

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях коррозионной агрессивности на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении (ХМАО) УДК 622.276:620.197(571.122) |

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 2Б7П | Каминский Юрий Константинович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД ИШПР | Глызина Татьяна Святославовна | к.х.н | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН ШБИП | Спицына Любовь Юрьевна | к.э.н | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Фех Алина Ильдаровна | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

21.03.01 Нефтегазовое дело

| Код | Результат освоения ООП | Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон |
|-----|---|--|
| P1 | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i> |
| P2 | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i> |
| P3 | Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i> |
| P4 | Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i> |
| P5 | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i> |
| P6 | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i> |
| P7 | Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i> |
| P8 | Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i> |
| P9 | Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i> |
| P10 | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | <i>ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10</i> |

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------------|
| 2Б7П | Каминский Юрий Константинович |

Тема работы:

| | |
|---|-----------------------|
| Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях коррозионной агрессивности на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении (ХМАО) | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 89–12/с от 30.03.2021 |

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Процессы, происходящие с оборудованием в скважине, при высокой коррозионной активности. Характеристика коррозионных процессов. Анализ причин возникновения коррозии. Выявление проблемных участков, подверженных коррозионной активности. Анализ современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с коррозией. Анализ современных ингибиторов, применяемых при повышенной коррозионной активности. Коррозионностойкие материалы. Анализ конструкции резьбовых соединений. Порядок выбора метода защиты внутрискважинного оборудования от коррозии. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |

| | |
|---|---|
| <i>(с указанием разделов)</i> | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н., Спицына Л.Ю. |
| Социальная ответственность | Старший преподаватель ООД ШБИП, Фех Алина Ильдаровна. |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 31.03.2021 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|--------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД ИШПР | Глызина Т.С. | к.х.н. | | 31.03.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------------|
| 2Б7П | Каминский Юрий Константинович | | 31.03.2021 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страниц, 8 рисунков, 15 таблиц, 28 источников.

Ключевые слова: Ингибиторная защита, протекторная защита, коррозия глубинного насосного оборудования, защита от коррозии

Работа представлена введением, 4 разделами и выводами, приведён список использованных источников.

Объектами исследования являются осложнения, возникающие при коррозии глубинного насосного оборудования, нефтепромыслового оборудования.

Предметом исследования являются ингибиторная защита, а также протекторная защита на Западно-Малобалыкском месторождении (ХМАО).

Цель выпускной квалификационной работы – анализ методов и технологий защиты внутрискважинного оборудования от осложнений, вызванных коррозионной активностью на Западно-Малобалыкском месторождении (ХМАО).

В процессе исследования

В результате исследования положительные эффекты различных технологий, а именно ингибирования, протекторной защиты и коррозионностойких материалов.

Область применения: фонд скважин месторождений Западной Сибири.

Потенциальная экономическая эффективность связана с экономией на закупке нового дорогостоящего оборудования в связи с продлением срока службы.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ЭК – электрический кабель;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ПЭД – погружной электродвигатель;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

СПО – спускоподъемные операции;

АЭ – акустико-эмиссионный метод контроля;

ВТМ – вихретоковой метод; **РВС** – резервуар вертикальный стальной; **УЗТ** – ультразвуковая толщинометрия;

НК – нейтронные каротаж; **ПСК** – погружные скважинные контейнеры;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ШВН – штанговый винтовой насос;

ЭВН – электропогружной винтовой насос;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения; **МПТ** – металлопластмассовые трубы;

ПФС – полифениленсульфид;

СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии;

ППД – поддержание пластового давления;

АГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ДЭА – диэтиламин;

УДР – установка дозирования реагента; **ПЗП** – призабойная зона пласта;

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей флюида;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ОПЗ – обработки призабойной зоны;

НКТП – насосно-компрессорные трубы с полимерным покрытием;

КСИ – коррозионностойкое исполнение.

СПНКТ – стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы

ПДВК – предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 11 |
| 1 АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ..... | 13 |
| 1.1 Коррозия насосного оборудования, её виды | 13 |
| 1.2 Классификация процессов коррозии | 18 |
| 1.3 Причины возникновения коррозии | 20 |
| 2 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТЬЮ..... | 22 |
| 2.1 Химические методы борьбы с коррозией..... | 22 |
| 2.2 Коррозионностойкие материалы и защитные покрытия..... | 28 |
| 2.3 Протекторная защита | 31 |
| 2.5 Порядок выбора метода защиты внутрискважинного оборудования от коррозии | 32 |
| 3 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТЬЮ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНО- МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)..... | 35 |
| 3.1 Сведения о месторождении | 35 |
| 3.1.1. Географическое и административное расположение | 35 |
| 3.1.2. Характеристика района | 35 |
| 3.1.3 Характеристика добываемого флюида | 38 |
| 3.2 Методы борьбы с коррозией, применяемые на Западно-малобалыкском месторождении | 51 |
| 3.2.1 Химические способы защиты от коррозии..... | 53 |
| 3.2.2 Магнитный способ защиты от коррозии | 54 |
| 3.2.3 Биологический способ защиты от коррозии | 54 |
| 3.3 Мероприятия по предупреждению коррозии промысловых трубопроводов | 55 |
| 3.4 Комплексное решение по выбору технологии борьбы с коррозионной агрессивностью (выводы и рекомендации)..... | 57 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 60 |
| 4.1 Потенциальные потребители технологии..... | 60 |
| 4.2 Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования..... | 60 |
| 4.3 Оценка эффективности неметаллических покрытий..... | 61 |
| 4.4 Оценка эффективности электрохимической защиты и протекторной защиты | 61 |
| 4.5 Анализ конкурентных методов борьбы с коррозией..... | 62 |
| 4.6 Разработка графика анализа технологии | 63 |
| 4.7. Сравнительная оценка разных методов защиты | 66 |

| | |
|---|-----------|
| 4.7.1 Единый критерий сравнительной оценки..... | 66 |
| 4.7.2 Сбор исходных данных для расчета..... | 67 |
| 4.7.3 Расчет экономии за счет снижения количества ТИКРС..... | 69 |
| 4.7.4 Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период..... | 69 |
| 4.7.5 Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты..... | 69 |
| 4.7.6 Расчет экономии за счет снижения числа ТИКРС..... | 70 |
| 4.7.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин..... | 70 |
| 4.7.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования..... | 71 |
| 4.7.9. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии..... | 73 |
| 4.7.10. Расчет экономического эффекта..... | 74 |
| 4.8 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии..... | 74 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 80 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы..... | 80 |
| 5.2 Производственная безопасность..... | 82 |
| 5.2.1 Отклонение показателей климата..... | 83 |
| 5.2.2 Превышение уровней шума..... | 84 |
| 5.2.3 Недостаточная освещённость рабочей зоны..... | 85 |
| 5.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека..... | 85 |
| 5.2.5 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.... | 85 |
| 5.2.6 Работа в области повышенных давлений..... | 86 |
| 5.3 Экологическая безопасность..... | 86 |
| 5.3.1 Защита атмосферы..... | 87 |
| 5.3.2 Защита гидросферы..... | 88 |
| 5.3.3 Защита литосферы..... | 88 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 90 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 95 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 96 |

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири большое внимание уделяется коррозии. Проблеме, которая имеет весомое значение во все периоды добычи углеводородного сырья.

Коррозия внутрискважинного оборудования является одной из наиболее серьезных и острых проблем при эксплуатации фонда нефтяных скважин, особенно актуальной она является в случае высокой обводненности скважинной продукции. Кроме ущерба металлическому оборудованию, коррозия является причиной образования различных веществ, которые могут проникать в ПЗП и ухудшать фильтрационные свойства.

Часто причиной отказа нефтегазовых скважин становится коррозия глубинно-насосного оборудования. Скважинная продукция провоцирует разрушение нефтегазовое оборудование ввиду высокой коррозионной агрессивности. Коррозионная агрессивность обусловлена наличием растворенных газов, механических примесей, минеральных кислот, оснований, ионов солей.

Разрушение НКТ в результате коррозии является большой проблемой для добывающей отрасли. Коррозионный процесс зависит от множества переменных факторов. Внешние факторы характеризуют условия эксплуатации: содержание коррозионно-агрессивных газов, содержание кислорода, общее давление системы, температура, степень обводненности, рН среды и др. Внутренние факторы характеризуют качество используемых труб: химический состав, микроструктура, состояние внутренней поверхности труб. Снижение негативного влияния этих факторов является сложной задачей, состоящей из мероприятий по проектированию решений под конкретные условия, проведения коррозионного мониторинга, который позволяет отслеживать делать прогнозы скорости коррозии. Таким образом можно определить примерный срок службы и эффективность антикоррозионных методов.

Актуальность данной работы заключается в выборе комплексного метода для предотвращения самопроизвольного разрушения металла под воздействием окружающей среды. Часто в результате коррозии глубинного насосного оборудования происходит отказ скважины. Коррозия глубинно-насосного оборудования является основной причиной отказов скважин по причине коррозии.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения методов и технологических составов для обработки скважин на Западно-малобалыкском месторождении.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть способы антикоррозионной защиты внутрискважинного оборудования.
2. Проанализировать имеющийся опыт работы с технологическими рецептурами.
3. Оценить перспективы применения методов борьбы с коррозией на Западно-малобалыкском месторождении.

1 АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ

1.1 Коррозия насосного оборудования, её виды

Основной причиной коррозии ЭК и УЭЦН является постоянный контакт агрессивной среды с металлом, а катализаторами коррозионных процессов является разрушение естественной оксидной пленки, соли, абразия от воздействия мехпримесей, высокая скорость потока ГЖС.

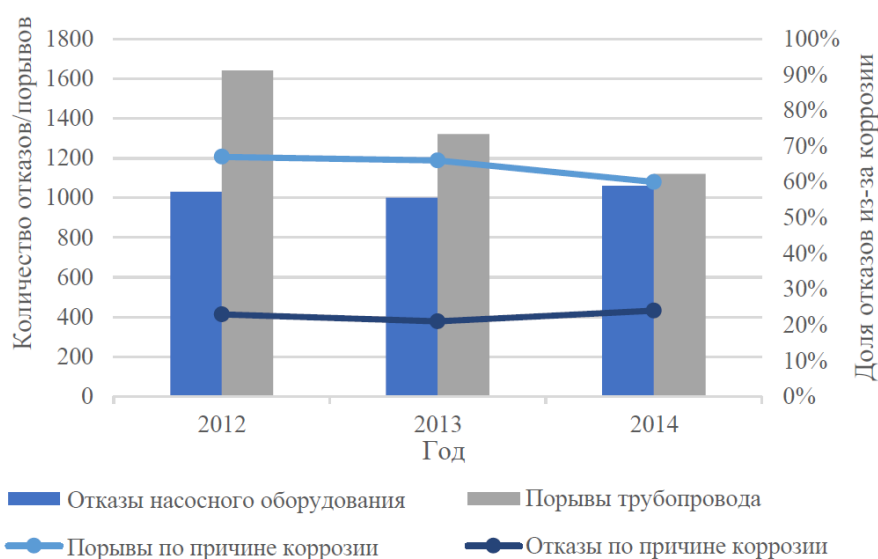


График 1 – отказы насосного оборудования и порывы нефрепромыслового трубопровода на объектах ОАО «Удмуртнефть»

Чаще всего в результате коррозии, в первую очередь, отказывает ПЭД. Однако, в случае применения антикоррозионных покрытий, количество отказов по причине коррозии ПЭД существенно снижается (до двух раз).

Рассмотрим распределение отказов погружного электродвигателя в процентном соотношении:

- ПЭД – 70%;
- Кабельный удлинитель – 8%;
- Протектор – 6%;

- Корпус УЭЦН – 5%;

Зачастую параметры фонда, осложненного коррозией, существенно отличаются от параметров остального фонда. Обводненность продукции, обычно, по коррозионному фонду выше на 15-20%, а также газовый фактор превышает значения остального фонда на 100 м³/м³. В связи с высокой скоростью потока, высоким газовым фактором, относительно невысокой разностью между давлением насыщения и забойным давлением в скважинах, осложненных коррозией ПЭД, разгазирование происходит на корпусах УЭЦН и НКТ. Это приводит к эрозии защитных покрытий и износу металлических конструкций.

На месторождениях Западной Сибири коррозию нефтепромыслового оборудования скважин можно классифицировать на следующие виды:

- Язвенная (питтинговая);
- Пятнами;
- В виде плато;
- Коррозия бороздками;
- Майза-коррозия;
- Контактная коррозия;
- Прочие, редкие виды коррозии.

Большая часть вышеперечисленных видов коррозии встречаются исключительно на подземном оборудовании, кроме питтинговой коррозии и коррозии пятнами.

Язвенная коррозия характерна образованием каверн, глубина которых значительно превышает повреждения по площади поверхности. Данный вид коррозии является наиболее опасным, так как скорость коррозии может достигать более 11 мм/год. Также данный вид коррозии приводит к образованию сквозных отверстий в стенках оборудования.



Рисунок 1 – Питтинговая коррозия

Коррозия пятнами, наоборот, разрушает поверхность металла по площади, образуя отдельные пятна, глубина которых значительно меньше площади повреждения. В среднем, глубина такой коррозии составляет не более 0,5 – 1 мм. Таким образом, данный вид локальной коррозии наименее опасен относительно других.

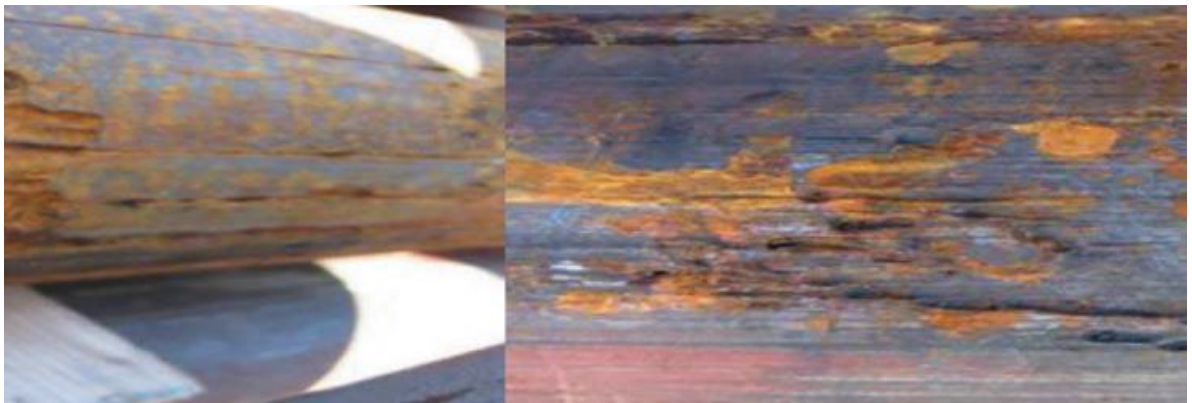


Рисунок 2 – Плато-коррозия

Плато-коррозия характеризуется образованием повреждений в виде плоских углублений различной формы. Причиной таких повреждений может являться воздействие переменного тока при повреждениях изоляции кабельной линии. Также такой вид коррозии наблюдается, когда ПЭД или ЭЦН расположены на расстоянии ближе, чем 1 мм от обсадной колонны.



Рисунок 3 – Коррозия в виде бороздок

На рисунке 3 показаны коррозии в виде бороздок, отличительной особенностью которой является образование продольных углублений. Такая коррозия возникает в местах повреждения защитных покрытий, в том числе лакокрасочных. Такие бороздки могут достигать размеров до пяти метров в длину и тридцати сантиметров в ширину. Скорость такой коррозии составляет около 1-3 мм/год.

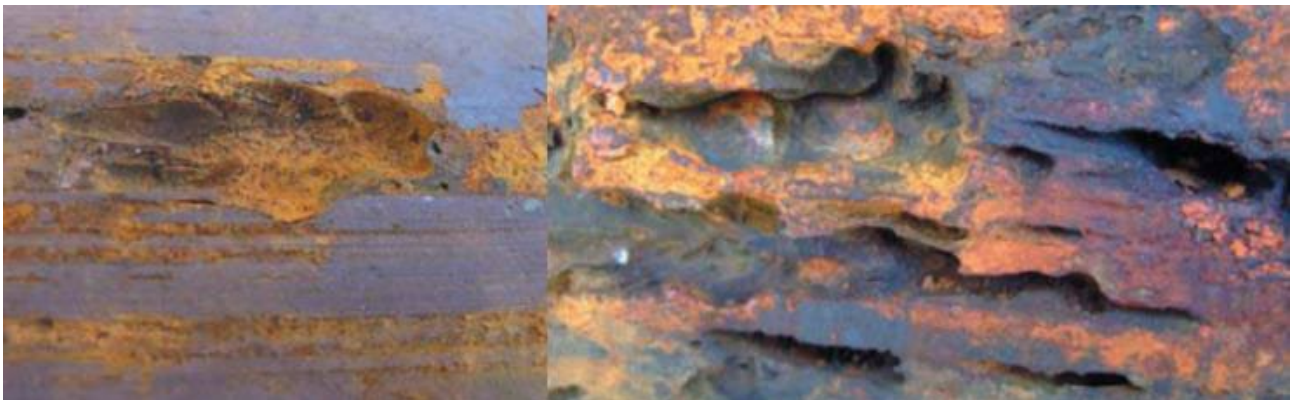


Рисунок 4 – Мейза-коррозия

Мейза-коррозия характерна для сред с высоким содержанием углекислого газа, её скорость может достигать, по разным оценкам, до 10 мм/год. Мейза-коррозия распространяется как в длину, так и в глубину образца. При высоком содержании CO_2 и повышенных скоростях потока, в отдельных случаях, мейза-коррозия может привести к сквозным повреждениям металла уже через полгода.



Рисунок 5 – контактная коррозия

Между ЭЦН (Углеродистая сталь) и броней кабеля (нержавеющая сталь) может возникать контактная коррозия, так как металлы данных изделий имеют различные электрохимические характеристики. Ход данного процесса связан с утечками тока из кабельной линии.



Рисунок 6 – Подпленочная (справа), гальваническая (слева) коррозии

Среди импортных ПЭД встречаются модели, подверженные подпленочной и/или гальванической коррозии. Причиной таких повреждений служит попадание пластовой воды под плёнку защитного покрытия, о чем свидетельствует внешний вид таких повреждений. В результате попадания воды под плёнку, возникает электрический ток между металлом корпуса двигателя и покрытием. Образование гальванопары зачастую приводит к образованию сквозных отверстий в металле за очень короткий срок (несколько месяцев).

1.2 Классификация процессов коррозии

Коррозия металлов – разрушение металлов вследствие физико-химического воздействия внешней среды, при этом металл переходит в окисленное (ионное) состояние и теряет присущие ему свойства.

Классификация по взаимодействию металла со средой (по механизму протекания):

- Химическая коррозия (окисление и восстановление происходят в одном акте);
- Электрохимическая коррозия (Анодная – растворение металла, катодная – восстановление компонентов коррозионно-активной среды);
- Биологическая коррозия (продукты жизнедеятельности микроорганизмов приводят к разрушению защитных покрытий);

Классификация по условиям протекания:

По виду разрушения:

- атмосферная;
- аэрационная;
- в водных растворах электролитов (солевая, кислотная, щелочная и т.п.);
- в жидкостях неэлектролитах;
- газовая;
- под действием блуждающих токов;
- под механическим напряжением.
- подземная;

По виду разрушения:

- Сплошная (равномерная, неравномерная, до 0,5 мм/год);
- Местная (локальная, 1-10 мм/год) коррозия на сосредоточенных участках.

По типу разрушения:

- коррозионное растрескивание.
- коррозия пятнами;
- межкристаллитная;
- нитевидная;
- ножевая;
- подповерхностная;
- сквозная;
- точечная или питтинговая;
- язвенная

В результате анализа было выявлено, что в Западной Сибири наиболее распространены язвенная и мейза-коррозия. Поскольку металл труб НКТ имеет полосчатую структуру, в результате мейза-коррозии поверхность металла становится ребристой, повреждения имеют продольный вид с высокой глубиной повреждений.

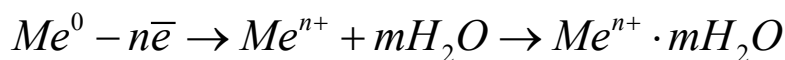
Коррозия нефтепромыслового оборудования чаще всего вызвана влиянием растворенного в воде газа. Таким образом, можно разделить коррозию оборудования по растворенному газу:

- Углекислотная (CO_2) коррозия;
- Сероводородная (H_2S) коррозия;
- Кислородная (O_2) коррозия.

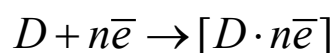
Сероводородная и кислородная коррозии считаются наиболее быстро протекающими процессами. Но при разработке месторождений с большой глубиной залегания, углекислотная коррозия становится наиболее опасной, поскольку особенностью таких месторождений являются высокие пластовые температуры (до $140\text{ }^\circ\text{C}$).

Рассмотрим окислительно-восстановительные процессы электрохимической коррозии.

На аноде происходит переход ионов с поверхности металла, его растворение:



На катоде происходит захват электронов атомами окислителя:



где: Me^{n+} – ионы металла; $n\bar{e}$ – освободившиеся электроны; D – окислитель.

Чтобы оценить скорость протекания такой реакции, можно использовать силу тока. По формуле Фарадея:

$$K = Q \frac{A}{F} n = i\tau \frac{A}{F} n,$$

где: K – количество прокорродировавшего металла, г/см²; Q – количество электричества, протекающего за время τ , [с] между анодными и катодными участками; i – плотность тока, А/см²; F – число Фарадея; n – валентность металла; A – атомная масса.

1.3 Причины возникновения коррозии

Главным фактором аномально высокой коррозионной активности является работа оборудования при в области давления, ниже давления насыщения. Это приводит к интенсивному разгазированию скважинной продукции и дальнейшее выпадение карбонатных осадков на стенки оборудования с последующим их удалением. Данный процесс вызывает образование гальванических пар, что приводит к локальной коррозии с высокими скоростями.

Вышеописанный процесс называется кавитационным износом, его скорость считается по следующей формуле:

$$V_{\text{кав}} = a \cdot V_{\text{ГЖС}}^2,$$

где: a — коэффициент пропорциональности; $V_{\text{ГЖС}}$ — скорость ГЖС.

Также на скорости протекания коррозии негативно сказываются мехпримеси, которые приводят к абразивному износу защитных покрытий, увеличивая скорость электрохимических процессов.

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

Студенту:

| | |
|--------|---------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б7П | Каминскому Юрию Константиновичу |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|---|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» |

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

| | |
|---|--|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i> |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | <i>Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | <i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения методов или технологии выполнения работ</i> |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | <i>Расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии</i> |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | <i>Расчет экономической эффективности методов защиты. Сравнительная оценка различных методов защиты</i> |

Перечень графического материала:

1. Критерии оценки эффективности различных методов;
2. Матрица SWOT;
3. График проведения НИ;
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ;
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|----------------------|------------------------|------------------------|---------|------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент ОСГН ШБИП ТПУ | Спицына Любовь Юрьевна | к.э.н. | | 01.04.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|-------------------------------|---------|------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б7П | Каминский Юрий Константинович | | 01.04.2021 |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологий борьбы с коррозионными повреждениями скважинного оборудования на Западно-Малобалыкском нефтяном месторождении.


Раздел содержит информацию, касающуюся технологии применения различных технологий антикоррозионного действия.


Данная глава отражает обоснование конкурентоспособности и финансовой эффективности проведения различных антикоррозионных технологий.

4.1 Потенциальные потребители технологии

В качестве критериев сегментирования использованы следующие методы борьбы с коррозией: ингибиторная защита, протекторная защита, футерование стальных труб полиэтиленом.

| | | Вид услуги по борьбе с коррозией | | |
|-----------------|---------|----------------------------------|---------------------|--|
| | | Ингибиторная защита | Протекторная защита | Футерование стальных труб полиэтиленом |
| Размер компании | Крупные | | | |
| | Средние | | | |
| | Мелкие | | | |


АО «Напор»


НИПИ«ТатНИПИнефть»



АО «Полиэкс»

Рисунок 8 – Карта сегментирования рынка услуг по борьбе с коррозией

4.2 Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

Различные по своей физической природе способы защиты от коррозии различаются и критериями оценки их эффективности (КОЭ).

Эффективность ингибиторной защиты (химические метод) принято оценивать такими критериями, как защитное действие (защитный эффект),

коэффициент торможения скорости коррозии, остаточная скорость коррозии (ОСК).

Защитное действие (Z) в процентах вычисляют по формуле:

$$Z = \frac{KCK - ОСК}{KCK} \cdot 100\%$$

где: КСК – контрольная (фоновая) скорость коррозии, г/м² час или мм/год;
ОСК – остаточная скорость коррозии в ингибированной среде, г/м² час или мм/год.

Коэффициент торможения скорости коррозии вычисляют по формуле:

$$K = \frac{KCK}{ОСК}$$

4.3 Оценка эффективности неметаллических покрытий

Эффективность неметаллических покрытий оценивают по:

- внешнему виду;
- толщине;
- диэлектрической сплошности;
- адгезионной прочности (методом решетчатого надреза, методом Хобразного надреза, методом отрыва);
- наблюдением за областью наружной поверхности в месте прилегания трубного ключа и элеватора;
- стойкости к истиранию (абразивному износу);
- прочности при ударе;
- стойкости к химическому воздействию и т. Д.

4.4 Оценка эффективности электрохимической защиты и протекторной защиты

Для электрохимической защиты критериями оценки эффективности являются защитный потенциал, плотность защитного тока.

Защитным называется потенциал, при котором скорость коррозии металла в определенных условиях окружающей среды принимает самое низкое (насколько это возможно) значение. Для протекторной защиты КОЭ – величина токоотдачи протектора.

4.5 Анализ конкурентных методов борьбы с коррозией

Для технологических методов защиты:

- установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору, минимальному выносу песка, минимальной обводненности;
- транспорт газожидкостной смеси в эмульсионном или дисперсионном режиме; недопущение пульсаций, перехода в пробковый (снарядный) режим.

Основные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией представлены в таблице 1.

Таблица 6 – Критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией

| № п/п | Метод борьбы с коррозией | Критерии оценки эффективности | | | Примечание |
|-------|---------------------------|--|------------------------------|---------------------|--|
| | | Название | Ед. измерения | Допустимое значение | |
| 1 | Ингибиторная защита | Защитное действие | % | ≥90 | |
| | | ОСК | г/м ² час(мм/год) | <0,1 | |
| 2 | Неметаллические покрытия | Толщина | Мм | В соответствии с ТУ | |
| | | Адгезия к стали | Мпа | В соответствии с ТУ | |
| | | Диэлектрическая сплошность | кВ/мм | 4,0 | Электрическое напряжение, при котором отсутствует пробой покрытия |
| | | Износостойкость | мкм/ч | В соответствии с ТУ | Скорость гидроабразивного изнашивания в потоке абразивно-держательной жидкости |
| 3 | Металлизационные покрытия | Микротвердость, прочность, сцепление, пористость | HV Мпа % | В соответствии с ТУ | |
| 4 | Электрохимзащита | Защитный потенциал | В | -0,85...-1,15 | Относительно медно-сульфатного электрода |
| 5 | Сталь, легированная сталь | Скорость коррозии | мм/год | <0,1 | В модельных средах |

4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках проекта предусматривается ряд последовательно выполняемых работ, каждая из которых завершается определенным результатом. Определим ключевые события проекта, даты и результаты которые должны быть получены

по состоянию на эти даты.

В рамках планирования проекта необходимо построить календарный и сетевой графики, которые будут отражать время выполнения работы. Линейный график представим в виде таблицы (таблица 6)

Таблица 7 – Календарный план проекта

| Название | Длительность, дни | Дата начала работ | Дата окончания работ | Состав участников |
|---|-------------------|-------------------|----------------------|---------------------------|
| Календарное планирование работ | 4 | 03.02.21 | 06.02.21 | Руководитель |
| Составления и утверждение тех. задания | 49 | 07.02.20 | 25.03.20 | Руководитель, Исполнитель |
| Изучение литературы, составления литературного обзора | 8 | 30.03.20 | 6.04.20 | Исполнитель |
| Выбор направления исследования | 27 | 7.04.20 | 26.04.20 | Исполнитель |
| Обсуждение полученных результатов | 11 | 27.04.20 | 7.05.20 | Исполнитель |
| Оформление выводов | 17 | 8.05.20 | 24.05.20 | Исполнитель |
| Оформление презентации | 20 | 25.05.20 | 10.06.20 | Руководитель, Исполнитель |
| Итого: | 136 | 03.02.20 | 10.06.20 | |

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы

по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующими датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

Где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; ($T_{\text{кал}} = 366$); $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; ($T_{\text{вых}} = 104$); $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году. ($T_{\text{пр}} = 15$);

$$k_{\text{кал}} = 1,48$$

Расчет рабочих дней

– Руководитель: $T_p = \frac{T_k}{k_{\text{кал}}} = \frac{3+4+16}{1,48} = 16$ рабочих дней;

– Исполнитель: $T_p = \frac{T_k}{k_{\text{кал}}} = \frac{116}{1,48} = 78$ рабочих дней;

Таблица 8 – Календарный план-график проведения работ по теме

| Вид работ | Исполнители | Т _к , дне й | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------------|------------------------------|------------------------------------|---|---|------|---|---|--------|---|---|-----|---|---|----------|---|---|
| | | | Феврал ь | | | Март | | | Апрель | | | Май | | | Июн ь | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | |
| Календарное планирование работ | Руководитель | 4 | ■ | | | | | | | | | | | | | | |
| Составления и утверждение тех. задания | Исполнитель, руководитель | 49 | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | |
| Изучения литературы составления литературного обзора. | Исполнитель | 8 | | | | | | | | ■ | ■ | | | | | | |
| Выбор направления исследования. | Исполнитель | 27 | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | |
| Обсуждение полученных результатов | Исполнитель | 11 | | | | | | | | | | ■ | ■ | | | | |
| Оформление выводов | Исполнитель | 17 | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | |
| Оформление презентации | Руководитель, Исполнитель | 20 | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ |

Исполнитель Руководитель

4.7. Сравнительная оценка разных методов защиты

4.7.1 Единый критерий сравнительной оценки

Индивидуальные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией должны использоваться на стадии выбора метода защиты, с учетом критериев применимости. В дальнейшем, при проведении ОПИ и промышленном применении способа защиты от коррозии, необходимо выбрать универсальный КОЭ, тем более что могут быть использованы комбинированные технологии.

Такими критериями в отношении ГНО являются: увеличение наработки на отказ по причине коррозии (коэффициент увеличения наработки на отказ) и (или) увеличение срока МРП (коэффициент увеличения МРП). Коэффициент увеличения средней наработки на отказ по причине коррозии определяется из соотношения:

$$КСНО = \frac{СНО_{ПК}}{СНО_0}$$

где: КСНО – коэффициент увеличения средней наработки; СНО₀ – средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут; СНО_{ПК} – средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

Обобщающим критерием оценки эффективности технологии в конечном счете является экономическая эффективность. Технология является экономически эффективной, если затраты на ее применение ниже, чем дополнительная экономия от применения.

Экономия от применения технологии, связанной с увеличением СНО, складывается из следующих элементов:

- экономии за счет снижения количества ТиКРС (ЭТиКРС);
- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет окращения простоев скважин (Эдд);
- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования (Ээо).

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ТиКРС}} + \mathcal{E}_{\text{дд}} + \mathcal{E}_{\text{эо}};$$

4.7.2 Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в таблице 2. Перед проведением расчета, таблицу следует заполнить последними данными.

Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

В качестве данных по стоимости коррозионностойкого НКТ вставляются данные по трубам конкретного типа, примененного по данной скважине.

С учетом возможного изменения дозировки ингибитора коррозии в течение года, в таблицу вставляют данные по среднему расходу ингибитора. Потери по нефти рассчитываются как произведение суточного дебита скважины по нефти на период простоя скважины на ремонте с учетом ожидания ремонта.

Таблица 9 – Исходные данные для расчета

| № п/п | Показатели | Единицы измерения | Обозначения | Величина |
|-------|--|---------------------|-------------|----------|
| 1 | Стоимость ТиКРС | Руб/час | СТиКРС | 84689,23 |
| 2 | Средняя продолжительность ТиКРС | Сут(сут) | ТТиКРС | 5 |
| 3 | Среднее МРП | Сут | МРПб | 275 |
| 4 | Средняя стоимость ТиКРС | Руб | СТиКРС | 1100000 |
| 5 | Стоимость «черной» НКТ | Руб/тн | Счт | 84000 |
| 6 | Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении | Руб/тн | Сгно | 3376098 |
| 7 | Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении | Руб/км | Скаб | 340000 |
| 8 | Стоимость ингибитора, | Руб/тн | СИ | 200000 |
| 9 | Стоимость коррозионностойкой НКТ | Руб/тн | СКСТ | 128320 |
| 10 | Стоимость НКТ с покрытием | Руб/тн | СНКТП | 98000 |
| 11 | Стоимость катодной защиты | Руб | СКЗ | 145000 |
| 12 | Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении | Руб/шт | СКГНО | 5000000 |
| 13 | Стоимость погружного кабеля в коррозионно-стойком исполнении | Руб/шт | СККС | 395000 |
| 14 | Средняя глубина спуска УЭЦН | М | L | 2200 |
| 15 | Средний расход ингибитора | г/м ³ | P | 255 |
| 16 | Дебит жидкости | М ³ /сут | Qж | 314 |
| 17 | Обводненность | % | B | 92 |
| 18 | Потери по нефти | Тн/год | - | 2261 |

| | | | | |
|----|-----------------|------------|----|-------|
| 19 | Стоимость нефти | Тыс.руб/тн | СН | 17000 |
|----|-----------------|------------|----|-------|

4.7.3 Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС

Для расчета экономии за счет снижения количества ТиКРС, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ТиКРС в базовом периоде и среднее расчетное количество ТиКРС в ходе применения метода защиты.

$$\Delta K_{\text{ТиКРС}} = K_6 - K_3 = 1,3 - 1,14 = 0,16,$$

где: $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$ – изменение числа ТиКРС в год; K_6 – число ТиКРС в год в базовом периоде (до применения метода защиты); K_3 – число ТиКРС в год в период применения метода защиты.

4.7.4 Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_6 = \frac{365}{\text{МРП}_6 + T_{\text{ТиКРС}}} = \frac{365}{275 + 5} = 1,3,$$

где: K_6 – количество ремонтов в год в базовом периоде; МРП_6 – межремонтный период в базовом периоде; $T_{\text{ТиКРС}}$ – средняя продолжительность ТиКРС.

4.7.5 Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_6 = \frac{365}{\text{МРП}_{\text{ДПХ}} + T_{\text{ТиКРС}}} = \frac{365}{314 + 5} = 1,14,$$

где: K_3 – количество ремонтов в год в период защиты; $МРП_{дпз}$ – межремонтный период, достигнутый в период защиты; $T_{ТикРС}$ – средняя продолжительность ТикРС.

4.7.6 Расчет экономии за счет снижения числа ТикРС

$$\mathcal{E}_{ТикРС} = \Delta K_{ТикРС} \cdot C_{ТикРС} = (K_6 - K_3) \cdot C_{ТикРС} = (1,3 - 1,14) \cdot 1100000 = 176490,$$

где: $\mathcal{E}_{ТикРС}$ – экономия за счет сокращения числа ТикРС; $\Delta K_{ТикРС}$ – снижение числа ТикРС в год; $C_{ТикРС}$ – средняя стоимость одного ремонта.

4.7.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которая получается, спри сокращении простоя скважин в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин в период ТикРС – величина, равная произведению изменения числа ТикРС в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$\mathcal{E}_{дд} = \Delta K_{ТикРС} \cdot T_{ТикРС} \cdot Q_H \cdot \rho \cdot C_H = (1,3 - 1,14) \cdot 5 \cdot 25,12 \cdot 0,84 \cdot 17000 = 287769,$$

где: $\mathcal{E}_{дд}$ – экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; $\Delta K_{ТикРС}$ – изменение числа ТикРС в год; $T_{ТикРС}$ – средняя продолжительность одного ремонта; Q_H – дебит скважины по нефти; ρ – плотность нефти; C_H – стоимость нефти.

В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1 м³ жидкости.

где: Q_H – производительность скважины по нефти; $Q_ж$ – производительность скважины по жидкости; B – коэффициент обводненности.

$$Q_H = Q_ж (1 - B) = 314 \cdot (1 - 0,92) = 25,12$$

4.7.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования

При расчете экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, следует учитывать направленность защитных мероприятий, какой именно объект находится под защитой.

Различные методы защиты ГНО от коррозии способны выполнять защиту не всего глубинонасосного оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 10.

При выборе технологии защиты в первую очередь учитываются защищаемые данной технологией зоны оборудования.

Для примера в таблице цветом обозначены зоны наибольшего распространения процессов коррозии.

При применении сочетания различных методов оценивается результат совместного применения методов с учетом совокупных затрат на реализацию всех методов комплекса.

Для каждого из случаев применения технологий защиты регистрируется продолжительность работы оборудования в период до начала реализации метода защиты, причем учитываются только случаи отказов оборудования по причине коррозии.

Учитывая тот факт, что скорость коррозии изменяется за период эксплуатации скважины (например, в начальный период она может быть минимальна) в зависимости от темпа роста обводненности продукции, при расчете принимают только продолжительность работы оборудования непосредственно перед началом реализации метода защиты.

Не исключен случай, когда в результате применения труб в коррозионно-стойком исполнении наработка оборудования на отказ не увеличивается из-за снижения предела текучести металла при добавлении присадок, увеличивающих

коррозионную стойкость. Другими словами- аварии с НКТ продолжаются теперь не по причине снижения прочности из-за коррозии, а по причине снижения прочности из-за легирующих добавок в состав металла. В этом случае продолжительность эксплуатации подвески труб в целом увеличивается, а экономия за счет снижения числа ремонтов не достигается, поскольку число аварий с НКТ не уменьшается.

Таблица 10 – Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

| № п/п | Метод защиты от ГНО коррозии | Эксплуатационная колонна | Внутренняя поверхность НКТ | Внешняя поверхность НКТ | Броня кабеля | Резьбовые соединения труб | ПЭД | Секции насоса |
|-------|---|--------------------------|----------------------------|-------------------------|--------------|---------------------------|-----|---------------|
| 1 | Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство | + | + | + | + | + | - | + |
| 2 | Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД | - | + | - | - | + | + | + |
| 3 | Совмещение методов 1 и 2 | + | + | + | + | + | + | + |
| 4 | Катодная защита | + | - | + | + | - | + | + |
| 5 | Трубы из коррозионностойкого материала | - | + | + | - | - | - | - |
| 6 | Трубы с изолирующим покрытием | - | + | + | - | - | - | - |
| 7 | Коррозионностойкое исполнение погружного оборудования | - | - | - | - | - | + | + |
| 8 | Погружной кабель в коррозионностойком исполнении | - | - | - | + | - | - | - |

Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

$$\mathcal{E}_{\text{ЭО}} = \mathcal{E}_{\text{НКТ}} + \mathcal{E}_{\text{нас}} + \mathcal{E}_{\text{пэд}} + \mathcal{E}_{\text{каб}} = 862812 + 19874833 + 3515582 = 24253227,$$

где: $\mathcal{E}_{\text{ЭО}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования; $\mathcal{E}_{\text{НКТ}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ; $\mathcal{E}_{\text{нас}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса; $\mathcal{E}_{\text{пэд}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя; $\mathcal{E}_{\text{каб}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

Число слагаемых в данной формуле может изменяться в зависимости от количества объектов, находящихся под защитой.

В отдельных случаях может быть рассчитана экономия затрат на ремонт эксплуатационной колонны.

Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля

$$\mathcal{E}_{\text{НКТ}}(\text{нас, пэд, каб}) = 365 \cdot \left(\frac{G_6 \cdot C_{\text{чч}}(\text{гно, каб})}{\text{МРП}_6} - \frac{G_3 \cdot C_{\text{кст}}(\text{нкп, нгно, ккс})}{\text{МРП}_{\text{дпз}}} \right) =$$

$$365 \cdot \left(\frac{20 \cdot (8400 + 3376098 + 340000)}{275} - \frac{12 \cdot (5500000 + 395000 + 128320)}{314} \right) = 24253227,$$

где: G_6 – процент выбраковки базового оборудования; G_3 – процент выбраковки защищаемого оборудования; $C_{\text{чч}}(\text{гно, каб})$ – стоимость черной НКТ (УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении, кабель в обычном исполнении); $C_{\text{кст}}(\text{нкп, кгно, ккс})$ – стоимость коррозионно-стойкой НКТ (НКТ с покрытием, коррозионно-стойкое исполнение УЭЦН+ПЭД, коррозионностойкое исполнение кабеля); $\text{МРП}_{\text{дпз}}$ – межремонтный период, достигнутый в период защиты; МРП_6 – межремонтный период в базовом периоде.

4.7.9. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии

Расчет общих затрат на применение технологий Зобщ, тыс. руб.:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{тех}} + Z_{\text{инг}} = 5621320 + 5845110 = 11466430,$$

Затраты на реализацию технологии ($Z_{\text{тех}}$) защиты от коррозии определяются стоимостью УДЭ, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) $Z_{\text{инг}}$ в год, тыс. руб

$$Z_{\text{инг}} = 365 \cdot Q_{\text{ж}} \cdot p \cdot C_{\text{инг}} \cdot 10^{-6} = 365 \cdot 314 \cdot 255 \cdot 200000 \cdot 10^{-6} = 5845110,$$

где: $Q_{\text{ж}}$ – дебит по жидкости, м³; p – дозировка ингибитора коррозии, г/м³;
 $C_{\text{инг}}$ – стоимость ингибитора, тыс. руб./т.

4.7.10. Расчет экономического эффекта

Экономический эффект ΔNPV от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение, руб.

$$\Delta NPV = \mathcal{E}_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}} = 24717485 - 11466430 = 13251055,$$

4.8 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Интегральный финансовый показатель должен находиться в пределах от 0,9 до 1,0. Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где – интегральный финансовый показатель технологии;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта ингибитора;

Φ_{max} – максимальная стоимость ингибитора.

Сравниваются две подрядные организации, предоставляющие услуги по продаже ингибитора коррозии для одной и той же среды. Где 5845110 тыс. руб. в год – затраты реагенты, рассчитанные в предыдущем пункте, 6050100 тыс. руб.

в год – затраты на реагенты другого производителя, 6500000 – максимальное найденное значение затрат на ингибитор коррозии.

$$I_{\text{фир}}^{\text{исп1}} = \frac{5845110}{6500000} = 0,90,$$

$$I_{\text{фир}}^{\text{исп2}} = \frac{6050100}{6500000} = 0,93,$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го вариант исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения в таблице 4.

Таблица 11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

| Критерии \ Объект исследования | Весовой коэффициент параметра | Исп. 1 | Исп. 2 |
|---|-------------------------------|--------|--------|
| 1. Способствует росту производительности труда пользователя | 0.25 | 5 | 5 |
| 2. Удобство в эксплуатации | 0.1 | 3 | 3 |
| 3. Энергосбережение | 0.2 | 3 | 3 |
| 4. Надежность | 0.15 | 4 | 4 |
| 5. Материалоемкость | 0.3 | 3 | 2 |
| ИТОГО | 1 | 3,65 | 3.35 |

$$I_{p-ucn1} = 3,65;$$

$$I_{p-ucn2} = 3,35.$$

Интегральный показатель эффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{ucn1} = \frac{I_{p-ucn1}}{I_{фин1}}, I_{ucn2} = \frac{I_{p-ucn2}}{I_{фин2}},$$

$$I_{ucn1} = \frac{3,65}{0,9} = 4,06;$$

$$I_{ucn2} = \frac{3,35}{0,93} = 3,6.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{ucn1}}{I_{ucn2}},$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{ucn1}}{I_{ucn2}} = \frac{4,06}{3,6} = 1,13.$$

Составим таблицу 5 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 12 – Сравнительная эффективность технологии

| № | Показатели | Исп. 1 | Исп. 2 |
|---|---|--------|--------|
| 1 | Интегральный финансовый показатель технологии | 0,90 | 0,93 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии | 3,65 | 3,35 |

| | | | |
|---|---------------------------------------|------|-----|
| 3 | Интегральный показатель эффективности | 4,06 | 3,6 |
|---|---------------------------------------|------|-----|

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант ингибитора коррозии оказался наиболее эффективным по всем показателям. Сравнительная эффективность составила 1,12.

Вывод: В ходе проделанной работы был проведен сравнительный анализ обоснования конкурентоспособности и финансовой эффективности технологий по предотвращению антикоррозионных процессов внутрискважинного оборудования. Данный анализ позволяет говорить об уникальности каждой технологии, оценить затраты и сделать вывод об рентабельности ее применения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|--------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б7П | Каминский Юрий Константинович |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|------------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» |

Тема ВКР:

| | |
|--|--|
| Разработка комплексного метода для предупреждения накопления нефтяных отложений при подготовке нефти | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объектом исследования данного раздела являются химические реагенты и способы их подачи в скважину на нефтедобывающем производстве. |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: | Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020); ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; ГОСТ 21753–76. Система «человек- машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. |
| 2. Производственная безопасность: | Вредные факторы: Отклонение показателей климата; Превышение уровня шума; Работа в области повышенных давлений. Опасные факторы: Отсутствие или недостаток естественного света; Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; |
| 3. Экологическая безопасность: | Выбросы опасных газов в атмосферу; Загрязнение грунтовых и поверхностных вод вредными отходами производства; Опасность загрязнения окружающей среды разливом добываемой нефти |

| | |
|---|--|
| <p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> | <p>Защита в чрезвычайных ситуациях: При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.</p> |
|---|--|

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

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|----------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель ООД ШБИП | Фех Алина Ильдаровна | - | | 01.04.2021 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------------|
| 2Б7П | Каминский Юрий Константинович | | 01.04.2021 |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе отражены оптимальные нормы для обеспечения производственной безопасности сотрудника нефтяного предприятия, сохранение работоспособности сотрудника и повышение его производительности труда, а также уделено внимание охране окружающей среды.

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

5.1 Правовые и организационные вопросы

Правовые и организационные вопросы, связанные с работой вахтовым методом, так как технология МГРП производится непосредственно на месторождении, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ. Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т. е. ст. инженера или его заместителя.

Между предприятием и работниками составляется договор, в котором работодатель обязуется выполнять мероприятия для обеспечения безопасности сотрудников:

- Здоровые и безопасные условия труда в соответствии с Трудовым Кодексом Российской Федерации;
- обеспечивать рациональный режим отдыха и труда;
- обеспечивать их занятость;
- повышать квалификацию и заниматься профессиональным развитием;

- обеспечивать за счет средств предприятия обязательные предварительные, периодические, внеочередные медицинские осмотры работников;
- обеспечивать меры по медико-санитарному обслуживанию рабочих от несчастных случаев и от профессиональных заболеваний;
- приобретение и выдачу специальных средств индивидуальной защитной специальной одежды и обуви, других средств, прошедших обязательную сертификацию;
- бесплатно обеспечивать работников на работах с вредными и особо опасными условиями труда молоком или другими равноценными пищевыми продуктами;
- организация контроля состояния и условий охраны труда.

В тоже время работники обязаны выполнять правила поведения компании, бережно относиться к выдаваемому инвентарю, следовать прописанным инструкциям и выполнять свою деятельность согласно техническому регламенту, предусмотренному на производстве.

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.

5.2 Производственная безопасность

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

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические.

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для разработки месторождений приведена в таблице 1. В связи с отсутствием в данной работе деятельности, связанной с технической разработкой и изготовлением тех или иных средств производства, перечисленные факторы и связанные с ними нормативные документы относятся только к этапу эксплуатации.

Таблица 13 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работы | | | Нормативные документы |
|---|------------------------|--------------------------|------------------------------|--|
| | Раз раб отк а | Изг ото вле ние | Эк сп луа тац ия | |
| 1. Отклонение показателей климата | – | – | + | ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. |
| 2. Превышение уровня шума | – | – | + | ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. |
| 3. Отсутствие или недостаток естественного света | – | – | + | СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95. |
| 4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека | – | – | + | ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. |

| | | | | |
|--|---|---|---|---|
| 5. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. | – | – | + | СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания |
| 6. Работа в области повышенных давлений | – | – | + | НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии |

5.2.1 Отклонение показателей климата

При работе оператора ДНГ в АГЗУ или с химическими реагентами возможны утечки веществ. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащом.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °С.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 14 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

| Скорость ветра, м/с | Температура воздуха, °С |
|---------------------|-------------------------|
| безветренная погода | -40 |
| менее 5,0 | -35 |
| 5,1–10,0 | -25 |
| 10,1–15,0 | -15 |
| 15,1–20,0 | -5 |
| более 20 | 0 |

5.2.2 Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение

уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши.

5.2.3 Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора.

5.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

При работе на станции управления или АГЗУ оператор ДНГ подвержен опасности замыкания электрической цепи, которая может пройти через его тело. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом. Согласно техническому регламенту при входе в АГЗУ, станцию управления и т.д. оператор ДНГ обязан проверять наличие заземляющего устройства.

5.2.5 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

При работе на нефтяном производстве всегда представляет опасность выброс вредных веществ в воздух рабочей зоны. Например, концентрация метанола согласно СанПиН 1.2.3685-21 (Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания) не должна превышать 0,5 мг/м³. Для предотвращения отравления, сотрудники всегда используют газоанализатор воздушной среды. Для обеспечения безопасности используют противогазы фильтрующие.

5.2.6 Работа в области повышенных давлений

Главным источником формирования данной опасности являются сосуды, работающие в области повышенных давлений. Рассмотрим автоматическую групповую замерную установку «Спутник», рабочее давление которой составляет 4Мпа. Давление выше рабочего способно привести к чрезвычайной ситуации. Во избежание несчастного случая необходимо следить за показаниями манометров, сбрасывать давление при необходимости и совершать все операции по обслуживанию оборудования согласно техническому регламенту.

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- Нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований.
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

И, как следствие, от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

5.3.1 Защита 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, исключаящих 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.

5.3.2 Защита гидросферы

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.

5.3.3 Защита 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 Западной Сибири (в 70 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;
- обордюривание 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.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождение Западной Сибири в процессе ингибирования с использованием технологии подачи реагента через УДР будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 3.

Таблица 15 – Возможные чрезвычайные ситуации.

| № | Возможные чрезвычайные ситуации | Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников |
|---|--|--|
| 1 | Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев. | Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре. |
| 2 | Разливы нефти. | Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере. |
| 3 | Отказ трубопровода подачи хим. Реагентов | <ul style="list-style-type: none"> – Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; – разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории. |
| 4 | Разгерметизация емкости для хранения хим. Реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях. | <ul style="list-style-type: none"> – Разлив хим. Реагента в помещении УДХ; – загазованность помещения. – отравление парами хим. Реагентов и облив химическими реагентами. |
| 5 | Пожар в производственном помещении. | <ul style="list-style-type: none"> – Выброс газа и разлив нефти в помещении; – поражение людей продуктами горения; – - загазованность территории и помещения; |
| 6 | Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях. | <ul style="list-style-type: none"> – Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; – загазованность помещения; – отравление газом, облив нефтью. |

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для

закаченных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

Вывод:

При выполнении всех вышеперечисленных условий, требований и превентивных действий обеспечивается деятельность, не представляющая угрозы для окружающей среды и сотрудников нефтедобывающего предприятия.

Выполнение требований нормативных актов, представленных в пункте 4.2, позволяет исключить или минимизировать влияние вредных факторов, а также предотвратить и должным образом реагировать на образование опасных ситуаций.

Ряд мер, рассмотренных в пункте 4.3 позволяет реализовывать деятельность предприятия, не представляя опасности загрязнения различных биосфер, минимизируя воздействие нефтедобычи на природную обстановку, как непосредственно прилегающую к предприятию, так и находящуюся в прямой или косвенной от неё зависимости.

Своевременное реагирование, а также обучение персонала контрамерам к возможным появлениям ЧС, представленных в пункте 4.4, позволяет как свести

к минимальному потенциальный урон окружающей среде, так и избежать травм и смертей среди сотрудников предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приоритетной задачей в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является выбор таких методов разработки, подбор таких геолого-технических мероприятий, чтобы обеспечить наработку на отказ промышленного оборудования. В условиях осложненной добычи средняя продолжительность работы оборудования в несколько раз ниже заявленного срока службы завода-производителя. Одним из влияющих факторов является коррозия оборудования.

Вопрос о разработки мер защиты от коррозионной активности внутрискважинного оборудования является немаловажным, так как борьба с коррозией – это продление срока службы оборудования, снижение эксплуатационных затрат на ремонт, улучшение экономических показателей добычи на промыслах.

Современные методы защиты металла от коррозии можно разделить на:

- применение ингибиторов;
- применение коррозионностойких материалов;
- использование защитных покрытий;
- использование протекторной защиты.

Выбор метода защиты от коррозии производится применительно к каждой скважине индивидуально, с учетом особенностей эксплуатации скважины, зафиксированного типа коррозионного разрушения и установленной зоны коррозионного разрушения.

Проблема коррозии скважинного оборудования может не проявиться до момента увеличения обводненности, но возможность ее возникновения легко прогнозируется при проектировании.

Таким образом, гораздо целесообразнее планировать меры по борьбе с возможной проблемой еще на стадии проектирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хусаинова Д.А. Обоснование технологии предупреждения образования солейотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибиторов комплексного действия: диссертация кандидата технических наук. Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, 2019.
2. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солейотложением в погружном оборудовании / Инженерная практика: пилотный выпуск. Декабрь, 2009. — С. 12—15.
3. Фрейдлин М.О. Эксплуатация погружного нефтепромыслового оборудования в коррозионноактивной среде скважин Урманского месторождения /Инженерная практика. 2010. - №6. – С. 10-15.
4. Пушкарев А.Н. Преимущества использования НКТ с высокогерметичными соединениями в коррозионной среде / Инженерная практика. – 2010. - №6. – С. 51-57.
5. Даминов А.А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождении Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия / Инженерная практика. – 2010. - №6. –С. 97-110.
6. Якимов С.Б. Виды коррозии корпусов ПЭД и ЭЦЕН на месторождениях ТНК-ВР / Инженерная практика. – 2010. - №6. – С. 36-40.
7. Шайдаков В.В. Капиллярные системы для предотвращения солейотложения в нефтедобыче / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 98-101.

8. Лялин С.В., Эволюция применения твердых ингибиторов – «умные» ПСК «Трил»// Инженерная практика. – Москва, 2017. - №7.
9. Воловоденко А.В., Софронов А.В., Жуков А.Ю., Асмаев О.С. Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. №5. С. 87-89.
10. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. №197 – ФЗ (ред. от 02.08.2019) // Собрание законодательства РФ, 2002. – N 1 (ч. 1). – Ст. 3.
11. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
12. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1).
13. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
14. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификации
15. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
16. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
17. Российский Федеральный геологический фонд [Электронный ресурс]. URL: <https://rfgf.ru/>, свободный – Дата обращения 29.05.2021

18. Чэнь Цюнь. Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. 149 с.
19. Фаритов А.Т. Худякова Л.П., Рождественский Ю.Г., Шестаков А.А. и др. Влияние осадков механических примесей и отложений продуктов коррозии на защитную способность ингибиторов // Нефтяное хозяйство. 2014. №6. С. 116–121.
20. ТУ 2458-025-12966038-2010. Ингибитор коррозии-бактерицид Напор-1012.
21. Патент на полезную модель №80190 Устройство защиты погружной насосной установки от коррозии. РФ, МПК Е 21 В 43/00.
22. Маркин А.Н., Низамов В.Э. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 187 с.
23. Интерактивная электронная карта недропользования Российской Федерации (оперативная версия) [Электронный ресурс]. URL: <https://map.mineral.ru/>, свободный – Дата обращения 30.05.2021
24. Л.Е. Ленченкова, А.Р. Эпштейн, А.Р. Мавзютов, А.И. Ахметов Устройство электрохимической защиты погружной насосной установки от коррозии // Территория нефтегаз 2013 УДК 620.193, с. 52-53
25. С. С. Петров, Р. А. Васин, Ж. В. Князева, Д. И. Андриянов, Е. С. Сургаева Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях // Нефтегазовое дело 2020, т. 18, № 4 с.102-112
26. Н.С. Булдакова, О.А. Овечкина, Ю.В. Береснева, В.К. Миллер Исследование защитных свойств ингибитора коррозии Напор-1012 в

условиях повышенного содержания сульфида железа в нефтепромысловых средах// Территория нефтегаз 2013 УДК 620.193, с. 52-53

27. Н.С. Булдакова, О.А. Овечкина, Ю.В. Береснева, В.К. Миллер А.С. Антонова, Н.В. Новикова Влияние повышенного содержания сульфида железа в нефтепромысловых средах на защитные свойства ингибитора коррозии CORTRON RN-404// Нефтепромысловое дело 4/2017, с. 32-35

28. РД 153-39.0-430-05. Методика обследования технического состояния обсадных колонн скважин с применением магнитного интроскопа. Бугульма, 2005. 16 с.

Приложение А

Таблица -1 Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Западно-Малобалыкского месторождения

| наименование параметра | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | пластовая нефть | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | пластовая нефть |
|--------------------------------------|---|--|-----------------|---|--|-----------------|
| | выделившийся газ | выделившийся газ | | выделившийся газ | выделившийся газ | |
| | Горизонт АС ₄ | | | Горизонт БС ₂ | | |
| Молярная концентрация компонентов, % | | | | | | |
| двуокись углерода | 1.55 | 1.17 | 0.35 | 1.19 | 1.32 | 0.33 |
| азот | 1.69 | 2.14 | 0.37 | 2.15 | 2.48 | 0.57 |
| метан | 70.53 | 84.16 | 15.07 | 71.15 | 82.21 | 18.76 |
| этан | 4.97 | 3.82 | 1.18 | 4.87 | 4.74 | 1.38 |
| пропан | 9.14 | 4.68 | 2.79 | 8.83 | 5.32 | 3.08 |
| изобутан | 2.32 | 0.9 | 1.11 | 2.81 | 1.14 | 1.43 |
| норм, бутан | 5.18 | 1.82 | 3.1 | 4.51 | 1.62 | 2.8 |
| изопентан | 1.12 | 0.37 | 1.38 | 1.25 | 0.37 | 1.52 |
| норм, пентан | 2.1 | 0.58 | 3.25 | 1.71 | 0.48 | 2.62 |
| С ₆ + высшие | 1.49 | 0.46 | 71.53 | 1.64 | 0.41 | 67.68 |
| Молярная масса, г/моль | 25.41 | 21.21 | 199.01 | 25.71 | 20.81 | 177.01 |
| Плотность газа, кг/м ³ | 1.09 | 0.859 | 0 | 1.078 | 0.873 | 0 |
| Плотность нефти, кг/м ³ | 0 | 0 | 823 | 0 | 0 | 807 |

Продолжение таблицы 1

| наименование параметра | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | пластовая нефть | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | пластовая нефть |
|--------------------------------------|---|--|-----------------|---|--|-----------------|
| | выделившийся газ | выделившийся газ | | выделившийся газ | выделившийся газ | |
| | Горизонт БС ₈ | | | Горизонт Ач | | |
| Молярная концентрация компонентов, % | | | | | | |
| двуокись углерода | 0.72 | 0.89 | 0.24 | 1.15 | 1.33 | 0.44 |
| азот | 1.74 | 2.04 | 0.51 | 0.01 | 0.09 | 0.28 |
| метан | 74.84 | 84.85 | 21.05 | 59.81 | 68.33 | 22.39 |
| этан | 4.15 | 4.07 | 1.28 | 13.01 | 14.14 | 5.05 |
| пропан | 7.78 | 4.69 | 2.87 | 12.81 | 9.97 | 5.63 |
| изобутан | 2.03 | 0.81 | 1.08 | 2.91 | 1.51 | 1.6 |
| норм, бутан | 4.44 | 1.59 | 2.9 | 5.31 | 2.5 | 3.58 |
| изопентан | 1.12 | 0.31 | 1.36 | 1.51 | 0.54 | 1.76 |
| норм, пентан | 1.58 | 0.43 | 2.47 | 1.61 | 0.56 | 2.41 |
| С ₆ + высшие | 1.69 | 0.41 | 66.34 | 1.31 | 0.38 | 56 |
| Молярная масса, г/моль | 25.13 | 20.11 | 175.01 | 28.01 | 23.81 | 169.01 |
| Плотность газа, кг/м ³ | 1.059 | 0.846 | 0 | 1.17 | 1.001 | 0 |
| Плотность нефти, кг/м ³ | 0 | 0 | 811 | 0 | 0 | 773 |

Окончание таблицы 1

| наименование параметра | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | пластовая нефть |
|--------------------------------------|---|--|-----------------|
| | выделившийся газ | выделившийся газ | |
| Горизонт ЮС₂ | | | |
| Молярная концентрация компонентов, % | | | |
| двуокись углерода | 2.08 | 2.27 | 0.21 |
| азот | 2.1 | 2.31 | 1.13 |
| метан | 54.57 | 59.57 | 15.73 |
| этан | 12.88 | 13.72 | 2.97 |
| пропан | 15.94 | 14.27 | 5.7 |
| изобутан | 2.53 | 1.85 | 1.65 |
| норм, бутан | 5.55 | 3.78 | 4.85 |
| изопентан | 1.41 | 0.81 | 2.43 |
| норм, пентан | 1.56 | 0.91 | 3.72 |
| С ₆ + высшие | 1.49 | 0.62 | 51.45 |
| Молярная масса, г/моль | 29.21 | 26.61 | 155.01 |
| Плотность газа, кг/м ³ | 1.15 | 1.04 | 0 |
| Плотность нефти, кг/м ³ | 0 | 0 | 754 |

Таблица 2 – свойства пластовой нефти Западно-малобалыкского месторождения

| Наименование параметра | пласт АС ₄ | | пласт БС ₂ | | пласт БС ₈ | | пласт Ач | | Пласт ЮС | |
|--|-----------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | диапазон значений | принятые значения | диапазон значений | принятые значения | диапазон значений | принятые значения | диапазон значений | принятые значения | диапазон значений | принятые значения |
| Пластовое давление, МПа | 20.1-24.0 | 20.5 | 19.1-20.2 | 19.6 | 24.3-24.6 | 24.0 | 19.5 | 19.7 | 24.1-33.6 | 34.7 |
| Пластовая температура, °С | 75-86 | 76 | 79-79 | 79 | 72-87 | 83 | 65 | 65 | 87-105 | 99 |
| Давление насыщения, МПа | 5.5-9.1 | 6.8 | 3.2-7.6 | 7.4 | 3.4-10.2 | 8.7 | 9.8 | 9.8 | 3.8-16.3 | 14.8 |
| Газосодержание, м ³ /т | 21.2-56.7 | 27.7 | 12.8-37.1 | 36.7 | 16.1-49.9 | 41.6 | 45.8-61.4 | 56.9 | 22-123 | 80.6 |
| Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т | 19.7-57.0 | 23.0 | 11.7-31.9 | 32 | 13.5-42.0 | 37 | 51.4-53.2 | 52.4 | 15.0-77.5 | 70.5 |
| Плотность в условиях пласта, кг/м ³ | 796-842 | 826 | 794-819 | 806 | 776-841 | 811 | 772-787 | 776 | 713-778 | 783 |
| Вязкость в условиях пласта, мПа·с | 2.2-4.8 | 4.6 | 2.0-4.8 | 2.3 | 1.8-3.6 | 2.6 | 1.5 | 1.5 | 0.8-2.9 | 1.5 |
| Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴ | 8.5-10.8 | 8.6 | 8.9-11.1 | 9.8 | 9.2-14.3 | 10.5 | 9.1-11.2 | 10.5 | 8.1-18.2 | 11.4 |
| Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С | | | | | | | | | | |
| - при однократном (стандартном) разгазировании | | 1.080 | | 1.068 | | 1.050 | | 1.163 | | 1.140 |
| - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании | 0.950-1.350 | | 0.952-1.092 | | 1.018-1.258 | | 1.151-1.177 | | 1.154-1.360 | |
| | 0.777-0.858 | 0.849 | 0.790-0.894 | 0.873 | 0.807-0.989 | 0.841 | 0.978-1.006 | 0.991 | 0.911-1.035 | 1.030 |
| Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С | | | | | | | | | | |
| - при однократном (стандартном) разгазировании | 868-888 | 883 | 864-877 | 870 | 850-885 | 872 | 881-884 | 883 | 851-886 | 886 |
| - при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании | 856-888 | 879 | 864-874 | 866 | 851-878 | 866 | 876-877 | 877 | 839-877 | 887 |