

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



Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы                                                                                           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ<br/>ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b> |

УДК 622.276.8-047.44(571.16)

**Студент**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б37   | Жданов Максим Сергеевич |         |      |

**Руководитель**

| Должность                | ФИО                        | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший<br>преподаватель | Максимова Юлия<br>Анатовна |                           |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО       | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Вазим А.А | К.Э.Н.                    |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Инженер   | Грязнова Е.Н | К.Т.Н                     |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Должность     | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Зав. кафедрой | Чернова Оксана<br>Сергеевна | К.Г.-М.Н.                 |         |      |

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра ГРHM

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(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                     |
|--------|-------------------------|
| 2Б37   | Жданов Максим Сергеевич |

Тема работы:

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                                           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Анализ методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин в Западной Сибири, анализ технологической документации, научных публикация по данной теме.</p>                |
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования,</i></p>                                                                                                                          | <p>Анализ методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин Западной Сибири, анализ мирового опыта, перспективы применения в Западной Сибири, экономическая оценка эффективности</p> |

|                                                                                                                                                        |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <p>конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p> |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|

|                                                                                              |  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <p><b>Перечень графического материала</b><br/>(с точным указанием обязательных чертежей)</p> |  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|--|

|                                                                                                     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br/>(с указанием разделов)</p> |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|

| Раздел                                                                 | Консультант  |
|------------------------------------------------------------------------|--------------|
| <b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> | Вазим А.А    |
| <b>Социальная ответственность</b>                                      | Грязнова Е.Н |

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б37   | Жданов Максим Сергеевич |         |      |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

|               |                         |
|---------------|-------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>              |
| 2Б37          | Жданов Максим Сергеевич |

|                     |                           |                           |                     |
|---------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|
| <b>Институт</b>     | <b>Природных ресурсов</b> | <b>Кафедра</b>            | <b>ГРНМ</b>         |
| Уровень образования | Бакалавриат               | Направление/специальность | «Нефтегазовое дело» |

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

|                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                          |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Экономическая оценка эффективности применения методов борьбы с осложнениями на добывающих скважинах                                                                                                                      |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>                                                                                           | Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др. |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  | Ставка налога на прибыль 20 %;<br>Страховые взносы 30%;<br>Налог на добавленную стоимость 18%                                                                                                                            |

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

|                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки. |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>                                                                        | При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки                                                        |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>        | Оценка эффективности применения предложенных методов борьбы с осложнениями на добывающих скважинах                                                                                                                    |

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

|  |
|--|
|  |
|--|

|                                                             |  |
|-------------------------------------------------------------|--|
| <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           | Вазим А.А  | к.э.н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                         |                |             |
|---------------|-------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>              | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 2Б37          | Жданов Максим Сергеевич |                |             |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |                         |
|---------------|-------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>              |
| 2Б37          | Жданов Максим Сергеевич |

|                            |                             |                                  |                                              |
|----------------------------|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------------------------|
| <b>Институт</b>            | Институт природных ресурсов | <b>Кафедра</b>                   | Геологии и разработки нефтяных месторождений |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат                 | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело                            |

| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | Объектом исследования ВКР является анализ эффективности методов борьбы с осложнениями на добывающих скважинах                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul> | <p><i>Вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>- высокий уровень шума;</li> <li>- высокий уровень вибрации;</li> <li>- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>- утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</li> </ul> <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- электрический ток</li> <li>- пожаровзрывобезопасность</li> <li>- механические травмы</li> </ul> <p><i>Средства защиты</i></p> |
| <p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | <p><i>Экологическая безопасность:</i></p> <p><i>Охрана атмосферы</i></p> <p><i>Охрана гидросферы</i></p> <p><i>Охрана литосферы и животных</i></p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> </ul> <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p> | <p><i>Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды».</i></p> <p><i>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- техногенного характера;</li> <li>- природного характера;</li> </ul>                                                               |
| <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>                                         | <p><i>Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда, регулирование трудовых отношений между работодателем и работником определяется «Трудовым кодексом Российской Федерации» [81], общегосударственными и отраслевыми НД в области охраны труда. Основным направлением работ по охране труда в организациях является планомерное осуществление комплекса организационно-технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда на всех уровнях производства</i></p> |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Инженер   | Грязнова Е.Н | к.т.н                  |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б37   | Жданов Максим Сергеевич |         |      |

## **Реферат**

Ключевые слова: коррозия, солеотложения, газовый фактор.

Данный дипломный проект написан на 76 страницах, содержит 7 рисунков и 11 таблиц.

Темой данной работы является анализ методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин в Западной Сибири.

Цель: анализ существующих проблем при эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири, поиск методов решения основных проблем, оценка эффективности их применения.

В первой части работы автором анализируются основные проблемы эксплуатации добывающих скважин Западной Сибири, выделяются причины снижения межремонтного периода.

Во второй части подробно анализируются способы предотвращения осложнений при работе добывающих скважин, выделяются наиболее перспективные из них.

В завершении работы приводятся пример применения методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин, показываются полученные результаты, оценивается экономическая эффективность.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

ПЗП – призабойная зона пласта

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ПАВ – поверхностно-активные вещества

СКВ. – скважина

МРП – межремонтный период

УЭЦН – установка электроцентробежных насосов

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

РИР – ремонтно-изоляционные работы

П – парафины

ЛНФ – легкая нефтяная фракция

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГОСТ – государственный стандарт

МОП – межочистной период

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ПРС – подземный ремонт скважин

КРС – капитальный ремонт скважин

СНО - средняя наработка на отказ



## Оглавление

|                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....                                                                              | 11 |
| 1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....                         | 13 |
| 1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения .....                                                | 15 |
| 1.2 Механические примеси .....                                                              | 16 |
| 1.3 Отложения солей.....                                                                    | 16 |
| 1.4 Негативное влияние газа .....                                                           | 17 |
| 1.5 Коррозионный износ.....                                                                 | 17 |
| 1.6 Сверхнормативная кривизна скважин .....                                                 | 18 |
| 1.7 Снижение продуктивности скважин .....                                                   | 19 |
| 2 СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....      | 20 |
| 2.1 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....                              | 21 |
| 2.2 Методы борьбы с механическими примесями .....                                           | 23 |
| 2.3 Методы борьбы с отложениями солей.....                                                  | 28 |
| 2.4 Решение проблемы негативного влияния газа .....                                         | 33 |
| 2.5 Коррозионный износ.....                                                                 | 35 |
| 2.6 Решение проблемы сверхнормативной кривизны скважин.....                                 | 37 |
| 2.7 Борьба со снижением продуктивности скважин.....                                         | 38 |
| 2.8 Применение магнитно-импульсной дефектоскопии для контроля за состоянием скважин .....   | 39 |
| 3 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМОГО ОПЫТА БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X .....          | 44 |
| 3.1 Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин на месторождении X.....                  | 44 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....                      | 50 |
| 4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи..... | 50 |

|                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи..... | 51 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....                                                    | 60 |
| 5.1 Производственная безопасность .....                                              | 60 |
| 5.2 Анализ вредных факторов.....                                                     | 61 |
| 5.3 Анализ опасных факторов.....                                                     | 65 |
| 5.4 Экологическая безопасность.....                                                  | 66 |
| 5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы .....                                          | 67 |
| 5.4.2 Мероприятия по охране поверхностных вод.....                                   | 69 |
| 5.4.3 Мероприятия по охране литосферы .....                                          | 69 |
| 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....                                       | 71 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....                                                                      | 74 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....                                                  | 75 |

## ВВЕДЕНИЕ

Западная Сибирь является крупнейшим нефтегазоносным и нефтегазодобывающим районом России и мира. Западносибирский нефтегазоносный бассейн включает в себя территорию ХМАО, ЯМАО, Тюменской, Томской, Новосибирской, Омской областей, а также прилегающий шельф Карского моря. Добыча углеводородов на данной территории ведется с 1964 г.

Важнейшая особенность сырьевой базы нефти Западной Сибири заключается в исключительно благоприятной структуре разведанных запасов. Главный фактор — высокая концентрация запасов в крупных и крупнейших месторождениях.

Условия эксплуатации погружного оборудования на месторождениях Западной Сибири можно охарактеризовать как сильно осложненные в силу присутствия коррозии, АСПО, отложений солей, гидратообразований, выноса механических примесей и влияния свободного газа в затрубном пространстве. Для эффективной разработки и эксплуатации большинства нефтяных месторождений Западной Сибири необходим подбор технологий предотвращения образования и возникновения осложнений, учитывающий особенности конкретных скважин.

Известно, что показатели добычи и экономической эффективности эксплуатации месторождения напрямую зависят от показателей работы добычного оборудования (СНО и МРП). Улучшение данных показателей ведет к снижению как общей стоимости подъема жидкости для заказчика (за счет увеличения наработки оборудования, снижения потерь добычи и энергозатрат), так и затрат подрядчика (за счет снижения стоимости дополнительного обслуживания и капитального ремонта оборудования в рамках прокатной схемы обслуживания). Таким образом, задача повышения надежности и энергоэффективности эксплуатации скважин является основным параметром для максимизации рентабельности эксплуатации месторождения. Для борьбы с

осложнениями необходима разработка и реализация комплексных мер, направленных на постоянный контроль и улучшение данных показателей эксплуатации.

Целью данной работы является – анализ методов борьбы с возможными осложнениями при эксплуатации скважин и выделение самых эффективных методов борьбы.

Для достижения данной цели поставлены следующие задачи:

- изучить теоретические основы существующих методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин на территории Западной Сибири
- провести технико-экономический анализ внедрения методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин на типовой скважине.

## 1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В настоящий момент в Западной Сибири существует тенденция роста доли трудноизвлекаемых запасов.

Доля нефти, которую можно было добыть без применения современных методик, сокращается, растет доля трудноизвлекаемых запасов. Происходит переход к разработке более глубоких пластов – юрских и палеозойский отложений.

При этом их разработка зачастую сопровождается рядом проблем при эксплуатации добывающих скважин.

По результатам исследований отказов за 2015 г. (таблица 1.1) по Западной Сибири, по юрским отложениям основная доля связана с эксплуатационными отказами (38,5 %), которые были обусловлены, в основном, коррозией НКТ и элементов подвески (15,4 %), негерметичностью лифта НКТ (15,4 %) и механическими повреждениями кабельной линии (7,7 %). Такая же величина отказов (38,4%) была связана с некомиссионными отказами, свидетельствующих о наработке на отказ оборудования свыше гарантированного срока. Остальные отказы приходится на ремонтные отказы (15,4%) и организационные причины (7,7 %) УДНГ.

Таблица 1.1 – Причины отказов оборудования по данным расследований (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>)

| Вид отказа                                  | Доля, % |
|---------------------------------------------|---------|
| <i>Эксплуатационные отказы</i>              | 38,5    |
| Коррозия НКТ и элементов подвески           | 15,4    |
| Механические повреждение кабельной линии    | 7,7     |
| Не герметичность лифта НКТ                  | 15,4    |
| <i>Ремонтные отказы</i>                     | 15,4    |
| Брак ремонта (изготовления) кабельной линии | 7,7     |
| Брак ремонта гидрозащиты                    | 7,7     |
| <i>Организационные причины</i>              | 7,7     |
| Брак комплектации                           | 7,7     |
| <i>Не комиссионные</i>                      | 38,4    |

По пласту М<sub>1</sub> результатам расследований отказов за 2014 г. показала, что половина всех отказов – эксплуатационные (таблица 1.2), связанные с «полётами» НКТ и механическими повреждениями кабеля (по 16,7 % соотв.), а также коррозией УЭЦН и влиянием газа (по 8,3 % соотв.). Остальные отказы являются не комиссионными (33,3 %), а также организационными причинами (16,7 %).

Таблица 1.2 – Причины отказов оборудования по данным расследований по пласту М<sub>1</sub>

| Вид отказа                      | Количество, ед. | Доля, % |
|---------------------------------|-----------------|---------|
| <i>Эксплуатационные отказы</i>  | 6               | 50,0    |
| Полет НКТ                       | 2               | 16,7    |
| Механические повреждение кабеля | 2               | 16,7    |
| Коррозия УЭЦН                   | 1               | 8,3     |
| Влияние газа                    | 1               | 8,3     |
| <i>Организационные причины</i>  | 2               | 16,7    |
| Брак комплектации               | 1               | 8,3     |
| Организационные причины ЭПУС    | 1               | 8,3     |
| <i>Не комиссия</i>              | 4               | 33,3    |

Учитывая накопленный опыт разработки месторождений Западной Сибири можно выделить следующие основные осложнения, происходящие при эксплуатации добывающих скважин:

- снижением продуктивности скважин;
- повышенным газовым фактором;
- коррозионным износом подземного и наземного оборудования;
- отложениями солей в трубопроводах;
- повышенным содержанием механических примесей;
- сверхнормативной кривизной скважин;
- Асфальтосмолопарафиновые отложения

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

### 1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

Повышенное содержание АСПО в продукции скважин, и невысокие дебиты делают вероятным образование отложений АСПО на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования.

Парафинизация оборудования возникает в результате охлаждения газонефтяного потока от пластовой (120 °С) до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны, а также вследствие разгазирования флюида.

Выпадение АСПО на стенках глубинного оборудования работающих и простаивающих скважин зависит от материала, качества обработки и степени коррозионного износа поверхности глубинного оборудования.

АСПО могут быть цементирующей основой для взвешенных частиц твердой фазы, что приводит к образованию на поверхности оборудования плотной и прочной корки указанной смеси, плохо поддающейся любым обработкам.

## 1.2 Механические примеси

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом за счет уменьшения МРП насосов. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок и т. д.).

Для более качественного подбора защитного оборудования для условий данного месторождения желательно выполнить анализ дисперсности выносимых потоком добываемого флюида частиц.

## 1.3 Отложения солей

Практика нефтедобычи в Западной Сибири свидетельствует, что солеотложение является одним из наиболее существенных факторов, приводящих к снижению продуктивности добывающих скважин и наработки на отказ скважинных насосов. Мониторинг отложений указывает на то, что доля солевых в общем числе отказов ЭЦН варьируется от 12 до 25 %. Различная интенсивность солеотложения в скважинах связана с разной насыщенностью попутно-добываемых вод солеобразующими ионами, обводненностью добываемых флюидов, условиями эксплуатации погружных скважинных насосов. В скважинах месторождений Западной Сибири отмечено выпадение сульфатных (барит) и карбонатных (кальцит) осадков. Основным источником солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. Наиболее вероятным осадком является кальцит.

В условиях Западной Сибири чаще всего причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. В скважинах, оборудованных УЭЦН, отложения солей могут осаждаться на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле. По факту подобные отложения обнаруживаются на месторождении.



Как показывают расчеты, значения расчетного индекса насыщения для скважин выводимых из бурения составит  $SI$  0,44-1,08. Максимальные значения отмечаются в зоне забой - насос. По теории Оддо и Томсона, заметные солевые отложения появляются при индексе насыщения  $SI$  более 0,4, однако следует учитывать, что при наличии турбулентности этот порог снижается. Также следует учитывать, что наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенного раствора оказывают асфальтены и смолы, выступающие центрами кристаллизации солей, что может привести к формированию осадка, несмотря на низкое значение  $SI$ . Так по результатам определения качественного и количественного состава твердых отложений на большинстве месторождений Западной Сибири выявлено, что более 50 % массы составляют карбонаты. В процессе эксплуатации и роста обводненности риски негативного влияния солеотложения увеличиваются.

#### 1.4 Негативное влияние газа

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

При этом разработка пластов на режимах низких забойных давлений также является причиной выделения газа, и как следствие частых поломок насосов.

В то же время в последнее время растет число применяемых горизонтальных скважин с МГРП, отличающиеся большими отборами, и как следствие более резкому снижению давления в призабойной зоне и выделения газа.

#### 1.5 Коррозионный износ

По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа подземного оборудования.

В последние годы прослеживается тенденция роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин по причине коррозии. Наблюдается коррозия как внутренней стенки НКТ, так и внешней поверхности корпусов погружных электродвигателей (ПЭД). Коррозия ПЭД является причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя по причине коррозии. Всего же количество отказов погружного оборудования по причине коррозии за последние два года увеличилось в 4-5 раз и на сегодняшний день составляет в целом по объединению 13-15 % от действующего фонда скважин.

Межремонтный период скважин (МРП), подвергшихся коррозии, варьируется от 27 до 300 суток и составляет в среднем 100 суток при среднем общем МРП - 300 суток. Потери в добыче нефти из-за отказов скважин по причине коррозии достигают 2 000 т/год. Визуальное обследование коррозионных повреждений подземного оборудования указывает на протекание в скважинах:

- мейза-коррозии, инициированной истиранием защитного покрытия ЭЦН при его спуске в скважину. Оголившийся в виде продольных полос металл после спуска подвергся интенсивной электрохимической коррозии

- язвенно-канавочной коррозии, локализованной только на одной стороне корпуса ПЭД протекающей в месте контакта корпуса ПЭД с обсадной колонной. При этом скорость коррозии обычно резко возрастает за счет добавления к углекислотной коррозии контактной, щелевой, фреттинг- и электрокоррозии.

## 1.6 Сверхнормативная кривизна скважин

Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования УЭЦН. В процессе бурения из-за несоблюдения технологии иногда происходит сверхнормативное искривление ствола скважин (более 2° на 10 м), что ухудшает условия работы насосного оборудования, а в некоторых случаях ограничивает глубину его возможного спуска. В данном случае для

интенсификации добычи предполагается бурение новых скважин с большими отходами, где следует четко отслеживать геометрию ствола.

Результаты статистического анализа опыта эксплуатации УЭЦН показывают, что влияние искривления ствола скважины в зоне подвески насоса на МРП начинает проявляться при достижении значения около 12' на 10 м.

Не менее важное значение имеет учет искривления в зоне спускоподъемных операций (СПО). При больших (более 2° на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема, в особенности при высокой скорости СПО, повышается вероятность обрыва УЭЦН или возникновения остаточных деформаций узлов установки, что резко сокращает МРП.

### 1.7 Снижение продуктивности скважин

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации скважин, снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны при первичном и вторичном вскрытии пласта может быть вызваны: проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твердой фазы бурового раствора; образованием нерастворимых осадков, которые выпадают в порах и трещинах пласта; образованием на границе контакта промывочной жидкости с нефтью стойких вязких водонефтяных эмульсий, которые препятствуют продвижению нефти из пласта в скважину.

## 2 СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Наличие четко структурированного, последовательного алгоритма с ясно обозначенными обязанностями и ответственными лицами со стороны как подрядчика, так и заказчика является необходимым условием для достижения и постоянного улучшения заданных показателей эффективности.

Комплексный подход, категории:

1. Подбор УЭЦН к условиям конкретной скважины, с целью использования наиболее оптимального типоразмера оборудования с точки зрения надежности и энергоэффективности.
2. Производство и ремонт УЭЦН в соответствии со строжайшими стандартами контроля качества, принятым в индустрии и у производителя оборудования.
3. Геолого-Технические Мероприятия по подготовке скважины перед спуском УЭЦН, с целью снижения вредных скважинных условий во время спуска и эксплуатации УЭЦН.

Несмотря на то, что данный комплекс мероприятий находится преимущественно в зоне ответственности заказчика, подрядчик в лице мультипрофильной сервисной компании, тем не менее, может оказать ценную экспертную поддержку в силу накопленного мирового опыта эксплуатации оборудования в различных осложненных условиях и, таким образом, предложить конкретные и эффективные решения проблем.

4. Комплекс мероприятий по Полевому обслуживанию, в том числе монтаж/демонтаж оборудования на устье скважины, погрузочно-разгрузочные работы и транспортировка оборудования, с целью недопущения вредного воздействия и снижения качества оборудования в ходе проведения данных работ.
5. Вывод скважины на режим и оптимизация режима работы УЭЦН, для обеспечения максимально безопасного перевода оборудования в штатный

режим работы с оптимальными параметрами и в пределах рекомендованных производителем режимов эксплуатации, без снижения общего ресурса УЭЦН.

6. Разбор отказавшего оборудования и анализ корневых причин отказов, для выявления необходимых изменений в конструкции или процедурах эксплуатации УЭЦН с целью устранения данных причин отказов и увеличения наработки.

## 2.1 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Для защиты от АСПО устья скважины и открытых участков стальных трубопроводов рекомендуется, при необходимости, применять ленточные электрообогреватели во взрывозащищенном исполнении типа ЭНГЛЕх-1-1,7 (30) 220-56,8 или аналогов по ТУ 3442-025-03481263-02 с поверхностной теплоизоляцией асбестовым полотном или стеклотканью. В таблице 2.1 указаны методы борьбы с возможными отложениями АСПО.

Таблица 2.1 – Основные методы борьбы с АСПО

| Методы                                                                                                                                                                                                                                                                                             | Технология (оборудование и разработчик)                                                                                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Механические                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1. Скребок С-00.00 (ЗАО «Технология» г. Воткинск)                                                                                             |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 2. Скребок «Кыргач-5», «Кыргач-6» («Татнипинефть»)                                                                                            |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 3. Лебедка Сулейманова для ЭЦН и ФОН («Черногорнефть»)                                                                                        |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 4. Полуавтоматическая установка ПАДУС-3 для ЭЦН, ФОН (ООО «Прецезион», г. Пермь)                                                              |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 5. Станция управления установки депарафинизации труб скребками УДС-1М для ЭЦН и ФОН (НПО «Нефтеавтоматика»)                                   |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 6. Трубы с покрытием - стекло, эмаль, лакокрасочное                                                                                           |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 7. Скребок гидромеханический типа СГМ 146-1 для очистки обсадных колонн (Омск)                                                                |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 8. Стеклопластиковые НКТ (ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб»)                                                                             |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 9. Греющий кабель («Псковгеокабель»)                                                                                                          |
| Магнитные                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 1. Магнитный аппарат «МАРМ-7» для ЭЦН, ШГН и ФОН («ПермНИПИнефть») [49]                                                                       |
| Химические*                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 1. Ингибиторы: СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, СНПХ-7909, СОНПАР, Х-ТОЛ, ХТ-48-В, ингибитор парафиноотложений комплексного действия СНПХ-7941 и др.   |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 2. Удалители: СНПХ-7870, СНПХ-ИПГ-11 марки А, Б, В, сольвент нефтяной тяжелый, стабильный газовый конденсат, нефрас, гексановая фракция и др. |
| * - Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе тендерных процедур по результатам лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями |                                                                                                                                               |

Среди многообразия применяемых в настоящее время в Западной Сибири методов защиты скважин от АСПО [7-9] следует обратить внимание на установки прогрева скважин типа УПС «Фонтан» («НН-нефтесервис») или аналоги, которые позволяют устранить главную причину парафинообразования – снижение температуры по стволу скважины. Принципиальная схема установки приведена на рисунке Рисунок 2.1 – .

Конструктивные особенности нагревательного кабеля подразумевают, прежде всего, его особенности эксплуатации: - крепление на устье скважины и

работа в подвешенном состоянии, при повышенной температуре нагревательных жил, в агрессивной газожидкостной среде. Поэтому кабель кроме проволок грузонесущей брони имеет армированную полимерную оболочку, а при применении строительных длин кабеля свыше 1000 метров - центральный грузонесущий кабель-трос. Для повышения надежности кабеля нагревательные проводники, подключаемые к различным полюсам питания, разделены на группы через изолирующие жгуты.

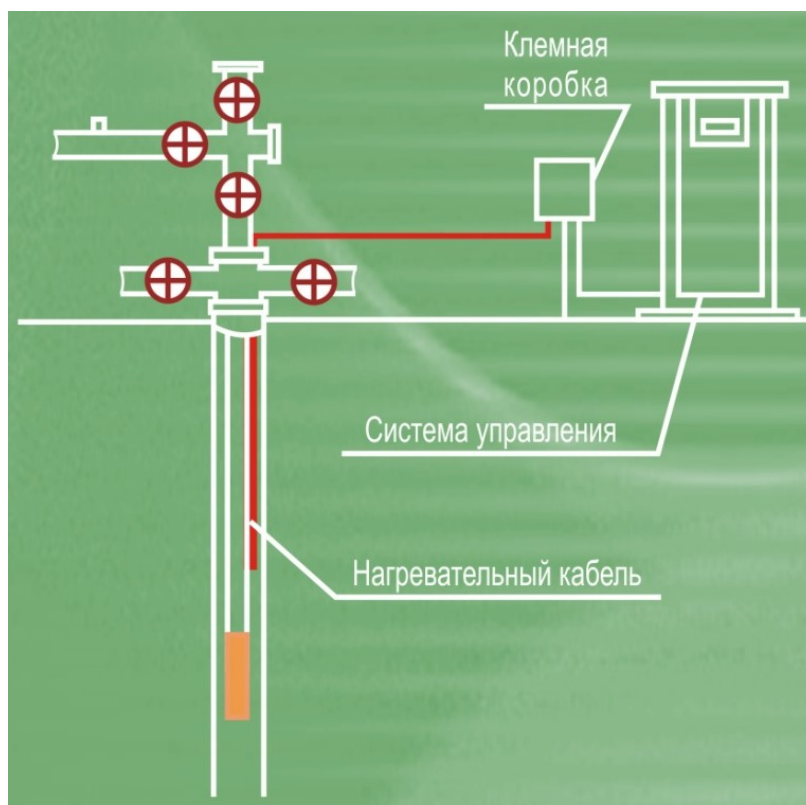


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема Установки подогрева скважин «Фонтан»

## 2.2 Методы борьбы с механическими примесями.

На начальном этапе, в качестве основных мер борьбы рассматривались методы предотвращения попадания мех. примесей на прием насоса за счет применения предвключенных погружных фильтров и гравитационных сепараторов мех. примесей (десендеров), однако данные меры быстро показали свою недостаточную эффективность. Как фильтрационные устройства, так и

десендеры имеют краткосрочный эффект (до момента засорения фильтров и/или полного заполнения контейнеров для сброса мех. примесей) и, кроме того, создают опасность пересыпания продуктивных горизонтов и снижения продуктивности скважин при отсутствии эвакуации поступающего на забой песка из ствола скважины. Таким образом, была поставлена задача с одной стороны, минимизировать поступление песка на забой скважин и, с другой стороны, обеспечить необходимую надежность погружного оборудования с возможностью его долговременной эксплуатации при высоких содержаниях абразива в добываемой продукции.

В качестве оборудования, включаемого в состав ГНО, при размере частиц более 300 мкм рекомендуется применение шламоуловителя ШУМ ЗАО «Новомет-Пермь». Данное оборудование успешно прошло ОПИ на месторождениях Западной Сибири. При меньших размерах частиц может быть опробован фильтр входного модуля ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь», имеется опыт применения на месторождениях Томской области. По рекомендации производителя для установок производительностью до 60 м<sup>3</sup>/сут включительно применяется щелевой экран с межвитковым зазором 100 мкм, более 60 м<sup>3</sup>/сут - 200 мкм. Ширину ячейки фильтра целесообразно так же выбирать исходя из анализа гранулометрического состава мехпримесей.

Способы борьбы с механическими примесями:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород;
- повышение стабильности режимов эксплуатации скважин (за счет стабилизации пластового давления путем ввода в действие системы ППД), мер по исключению кратковременных остановок (например, из-за отключений электроэнергии);
- внедрение фильтров-насадок от мехпримесей "STRONG" (ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н) для скважин осложненных повышенным содержанием мехпримесей
- периодический контроль выноса мехпримесей (не реже 1 раза в месяц на скважину) с фиксацией динамического уровня и дебита скважины;



- применение УЭЦН в износо-, коррозионностойком исполнении;
- применение входных фильтрующих модулей типа МВ5Ф и шламоуловителей для УЭЦН, фильтров ЖНШ;
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (не более 20 мг/л) в процессе их приготовления. В частности, блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блок очистки жидкости БОЖ-1, используется на растворных узлах, его производительность 50 м<sup>3</sup>/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Устройство для очистки воды от мех. примесей, растворенной и микроэмульгированной нефти, работающее на эффекте микрофлотации;
- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей; очистка НКТ от коррозии, песка, солей или замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуется организация на трубной базе участка по очистке НКТ. Такие стенды имеются заводского изготовления, работающие по принципу механической и гидropескоструйной очистки;
- применение клапана для промывки НКТ с определенной глубины, минуя насос (без СПО), а также для заполнения НКТ раствором глушения при проведении ПРС;
- фильтр для нагнетательных скважин в блочном исполнении ФНСБ, обеспечивающий тонкую очистку воды от механических примесей.

Имеется опыт применения мер по борьбе с механическими примесями на Ломовом месторождении.

На начальном этапе, в качестве основных мер борьбы рассматривались методы предотвращения попадания мех. примесей на прием насоса за счет применения предвключенных погружных фильтров и гравитационных сепараторов мех. примесей (десендеров), однако данные меры быстро показали свою недостаточную эффективность.

Как фильтрационные устройства, так и десендеры имеют краткосрочный эффект (до момента засорения фильтров и/или полного заполнения контейнеров для сброса мех. примесей) и, кроме того, создают опасность пересыпания продуктивных горизонтов и снижения продуктивности скважин при отсутствии эвакуации поступающего на забой песка из ствола скважины. Таким образом, была поставлена задача с одной стороны, минимизировать поступление песка на забой скважин и, с другой стороны, обеспечить необходимую надежность погружного оборудования с возможностью его долговременной эксплуатации при высоких содержаниях абразива в добываемой продукции.

В настоящее время наиболее оптимальный подход к эксплуатации песконесущих скважин на Ломовом месторождении включает в себя следующие мероприятия:

- Выборочное крепление призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением специальных составов и методик.

- Применение насосов абразивостойкого исполнения с рабочими органами из материала НиРезист Тип 1 (согласно стандарта ASTM A436) и оптимизированной конфигурацией твердосплавных или керамических карбидных радиальных опор. В наиболее проблемных скважинах с максимальным выносом мех. примесей (рисунок 2.2) существенный рост СНО был достигнут за счет внедрения насосов компрессионной сборки с рабочими органами из высоколегированного чугуна НиРезист Тип 4 (стандарт ASTM A436).

Данный материал обладает значительно более высокой твердостью (а также коррозионной стойкостью, по сравнению с Типом 1) за счет большего содержания таких компонентов, как Хром и Никель. Рекордная наработка насоса с рабочими органами из НиРезист Тип 4 в скважине, пробуренной на наиболее песконесущий пласт ПК, в настоящий момент составляет 2163 суток, что сравнимо с максимальной наработкой в целом по месторождению 2467 суток. Таким образом, можно утверждать, что адресное применение насосов

специального абразивостойкого исполнения позволяет обеспечить наработки на уровне, или даже выше наработок стандартного оборудование в скважинах, неосложненных выносом песка.

Известно, что скорость абразивного износа рабочих органов прямо пропорциональна скорости вращения рабочих колес насоса. Следовательно, снижение рабочей частоты, при прочих равных условиях, приводит к увеличению наработок оборудования в скважинах с наиболее интенсивным выносом абразива. Как доказательство данного утверждения можно привести 13 скважин, которые удалось вывести из часто ремонтируемого фонда за счет эксплуатации на частотах менее 40 Гц (как правило, между 35 и 39 Гц). Данный подход уже показал свою эффективность и внес вклад в общий рост СНО на Ломовом месторождении.



Рисунок 2.2 – Рост средней наработки на отказ за счет внедрения насосов компрессионной сборки с рабочими органами из высоколегированного чугуна НиРезист Тип 4 (стандарт ASTM A436)

### 2.3 Методы борьбы с отложениями солей

Как показывает многолетняя практика, эффективное предотвращение твердых отложений солей на рабочих органах насоса требует грамотного сочетания оптимально подобранных химических ингибиторов и мер по оптимизации подбора, конструкции и эксплуатации погружного оборудования УЭЦН, в первую очередь насоса.

В настоящее время наиболее эффективной формой химической защиты от выпадения солей является периодическая закачка инкапсулированного ингибитора.

Другие формы доставки реагента, такие как устьевые дозаторы и закачка пачки жидкого ингибитора непосредственно в пласт также применяются адресно на ряде скважин. Химический состав реагента был подобран и согласован с производителем погружного оборудования с целью недопущения коррозионного воздействия на компоненты УЭЦН.

С точки зрения подбора и эксплуатации погружного оборудования, основной задачей является снижение дополнительного тепловыделения за счет обеспечения максимального КПД электродвигателя и, особенно, насоса. Этого можно достичь при использовании насосов с более высоким конструктивным уровнем КПД и обеспечения работы насоса в скважине вблизи точки максимального КПД. Даже кратковременная работа насоса в неоптимальной зоне пониженного КПД, как справа, так и слева от точки максимального КПД, ведет к повышенному тепловыделению, что способствует интенсивному перегреву перекачиваемой жидкости и, как следствие, выпадению твердых солей в рабочих органах насоса. Новые конструкции рабочих органов насоса с улучшенной геометрией проточной части и пониженными адгезионными свойствами позволяют обеспечить более высокий КПД в широком диапазоне подач, что имеет явно выраженный положительный эффект и позволяет свести к минимуму, либо полностью избежать выпадения солей в насосе.

Дополнительный положительный эффект можно получить за счет практики подбора ПЭД заведомо большей номинальной мощности.

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложения), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Подбор ингибиторов может осуществляться на основании известных методик прогнозирования выпадения солей с использованием программных комплексов Rospump (РН-УфаНИПИнефть), HydroGeo (Томский политехнический университет), а также лабораторно. Испытанными ингибиторами отечественного производства являются ОЭДФ, СНПХ-5306, ПАФ-13А, Акватек 511 М, Азол 3010, Сансол 2001 А, СНПХ 5312 Т, СНПХ 5311 и ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642 и др. [50].

К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой;
- иметь низкие температуру застывания, вязкость и коррозионную активность;
- обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью;
- ингибиторы не должны оказывать побочные действия на другие химические реагенты, применяемые в нефтедобыче.

Эффективность предупреждения солеотложения зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Технология подачи ингибитора осуществляется следующими способами:

- непрерывной дозировкой ингибитора с помощью дозирующего насоса (НД) в составе реагентного блока (БРХ) или с приводом от станка-качалки в затрубное пространство скважины;

- периодической закачкой ингибитора в затрубное пространство скважины;
- размещением ингибитора в контейнере, устанавливаемом на насосе [13];
- технологией задавки ингибитора в пласт Squeeze (Heriot-Watt University, Edinburgh).

Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приема насоса. Метод эффективен в скважинах с низким уровнем потока жидкости, где химические реагенты циркулируют соответствующим образом. При обработке скважин ингибитором солеотложения методом закачки в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции на породе пласта. При малых дебитах возможна периодическая закачка ингибитора в затрубное пространство скважин.

Для предупреждения отложения солей существуют также технологические и физические методы.

К технологическим методам относятся:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб с полимерными покрытиями внутренней поверхности.

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями. Физические методы обеспечивают локальный эффект. Из физических методов борьбы с карбонатными солеотложениями, как и для борьбы с АСПО, рекомендуется применение скважинных магнитоактиваторов (МАС) в результате чего скорость образования кальцита снижается в 4–5 раз.

Также может быть рекомендовано для ОПИ устройство для подачи реагентов на забой проблемных скважин УДР-1.100. Устройство позволяет

закачивать реагент в затрубное пространство скважины на уровень приема насоса или ПЭД. Отличительной чертой дозатора является отсутствие потребности в электроэнергии, поскольку он работает по принципу капельницы при атмосферном давлении, то есть за счет столба реагента в баке [11]. Устройство успешно выдержало эксплуатационные испытания.

Также для ОПИ может быть рекомендована технология подачи химических веществ посредством капиллярных трубок One Source (Nalco). Ключевым элементом технологии One Source Nalco является запатентованное инжекторное сопло, которое позволяет подавать химические вещества точно в тех количествах и в те места, которые нужны, как в горизонтальных, так и вертикальных скважинах. В результате его применения оптимизируется производительность скважины и снижается потребление химических веществ.

Также может быть рекомендован прошедший успешные испытания и широко применяемый на месторождениях Западной Сибири контейнер скважинный с твердым реагентом КСТР, ЗАО «Новомет-Пермь». Так же, как и для борьбы с АСПО, приемлем вариант применения НКТ с внутренним покрытием, на котором не удерживаются солевые отложения.

В настоящий момент проводятся ОПИ по внедрению ЭЦН со ступенями, покрытыми антисолевым полимером. При успешных испытаниях рекомендуется внедрение подобных ЭЦН на осложненном солеотложениями фонде. Основные методы предотвращения солеотложений и борьбы с ними пригодные для условий данного месторождения приводятся в таблице 2.2. Оборудование, необходимое при использовании ингибиторов в жидкой товарной форме: цементирувочный агрегат, ЦА-320М; дозирувочные устройства типа НД, БР-2,5; УДЭ, УДС; автоцистерны ЦР-7АП, АЦН-7,5, АЦН-11.

Таблица 2.2 – Основные рекомендуемые методы борьбы с отложениями солей

| Методы                                                                                                                                                                                                                                                    | Технология (разработчик)                                                                                                                                                                                                                                                       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Механическое                                                                                                                                                                                                                                              | НКТ с внутренними покрытиями.                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Магнитные                                                                                                                                                                                                                                                 | Магнитный аппарат «МАРМ-7» для ЭЦН, ШГН и ФОН («ПермНИПИнефть»)                                                                                                                                                                                                                |
| Химические *                                                                                                                                                                                                                                              | Химсоставы:<br>1. ХПС-001, ХПС-007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов»)<br>2. СНПХ-5312, СНПХ-5301М (НПО «Ниинефтепромхим»)<br>3. Реапон-101. («Гипростокнефть»)<br>4. Акватек 511 М<br>5. ПАФ-13А («СибНИИНП»)<br>6. Твердые формы ингибиторов для контейнеров (КСТР) и др. |
| * - Подбор эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на конкурсной основе по результатам лабораторных исследований состава осадка применительно к составу воды данного месторождения с последующими промышленными испытаниями. |                                                                                                                                                                                                                                                                                |

На месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» при интенсификации солеотложения в зоне приема ЭЦН с положительной стороны зарекомендовала себя технология постоянного дозирования ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины наземными дозирочными установками УДЭ.

Анализ работы осложненных скважин, оборудованных УДЭ, показал, что в среднем коэффициент увеличения наработки на отказ ЭЦН вырос более чем в 2 раза (рисунок 2.3).



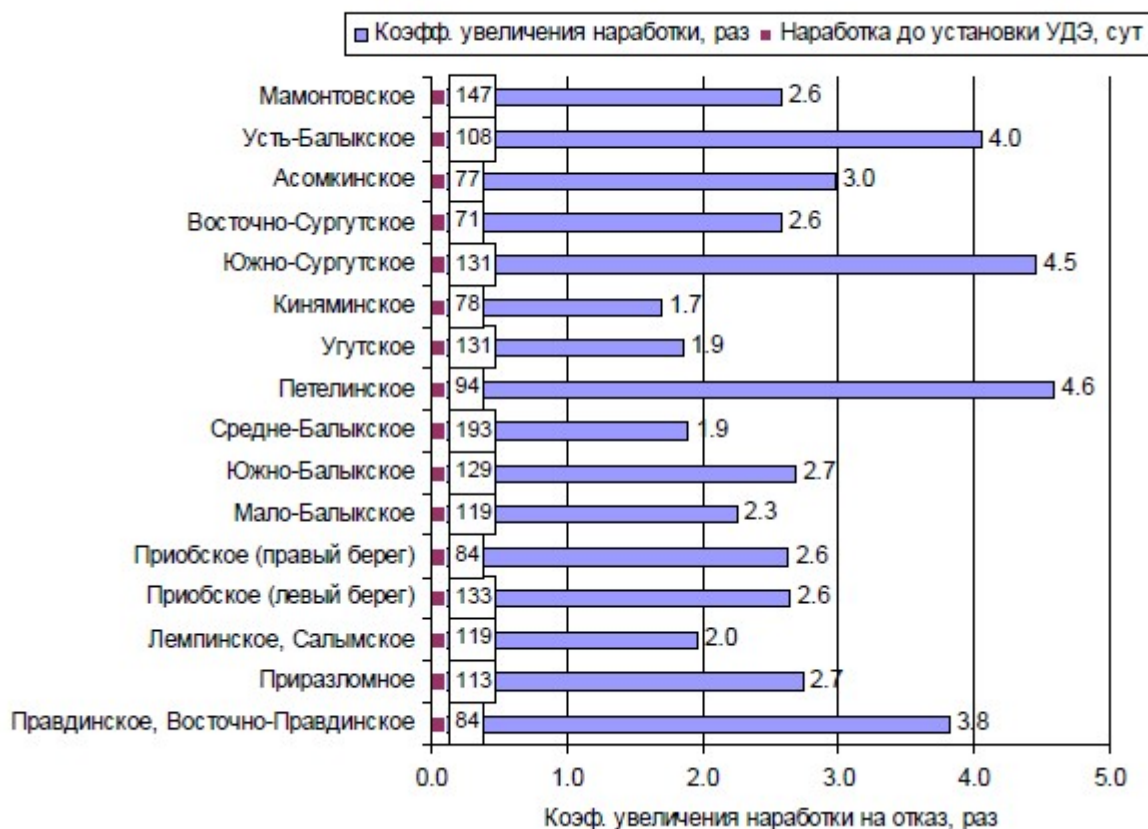


Рисунок 2.3 – Динамика кислотных промывок УЭЦН и ингибирования скважинных насосов в ОАО «Юганскнефтегаз»

#### 2.4 Решение проблемы негативного влияния газа

На Ван-Еганском месторождении имеется успешный опыт применения вихревых газосепараторов VGSA и диспергирующих устройств (Advanced Gas Handler, AGH), а также мультифазных гелико-осевых насосов (Poseidon).

Вихревые газосепараторы VGSA в настоящее время используются примерно на 15% фонда скважин. Следует особо отметить, что применение газосепараторов на песконесущем фонде необходимо оценивать с учетом возможного риска расчленения и полета УЭЦН по телу газосепаратора за счет абразивно-эрозионного воздействия. В то время как газосепараторы Вихревого типа (Vortex Gas Separators, VGSA) обладают большей конструктивной надежностью по сравнению с традиционными роторными устройствами (за счет меньшей кинетической энергии, сообщаемой потоку при сепарации),

применение VGSA не дает полной гарантии в сильно абразивных скважинах. По возможности (например, в обводненных скважинах), следует избегать использования газосепараторов и применять газодиспергирующие устройства и мультифазные насосы.

Газодиспергирующие модули АГН на текущий момент эффективно используются в примерно 30% скважин месторождения. Гелико-Осевые насосы Poseidon прошли пилотные испытания в трех скважинах, осложненных влиянием свободного газа, и показали положительный эффект. На рисунке 2.2 показаны давления на приеме и дебиты скважин до и после внедрения мультифазного насоса. Во всех трех случаях применение Poseidon позволило добиться снижения давления на приеме насоса и увеличения отбора из скважины при стабилизации режима работы насоса.

Однако, дополнительная добыча существенно различалась и зависела от свойств флюида и предыдущей истории эксплуатации конкретной скважины. Скважины 1 и 2 до внедрения мультифазного насоса уже эксплуатировались установками ЭЦН, при этом характеризовались высокой обводненностью продукции (~55% и ~92% соответственно). В силу высокой обводненности и несмотря на высокий газовый фактор (1087 и 1500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>соответственно), расчетное содержание свободного газа на приеме насоса до внедрения Poseidon было не столь большим и составляло примерно от 40 до 50%, что является функциональным ограничением для большинства газодиспергирующих устройств. Использование мультифазного насоса позволило достичь значительного дополнительного отбора за счет дальнейшего снижения давления на приеме и увеличения депрессии на пласт, поскольку насос теперь был в состоянии стабильно работать с большим газосодержанием на приеме до ~90% и на входе в насос (после сепарации) примерно ~70%. Таким образом, скважины 1 и 2 дают более адекватную оценку эффективности применения мультифазных насосов.

В отличие от первых двух, скважина 3 до внедрения мультифазного насоса эксплуатировалась фонтаном с низкой обводненностью ~7%. С учетом

газового фактора  $\sim 411$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, расчетное газосодержание на планируемой глубине спуска насоса составляло  $\sim 70\%$ , что уже близко к конструктивному пределу мультифазного гелико-осевого насоса. Таким образом, использование Poseidon позволило увеличить депрессию на относительно меньшую величину  $\sim 23$  атм., что, тем не менее, привело к дополнительной добыче  $\sim 7$  м<sup>3</sup>/сут. В дальнейшем, по мере обводнения скважины, может возникнуть возможность большего увеличения депрессии и отбора (аналогично ситуации со скважинами 1 и 2).

В целом, следует отметить стабильный положительный эффект от внедрения перечисленных выше мероприятий и технологий, выразившийся в росте СНО на 101 суток (с 335 суток по состоянию на начало 2012 г. до 436 суток в начале 2016 г.), или более чем на 30% (рисунок 2.4). В тоже время, показатель МРП вырос на более чем 56% (с 511 до 796 суток), что является явным индикатором повышения надежности оборудования и снижения влияния негативных скважинных факторов.

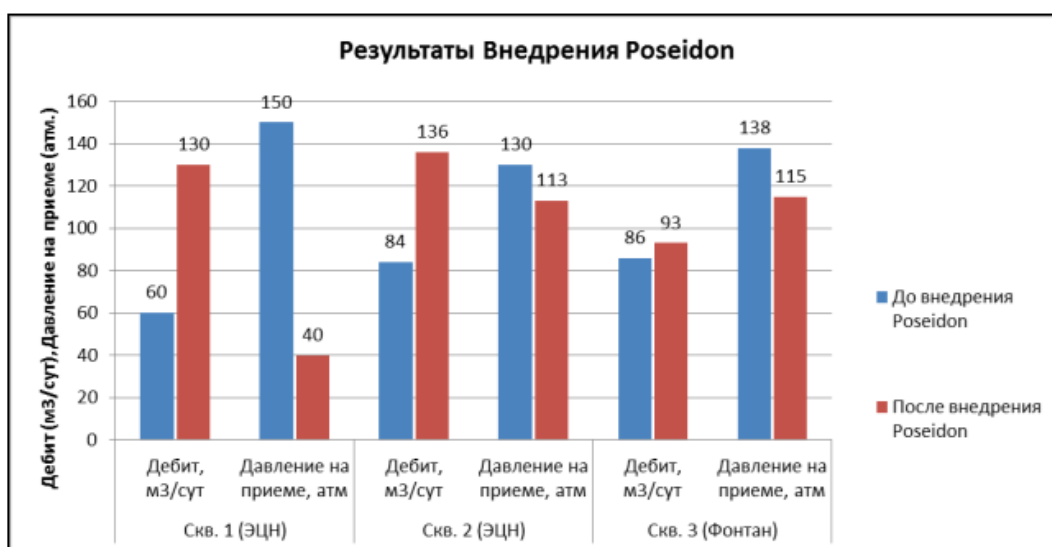


Рисунок 2.4 – Динамика изменения средняя наработка на отказ и межремонтного периода на Ван-Еганском месторождении

## 2.5 Коррозионный износ

Для подавления коррозии в скважинах рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р, из новых более прочных и стойких сталей типа 13ХФА, 09ГСФ;
- в условиях углекислотной коррозии - применение НКТ с содержанием хрома 5 % - есть успешный опыт применения на Западной Сибири;
- при глушении скважин солевыми растворами необходимо очищать их от частиц нерастворимых примесей;
- применение метода периодической закачки или постоянной дозировки в затрубное пространство скважин ингибиторов коррозии ВИСКО-938, Додикор, Кормастер 1025, Servo VCA-148, VCA-497 или др.

Все эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях Томской области со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год. Наиболее эффективными по результатам испытаний на месторождениях Томской области (Герасимовское, Ван-еганское) показали себя ингибиторы фирмы Servo Delden Ltd (Нидерланды) VCA-148, VCA-497. Ингибиторы Servo VCA-497 обладают комплексным ингибиторным и бактерицидным воздействием, что в условиях разрабатываемого месторождения позволяет бороться с СВБ (сульфатвосстанавливающими бактериями). Достоинством ингибиторов при их закачке в скважину является защита не только внутрискважинного оборудования, но и выкидных линий, нефтесборных сетей. Однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг). Подбор эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований применительно к составу воды данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями. Выбор ингибиторного способа защиты и марки реагента может определяться в результате технико-экономического сравнения с другими описанными выше вариантами.

Из пассивных методов защиты может быть рекомендовано к ОПИ использование НКТ с содержанием хрома до 5 %. Коррозионная стойкость данного вида НКТ обусловлена образованием на их поверхности непроницаемой пассивирующей плёнки, стабильной до 120 – 150 °С. В настоящее время данный способ успешно зарекомендовал себя на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК и ООО «Газпромнефть-Восток» (Чкаловское, Герасимовское).

## 2.6 Решение проблемы сверхнормативной кривизны скважин

Перед спуском насоса в скважину рекомендуется произвести поинтервальный (через 10 м) расчёт параметров кривизны скважин для выявления «опасных» участков с использованием компьютерных программ, таких как «Rosrpump» (ОАО «НК «Роснефть»), «Автотехнолог» (РГУ им. Губкина). При подборе УЭЦН к параметрам наклонно направленных скважин рекомендуется учитывать вписываемость наиболее габаритных узлов (погружные электродвигатели и нижние секции насосов). При выявлении опасных участков необходимо соблюдать меры предосторожности при спуско-подъемных операциях с УЭЦН [8].

Для определения реальной кривизны скважины рекомендуется применять шаблон-калибр с самописцем конструкции ВНИИГИС (г. Октябрьский, Башкортостан), позволяющим регистрировать максимальные усилия при спуске по всей глубине скважины.

Кроме этого, для повышения точности расчетов рекомендуется производить контрольную инклинометрию с помощью инклинометров гироскопических многоточечных ИГМ-73-120/60 и ИГМ-42-120/60 производства Ижевского механического завода, г. Ижевск, что позволит определить фактическую кривизну обсаженной скважины и оценить ее для эксплуатации насосным оборудованием. Запись показаний производится автономно (блок памяти в корпусе инклинометра), это позволяет применять лебедки для ГДИС. Исходя из результатов замеров, следует оценить

возможную глубину спуска ЭЦН, обеспечить условия стабильной добычи мехспособом и исключить убытки от дополнительных ПРС и замены ЭЦН.

## 2.7 Борьба со снижением продуктивности скважин

Для частичного восстановления первоначальной проницаемости пластов с целью интенсификации притока или приемистости скважин на пластах Западной Сибири могут быть применены следующие методы воздействия на призабойную зону:

- химическая обработка призабойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (солянокислотные и глинокислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями);
- различные сочетания физико-химических методов (комплексная обработка ПЗП нагнетательных скважин и т.д.);
- кислотный гидравлический разрыв пласта
- реперфорация.

Для повышения эффективности кислотных обработок, других химических ОПЗ необходимо использовать рекомендации методических указаний «Химическая обработка призабойных зон скважин», № П1-01.03 М-0016, которые устанавливают требования по выбору скважин-кандидатов, технологий и дизайна обработки, методики прогноза технологического эффекта, оценки экономической и технологической эффективности химических обработок призабойных зон пласта добывающих скважин.

В настоящее время для проведения кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) пласта организациями предлагается очень широкий выбор различных кислотных составов для обработок (продукция компаний ЗАО «Полиэкс», НПП «Гелий», группа компаний «Миррико» и т.д.). Выбор конкретного состава для обработки должен определяться исходя из целей обработки: очистка ПЗП от солевых отложений, парафинов, борьба с эмульсиями и др. В случае кислотной обработки, как правило, готовые товарные формы составов содержат комплекс реагентов: смесь соляной и

плавиковой кислот (вместо HF может использоваться бифторид-фторид аммония БФФА, фтороводородная кислота и т.д.) различных соотношений с добавками ПАВ, замедлителей реакции, ингибиторов коррозии и солеотложения. На основании целей обработки подбирается состав. Требования к составам регламентируются нормативными документами, в частности, все реагенты, закачиваемые в ПЗП должны быть совместимыми с пластовыми флюидами и между собой. Для проведения эффективной кислотной ОПЗ, важнейшим является правильный выбор скважины-кандидата под обработку.

Наибольшим эффектом обладают технологии комплексной обработки призабойной зоны пласта (КОПЗП) скважин заключающиеся в поочередном (циклическом) воздействии на ПЗП комплексом реагентов: Растворитель, ПАВ, СКО (ГКО). Высокую эффективность ОПЗ обеспечивает комплексность воздействия.

Во ВНИИнефтеотдача и НПФ «Ойл-Инжиниринг» разработаны технологии виброволнового воздействия на ПЗП, обеспечивающие ее декольматацию при различных типах загрязнений (нефтяных, солевых, механических примесей) и повышение фазовой проницаемости по нефти за счет применения скважинных генераторов колебаний, опускаемых на забой и приводимых в действие потоком жидкости, закачиваемой с поверхности.

Для терригенных коллекторов хорошие результаты показывает также и технология акустико-химической стимуляции, успешно апробированная на промыслах ОАО «Татнефть».

## 2.8 Применение магнитно-импульсной дефектоскопии для контроля за состоянием скважин

Одной из наиболее актуальных проблем, возникающих при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, является контроль технического состояния эксплуатационных и технических колонн, насосно-компрессорных труб (НКТ), муфтовых соединений, фильтров, пакеров и оценка качества

перфорации (являются ли перфорационные отверстия сквозными или повреждены лишь внутренние слои металла).

Коррозия конструкционных элементов может привести к неэффективной работе скважины и "утерянной нефти", которую не удалось добыть из-за утечек и перетоков через сквозные отверстия, вызванные коррозией. При этом непоправимый ущерб наносится и окружающей среде. Предприятия топливно-энергетического комплекса по добыче и транспортировке нефти остаются крупнейшим в промышленности источником загрязнения окружающей среды.

Актуальной задачей является анализ состояния колонны через НКТ, так как подъём труб НКТ – это дорогостоящая и трудоёмкая операция, особенно при работе на морской платформе. Традиционные электромагнитные дефектоскопы сканируют металлическое окружение всего на двух частотах, высокой и низкой, что позволяет определить лишь суммарную толщину металла на каждой глубине в двухбарьерном случае. При использовании данных дефектоскопов для анализа двухколонной конструкции невозможно отличить внешнюю коррозию НКТ от особенностей колонны, особенно, когда диаметры НКТ и колонны отличаются слабо.

Анализируя спад электромагнитного поля в широком диапазоне времен и сравнивая его с модельными откликами, можно независимо найти толщину НКТ и колонны, так как отклики НКТ и колонны дают различный вклад на разных временах (например, влияние колонны крайне мало на ранних временах, до 1-5 мс). Однако существующие дефектоскопы, работающие во временной области, обладают рядом недостатков. Приёмные катушки обладают большой инерцией (мёртвое время достигает 20 мс), поэтому анализировать трубы из немагнитных и слабомагнитных металлов (нержавеющая сталь) невозможно. Временной отклик от хромированной стали длится всего 10-20 мс и не фиксируется "медленными" датчиками традиционных дефектоскопов.

Также теряется детальная информация о внутренней поверхности первого металлического барьера, поэтому не удаётся отличить внутреннюю коррозию от внешней.



Самое главное – теряется часть спада на ранних временах (0.1 мс – 5 мс), которая содержит информацию только о первом металлическом барьере (влияние второго барьера на таких ранних временах ничтожно мало), что приводит к невозможности независимо оценить толщины первого и второго металлического барьеров. Малое число регистрируемых точек спада (8-11 точек), устаревшие методы обработки данных и недостатки используемых моделей приводят к тому, что на толщине второго барьера видны все аномалии первого барьера, включая муфты первого барьера. Таким образом, задача надёжного определения толщин стенок первого и второго барьеров в двух.

Магнитно-импульсный дефектоскоп (МИД) – это электромагнитный прибор, который создает электромагнитные импульсы и регистрирует отклик от окружающей среды. Конструкция дефектоскопа представлена на рисунке 2.1.

Прибор содержит длинный зонд, короткий зонд, датчик температуры и датчик давления. Каждый зонд состоит из двух катушек, генерирующей и приемной, расположенных concentrically вокруг сердечника.

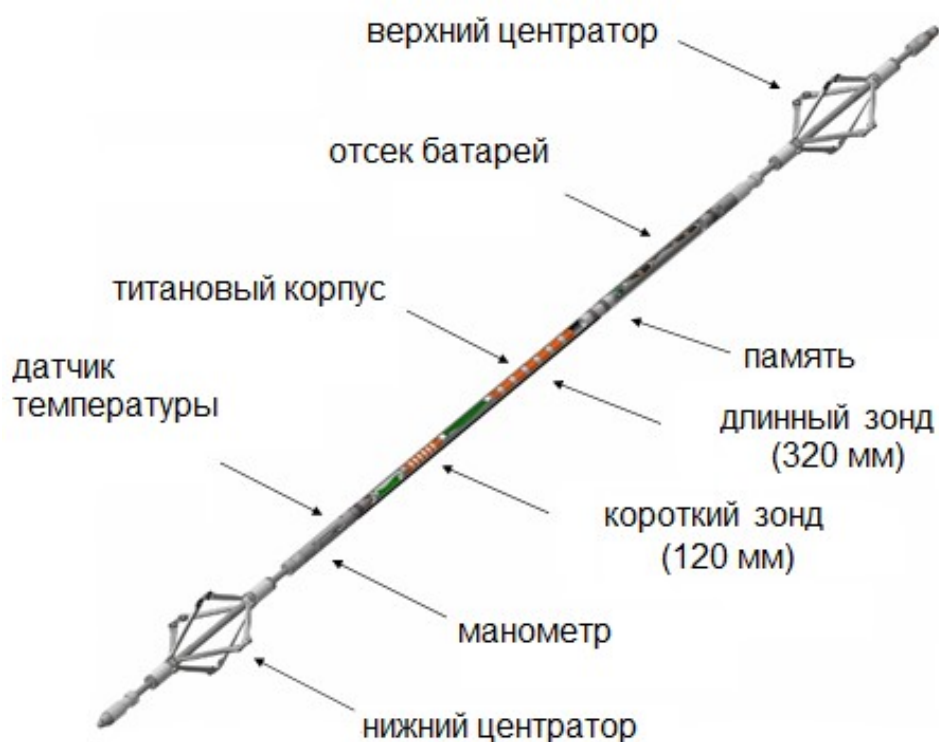


Рисунок 2.5 – Конструкция Магнитно-импульсного дефектоскопа

Короткий зонд (длиной 120 мм или 5 дюймов) предназначен для анализа технического состояния НКТ. Короткий зонд создает непродолжительный электромагнитный импульс малой амплитуды, намагничивая в основном первый металлический барьер, а затем регистрирует временной отклик (каждый спад короткого зонда состоит из 42 точек).

Длинный зонд (длиной 320 мм или 13 дюймов) предназначен для исследования обсадной колонны. Зонд вырабатывает мощный продолжительный электромагнитный импульс, а затем записывает временной отклик (каждый спад длинного зонда содержит 51 точку). Длинный зонд регистрирует суммарный отклик от НКТ и обсадной колонны. Дальнейшая математическая обработка откликов позволяет независимо определить толщины первого и второго металлических барьеров.

Наличие в составе аппаратуры высокочувствительных датчиков температуры и давления дает возможность провести замеры этих параметров по стволу скважины и получить дополнительную информацию о техническом состоянии скважины (определить сквозные дефекты по созданным ими аномалиям температуры и давления).

В заключении хочется кратко сформулировать основные достижения технологии автономной магнитно-импульсной дефектоскопии скважин, описанные в данной работе.

1. Автономный магнитно-импульсный дефектоскоп, содержащий два высокоэффективных датчика, позволяет регистрировать отклик в широком диапазоне времен (0.1 - 275мс). За счёт этого удаётся анализировать трубы из немагнитных сталей (хромированная сталь) и детектировать коррозию на ранних этапах развития.

2. Анализируя форму спада в широком диапазоне времен, удаётся определить количество металла, находящегося на разном расстоянии от прибора, и, таким образом, найти толщины первого и второго металлического барьеров (например, трубки и следующей за ней колонны, или двух колонн) независимо.

3. Алгоритмы, созданные для обработки данных МИД, позволяют надежно различать все элементы конструкции, коррозию НКТ и коррозию колонны. Разработанное программное обеспечение позволяет в короткие сроки проанализировать большой объём данных по скважине.
4. Технология отлажена на лабораторных исследованиях и доказывает свою работоспособность при анализе скважин.
5. Уникальная повторяемость данных открывает новые возможности мониторинга скважин автономным магнитно-импульсным дефектоскопом.

### 3 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМОГО ОПЫТА БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

#### 3.1 Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин на месторождении X

Нефтегазоносность месторождения X связана с двумя объектами: верхнеюрскими. Средняя глубина залегания по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составляет 2488 м, по М<sub>1</sub> – 2860 м. В пласте М<sub>1</sub> выделена газоконденсатная залежь, которая на данный момент не разрабатывается.

Нефть пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> особо лёгкая, плотностью 0,794 г/см<sup>3</sup>, с содержанием серы 0,44 %, смол силикагелевых 3,38 %, асфальтенов 0,73 % и парафинов 1,35 %. Давление насыщения нефти газом – 11,2 МПа, объёмный коэффициент – 1,426 ед., газовый фактор – 141,3 м<sup>3</sup>/т, начальное пластовое давление – 26,9 МПа.

Нефть пласта М<sub>1</sub> особо легкая - плотность 0,773 г/см<sup>3</sup>, с содержанием серы 0,07 %, смол силикагелевых 1,22 %, асфальтенов 0,30 % и парафинов 10,02 %. Давление насыщения нефти газом – 25,4 МПа, объёмный коэффициент – 1,989 ед., газовый фактор – 389,4 м<sup>3</sup>/т, начальное пластовое давление – 29,7 МПа.

Таблица 3.1 – Геологические условия месторождения X

| Параметры                                                   |                             |                |
|-------------------------------------------------------------|-----------------------------|----------------|
| Пласт                                                       | Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> | М <sub>1</sub> |
| Средняя глубина залегания, м                                | 2488                        | 2860           |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>           | 17,9                        | 153            |
| Начальное пластовое давление, МПа                           | 26,9                        | 29,7           |
| Начальная пластовая температура, °С                         | 92,8                        | 119,5          |
| Вязкость нефти, мПа*с: в пластовых условиях                 | 0,29                        | 0,14           |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup> | 0,794                       | 0,773          |
| Объемный коэффициент расширения нефти, доли ед.             | 1,426                       | 1,989          |
| Давление насыщения нефти газом, МПа                         | 11,2                        | 25,4           |
| Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т                           | 141                         | 389            |

Очевидно, основными осложняющими геологическими факторами при эксплуатации месторождения X будут большой газовый фактор и высокое давление насыщения, особенно по пласту М<sub>1</sub>. К преимуществам можно отнести низкие значения вязкости в пластовых условиях и плотности нефти в поверхностных условиях. Для всех месторождений к осложняющим факторам при разработке можно отнести большую глубину залегания и высокую температура пласта.

Эксплуатационные условия месторождения X приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Эксплуатационные условия месторождения X по состоянию на 01.01.2015 г.

| Параметр                                                    |                             |                |
|-------------------------------------------------------------|-----------------------------|----------------|
| Наименование пласта                                         | Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> | М <sub>1</sub> |
| Действующий фонд скважин, в т. ч.                           | 12                          | 4              |
| добывающих                                                  | 6                           | 4              |
| нагнетательных                                              | 6                           | 0              |
| Способы эксплуатации                                        | ФОН, УЭЦН                   | ФОН, УЭЦН      |
| Кривизна скважин                                            | ВС, ГС                      | ВС             |
| Глубина до верхних дыр перф, м                              | 2570-3042                   | 2905-3729      |
| Диаметр обсадной колонны, мм                                | 129, 150                    | 99, 127        |
| Средняя глубина спуска НКТ, м                               | 2235                        | 2965           |
| Диаметр НКТ, мм                                             | 60, 73                      | 60, 73         |
| Среднее P <sub>заб</sub> (тек), МПа                         | 8,9                         | 15,4           |
| Средняя депрессия, МПа                                      | 18,0                        | 14,3           |
| Средний дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут                 | 32,8                        | 92,0           |
| Средний дебит нефти, т/сут                                  | 15,7                        | 28,4           |
| Обводненность, %                                            | 47,8                        | 50,0           |
| Средний коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм | 0,4                         | 1,0            |
| Вероятность засорения мехпримесями                          | средняя                     | средняя        |
| Вероятность солеотложения                                   | средняя                     | средняя        |
| Вероятность коррозии                                        | высокая                     | высокая        |
| Вероятность выпадения АСПО                                  | средняя                     | высокая        |

В таблице 3.3 представлены основные характеристики надежности оборудования по месторождению X. В целом, показатели невысокие.

Таблица 3.3 – Основные характеристики надежности (по состоянию на 01.01.2015 г.)

| Способ эксплуатации |                                 |                          |
|---------------------|---------------------------------|--------------------------|
|                     | Средняя наработка на отказ, сут | Межремонтный период, сут |
| УЭЦН                | 192                             | 143                      |

Для повышения СНО и МРП на месторождении может быть рассмотрено применение на месторождении нового подземного и наземного оборудования:

- насосов в коррозионностойком и износостойком исполнении;
- применение энергоэффективных ЭЦН (насосов с повышенным КПД, ПЭД с пониженным энергопотреблением);
- НКТ с антикоррозионными покрытиями либо НКТ из легированных сталей с различным содержанием хрома;
- защитного оборудования для предотвращения засорения мех. примесями – модульных шламоуловителей ШУМ, щелевых фильтров типа ЖНШ, ФСЦ, пенометаллических фильтров СПМФ, шламоуловителей ШВ, сепараторов мехпримесей и др.;
- освинцованных удлинителей, термостойких кабелей и вставок в кабельных линиях, протекторов защиты кабеля.

Рассмотрим применяемые методы – рисунок 3.1.

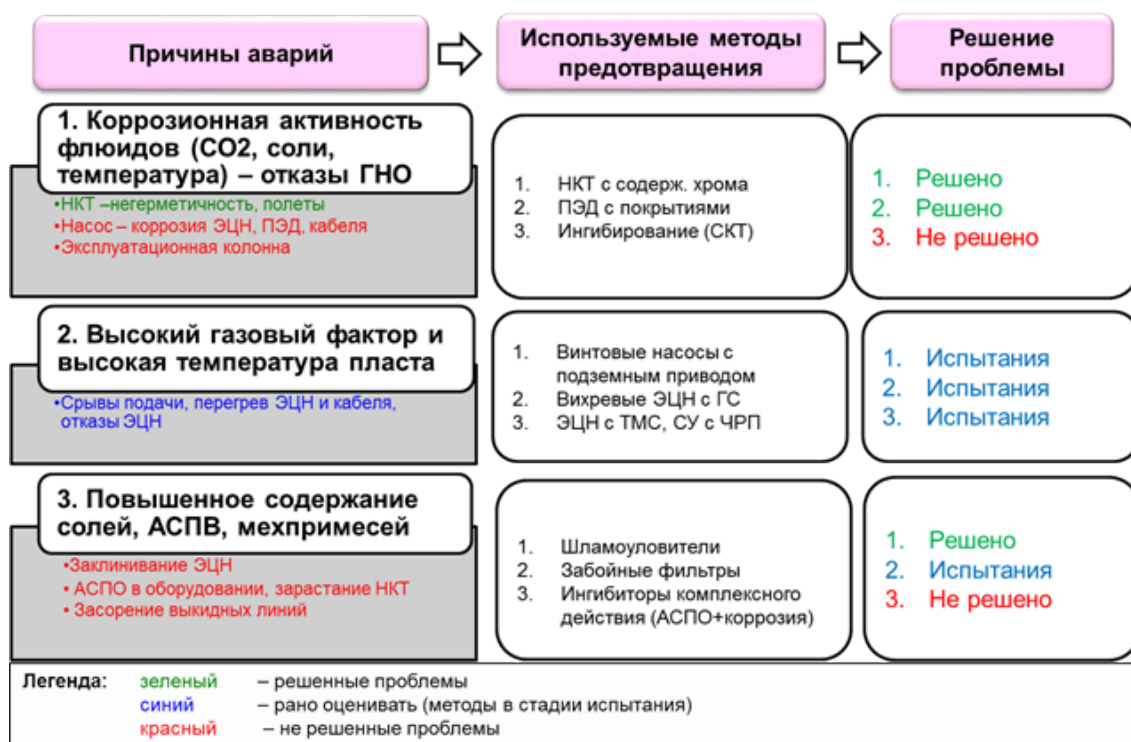


Рисунок 3.1 – Анализ эффективности проведенных мероприятий

Проведены испытания НКТ с содержанием хрома 13 % (JFE 13Cr, Япония) - увеличение СНО со 180 до 895 сут. (коррозионностойкая сталь).  
 - В 2010-2014 г. – эксплуатация НКТ Cr13 разных производителей (Япония; Китай);

по результатам эксплуатации на 5 скважинах в 2014 г. СНО 944 сут;  
 - Увеличение СНО НКТ не влияет на СНО насосного оборудования (коррозия, отложения, перегрев)

Выбор новых способов добычи:

Мультифазные винтовые насосы (рисунок 3.2), допускающие работу с высоким ГФ и АСПО:

2012 г. Был применен мультифазный насос МФОН производства ЗАО «Новомет-Пермь» (скв. №201), однако результаты оказались негативными - низкая надежность оборудования в условиях высокой температуры, минерализации.



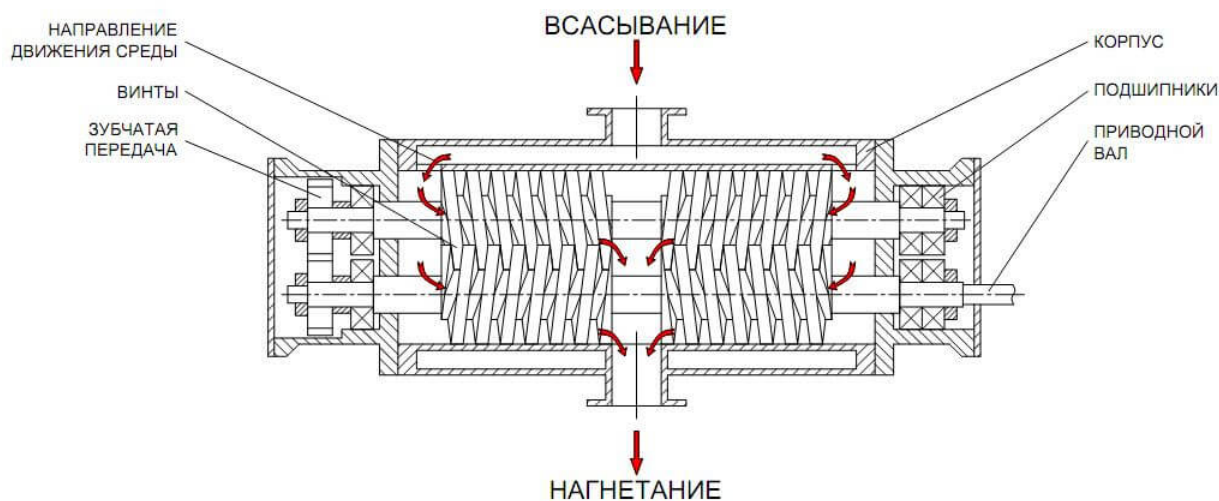


Рисунок 3.2 – Мультифазный винтовой насос

Можно сделать следующие выводы:

1. Срок работы НКТ увеличился за счёт внедрения НКТ с содержанием хрома

1. Существенно изменилась структура причин отказов – нет отказов из-за коррозии НКТ и полетов ЭЦН; увеличилась доля отказов из-за коррозии ЭЦН, солеотложений, мехпримесей, повреждения кабеля и перегрева.

2. В результате суммарная наработка на отказ насосного оборудования изменилась незначительно в силу существенного влияния комплекса действующих факторов на другие компоненты системы погружного оборудования;

3. Существенного роста  $K_{\text{экспл}}$  в результате мероприятий по одному компоненту ГНО (только НКТ) не происходит; необходим комплекс мероприятий по всем компонентам – оборудованию ЭЦН, кабелю и т.д.

Следовательно, для увеличения коэффициента эксплуатации скважин пласта М1 необходима разработка / выполнение полного комплекса мероприятий по снижению воздействия осложняющих факторов на все элементы подземного оборудования (кроме НКТ).

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящий момент большая часть Российской добычи нефти приходится на Западную Сибирь.

При этом в настоящий момент растет доля трудноизвлекаемых запасов, разработка которых осложнены большими глубина и удаленность от потребителя.

В ближайшее время прогнозируется снижения темпов – к 2019 году ожидается снижения уровней до 290 миллионов тонн (в 2015 – 300 миллионов тонн). При этом к 2035 году планируется восстановление добыча до 300 миллионов тонн.

Однако рост доли трудноизвлекаемых запасов требует поиска методов по борьбе с осложнениями в процессе добычи.

### 4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи.

Осложнения, происходящие в процессе разработки месторождений приводят к сокращению добычи нефти, межремонтного периода. Все это негативно сказывается на экономике проекта.

В данной работе предлагаются методы по борьбе с осложнениями, позволяющими добиться роста дебита нефти (с 20 до 30 т/сут) при небольших капитальных затратах (200 000 рублей.)

Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Принятые цены, курсы валют, коэффициенты для расчётов

|    | Наименование показателя                                                              | ед. измерения | Значение |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------|
| 1  | Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 15.06.2017 г.*                              | руб./долл.    | 56,7     |
| 2  | Цена реализации нефти (www/ NCE.ru), Томская область**                               | руб. за тонну | 12500    |
| 3  | Цена реализации нефти (www/ NCE.ru)                                                  | \$ за баррель | 48,2     |
| 4  | Постоянные операционные затраты                                                      | \$ за тонну   | 10       |
| 5  | Коэффициент пересчёта баррель в тонны                                                | *             | 7,21     |
| 6  | Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны                                         | *             | 0,87     |
| 7  | Количество дней работы скважины в год,                                               | дни           | 340      |
| 8  | Норма рентабельности,                                                                | %             | 20       |
| 9  | Налог на прибыль                                                                     | %             | 20       |
| 10 | Срок действия лицензионного соглашения                                               | лет           | 25       |
| 11 | Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки до внедрения мероприятия    | 20            |          |
| 12 | Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки после внедрения мероприятия | 30            |          |
| 13 | Объём капитальных вложений на проведение операции, млн. руб.                         | 3             |          |
| 14 | Увеличение эксплуатационных затрат в результате оптимизации УПН, млн. руб.           | +0,2          |          |
| 15 | Организационные затраты, млн. руб. в год                                             | 1,5           |          |

#### 4.2 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи.

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, (1)$$

где  $I_0$  – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

$I_1$  – финансирование капитальных издержек на работу системы, млн. руб.;

$I_2$  – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

$I_3$  – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

$I_4$  – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Q_i, (2)$$

где  $I_k$  – капитализация затрат, млн. руб.;

$s$  – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

$Q$  – прирост доказанных запасов нефти в  $i$ -том году, млн. тонн;

$n$  – период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_o = q * F * \sum_{i=1}^n k (3)$$

где  $R_o$  – выручка от реализации, млн. руб.;

$q$  – среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

$F$  – количество рабочих дней в году;

$k$  – количество вводимых скважин в  $i$ -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль ( $p$ ) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4)$$

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (5)$$

Срок окупаемости  $T_p$  (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / p_i \quad (6)$$

Выручка от реализации продукции ( $V_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$V_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)'$$

где  $C_n$ ,  $C_g$  - соответственно цена реализации нефти и газа в  $t$ -м году тыс. руб.;

$Q_n$ ,  $Q_g$  - соответственно добыча нефти и газа в  $t$ -м году тыс. тонн.

#### Внутренняя

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объёма производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии,

топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: *absorption costing* (традиционный способ, с полным распределением затрат); *marginal costing* (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании *absorption costing* в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе *absorption costing* прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства.

Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost-profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определен уровень производительности (дебит скважины) или объем производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B / (w - a), \quad (9)$$

где  $T_k$  – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

$B$  – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

$w$  – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

$a$  – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта.

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

| № п/п     | Показатели                                 | Проект                   |                 |           |
|-----------|--------------------------------------------|--------------------------|-----------------|-----------|
|           |                                            | до внедрения мероприятия | после внедрения | изменения |
| <b>1.</b> | <b>Основные экономические показатели</b>   |                          |                 |           |
|           | Эксплуатационные затраты на мероприятие    | 1,5                      | 1,7             | 0,2       |
|           | Выручка от реализации, млн. руб.:          | 86,75                    | 130,13          | 43,38     |
|           | - себестоимость добычи;                    | 69,40                    | 69,50           | 0,10      |
|           | - прибыль                                  | 17,35                    | 60,63           | 43,28     |
| <b>2.</b> | <b>Эффективность от деятельности</b>       |                          |                 |           |
|           | Рентабельность, %                          | 20,0                     | 46,6            | 26,6      |
|           | Срок окупаемости капитальных вложений, лет |                          | 0,15            | 2 месяца  |



Таблица 4.3 – Расчет порога рентабельности

| Наименование показателя                      | Условное обозначение | Значение показателя |
|----------------------------------------------|----------------------|---------------------|
| 1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб. | ВР                   | 130125,00           |
| 2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.          | НД                   | 60625,00            |
| 3.Себестоимость реализуемой продукции        | с                    | 69500,00            |
| 4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.         | А                    | 41700               |
| 5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.         | В                    | 27800,00            |
| 6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.      | МД                   | 88425,00            |
| 7.Доля маржинального дохода в выручке, %     | Дмд                  | 67,95               |
| 8.Порог рентабельности, тыс. руб.            | П <sub>Р</sub>       | 40100               |
| 9.Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.   | З <sub>ф</sub>       | 130109,25           |
| - в натуральном выражении, тыс. руб          |                      | 8109625             |

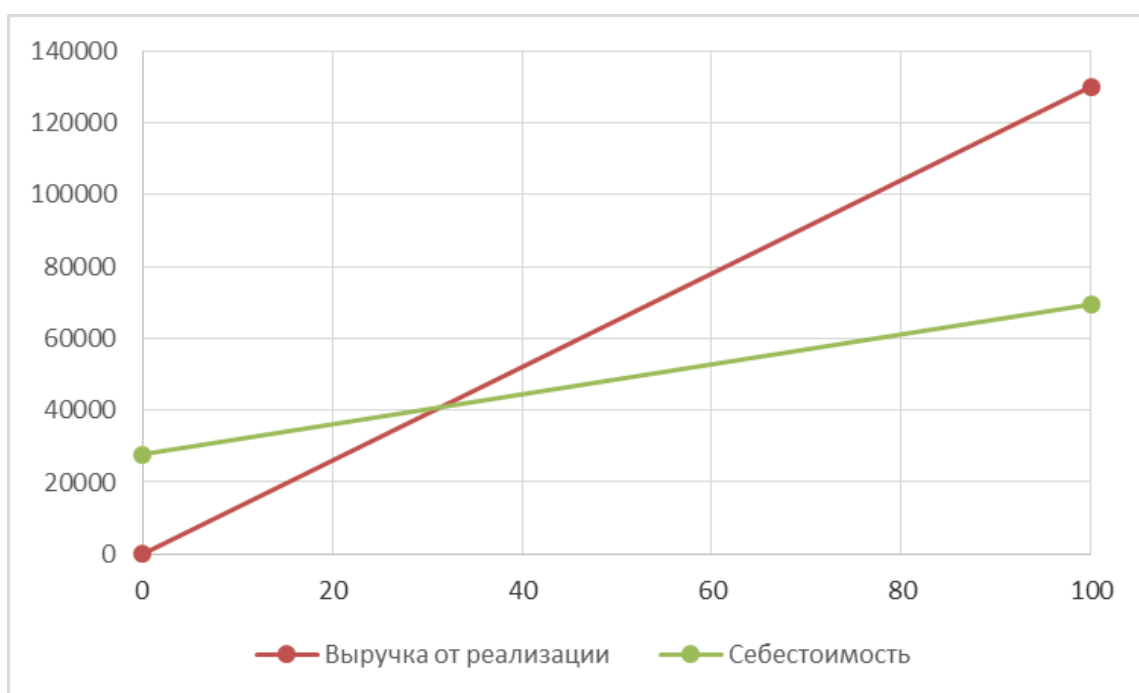


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

| Наименование показателя                              | Условное обозначение | Значение показателя |
|------------------------------------------------------|----------------------|---------------------|
| 1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб. | $BP$                 | 130125,00           |
| 2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.        | $HD$                 | 60625,00            |
| 3.Себестоимость реализуемой продукции                | $c$                  | 69500,00            |
| 4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб. | $a$                  | 4005,8              |
| 5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.                 | $B$                  | 27800               |
| 6.Цена 1 тонны, руб.                                 | $w$                  | 12500               |
| 7.Объем добычи, тонн в год                           | $Q$                  | 10410               |
| 8.Точка безубыточности, тонн                         | $T_k$                | 3700                |

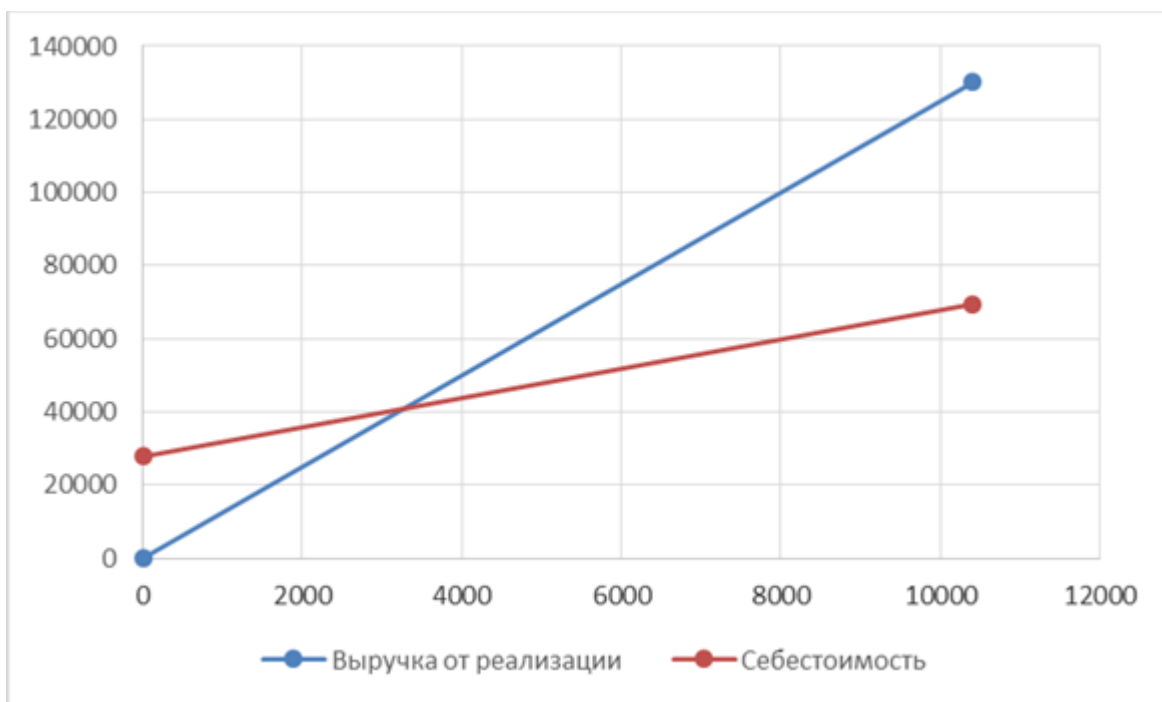


Рисунок 4.2 – График точки безубыточности проекта

Вывод:

В результате проведения мероприятия прирост добычи составил 10 м<sup>3</sup>/сут, рентабельность возросла с 20% до 46,6%.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### **Введение**

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

Разработка раздела учитывала действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

### 5.1 Производственная безопасность

Недропользователь обязан обеспечить надлежащее техническое оборудование и создавать условия работы, соответствующие правилам охраны труда .

Согласно ГОСТ 120003-74. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [4]

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для разработки месторождения X. (Таблица 5.1)

Таблица 5.1 – Перечень опасных и вредных факторов

| Источник фактора, наименование видов работ                                | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)                                                                                                              |                                                                                                            | Нормативные документы                                                                                                                                                                                                                                                                |
|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                           | Вредные                                                                                                                                    | Опасные                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Полевые работы: Контроль и обеспечение бесперебойной работы оборудования. | 1. недостаточная освещенность рабочей зоны;<br>2. Превышение уровней шума и вибрации;<br>3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу | 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;<br>2. Электрический ток. | 1. Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-3359-16 [7];<br>2. Шум на рабочих местах устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [3]<br>3. Производственная вибрация устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.566 [4]<br>4. Электробезопасность устанавливается ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [5] |

## 5.2 Анализ вредных факторов

Необходимость регулярно проводить работы в ночное время требует повышенного внимания к освещенности территории.

Для снижения негативного влияния, оказываемого данным фактором,

необходимо оборудование площадок осветительными приборами, выдача сотрудникам личных осветительных устройств, регулярный контроль за качеством освещения площадок. Необходимая освещенность рабочих мест регламентируется законодатель и приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Освещенность мест производства работ вне зданий

| <b>Разряд зрительной работы</b>                                                                                                      | <b>Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего</b> | <b>Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк</b> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| IX                                                                                                                                   | Менее 0,005                                                                                                | 50                                                             |
| X                                                                                                                                    | От 0,005 до 0,01                                                                                           | 30                                                             |
| XI                                                                                                                                   | Св. 0,01 " 0,02                                                                                            | 20                                                             |
| XII                                                                                                                                  | " 0,02 " 0,05                                                                                              | 10                                                             |
| XIII                                                                                                                                 | " 0,05 " 0,1                                                                                               | 5                                                              |
| XIV                                                                                                                                  | Св. 0,1                                                                                                    | 2                                                              |
| Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду. |                                                                                                            |                                                                |

### **Повышенный уровень вибрации**

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням:

нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм.

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 5.3 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 5.3 – Допустимый уровень колебательных скоростей

| Вид вибрации          | Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ |     |    |     |     |      |     |     |     |     |      |
|-----------------------|------------------------------------------------|-----|----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|
|                       | 1                                              | 2   | 4  | 8   | 16  | 31,5 | 63  | 125 | 250 | 500 | 1000 |
| Общая                 | -                                              | 108 | 99 | 93  | 92  | 92   | 92  | -   | -   | -   | -    |
| Локальная<br>вибрация | -                                              | -   | -  | 115 | 109 | 109  | 109 | 109 | 109 | 109 | 109  |

К методам защиты от вибрации относятся:

- усовершенствование техники и оборудования;
- поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие;
- динамическое гашение вибрации;
- Вибродемпфирование (процесс уменьшения уровня вибраций защищаемого объекта путём превращения энергии механических колебаний данной колебательной системы в тепловую энергию).

Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха. [5]

#### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества, которые встречаются при работе на производстве.

Вредные вещества делятся на несколько подгрупп:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсibiliзирующие (аллергия);
- канцерогенные (развитие опухолей);

- мутагенные (изменение ДНК человека).

Пути проникновения химических веществ могут быть следующими: через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути. Газообразные вещества попадают в организм человека, растворяясь в крови и накапливаются, тем самым вызвав иммунодефицит, аллергию, гайморит, бронхит, рак легких, головные боли и т.д. Играет значительную роль и попадание на кожный покров жидких вредных веществ, принцип такой же, как через дыхательные пути, только есть большая вероятность получения химического ожога.

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент нафта, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат, дым сигарет.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 5 мг/м<sup>3</sup>, С1-С5 – 3 мг/м<sup>3</sup>, сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлор – 1 мг/м<sup>3</sup>. [9]

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Основными местами вредных веществ на кустовой площадке являются автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), где очень часто происходит загазованность помещения; фонтанная арматура. В АГЗУ следует проветривать помещение, а при работе со скважиной, например, при отборе проб пробоотборщик должен стоять спиной к ветру в целях предотвращения вдыхания паров нефти.



К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ. [1] Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

### 5.3 Анализ опасных факторов

#### **Электрический ток**

Электрический ток является одним из самых опасных факторов, оказывающим негативное влияние на человека.

Он имеет несколько различных источников - оголенные провода, короткие замыкания, отсутствие необходимой изоляции. Для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции

#### **Механические травмы**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты –

спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

### **Пожаро-, взрывоопасность**

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м<sup>3</sup>.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [6].

### **5.4 Экологическая безопасность**

Охране недр и окружающей среды, рациональном использовании ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности, от правильных решений которых во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения. Этим вопросам в ОАО ТомскНефть придается большое значение.

Экосистемы в пределах Советского месторождения выполняют водорегулирующую, водоохранную, ландшафтно-стабилизирующую и биостанционную функции.

Большая часть экосистем территории месторождения относится к зоне с повышенными экологическими требованиями к размещению и эксплуатации объектов нефтепромысла.

Около 100 проектируемых кустовых площадок скважин, а также ЦПС, ДНС и КНС расположены на поверхности хорошо дренированных суглинистых водоразделов. Данные экосистемы, по оценке разработчиков, является устойчивыми к механическому риску.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения в атмосферный воздух выбрасываются вредные вещества.

При совместном присутствии суммацией действия обладают следующие вредные вещества: “бензол и ацетофенон”, “свинец и его неорганические соединения, ангидрид сернистый”, “азота диоксид и ангидрит сернистый”, “фтористый водород и ангидрит сернистый”.

Вредные вещества будут выбрасываться в атмосферу через организованные источники (дымовые трубы котельных, нагревателей, дежурные горелки факелов, воздухопроводы, дефлекторы оборудования, расположенного в блоках: насосных станций, узлов учета нефти, компрессорной станции низких ступеней сепарации, производственных помещений опорных баз промысла, замерных установок на кустах скважин, установок по вводу ингибиторов коррозии, парафинообразования) и неорганизованные источники, которыми будут запорно-регулирующая аппаратура оборудования, расположенного на открытых технологических площадках ДНС, КНС, ЦПС, кустах скважин, газопровода.

#### 5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объёмов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные микротрещины;

- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;

- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

#### 5.4.2 Мероприятия по охране поверхностных вод

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

#### 5.4.3 Мероприятия по охране литосферы

Разливы нефти классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации. В зависимости от предполагаемого возможного объёма разлива нефти при порыве планируемого трубопровода чрезвычайная ситуация будет иметь категорию локального значения.

При разработке на последующей стадии подготовки проектных документов, в частности проекта Обустройства месторождения X (в

соответствии с настоящим проектным документом) выполняется технологами расчет риска аварийного разлива нефти с учётом требований «Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

В целях снижения негативного воздействия на водную среду необходимо:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- строительство кустовых площадок с гидроизоляцией обваловки и тела кустовых площадок; обваловки, дна и стенок шламовых амбаров глинистым грунтом;
- безамбарный способ бурения эксплуатационных скважин с расширения существующей кустовой площадки № 3.
- утилизация жидких отходов бурения, после соответствующей очистки с попутными пластовыми водами на очистных сооружениях промливневых стоков, и закачкой их через нагнетательные скважины в систему ППД месторождения;
- применение антикоррозионной защиты нефтесборных трубопроводов;
- устройство водопропускных труб для перепуска поверхностных вод при строительстве автодорог на суходолах;

На стадии эксплуатации объектов нефтегазодобычи воздействие на почвенный покров происходит, в первую очередь, в результате геохимического загрязнения (в случае возможных аварий в период эксплуатации).

К химическим воздействиям на почвы относятся загрязнения разливами нефти и нефтепродуктов, буровыми растворами и сточными водами.

С целью сохранения почвенно-растительного покрова реализованы следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- обдорюивание бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Главное в любой чрезвычайной ситуации – в первую очередь предпринять меры для обеспечения безопасности работников: удаление из зоны ЧС, оказание первой помощи. Также необходимо сразу сообщить в центр управления, попытаться предотвратить повреждения окружающей среде, в случае отсутствия угрозы здоровью.

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

Компания должна руководствоваться нормам и законами государства. Между предприятием и работниками составляется договор, в котором работодатель обязуется выполнять мероприятия для обеспечения безопасности сотрудников:

- Инструктажи, проведения ТБ
- Проверки оборудования, контактов
- Обеспечение медицинским персоналом
- Предоставление необходимой амуниции

В тоже время работники обязаны выполнять правила поведения компании, бережно относиться к выдаваемому инвентарю, следовать прописанным инструкциям.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляет специализированные функции, по надзору и контролю в сфере труда, этот орган называется: «Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства РФ».

Данная служба руководствуется в своей деятельности федеральными законами, Конституцией РФ, указами Президента РФ и актами Правительства РФ, нормативными и правовыми актами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации, международными договорами РФ и Трудовым кодексом РФ.

Главные задачи трудового законодательства: создание необходимых правовых условий для достижения согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда, согласно ст. 212 ТК РФ, возлагаются на работодателя. Последний, руководствуясь указанной статьей, обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Кроме того, работодатель обязан обеспечить, соответствующие требованиям охраны труда, условия труда на каждом рабочем месте; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством, и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Работодатель должен извещать



работников, об условиях охраны труда на рабочих местах, о возможном риске для здоровья, о средствах индивидуальной защиты и компенсациях.

Для исполнения специальных положений и других нормативных документов в области охраны труда и окружающей природной среды (№52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения») соответственными ведомствами, где были разработаны требования, инструкции, нормы и стандарты, благодаря которым, должны обеспечивать требования законодательства в указанной области.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современный этап развития нефтегазового комплекса Западной Сибири характеризуется вступлением наиболее крупных месторождений в позднюю стадию разработки, высокой обводненностью добываемой продукции, ухудшением структуры извлекаемых запасов нефти и, соответственно, осложнениями при эксплуатации скважин.

Анализ многолетнего опыта эксплуатации скважин Западной Сибири наглядно демонстрирует положительные результаты от применения комплексного подхода борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин. Несмотря на наличие сильно осложненных скважинных условий, в последнее время на месторождениях Западной Сибири достигнут значительный рост основных показателей СНО, МРП и энергоэффективности оборудования за счет внедрения современных разработок в области механизированной добычи. При этом созданы все условия для дальнейшей успешной реализации практик на других месторождениях с аналогичной проблематикой.

Дальнейшее повышение эффективности мероприятий по предупреждению осложнений требует создания и функционирования интегрированной системы промысловых и лабораторных исследований, контроля технологических процессов в части, имеющей непосредственное отношение к проявлению осложнений при эксплуатации скважин и систем сбора. В связи с этим необходимо внедрять новые методы борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ разработки месторождения х с уточнением технологических показателей до 2010 г. (заключительный отчет), тема 89.81, СибНИИНП. Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1982, 213 с.
2. Анализ и уточнение технологических и технико – экономических показателей разработки месторождений ОАО <<Томскнефть>> ВНК. договор № 63н (Ю-9-4-01/180), ОАО <<ТомскНИПИнефть ВНК>>, Багаутдинов А.К..Ильин Н.Н. и др., Томск. 1999, т. 11, книга 1, часть 1, 181 с.
3. Обобщение и анализ результатов исследований с целью создания банка данных и оценки потенциальной продуктивности скважин месторождений П/О <<Томскнефть>>, СибНИИНП, Юсупов К.С., Тюмень, 1993.
4. Методическое руководство по применению защитных приспособлений (газовых и песочных) для глубинных насосов, РД 39-1-1264-86. МНП АзНИПИнефть, 1986. 186 с.
5. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. – л., Гидромегаоиздат. 1986. 256 с.
6. ТЭО к инвестиционному проекту <<Применение ПГС на месторождениях НГДУ <<Стрежевойнефть>>, этап 1 договора <<Научное сопровождение ПГС на месторождениях НГДУ <<Стрежевойнефть>>. Исмагилов Т.А. и др., Уфа, 2010 г.
7. Анализ и уточнение технологических и технико – экономических показателей разработки месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. договор № 63н (Ю-9-4-01/180), ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», Багаутдинов А.К..Ильин Н.Н. и др., Томск. 2009, т. 11, книга 1, часть 1, 181 с.
8. НГДУ «Стрежевойнефть». Исмагилов Т.А. и др., Уфа, 2010 г.
9. Б.Б. Квеско “Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 2001 г., 107 с.

10.В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г., 123 с.

11.Методика технико-экономических расчётов при проектировании системы разработки и обоснование коэффициента извлечения залежи нефти. РД 39-3-84 СибНИИНП,

12.Сидоров, В.А. 1988. Магнитоимпульсная дефектоскопия колонн в газовых скважинах. «Каротажник». – Тверь, №. 47.

13.Семенов, В., Пуртова, И., Сорокин, А., Кирилов, С., Гималеев, Р. и Мулявин, С., 2008. Особенности геологического строения и проблемы разработки Ван-Еганского месторождения. Журнал «Бурение и Нефть», 05/2008

14.Якимов, С., Завьялов, В., 2010. Виды коррозии корпусов ПЭД и ЭЦН на месторождениях ТНК-ВР. Журнал «Инженерная Практика», 06/2010

15.Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов А.Г. Хлебников С.П. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения. -М.: Научно-технический журнал