всех действующих факторов и др., при этом, все технологические операции должны рассматриваться как единое целое, а не отдельные технические решения [3].

Формирование эффективного комплекса мероприятий должно проводиться на основании анализа о строении выбранного объекта и учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине.

Результаты исследования показали, что с увеличением параметра максимальная рабочая депрессия, при которой не будет добыто твердой фазы, т.е. песка из забоя скважины, растет по сравнению с соответствующей рабочей депрессией без появления песка. При этом характер изменения исследуемого параметра, в основном, зависит от коэффициента, зависящего от формы частицы и соотношений радиусов, где начинается изменение величин пластовых давлений. Как видно из графика для добычи минимального объема песка рабочую депрессию необходимо поддерживать на уровне рабочей депрессии в районе забоя скважины.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Апасов Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187с.
2. Апасов, Г.Т. Применение комплексного метода для восстановления продуктивности скважин: Материалы VIII науч.-техн. конф. «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, Г.А. Дунамалян. Тюмень, 2014. – Том 1 – С. 276 – 281.
3. Апасов, Т.К. Анализ применения комплексных аппаратов ГП-105 на скважинах Кошильского месторождения: Известия высших учебных заведений. Сер. Нефть и газ / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, М.Л. Макурин, Р.Т. Апасов // Тюмень, ТюмГНГУ. 2011. – № 2. – 38с.
4. Апасов, Т.К. Анализ применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении / Т.К. Апасов, Д.М. Сахипов, Г.Т. Апасов, Р.Т. Апасов. – Тюмень: Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. № 1. – 331с.
5. Апасов, Т.К. Комплексные схемы ультразвукового воздействия на пласты Самотлорского месторождения: Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. Наука и ТЭК / Т.К. Апасов, В.О. Абрамов, М.С. Муллакаев, Ю.А. Салтыков, Г.Т. Апасов. – Тюмень, 2011. – № 6. – 80 с.
6. Апасов, Т.К. Применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении: Материалы VII Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию Байбакова Николая Константиновича) / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов. – Тюмень, 2011. – 38 с.
7. Апасов, Т.К. Разработка и совершенствование технологий интенсификации добычи нефти на месторождениях с полимиктовыми глинистыми коллекторами: дисс. канд. техн. наук: 25.00.17 / Апасов Тимергалей Кабирович – М.: ВНИИнефть, 2004. – 148с.

8. Безопасность жизнедеятельности: методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 56 с.
9. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427с.
10. Газизов, А.А. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях / А.Ш. Газизов, М.М. Кабиров, Р.Г. Ханнанов. – Казань, 2008. – 155с.
11. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311с.
12. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
13. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.2.062–81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
16. ГОСТ 12.4.124–83–ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
17. ГОСТ Р 52630–2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
18. Ибрагимов, Г.З. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1983. – 312с.
19. Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240с.
20. Ибрагимов, Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 478с.

21. Иванов, С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учебное пособие / С.И. Иванов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565с.
22. Кабиров, М.М. Интенсификация добычи нефти и ремонт скважин: конспект лекций / М.М. Кабиров, У.З. Ражетдинов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1994. – 304с.
23. Кагарманов И.И. Техника и технология добычи нефти / Учебное пособие. Томск, – 2005. – 176с.
24. Карапетов К.А., Дурмишьян А.Г. Борьба с песком в нефтяных скважинах. М.: Гостоптехиздат, 1958. – 140с.
25. Козлов В.С. Методы, применяемые для выноса песка при глубино-насосной эксплуатации скважин на нефтепромыслах Азербайджана. Баку: ГНТК Совмина Азерб.ССР, 1959. – 96с.
26. Кристиан, М.Л. Увеличение продуктивности скважин / М.Л. Кристиан, С.А. Сокол, А.В. Константинеску. – М.: Недра, 1985. – 184с.
27. Кудинов, В.И. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / В.И. Кудинов, Б.М. Сучков. – Самара, 1996. – 440с.
28. Логинов В.Ф. Компрессионные насосы для нефтедобычи в осложненных условиях // Oil and gas journal. 2016, № 6. С. 54 – 56.
29. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 21 с.
30. Михайлов, Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1996. – 339с.
31. МР 2.2.7.2129 – 06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
32. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие – Казань, изд-во «Фен» Академии наук РТ, 2005. – 251с.

33. Пат. 2528805 РФ, МПК E21B 43/22. Способ повышения нефтеотдачи в неоднородных, высокообводненных, пористых и трещиновато-пористых, низко- и высокотемпературных продуктивных пластах / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, В.Г. Мухаметшин (Россия). – Оpubл. 20.09.2014, Бюл. № 26.
34. Пат. № 2564742 РФ. Погружной многоступенчатый центробежный насос». Дата подачи заявки 12.03.2014, опубликовано 10.10.2015.
35. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36)
36. СанПиН 3.2.3215 – 14 «Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации»
37. Сидоров О.А., Везиров А.Р. О допустимых значениях депрессии на пласт при освоении и эксплуатации продуктивных горизонтов, представленных слабосцементированными породами. Баку: сб. научн. тр. АзНИПИнефть, 1979, вып. 49, с. 134.
38. Сидоровский, В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В.А. Сидоровский. – М.: Недра, 1978. – 256с.
39. СП 4156–86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;
40. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»
41. Ступоченко, В.Е. Научное обоснование методов интенсификации разработки глинодержающих коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта: дисс. д-ра техн. наук: 25.00.17 / Ступоченко Владимир Евгеньевич. – М.: ВНИИнефть, 2001. – 438с.
42. Сургучев, М.Л. Извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин. – М.: Недра, 1991. – 347с.
43. Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197– ФЗ, по состоянию на 01.10.2019г
44. Ушаков А.В. Перспективы применения магнитной обработки пластового флюида с целью управления эффективностью работы погружных

электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2015. № 8. – С. 44-50.

45. Ушаков А.В. Анализ теоретических предпосылок и экспериментальных исследований магнитной обработки водных и нефтяных систем // Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2015. №3 (49). – С. 29-32.
46. Щуров, В.И. Технология и техника добыча нефти: учебник для вузов / В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510с.

### **МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНЫМ ПОЛЕМ КАК ЗАЩИТА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

Одной из перспективных технологий для борьбы с осложнениями, вызванными причинами геологического характера, является воздействие магнитным полем на осложненные нефтяные флюиды (ОНФ-системы). Технология магнитного воздействия относится к группе малоэнергетических технологий, позволяющих с малыми затратами перестраивать структуру жидких сред, уменьшая тем самым степень влияния осложняющих факторов. Данная технология, как сравнительно новый метод, имеет широкие перспективы стать одним из наиболее эффективных методов.

Анализ известных аппаратурных подходов магнитного воздействия на нефти показывает, что представленные решения имеют единичный характер, и при этом слабо оформлены системные технологические принципы.

Магнитная технология имеет хорошие перспективы для использования в методах управления ОНФ - системами, однако до настоящего времени указанная технология не вышла за пределы отдельных примеров эффективного использования. В единичных случаях удается добиться гармонии между используемым оборудованием, технологическими параметрами магнитного воздействия и характеристиками нефтяной системы.

В рамках выполненных экспериментальных исследований получены следующие результаты:

- в случае с пескопроявлением при воздействии магнитным полем наблюдается диспергирование минеральной фазы (агломератов) на более мелкие частиц;

- в случае с солеотложениями при воздействии магнитным полем интенсифицируется процесс образования соли.