

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

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Технология использования ингибирующих композиций в условиях солеотложения и коррозии при добычи нефти на месторождениях Индонезии

УДК 622.276.72(594)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Априлино курмасела		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н, профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2019 г.

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы (исследования)	Процент выполнения
25.11.2017	Введение	5
10.12.2017	Общие понятие шлангокабеля, их классификация, конструкция, назначения и конфигурация	10
26.03.2018	Анализ нагрузок в структурных компонентах подводного шлангокабеля, рассмотрен аналитический расчет нагрузок	10
18.04.2018	Проектирование и симуляция шлангокабелей в программе Ansys Workbench 18.1	19
02.03.2019	Анализ результатов	17
04.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
14.05.2019	Социальная ответственность при работе со шлангокабелями на шельфе	10
15.05.2019	Заключение	5
25.05.2019	Оформление презентации	14
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н, профессор		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Отделение нефтегазового дела	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н, профессор		
---------------------------------	-----------------------------	------------------	--	--

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Априлино курмасела

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Расчетные данные по использованию ингибиторов пены в запасах нефтяных месторождений в Индонезии Отчеты об опыте использования ингибиторов по скорости коррозии на индонезийском нефтяном месторождении
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Постановка задачи исследования, Характеристика объекта исследования Характеристика метода исследования
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С..
Иностранный язык	

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

--

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	к. ф-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Априлино Курмасела		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Априлино Курмасела

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	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>	Проведение расчета экономии средств вследствие применение различных способов борьбы с коррозией
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материала
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Расчет экономии за счет уменьшения количеств ТиКрс; расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Расчет экономической эффективности
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Критерии оценки эффективности способов защита коррозии внутрискважинного оборудования
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС Расчет затрат на реализацию технологии ингибирующих коррозии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Структура капитальных вложений
- Динамика капитальных вложений
- Удельные текущие затраты на тонну условного топлива
- Интегральный показатель оптимальности
- Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки
- Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
------------------	------------	-----------------------------------	----------------	-------------

Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		
--------	--------------	--------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Априлино Курмасела		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ7Э		Априлино Курмасела	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом исследования является бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	ГОСТ Р ИСО 26000-2012 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.003-83 СП 51.13330.2011
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения
3. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ предупреждению и борьбе с коррозией нефтепромыслового оборудования на атмосферу и гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, пожара его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Априлино Курмасела		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110с., 72 рис., 18 табл., 22 источников, 2 прил.

Ключевые слова: ингибиторы, коррозия, нефтяное месторождение, проектирование, математический модели.

Объектом исследования является разработка использования ингибитора для предотвращения скорости коррозии при бурении нефтяных скважин на месторождении Масела (Индонезия) с использованием математических методов статистики и программ excel.

Цель работы – Уменьшение солеотложения и коррозии при эксплуатации скважин в условиях добычи сероводородсодержащих псфтей за счет использования вспененных ингибирующих композиций

На заключительных этапах разработки нефтяных месторождений в Индонезии эксплуатация скважин сопровождается коррозией и образованием солей, хранящихся в подземное оборудование. Изучение состава элементов поля использует Рентгеновские спектрометры с энергией рассеяния «Mini Pal» позволяют определить

минеральный состав осадка. Методы коррозионной обработки и обычные весы не обеспечивают эффективной защиты хорошо кольцевых пространств. Новый фундаментальный способ защиты оборудования был разработан и испытан. установлен в кольцевом пространстве пенная форма. Технология испытаний предлагается в индонезийском регионе выявить закономерности изменения скоростей коррозии после обработки. Оставайтесь на линии обработано с повышенными гарантиями в 2,3-2,9 раза. Использование азота в качестве вспенивающего агента делает его предложенным безопасные и экологически чистые промышленные технологии.

На завершающей стадии разработки месторождения в восточной Индонезии эксплуатация скважины сопровождается коррозией и образованием неорганических солей в насосном оборудовании и производственная колонна. Определить состав выбранного элемента образцы отложений, образованные в нефтепромысловом оборудовании. изучение Элементный состав был выполнен на рентгеновском спектрометре Philips Mini Pal с дисперсионной энергией. Обобщение результатов позволяет оценить минеральный состав месторождений

Эффективность затрат / стоимости работы: выбор лучшей модели для производства, которая снижает затраты, делает ингибиторы и работает эффективно

ВВЕДЕНИЯ

Коррозия является одной из основных проблем в процессе добычи нефти, особенно на внутренней поверхности трубы, где в нефтяной промышленности трубопроводы являются одной из наиболее важных частей промышленности. В трубопроводах могут возникнуть различные проблемы, одной из которых является коррозия труб из-за пластовой воды.

Говоря о пластовой воде, мы не будем отделены от дискуссии о флюиде, который мы получаем на стадии добычи и добычи нефти и газа, так как мы знаем, что нефть - это углеводородное соединение, состоящее из углерода (83-87%), водорода (11-14%).), азот (0,2-0,5%), сера (0-6%) и кислород (0-3,5%). В процессе добычи самой нефти и газа не вся жидкость, которую мы получаем от эксплуатации и добычи на 100%, является нефтью. Мы также должны понимать, что в самой жидкости есть нефть, газ, а также вода. Что ж, хорошая добыча - это когда объем нефти и газа, который мы получаем, намного превышает объем воды, почему это так потому что мы, нефтяники, ищем нефть и газ, а не воду.

В процессе эксплуатации нефти из наших собственных буровых скважин вода, добываемая вместе с нефтью и газом, известна нам как образование воздуха. Там, где сама пластовая вода обычно упоминается как вода нефтяного месторождения или природная вода, или есть также те, кто называет ее промежуточной водой, то есть водой, которая добывается вместе с нефтью и газом в процессе бурения. Пластовая вода почти всегда находится в залежах углеводородов, потому что присутствие этой воды в действительности определяет накопление углеводородов в скоплении нефти, вода всегда занимает часть пласта, минимум 10% и максимум 100% всей поры. В нашей области, особенно в Южной Суматре, объем пластовой воды довольно велик и колеблется от 80 до 90%. Хорошо, если количество воды в этом пласте составляет до 100%, это означает, что у нас в скважине вообще нет нефти, что означает, что 100% ее содержания составляет вода. Вода в

больших количествах вызовет множество проблем, одна из которых, как считает автор, состоит в том, что пластовая вода может вызвать коррозию.

В мире самой нефтяной промышленности обработка коррозии в производственном оборудовании должна выполняться хорошо, учитывая величину потерь, которые будет нести компания, если оставить коррозию без контроля. В Индонезии правительство заложило в бюджет 1–1,5% ВВП (валового внутреннего производства) или достигло триллиона РДР средств, предусмотренных в бюджете на борьбу с коррозией. В 2003 году компания Saudi Aramco провела исследование для определения стоимости коррозии для добычи нефти и ее очистки.

Результаты показали, что 25% затрат на техническое обслуживание установки по производству подслащивающего газа было потрачено на борьбу с коррозией, 17% расходов на обслуживание установки газового фракционирования для коррозии, 28% от затрат на обслуживание наземных производственных операций, в то время как для морских работ 60-70% необходимо для затрат на поддержание коррозии. По данным NACE (Национальная ассоциация инженеров по коррозии), расходы, понесенные США на предотвращение коррозии при разведке и переработке нефти и газа, составили 1,4 миллиарда долларов.

Коррозия в окружающей среде нефтедобывающей промышленности происходит из-за присутствия коррозионного материала, который происходит во время процесса бурения вплоть до процесса распределения. Рассматриваемые коррозионные материалы включают воду, содержание кислоты и ее изменения (нафтанат, ацетат, сера), газ CO_2 , газ H_2S и ртуть. В нефтедобыче добываемая сырая нефть содержит соли хлоридов, сульфатов и карбонатов; низкомолекулярные органические кислоты; и кислые газы, такие как CO_2 и H_2S . На основании данных, полученных на месторождении, условия в нефтедобывающих скважинах: температуры в диапазоне от 330K до 380K; pH среды: 3,5–5,5; Давление CO_2 / H_2S от 0,04 атм до 0,10 атм; и

концентрация ионов Cl^- ; 10000 ч / млн -25000 ч / млн (P.I. Nice., 2000, Yayan Sunarya., 2008). Исходя из этих данных, можно убедиться, что стальные трубы, используемые в нефтедобывающих скважинах, очень подвержены коррозии.

Contents

Особенности геологического строения нефтяного месторождения « Масела»	1
1.1 Общие природные географические характеристики	1
1.2 Геологические характеристики месторождения «Масела»	3
1.3 Характер проявления осложнений при эксплуатации скважин.....	4
1.3.1Виды осложнений в скважинах при добыче нефти :	5
1.4 Коррозии.....	6
1.5 Причины коррозии	7
1.6 Коррозионная поляризация	8
1.7 Современные методы борьбы с отложением солей и коррозией в скважинном оборудовании.....	9
2. Влияние техногенных факторов на продолжительность эксплуатации скважин, работающих в условиях отложения солей и коррозии в скважинном оборудовании	13
2.1 Применение закачки пресных и сточных вод на индонезия месторождении	13
2.2 Факторы, влияющие на срок эксплуатации обсадных колонн.....	16
2.3 Структура характерных периодов эксплуатации скважин, работающих в осложненных условиях отложения солей и коррозии.....	24
2.3 Подводные Ингибирующих.....	26
3. Применение вспененных азотом ингибирующих композиций коррозии и солеотложения для защиты скважинного оборудования	31
3.1 Разработка технологии обработки скважин вспененными ингибирующими композициями коррозии и солеотложения	31
3.2 ингибирующей композиции и его расчет	33
4. Результаты.....	39
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	40
5.1 Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования	40
5.2 Оценка эффективности неметаллических покрытий	40
5.3 Оценка эффективности технологических методов защиты	41
5.4. Сравнительная оценка разных методов защиты.....	41
5.4.1. Единый критерий сравнительной оценки.....	41
5.4.1Сбор исходных данных для расчета	42
5.4.2 Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты.....	44
5.4.3. Расчет экономии за счет снижения числа ТИКРС.....	44
5.4.4. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин	44
5.4.5. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования.....	45

5.4.6 Расчет затрат на реализацию технологии ингибирующих коррозии.....	47
5.4.7. Расчет экономического эффекта	47
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	48
6..1 Производственная безопасность	48
6..2 Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению	54
6.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	54
6.2.2 Превышение уровней шума	54
6.2.3 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	55
6.2.4 Тяжесть и напряженность физического труда	55
6.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	56
6.3.1 Электрический ток.....	56
6.3.2 Экологическая безопасность	58
6.3.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	60
6.3.4 Пожароопасность	62
6.3.5 Взрывоопасность	63
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	65
Заключение	67
Приложение А.....	70

Особенности геологического строения нефтяного месторождения «Масела»

1.1 Общие природные географические характеристики

Место положение Вечного газового месторождения в блоке Масела (блок LGA Masela), а название Масела - это название одного из островов острова в районе юго-западной части Малуку Ридженси, провинция Малуку, который непосредственно прилегает к территории Австралии. Масела используется, чтобы назвать часть региона, известного в 2000 году, который был найден (открытие), имеет изобилие богатых природных энергетических ресурсов. Остров Масела находится в 130 км от блока LGA Masela.

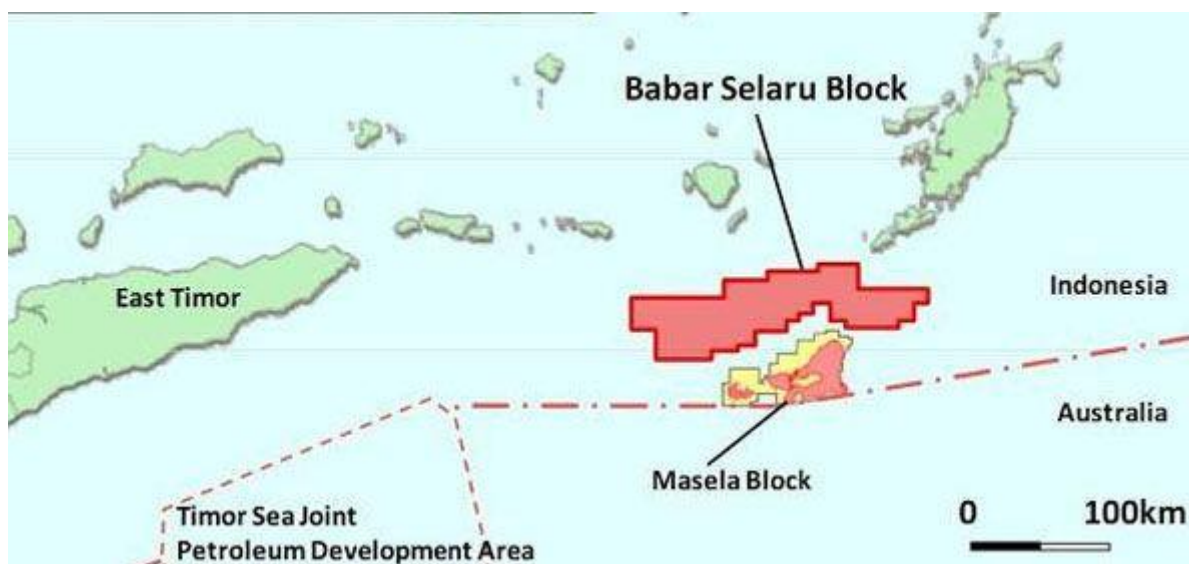


Рис.1 масела

Газовое месторождение Абади находится в цвету. MSC Plasma (контракт о разделе продукции) Блок Масела находится на верхнем склоне Австралии с глубиной воды от 300 м до 1000 м. 350 км от острова Тимор и 350 км к северу от Дарвина, Австралия.

Астрономически блок Masela расположен между 080 05 '25 .29 " - 080 13 '58 .94" LS и 1290 48 '11 " - 1290 56 '9.55" ВТ. Расчетная площадь блока Masela составляет около 4291, 35 кв. Км. 1.

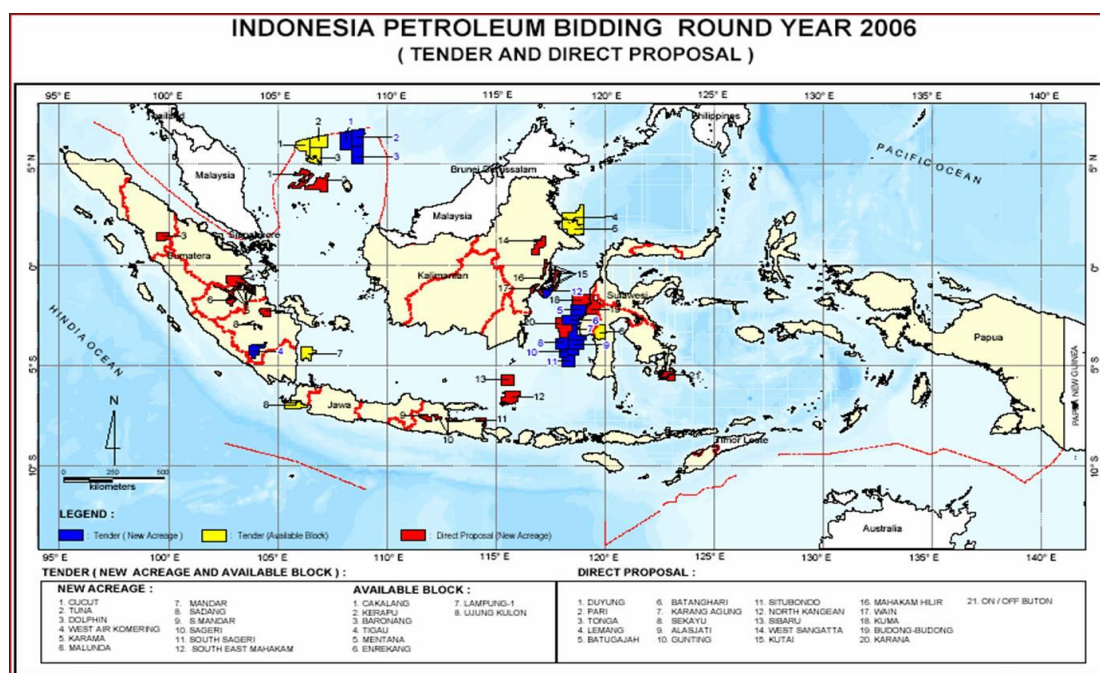


Рис.2 Индонезия

Геологически месторождение Абади состоит из относительно недеформированных континентальных окраин Австралии, которые простираются до индонезийских вод. Это поле расположено в восточной части платформы Сахул и занимает большой наклонный блок разломов, ограниченный с востока и юга Колдер-Малита Грабенс. На месторождении Абади имеется значительное накопление газовых колонн, коллектор находится в мелководной морской среде, высоко зрелый, кварцевый песчаник из формации средней юры. Ближайший аналог месторождений Giant Greater Sunrise и Bayu - Undan. Качество водохранилища на глубине ~ 3.900 м варьируется от хорошего до плохого, описывая сложные взаимодействия основных контролей осадконакопления и влияние диагенеза на заключительной стадии.

Приблизительно в 250 км к западу от Абади газовое месторождение Санрайз-Трубадур (доказанные и вероятные извлекаемые запасы: 8,4 млрд куб. Футов; общедоступная информация от правительства Северной территории Австралии) занимает высшую ось Санрайз-Трубадур. Мелководье газового месторождения Эванс (доказанные и вероятные

извлекаемые запасы: 6,6 тكن; общедоступная информация от правительства Северной территории Австралии) находится примерно в 150 км к юго-западу от Абади между Санрайз-Трубадур и Малита Грабен.

На развитие бассейна Северной Бонапарта повлияли рифтинг и континентальное разделение в средней юре - начале мела вдоль северо-западной окраины Австралии, и в конечном итоге они были изменены в результате столкновений между индо-австралийской и зондской плитами миоценового периода (Whittam et al. 1996).

1.2 Геологические характеристики месторождения «Масела»

Структура стратиграфии Танимбарских островов начинается с открытия третичного уровня до четвертичного. Формация масела и комплексный.

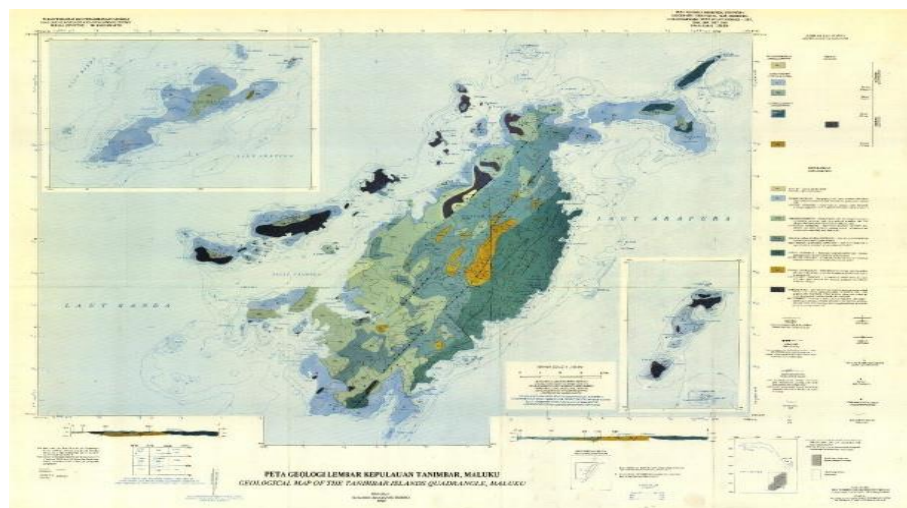


Рис 3. танимбар Масела

Региональное направление наибольшего основного напряжения, которое влияет на формирование моделей и типов разломов на островах Танимбар, можно интерпретировать в соответствии с направлением региональных (традиционных) и моделей сжатия, которые происходят в этом регионе. Экстенсиональные структуры от старого к молодому состоят из юго-восточно-северо-западного направления грабена гулберна, направления грабена север-юг и ольхи рабена, алиты юго-западно-северо-восточного направления. кроме этого, структура сжатия показана Танимбаром, через

который находится зона столкновительной субдукции между Дугой Банда и Австралийской платформой, которая приблизительно направлена на северо-восток от Севера, которая превращается в экстенсиональную структуру.

1.3 Характер проявления осложнений при эксплуатации скважин

Нефть представляет собой смесь различных типов углеводородов, как легких, так и тяжелых, некоторые находятся в термодинамическом равновесии в пластовых условиях. В то же время добыча нефти сопровождается неизбежными изменениями состояния термодинамического процесса и переходом нефти из пласта на поверхность, что может снизить давление и температуру. Баланс отдельной углеводородной фазы в смеси будет нарушен и будет выделяться в форме углеводородного газа из композиций, таких как тяжелые твердые частицы или нефтяные фракции, например, в форме парафина, асфальтовой смолы, в других.

охлаждая масло во время процесса подъема, оно высвобождает из него газовую фракцию, а также при снижении давления снижает его растворимость, поскольку тяжелые фракции, такие как парафин и смола, которые выделяются в виде кристаллов парафина, образуют новую твердую фазу.

Для предотвращения отложений парафина и обеспечения нормальной работы скважины были испробованы различные методы. Есть несколько основных методов для этого, которые можно использовать для удаления отложений воска, которые можно различить :

1. Механические методы, к которым относятся: Тепловые методы
2. Использование труб, которые обеспечивают внутренний слой стекла, эмали или эпоксидной смолы.

В зависимости от интенсивности образования парафиновых отложений, их прочности, состава и других особенностей применяют различные методы и часто их комбинации.

1.3.1 Виды осложнений в скважинах при добыче нефти :

Это осложнение возникает во время работы скважины, потому что скважина работает довольно долго. Эксплуатация скважины осуществляется в разных условиях, поэтому проблемы, возникающие при эксплуатации, также несколько иные. Способ работы из обычной скважины соответствует технологическому процессу, который часто повреждается из-за:

- износ или выход из строя подземного и надземного оборудования, производственных зданий и буровых скважин;

- залежи песка (механические примеси, продукты коррозии), парафин, соль.

полив преждевременных продуктов.

Одной из наиболее распространенных проблем в нефтяной промышленности является образование пробок из-за присутствия песка. Песок, который выносится из пласта в ствол скважины в результате разрушения рыхлой породы, очень плохого цемента, под воздействием фильтрационного давления наряду с определенной скоростью фильтрации. Песок, поступающий в колодец, оседает на дне и образует закупорку. и значительное снижение дебита скважины, также приведет к увеличению износа производственного оборудования.

Вредное воздействие насосов в скважинах оказывает свободный газ. Свободный газ, попавший в ESP с жидкостью, значительно нарушает его работу. Во всем насосе скорость потока объема, вязкости и плотности перекачиваемой газожидкостной смеси изменяется.

Многие повреждения, нанесенные при работе на скважинах, несут парафиновые отложения. Когда масло удалено, парафина нельзя избежать, так как температура масла, когда добывается на поверхность, всегда снижается. Парафин хранится быстрее всего в стояке. Они также найдены в

резервуарах, колодцах, трубопроводах. Причина заключается в несовместимости с химическим составом воды, поступающей в скважину из разных горизонтов или слоев. Повышена температура жидкости для основных компонентов соли - гипса, карбоната кальция и магния. Во время эксплуатации скважин, которые были оснащены погружными центробежными насосами с возможными осложнениями, возникающими из-за вибрации подземного оборудования, которая вызвана локальной связью от электродвигателей и центробежных насосов с подъемными трубами, а также с осложнениями в процессе разработки скважины, а также результат повышенной вероятности.

Основной особенностью работы электроцентробежного насосного агрегата является наличие в скважине активного и электропривода с аварийной операцией, которая приводит к прямой травме.

1.4 коррозии

Коррозия - это материальный ущерб, вызванный влиянием окружающей среды. вокруг этого. Процесс коррозии, возникающий помимо химических реакций, также вызывается электрохимическим процессом, включающим перенос электронов, будь то от восстановления ионов металла и осаждение металла из окружающей среды. Коррозия металла в электролитной (водной) среде является электрохимическим процессом. Этот процесс происходит, когда есть реакция половины клетки, которая выпускает электроны, и половина реакции принять электрон. Обе эти реакции будут продолжаться, пока они не произойдут динамическое равновесие, где количество выпущенных электронов равно числу электронов принимаются. Коррозию можно назвать повреждением или деградацией металла вследствие реакции с агрессивная среда. Коррозия также может быть истолкована как атака, которая повреждает металл потому что металлы реагируют химически или электрохимически с окружающей средой. Есть другое определение.

сказал, что коррозия является противоположностью процесса извлечения металла из минеральной руды. Например, минералы железной руды в дикой природе существуют в форме соединений оксида железа или

Сульфид железа, после извлечения и переработки, железо будет использоваться для производства стали или легированной стали. Во время использования сталь будет реагировать с вызывающей коррозию средой (возврат к соединениям оксида железа). Серия Вольты и закон Нернста помогут выяснить возможности возникновения коррозии. Скорость коррозии зависит от многих факторов, таких как существующие или является ли оксидный слой, потому что оксидный слой может блокировать разность потенциалов для других электродов, которые будут сильно отличаться, если они еще чисты от оксида.

1.5 Причины коррозии

Коррозионные события основаны на электрохимических процессах, а именно процессах (изменения / химические реакции) который включает в себя электричество. Определенные части железа действуют как отрицательные полюса (отрицательный электрод, анод), а другая часть представляет собой положительный полюс (положительный электрод, катод). Электроны текут от анода к катоду, поэтому происходит коррозия. коррозия может происходить в сухой среде, а также во влажной среде. Например, гостиницы

происходит в сухой среде - это воздействие железа газообразным кислородом (O_2) или газообразным диоксидом серы (SO_2). Во влажной среде коррозия может происходить равномерно или локально. Пример равномерной коррозии во влажной среде - когда железо погружено в раствор соляная кислота (HCl). Коррозия во влажной среде, возникающая локально обеспечение макроскопических характеристик, например гальваническая коррозия железо-цинка, коррозионные системы эрозия, трещинная коррозия, дырочная коррозия, отслаивающаяся коррозия и коррозионная коррозия, в то

время как Микроскопические свойства возникают, например, в результате коррозии под напряжением, коррозии разлома и коррозии между предметами. Однако некоторая коррозия металлов, особенно железа, разъедает в природе посредством электрохимия, которая включает в себя множество межфазных явлений. Это то, что часто делают основная основа дискуссии о роли контроля коррозии.

1.6 Коррозионная поляризация

Когда металл не находится в равновесии с раствором, содержащим его ион, потенциал электрода отличается от потенциала свободной коррозии и разницы между ними. обычно называется поляризацией. Поляризация или отклонение от потенциального баланса равно

с анодной поляризацией в металлах и катодной поляризацией в окружающей среде. Поляризация - это потенциальное изменение от стабильного состояния, например, от потенциального обрыв цепи электрода в результате протекания тока. Это также относится к изменениям потенциал электрода во время электролиза, так что потенциал анода становится больше

благороднее, и что катод более активен, по сравнению с потенциалом каждого обратимого. часто сделано путем формирования слоя на поверхности электрода. Поляризация - это форма реакции коррозии, которая является причиной возникновения

ржавчина на металлическом повреждении. Определенно поляризация - это процесс ионизации иона водород, химически электричество, так что водородный газ образуется с помощью связывания электроны, полученные в процессе разложения металла. Поляризацию иногда также называют «перенапряжением» или «перенапряжением». В некоторых книгах по электрохимии существует разница между избыточным напряжением и избыточным потенциалом. Первое относится к разнице между фактическим потенциалом электрода, где начинается электролиз и обратимый электродный потенциал (стандартный окислительно-восстановительный

потенциал), последний относится к возможности отклонений от потенциального баланса в системе. В контексте коррозии поляризация относится к потенциальному сдвигу от потенциального разомкнутой цепи (свободный потенциал коррозии) системы коррозии. Если потенциальный сдвиг в Направление «положительное» (над E_{corr}), это называется «анодная поляризация». Если потенциальный сдвиг в Направление «отрицательное» (при E_{corr}), это называется «катодная поляризация».

Для всех металлов и сплавов во влажных средах всегда катодная поляризация уменьшает скорость коррозии. Катодная защита - это применение катодной поляризации в системе. Для непассивных систем (например, сталь в морской воде) анодная поляризация всегда

увеличивает скорость коррозии. Для систем, которые показывают активный переход в пассивную поляризацию Анодный изначально увеличит скорость коррозии, а затем приведет к снижению резкая скорость коррозии. Анодная защита в основном применяет анодную поляризацию к системе коррозии. Существует 2 вида поляризации, а именно активационная поляризация и концентрационная поляризация. активационная поляризация может иметь место с контролем последовательности реакции образования водорода при металл с раствором в контакте. При этом концентрационная поляризация происходит за счет наличия концентрация концентрированного гидроксидов, так что регулятор концентрации ионов

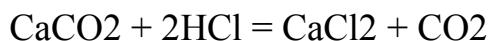
1.7 Современные методы борьбы с отложением солей и коррозией в скважинном оборудовании

Способы, которые можно использовать для уменьшения отложений соли, состоят из некоторых наиболее часто используемых методов, таких как химические вещества, физическое использование и технологии.

Химический метод, наиболее широко используемый для уменьшения солевых отложений и контроля процесса солеобразования в скважинах и системах сбора, в основном используется для осаждения карбонатов и

сульфатных солей, которые нерастворимы в воде. В этом процессе ингибитор отложения солей будет использоваться в форме гексаметафосфата натрия и триполифосфата натрия как в чистом виде, так и путем добавления различных добавок. Суть этого метода заключается в том, что при образовании кристаллов соли они немедленно поглощают ингибиторы из раствора с целью появления коллоидной оболочки на поверхности кристалла, чтобы предотвратить их прилипание к поверхности трубы.

Отложения нерастворимой соли можно снова нейтрализовать раствором в виде соляной кислоты:



и изменит соли, которые не растворяются в воде. Однако этот метод также может быть рискованным, поскольку он может разъедать оборудование.

Низкую эффективность защиты суспендированной соли (18-22%) можно регулировать с помощью деэмульгаторов в виде: дисульфана, проксамина, сепараола и др..

Физический метод состоит из воздействия магнитных полей и ультразвуковых колебаний. Когда вода обрабатывается с использованием магнитного поля, условия, которые будут созданы, приведут к образованию большого количества мелких кристаллов, которые затем образуются в форме аморфного раствора, который очень легко удаляется из расходомерной трубки. При продолжении ультразвукового поля на второй фазе (кристалл-жидкость) произойдет наименьшее разделение кристаллов. Эксперименты по ультразвуковой обработке пластового соляного масла показали, что в этой задаче в теплообменниках нет остатков OTF, а некоторые из них превращаются в маленькие кристаллы, взвешенные в воде. Осадок, который был выпущен, будет легко унесен потоком жидкости. Эффективность

ультразвуковой обработки водонефтяных смесей достигает 80%, все процедуры в сочетании - до 98%..

Технологический метод предотвращения солевых отложений предназначен для :

1. Переместите карбонатное равновесие в левый мешок. Для того, чтобы это сделать, также введите давление в системе или введите свободный углекислый газ (например, Увеличить парциальное давление CO_2) или насос, используемый для пресной воды.

2. Удалить водные контакты, сделанные со стенкой трубы.

В процессе предотвращения образования и осаждения солей, растворимых в воде, используется метод обеспечения чистой воды для эксплуатационных скважин. Метод можно использовать несколькими способами:

1. Пресная вода поступает на дно скважины во время эксплуатации скважины.

2. Периодический впрыск воды в сторону последней камеры

Первый метод направлен на устранение возможности отложения солей в скважинах и системах сбора нефти, поскольку конверсия насыщенных солевых растворов станет ненасыщенной.

Смесь очень пресной воды и минералов будет выливаться в трубную камеру, что приводит к периодическому растворению соли, которая осела в скважине и в системе сбора.

В проблеме несовместимости воды, которая была введена и извлечена, работа бетонных скважин иногда усложняется процессом формирования соляных пробок, которые нерастворимы в скважинах и в эксплуатационных трубах. Чтобы этого не происходило, необходимо определить состав соленой воды для затопления и проверить совместимость с пластовой водой.

Возможность образования густых отложений в процессе разработки имеет задачу. Одна из наиболее важных задач, которую можно выполнить. Правильные и точные оценки времени позволят вам выбрать правильный источник воды при определении метода управления процессом седиментации, распределении материальных ресурсов и обеспечении необходимых затрат. Следовательно, проблемы осадков также должны учитываться в проектах разработки месторождений и учитываться при расчете технико-экономических показателей.

2. Влияние техногенных факторов на продолжительность эксплуатации скважин, работающих в условиях отложения солей и коррозии в скважинном оборудовании

2.1 Применение закачки пресных и сточных вод на индонезия месторождениях

Существуют три типа установок, которые часто используются для подготовки сточных вод на нефтяных месторождениях: открытые, полузакрытые и закрытые. в открытых установках отходы вытекают из-за наличия силы тяжести, и они сталкиваются с кислородом воздуха. Это один из их основных недостатков, он будет вызывать изменения в природе воды: окисление железа, содержащегося в воде, изменение pH, коррозионное повышение и т. Д. Однако, если система открыта, она может позволить той же самой структуре очищать воду от различных составов. и будет менять их качество в нужном направлении с помощью различных реагентов (коагулянтов). Сульфат алюминия и полиакриламид (ПАА) добавляют в сточные воды в качестве коагулянта.

Кроме того, открытые системы также могут использоваться для очистки промышленных резервуаров и сточных вод в одном потоке, независимо от состава, давления и насыщенности водяных газов, и вместе размещать их в нагнетательных скважинах. Высокое содержание сероводорода (H_2S) и др. в углекислом газе (CO_2), а также для более глубокой очистки воды от капель масла и механических примесей из закрытых систем обработки отходов будет находиться под давлением или не под давлением.

Система очистки при закрытом давлении позволяет интенсифицировать процесс очистки воды с использованием осадка и фильтрации под давлением и значительно снизить агрессивность в сточных водах, устранить контакт с кислородом из воздуха, уменьшить количество загрязняющих веществ в воде, использовать давление остаточного газа после оборудования для очистки. сточные воды и для транспортировки отобранной нефти и отложений, чтобы сохранить свойства произведенной воды,

наиболее полное и эффективное использование заводского оборудования. Поскольку при отсутствии контакта сточных вод с кислородом воздуха коррозионная активность не увеличивается и не возникает, что означает, что последний не оседает, что снижает скорость закачки в нагнетательную скважину.

Недостатком этой замкнутой системы является необходимость создания параллельной рафинирующей установки для промышленной промышленности, в которой происходит окисление гидрата оксида железа $\text{Fe}(\text{OH})_2$ до оксида $\text{Fe}(\text{OH})_3$, который

Расход обычно составляет 7-10% от потока воды, выходящего из блока ОУФ.

На рис. 4 открытой установки по переработке отходов, которые до сих пор широко используются в полевых условиях. Это работает следующим образом. Вода, которая была отделена от масла в отстойнике с помощью деэмульгатора, будет автоматически выбрасываться в песколовку, в ловушку подается масло 1, затем течет в отстойник 3. Насос 4 забирается из резервуара и через фильтр для песка 5 попадает в резервуар для воды. Обработка 6. Из этого резервуара сточные воды будут поступать в насос 7 на входе и поступать в насосную станцию (УЗС), где создается высокое давление (от 14,7 до 19,62 МПа) для прокачки через скважины, закачиваемые в резервуар. при плотности падающих отходов механическими средствами.

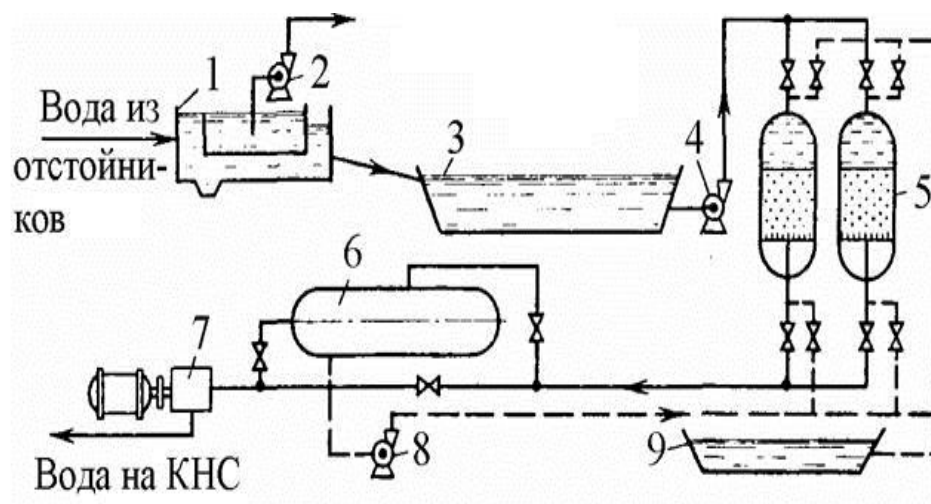


Рис. 4. Открытая схема установки очистки сточных вод: 1 – ловушка нефти; 2 – насос для откачки ловушечной нефти; 3 – пруды-отстойники; 4 – насос для подачи воды на фильтры; 5 – песчаные фильтры; 6 – емкости для чистой воды; 7 – насос для подачи чистой сточной воды на КНС; 8 – насос для подачи чистой воды при промывке фильтров; 9 – пруд (амбар) для загрязненной воды

Капли масла размером более 80 мкм; затем масло, которое накапливается на поверхности воды, будет всасываться насосом 2 и возвращаться в септик или сепаратор / нагреватель. в баке 3 в результате резкого снижения скорости воды ($v > 0,008$ см / с) будут сохраняться капли масла размером до 30-40 мкм и осаждаться механические примеси. Обработка «тонких» конечных сточных вод становится контейнером для чередующихся песочных фильтров 5. Песочный фильтр должен быть очищен от микрочастиц, чтобы осесть в течение определенного периода времени. Для процесса полоскания используйте чистую воду в баке 6. После очистки фильтра грязная вода сливается на склад 9.

Недостатки очистных сооружений заключаются в следующем:

- 1) маслоуловители и отстойники из железобетона очень дороги;
- 2) при возведении таких установок требуется большая площадь;

3) в процессе разработки нефтяных месторождений производительность этих установок будет продолжать расти из-за увеличения потока воды, добываемой из нефти;

4) Сточные воды в этой установке смешиваются с кислородом из воздуха, что в процессе растворения в нем значительно способствует коррозии водопроводных труб и насосов, которые перекачивают эту воду.

2.2 Факторы, влияющие на срок эксплуатации обсадных колонн

Функция обсадной колонны при цементировании состоит в том, чтобы получить концентрическое твердое кольцо на цементном камне, которое находится в круглом пространстве, которое надежно изолирует нефтедобывающий слой, который впитал воду и газ, в открытую скважину.

В качестве цементирующей колонны используется цементный раствор и вода. когда цемент смешивается с водой, масса жидкости будет получена при низкой скорости потока. Механические свойства свежего цементного раствора аналогичны глинистым грязям. Со временем цементный раствор сгущается, теряет подвижность. Общий процесс, который вызвал растворение цемента в течение нескольких часов после смешивания цемента с водой. В конце соглашения раствор будет замерзать и образовывать цементные камни. Отверждение и уплотнение массы в цементе длится несколько дней.

Цемент, предназначенный для цементирования обсадной колонны, будет тщательно исследован в лаборатории, чтобы определить ее пригодность и определить состав цементного раствора.

Качество цементного раствора до соответствующего уровня зависит от содержания в воде. Избыток воды вызывает образование пористых и хрупких цементных камней. Отсутствие воды на цементном растворе привело к тому, что это затрудняло цементирование обсадной колонны. и Чтобы обеспечить

нормальные условия цементирования, при добавлении цементного раствора рекомендуется добавлять 40-50% по весу воды, что составляет около 40-50 тонн воды на каждые 100 тонн цемента, в емкость в зависимости от его плотности, которая должна составлять от 1750 до 1950 кг / m^3

Качество цементной колонны также зависит от начала и конца расположения цементного раствора. Установка цементного раствора должна начинаться после окончания цементирующей колонны. Время цемента не должно превышать 75% времени начала цементного раствора. Это должно быть маленьким.

Следующая цементная цементация используется для цементировании обсадной колонны :

- 1) для «холодных» скважин температура забоя скважины до 40° c ;
- 2) для «горячих» скважин температура забоя скважины составляет до 75 ° c ;
- 3) для глубоких скважин с базовой температурой скважины от 100 до 120 ° c .

Цемент в «холодных» скважинах, которые были смешаны с пресной водой (50% цемента по массе), должен начинать схватываться через 3–7,5 часов после процесса смешивания, окончание устройства не должно быть более 3 часов после начала. установка. Следовательно, при процессе цементировании скважин с забойными температурами до 40° c весь процесс цементировании должен быть завершен не более чем за 2,5 часа (3 часа, 75 часов = 2,5 часа).

Цемент в «горячих» скважинах, которые были смешаны с пресной водой (50% по массе цемента), должен начинаться от 1 часа 45 минут до 2 часов 45 минут после смешивания, окончание твердения не должно

превышать 1 час 30 минут. после начала установки. Таким образом, процесс цементирования с температурой базового отверстия до 75°C должен быть завершен за 1 час ($1,5 \text{ часа} \times 0,75 \text{ часа} = 1 \text{ час}$).

Цемент для глубоких скважин производится путем измельчения клинкерного цемента с добавлением гипса. Начало процесса регулирования цемента должно происходить не менее, чем через 1 час и 15 минут после смешивания. Как видно, в глубоких скважинах процесс цементирования должен длиться менее 1 часа.

в цементирующих проводниках, помимо перечисленного цемента, производился специальный цемент с добавлением 25-30% песка. Для особых условий цементирования обсадной колонны производится взвешенная цементная основа (с использованием промывочной жидкости с плотностью до 2200 кг/м^3), цемент для заполнения цемента (для уменьшения глубины проникновения цементного раствора в очень пористые пласты), гель для цемента (для цементирования зоны поглощения) и т. д.

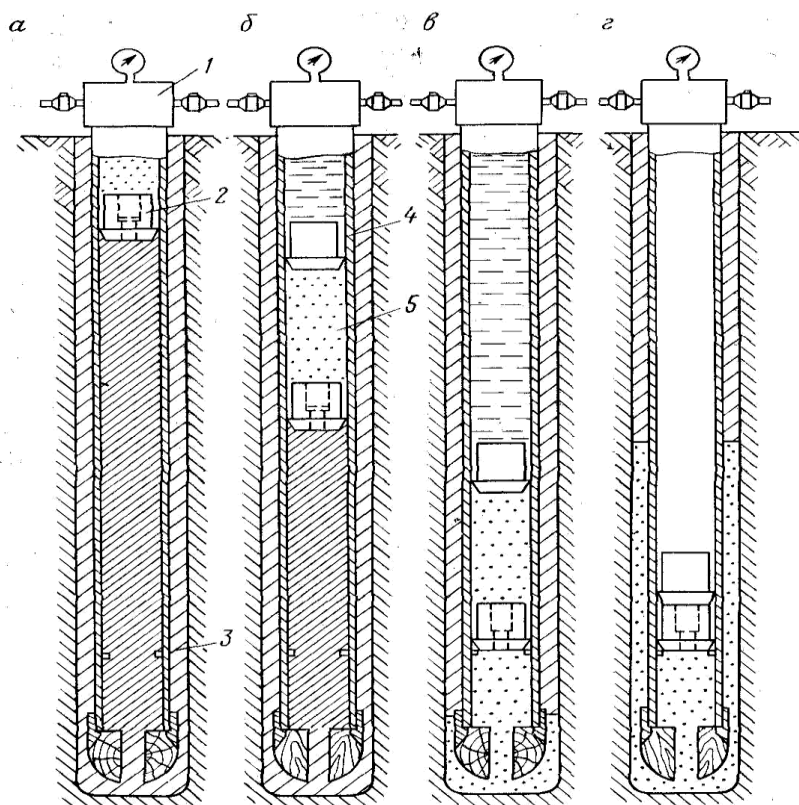


Рис. 5. Стадии одноступенчатого цементирования:

/ — Головка; 2 — Нижняя Пробка ; 3 — Упорное Кольцо ; 4 — Верхняя Пробка; 5 — Цементный Раствор

Затем цементная каша, которая была закачана в организм. Объем, требуемый для этого решения, будет определяться исходя из условия, что в конце процесса цементирования небольшая часть цементного раствора (стекловидного цемента) остается на корпусе, а цементный раствор поднимается до заданной высоты за корпусом. После закачки цементного раствора в обсадную трубу верхняя цементирующая пробка (без отверстий) проталкивается через 4 (рис. 5, б) и после этого промывочная жидкость перекачивается.

когда нижняя трубка достигает стопорное кольцо (см 5 с), труба остановится. Давление над пробкой начинает расти, и резиновая мембрана сломается. Когда процесс промывки жидкостью затем вводится в колонку, верхняя пробка приближается к нижней части и закрывает в ней отверстие (см. Рисунок 65, d). Там будет гидравлический удар. Манометр на цементировочной головке начинает резко увеличивать давление.

После этого кран с головкой для цементирования будет закрыт, и скважина будет молчать в течение 16 часов для процесса затвердевания цементного раствора за проводником, а также в течение 24 часов для затвердевания цементного раствора за промежуточным канатом и добычей.

Когда в процессе цементирования каната оболочки в глубокой скважине, необходимо перекачивать большое количество цементного раствора и отжимать жидкость в течение очень ограниченного времени, определяемого, когда образуется цементный раствор. В этом случае будет использоваться двухэтапное цементирование, при котором цементный раствор закачивается в колонну и вдавливается в затрубное пространство двумя частями. Первая часть цемента будет проходить через башмак за

колонной, а вторая - через отверстие в грунтовке, установленной на корпусе на значительном расстоянии от башмака.

Полевой анализ с использованием экспериментального и теоретического материала, а также рассмотрение гипотез и перспектив о причинах кольцевых проявлений показывают, что качество цементирования зависит от природных (геологических), технических, технологических и субъективных факторов, а также от физических и химических свойств цементных материалов. Также обратите внимание, что последнее сильно зависит от первого и, в частности, от температуры.

Геологический фактор состоит из:

- температура;
- давление (гора и водохранилище);
- нарушение от тектоники;
- физико-литологические характеристики горных пород (состав породы, градиент разрушения, разрушение, проницаемость, полость, прочность и т. д.)
- характер флюида в пласте (газ, нефть, вода, состав и концентрация минеральных включений);
- расстояние между продуктивными водоносными горизонтами и высоким давлением.

Влияние этих групповых факторов может варьироваться в зависимости от характера технологии эксплуатации и нарушения режима работы скважины. В целом влияние окружающей среды не совсем понятно. Влияние геологических условий (особенно температуры, давления, проницаемости)

было изучено на изменение свойств цементных материалов. Например, показано, что когда температура поднимается до 75°С, прочность цементного камня будет увеличиваться с 35°С, а прочность породы будет падать выше, а при 175°С он разрушается.

В процессе запроса предложений из-за слишком высокого содержания воды в цементных растворах, наличия вакуума в резервуаре и т.д. Разделение фильтрата в резервуаре является реальным. Об этом свидетельствуют результаты исследования, проведенного Zeitlin. Отмечено наличие колец с разными рисунками и плотностями. Кроме того, это четко установлено для Покровского месторождения, которое открыто до дна скважины, где продуктивность пилотной скважины в 4 раза выше, чем скважина, открытая по традиционной технологии.

Но начальным ингредиентом является мазела. на месторождении показано, что для коллекторов с более низкими коллекторскими свойствами относительные аномалии продуктивности не зависят от размера впадины на коллектор; Существует значительная зависимость производительности от давления во время процесса установки, что связано с возможностью гидравлического разрыва.

Сравнение результатов для скважин, которые были зацементированы с использованием неадекватного цементного раствора в кольцевом пространстве (1840/79 г.). С базовой линией, где забор составляет 080 м на месторождениях Индонезии, с использованием той же технологии, получены следующие результаты: пилотные скважины 1 , В 7 раз выше базовой линии.

Результаты промышленной реализации показывают увеличение дебита от 20 до 60%, а также двукратное увеличение производительности закачки в нагнетательную скважину. Каковы симптомы заболевания? Увеличение расхода и приемистости коллектора составляет 1-1,5 года и более.

Изменения в проницаемости тоже противоположны. Время для сгущения и регулирования цементного раствора. Изучение рассмотренных факторов и подбор рецептур для конкретных условий производства в автоклавах, консистометрах. Коррозионная стойкость Проблема определения реологических свойств цементного раствора в условиях скважины не решена из-за отсутствия эффективной конструкции капиллярного вискозиметра.

Воздействие произойдет на расстоянии между продуктивными и водоносными горизонтами. Особенно если они были разделены проницаемым резервуаром небольшой толщины. Это происходит в основном с образованием полива. Он должен быть установлен в зоне между изолированными слоями.

Немного сложно определить влияние природы кусков камня на качество цементирования. В некоторых случаях этот эффект проявляется в форме поглощения цементного раствора.

Чтобы предотвратить поглощение, они предварительно изолируют поглощающий горизонт и предпринимают шаги по снижению гидростатического и гидродинамического давления в пласте, используя смесь цемента низкой плотности, сепарационное устройство, ступенчатый цемент и химическую обработку цементного раствора для уменьшения характера реологии. жидкость удалена и перемещена

Технические и технологические факторы, а именно :

- конструкция колодца (длина и диаметр в колонне, размер в зазоре, из колодки);
- условия на скважине (развитие, поглощение, засорение и неровности, искривление и изгибы стеблей, сальников, фильтрационной корки, полостей и т. д.);

- оборудование на колоннах (стопорные колодки, обратные клапаны, сепаратор, центровка, скребок, турбулизатор, набивка и т. д.)

- свойства бурового раствора и пекарских фильтров (показатель реологических свойств);

- количество и характер буферной жидкости;

- скорость истечения в кольцевом пространстве;

- использование технологии в процессах цементирования и окладов (использование обсадных колонн, сброс давления после выкачивания);

Факторами, определяющими свойства физико-химического раствора (камня), являются:

- показатель реологии, плотности; седиментационная стабильность, усадка, усадка и т. д. Влияние этого показателя можно увидеть на качество цементирования и требования. Учитывайте технические и технологические факторы. Основным преимуществом цементирующих скважин является получение цементного кольца, которое равномерно заполняется в кольцевом пространстве в течение всего интервала цементирования. В этой ситуации необходимо полностью удалить промывочную жидкость, чтобы обсадная колонна была плотно размещена в середине колодца. В этом случае широко применяются методы цементирования:

- обеспечить концентрическое положение оболочки в изогнутом центрирующем стержне;

- заменить моющую жидкость - буфер, турбулизатор. Наибольшее беспокойство вызывает использование централизации. В то же время предполагается, что соблюдение известных рекомендаций не обеспечит полную замену жидкости в кольцевом пространстве и, следовательно, не создаст правильных предпосылок для надежного цементирования, если корд прилегает к стенке скважины. Однако, если нет ограничений на отклонения в

колонне от центра скважины, то нет. В этом случае происходит большое количество событий, при которых использование централизации не исключает возможности переполнения. Эффективность конвергенции должна оцениваться с точки зрения ее влияния на создание условий для последующего образования и развития (расширения или сжатия) потока жидкости в кольцевом пространстве.

2.3 Структура характерных периодов эксплуатации скважин, работающих в осложненных условиях отложения солей и коррозии.

Процесс разработки месторождения можно условно разделить на 4 стадии :

Первая стадия (нарастающей добычи), характеризуется интенсивным бурением скважин основного фонда и обустройством месторождения. Темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. На ее протяжении добывают, как правило, безводную нефть. Длительность ее зависит от размеров месторождения и темпов бурения скважин, составляющих основной фонд. Достижение максимального годового отбора извлекаемых запасов нефти не всегда совпадает с окончанием бурения скважин. Иногда оно наступает раньше срока разбуривания залежи.

Вторая стадия (стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти или стабилизация) - характеризуется стабильными годовыми отборами нефти и получением максимальной добычи нефти.

Основная задача этой стадии - бурение скважин резервного фонда, регулирование режимов скважин и освоения в полной мере системы заводнения. Также применением различных методов интенсификации. Некоторые скважины к концу стадии перестают фонтанировать, и их переводят на механизированный способ эксплуатации

Третья стадия (стадия падающей добычи нефти) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции скважин при водонапорном режиме и резким увеличением газового фактора при газонапорном режиме. Практически все скважины эксплуатируются механизированным способом. Значительная часть скважин к концу этой стадии выбывает из эксплуатации.

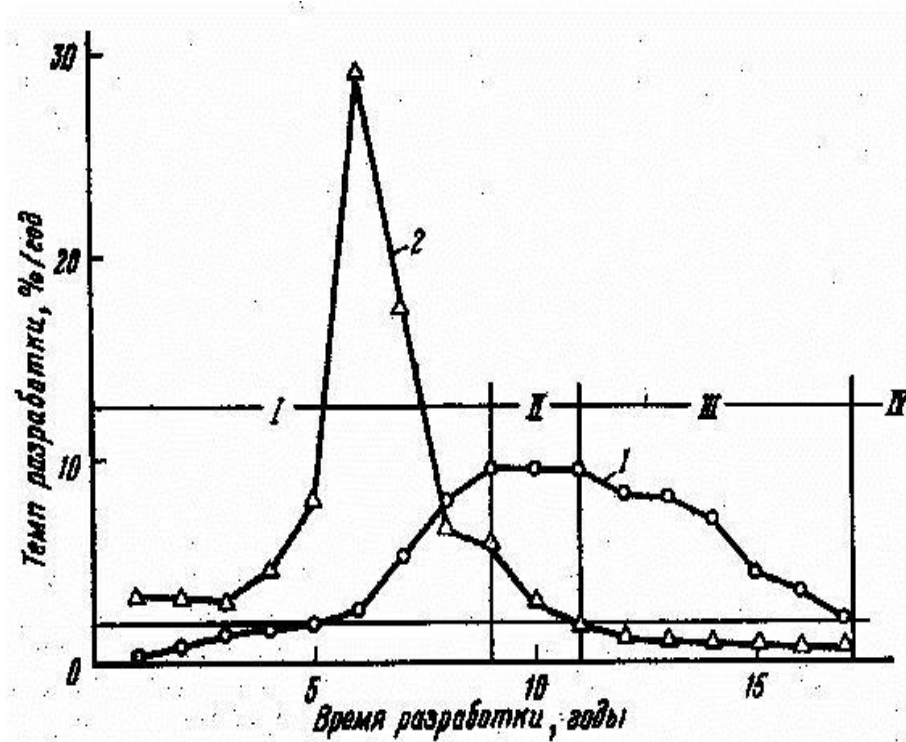


Рис.6. График изменения темпа разработки во времени

1- месторождение А; 2- месторождение В; I, II, III, IV –стадии разработки

Четвертая стадия (поздняя, конечная или завершающая стадия разработки) характеризуется низкими темпами разработки.

Для нее характерно медленное падение добычи нефти, высокая обводненность продукции до тех пор, при котором еще рентабельна эксплуатация скважин. Предел рентабельности наступает при обводненности скважин до 98%.

Первые три стадии, в течение которых отбирают от 70 до 95% от извлекаемых запасов нефти, образуют основной период разработки. На протяжении четвертой стадии извлекают оставшиеся запасы нефти.

Для некоторых месторождений характерно, что следом за первой стадией наступает стадия падения добычи нефти. Иногда это происходит уже в период ввода месторождения в разработку. Такое явление характерно для месторождений с вязкими нефтями или тогда, когда к концу первой стадии были достигнуты высокие темпы разработки порядка 12 — 20%/год и более. Из опыта разработки следует, что максимальный темп разработки не должен превышать 8 — 10 % год, а в среднем за весь срок разработки величина его должна быть в пределах 3 — 5 %/год.

Изменение добычи нефти из месторождения в процессе его разработки будет происходить естественно в том случае, когда технология разработки месторождения останется неизменной во времени. В связи с развитием методов повышения нефтеотдачи пластов. может быть применена новая технология извлечения нефти из недр, вследствие чего снова будет расти добыча нефти из месторождения.

2.3 Подводные Ингибирующих

Один из способов минимизировать последствия разложения материала, который часто используется это с использованием ингибиторов. Ингибитор функционирует, чтобы замедлить реакцию коррозии, который работает путем формирования защитного слоя на поверхности металла. покрытие

первая молекула, которая образуется, имеет очень сильную связь, называемую хемис вариант. Ингибиторы обычно находятся в форме жидкости, впрыскиваемой на производственную линию. потому что Эти ингибиторы являются важной проблемой в борьбе с коррозией Подбор ингибиторов осуществляется в соответствии с их условиями.

Ингибиторы используются для защиты внутренней части конструкции от коррозионных воздействий, вызванных течением жидкости или хранением в ней. Обычно ингибиторы немного добавляются в кислой, охлаждающей, паровой и других средах. Преимущества использования ингибиторов включают в себя; увеличить возраст конструкции или материала, предотвратить прекращение производственного процесса, предотвратить несчастные случаи из-за коррозии, избегать загрязнения продукта и так далее.

Использование ингибиторов по-прежнему является лучшим решением для защиты внутренней коррозии металлов и используется в качестве основной защиты перерабатывающей промышленности добычи нефти. Ингибиторы представляют собой гибкие методы защиты, которые способны обеспечить защиту от менее агрессивных сред для окружающей среды. Уровень коррозии очень высок, легко наносится и уровень эффективности затрат самый высокий, потому что сформированные слои настолько тонки, что в небольших количествах они способны обеспечить широкую защиту (Условия и Захрани, 2006).

Как правило, ингибиторы коррозии представляют собой химические вещества, которые при добавлении в окружающую среду могут снизить скорость коррозии металла. Фонтана (1987) объяснил ряд ингибиторов коррозии путем модификации катодной и анодной поляризации, уменьшая движение ионов к металлическим поверхностям, добавляя электрическое сопротивление металлических поверхностей и улавливание или улавливание агрессивных веществ внутри решения путем образования неагрессивных соединений. Ингибиторы коррозии по основным ингредиентам можно разделить на два, а именно ингибиторы из органических соединений и из неорганических соединений (Widharto, 1999).

Органические ингибиторы обычно получают из экстрактов натуральных ингредиентов, содержащих атомы N, O, P, S и атомы которых имеют свободные электроны. Неорганические ингибиторы, которые в настоящее время широко используются соли нитрита, хромата, фосфата и

цинка натрия (Hatch, 1984). Сегодня много разработаны различные типы ингибиторов как органических, так и неорганических. Различные типы. Ожидается, что этот новый ингибитор сможет снизить скорость коррозии материала, особенно низкоуглеродистая сталь material. В настоящее время существуют различные типы синтетических ингибиторов, широко используется для замены обычных неорганических ингибиторов, таких как ГБТТ(Окси-бензилиден-амино-тиоксо-тиазолидин), DNBTPH (Dihydroxybenzylidenetrifluoromethyl хинолин-тио-пропано-Гидразиды), BMIC (Алкалоиды, ButylMethylimidazolium хлориды), [BMIM] HSO₄ (ButylMethylimidazolium гидросульфат) Глюконат кальция, ПЭГМЕ (полиэтиленгликольметилловый эфир) и другие.

Как правило, ингибитор представляет собой химическое вещество, которое может ингибировать или замедление химической реакции. В то время как ингибиторы коррозии являются веществами химия, которая, если ее добавить в окружающую среду, может снизить скорость атак экологическую коррозию металла. механизм торможение иногда бывает более одного типа.

Ряд ингибиторов ингибирует коррозию путем адсорбции с образованием тонкий, невидимый слой толщиной всего в несколько молекул, некоторые из-за влияния окружающей среды, образующей видимые отложения и защитить металл от атак, которые разъедают металл и производить продукты, которые образуют пассивный слой, а некоторые устранить агрессивные составляющие. На сегодняшний день существует 6 типов ингибиторов, а именно ингибиторы, которые обеспечивают пассивацию.

анодная, катодная пассивация, органические ингибиторы, органические ингибиторы, ингибиторы осадки и ингибиторы паровой фазы. Обсуждение химического состава ингибиторов коррозии может быть связано с природой ингибиторы, взаимодействия ингибиторов с различными агрессивными средами и влияние на процесс коррозии. ингибитор - это молекула или

вещество, которое ингибирует действие фермента. Ферменты очень концентрированы в соединениях или группе соединений, с которыми они связаны. Если активность фермента ингибируется соединением или группой соединений, это соединение называется ингибитором. Не все ингибиторы вредны, потому что в клетке также могут быть ингибиторы,

Опыт проведения противокоррозионных мероприятий на промышленных объектах и результаты многочисленных научных исследований показывают, что одним из наиболее эффективных и технологически несложных способов уменьшения потерь металла от коррозии является ингибиторная защита, позволяющая повысить надежность и долговечность оборудования без существенного вмешательства в тот или иной производственный процесс.

Ингибиторами коррозии (с латинского inhibitor – «замедлитель») называются вещества, при введении которых в коррозионную среду, скорость коррозии резко падает.

Использование ингибиторов с точки зрения снижения коррозии возможно во многих технологических средах, однако часто загрязнение технологических продуктов ингибирующим веществом является серьезным препятствием к более широкому применению данного способа противокоррозионной защиты.

Анализ ассортимента и компонентного состава ингибиторов коррозии, выпускаемых для нефтегазового комплекса в странах СНГ и за рубежом, свидетельствует о том, что их высокий защитный эффект обеспечивается в основном соединениями аминного типа (амины, имидазолины, сукцинимиды, амиды и их производные), сложными эфирами, продуктами оксиэтилирования и нитрования, а также фосфатами, диалкил- и диарилфосфатами, сульфонатами. В настоящее время прослеживается тенденция к усложнению технологий производства ингибиторов и использованию в качестве сырья промышленных отходов.

Основным назначением ингибиторов коррозии является снижение агрессивности газовых и электролитических сред, а также предотвращение активного контакта металлической поверхности с окружающей средой. Это достигается путем введения порций ингибитора в коррозионную среду, в результате чего резко уменьшается сольватационная активность ее ионов, атомов и молекул. Кроме того, падает и их способность к ассимиляции электронов, покидающих поверхность металла в ходе его поляризации. На металле образуется моно- или полиатомная адсорбционная пленка, которая существенно ограничивает площадь контакта поверхности с коррозионной средой и служит весьма надежным барьером, препятствующим протеканию процессов саморастворения. При этом важно, чтобы ингибитор обладал хорошей растворимостью в коррозионной среде и высокой адсорбционной способностью как на ювенильной поверхности металла, так и на образующихся на нем пленках различной природы. Ингибитор коррозии не должен оказывать негативного воздействия на перерабатываемый или транспортируемый продукт. Его токсичность не должна превышать установленные санитарными правилами нормативы. Одной из важнейших характеристик ингибитора является его совместимость с деэмульгаторами, депрессантами и другими реагентами, применяемыми в технологических процессах.

3. Применение вспененных азотом ингибирующих композиций коррозии и солеотложения для защиты скважинного оборудования

3.1 Разработка технологии обработки скважин вспененными ингибирующими композициями коррозии и солеотложения

Песчаники из резервуара SP, которые связаны с запасами нефти из мест, характеризуются относительно лучшими свойствами по сравнению с CIV0, CIV, CV. При этом толщина оливкового масла от sp песчаника в скважинах колеблется от 1 до 5 м. Коллектор представлен коллектором в 96% ствола скважины. По геофизическим данным средняя величина пласта составляет 22%, нефтенасыщенность - 84%. SSC в совместном предприятии на SLE 8091 составляет около минус 1181 м, севернее - минус 1185 м.

Водохранилище CIV0 представлено сбором камней в виде линзы в области пласта. 8016 и 2785. Зоны распространения песчаника достигли только 4,4% от общей площади участка. Максимальная толщина нефтенасыщенности составляет 1,4 м, минимальная пористость 0,8 м в пласте CIV0 составляет 20%, а нефтенасыщенность составляет 77%.

Водохранилище CIV не везде представлено водохранилищами, но они более развиты на севере и в центре. Развитие ленткулярных песчаников составляет 18,7% от общей площади участка и имеет форму полосы от северо-восточной атаки. Водохранилище представлено коллекторами в 22 скважинах. Среднее значение пористости составляет 20%, нефтенасыщенность -79

В экспериментальной зоне, резервуаре, резервуаре, зоне CV она имеет очень ограниченную область распространения и представлена двумя

небольшими изменениями. Разработка основных линзовидных песчаников была получена в северо-восточной части опытного района. Песочные линзы на самом деле покрывают только около 8,3% площади. Согласно геофизическим данным, средняя пористость составляет 20%, а нефтенасыщенность - 77%.

Коллектор CVI на площадке представлен коллектором из 60 пробуренных скважин, только в двух скважинах (7993, 8075), которые не требуются. Большинство водоемов насыщены водой (в 85% скважин). Средняя арифметическая высота нефтенасыщенного песка в зоне распространения пласта составляет 2,7 м. Согласно геофизическим данным, средняя величина пористости составляет 22%, а нефтенасыщенность - 81%. Признаки ВНК в резервуаре ХВН варьируют в минус 1187,6-1194,7 м. В целом, геологическое строение продуктивных пластов низкоуглеродистых пластов в регионе Мазела характерно для 99].

Индонезия в целом, в зависимости от окончания операции, характеризуется высокими нормами полива (более 95%). В последние несколько лет обычные операции были неорганическими, что вызывало утечки в обсадной колонне; Увеличение производственного травматизма при коррозионном износе; влияние профиля ствола на продолжительность эксплуатации скважины; Увеличить распределение работ, связанных с защитой от коррозии на линиях откачки нефтяных скважин; уменьшение нагнетательных скважин и др. Основной причиной всех этих проблем является закачка воздуха с завода. Коррозионная активность закачиваемой воды в основном обусловлена химическими и механическими системами деаэрации пресной воды, а именно системами, которые снижают содержание растворенного кислорода в закачиваемом кислороде в пресной воде, которое достигает 10 мг / г. л. Кислород и другие окислители могут вызывать изменения в солевом составе пласта и в некоторых случаях отложение солей металлов, которые находятся в растворенном состоянии. Таким образом,

хлорид железа под воздействием кислорода и пресной воды, гидролизный, откладывается в виде гидрата оксида железа. В присутствии кислорода, хлора или углекислого газа он может осаждаться в виде Fe_2O_3 , $\text{Fe}_2(\text{CO}_3)_3$, снижая проницаемость пласта.

3.2 ингибирующей композиции и его расчет

Гравиметрические испытания

Сущность гравиметрического метода заключается в определении потери массы металлических образцов за время их пребывания в испытываемой среде. При гравиметрическом методе скорость коррозии характеризуется массовым показателем K_m (г/м²·час)

$$K_m = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}$$

где m_1 – масса образца до испытания, г; m_2 – масса образца после испытания, г; S – площадь поверхности образца, м²; τ – время экспозиции, час.

$$S = 2 \left[\left(a \cdot b - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right) + h \left(a + b + \frac{\pi \cdot d}{2} \right) \right]$$

где a – длина образца, м; b – ширина образца, м; h – толщина образца, м; d – диаметр отверстия, м (рис. 2).

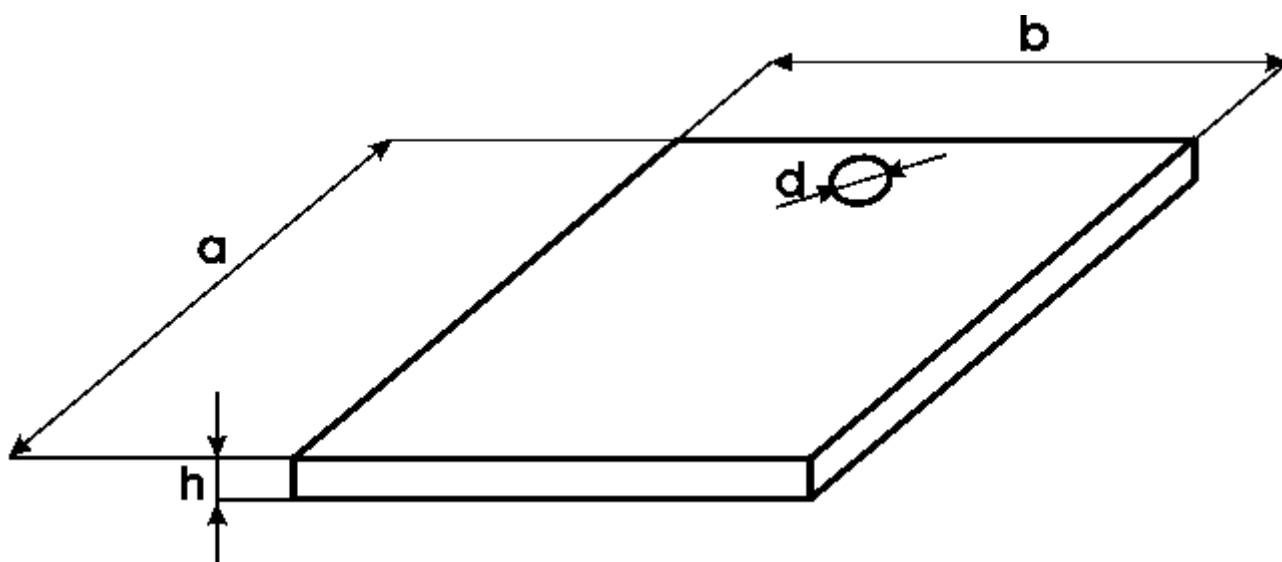


Рисунок 2 – Испытуемый образец

Если изменение массы образца прямо пропорционально глубине проникновения коррозии в условиях общей коррозии, то массовый показатель часто пересчитывают в глубинный, который характеризует утонение образца в единицу времени.

$$П_{Fe} = \frac{K_m \cdot 8760}{7,87} \cdot 10^{-3} = 1,1131 \cdot K_m$$

где $П_{Fe}$ – глубинный показатель скорости коррозии, мм/год; 8760 – количество часов в году; 7,87 – плотность железа, г/см³.

$$Z = \frac{K_{m0} - K_m}{K_{m0}} \cdot 100$$

где Z – степень защиты металла от коррозии, %; K_{m0} – скорость коррозии в неингибированной среде, г/м²·час; K_m – скорость коррозии в ингибированной среде, г/м²·час.

Испытания посредством метода поляризационного сопротивления

Исследования выполняются в соответствии с ГОСТ 9.514-99 Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности.

Данный метод основан на принципе Штерна-Гири, полученном теоретически, путем дифференцирования уравнения поляризационной кривой вблизи стационарного потенциала коррозии ($\Delta \leq 10 - 20$ мВ). В общем случае этот принцип читается так: плотность тока коррозии обратно пропорциональна поляризационному сопротивлению поверхности электрода, измеренному вблизи стационарного потенциала коррозии.

Плотность тока коррозии вычисляется по формуле:

$$i_k = \frac{\Delta i}{\Delta E} \cdot \frac{b_a \cdot b_k}{2.3 \cdot (b_a + b_k)}$$

где i_k - плотность тока коррозии, мА/см²;
 Δi - возникающая анодная или катодная плотность тока при смещении потенциала (ΔE) на 10 - 20 мВ, мА/см²;
 b_a - постоянная, показывающая наклон тафелевого участка анодной поляризационной кривой, мВ;
 b_k - постоянная, показывающая наклон тафелевого участка катодной поляризационной кривой, мВ;

$$\frac{b_a \cdot b_k}{2.3(b_a + b_k)}$$

коэффициент Sterna-Giri.

Данный метод реализован в коррозиметре «Монитор-2М» посредством которого и проводились коррозионные испытания.

Обработка результатов экспериментов

Статистическую обработку результатов испытаний проводят по ГОСТ 9.502-82 в следующем порядке:

1. Определяют среднее арифметическое значение $\bar{x}$

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$$

где n – количество измерений.

2. Определяют стандартное среднеквадратичное отклонение отдельного измерения S_n , которое является мерой разброса опытных данных и характеризует случайную ошибку метода испытания, по формуле

$$S_n = \sqrt{\frac{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}{n(n-1)}}$$

3. Определяют среднеквадратичное отклонение среднего арифметического значения $S_{\bar{x}}$, которое характеризует точность метода измерения

$$S_{\bar{x}} = \frac{S_n}{\sqrt{n}}$$

Показатель точности исследования (E , %) определяют по формуле

$$E = \frac{S_{\bar{x}}}{\bar{x}} \cdot 100$$

Результаты коррозионных испытаний считаются удовлетворительными, если $E \leq 10$ %.

4. Исключают грубые погрешности измерения по максимальному относительному отклонению τ_{1-p} , определяемому по таблице.

Если в силе неравенство

$$\frac{|x - \bar{x}|}{S_x} > \tau_{1-p}$$

где x – выделяющееся значение;

p – уровень значимости, вычисляемый как разность между 1 и принятой доверительной вероятностью,

то данное измерение необходимо исключить.

5. Определяют двухсторонние доверительные границы случайного отклонения результата наблюдения Δx :

$$\pm \Delta x = S_{\bar{x}} \cdot t_{1-p/2}(f; p)$$

где $+\Delta x$ – верхняя граница;

$-\Delta x$ – нижняя граница;

$t_{1-p/2}$ – квантиль распределения Стюдента;

$f = n - 1$ – число степеней свободы.

6. Определяют защитное действие ингибитора по максимальному, среднему и минимальному значениям скорости коррозии, если скорость коррозии без ингибитора имеет, например, следующий доверительный интервал

$$\bar{x}_0 \pm \Delta x_0$$

Для определения защитного действия ингибитора ($Z, \%$), используют формулу

$$Z = \frac{(\bar{x}_0 \pm \Delta x_0) - (\bar{x} \pm \Delta x)}{\bar{x}_0 \pm \Delta x_0} \cdot 100$$

$$\bar{Z} = \frac{(\bar{x}_0) - (\bar{x})}{\bar{x}_0} \cdot 100$$

$$Z_{\min} = \frac{(\bar{x}_0 + \Delta x_0) - (\bar{x} + \Delta x)}{\bar{x}_0 + \Delta x_0} \cdot 100$$

$$Z_{\max} = \frac{(\bar{x}_0 - \Delta x_0) - (\bar{x} - \Delta x)}{\bar{x}_0 - \Delta x_0} \cdot 100$$

Окончательное защитное действие ингибитора записывают в виде доверительного интервала

$$Z = \bar{Z} \pm \Delta Z$$

где $\bar{Z}$ - защитное действие, определяемое по среднему значению скорости коррозии;

ΔZ - точность определения защитного действия, вычисляемая как

$$\Delta Z = \frac{Z_{\max} - Z_{\min}}{2}$$

7. Проводят сравнения средних, используя квантили распределения Стьюдента ($t_{расч}$ и $t_{p,f}$). Разница между двумя сериями измерений (n_1 и n_2) является статистически значимой, если $t_{расч} > t_{p,f}$.

4. Результаты

Использование ингибиторов на входе в насос может снизить скорость коррозии, которая появится быстрее. при наличии блокаторов на устье скважины может увеличиться более чем на 90 дней.

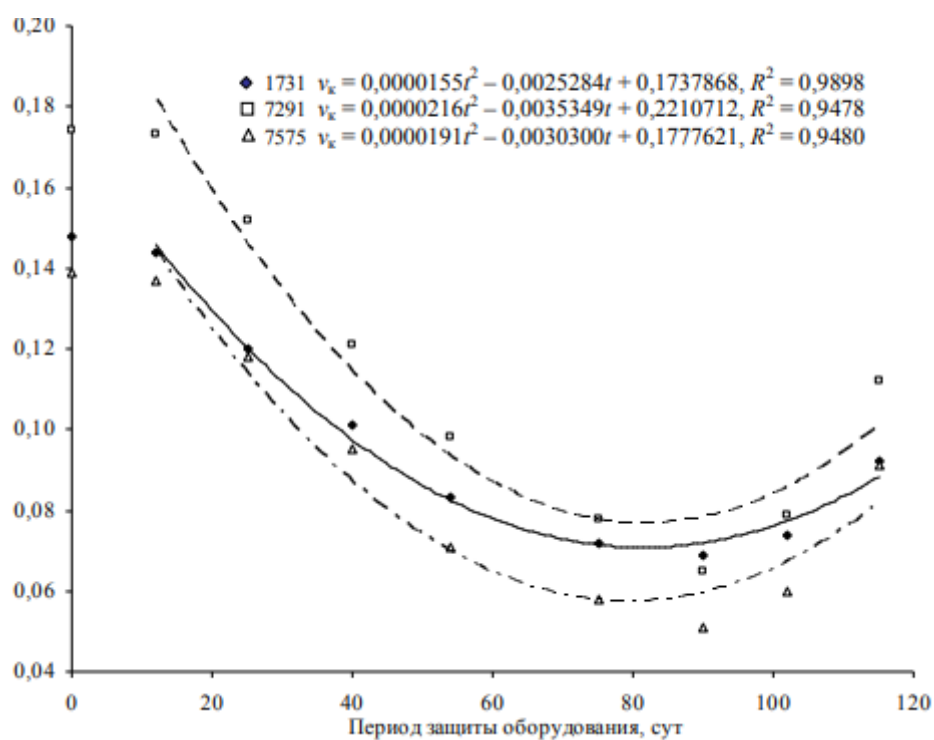


рис 5. измерения скорости коррозии скважинного оборудования после обработки вик

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

Различные по своей физической природе методы защиты от коррозии различные критерии оценки их эффективности (СОЕ). оценка эффективность ингибиторной защиты (химический метод) принята оценивать такие критерии как защитное действие (защитный эффект), скорость торможения скорость коррозии, остаточная скорость коррозии (ОСК).

5.2 Оценка эффективности неметаллических покрытий

Эффективность неметаллических покрытий оценивается по:

- внешний вид;
- толщина;
- диэлектрическая непрерывность;
- адгезионная прочность (методом решетчатого надреза, методом Х-образного надреза, методом отрыва);
- мониторинг площади внешней поверхности на месте
- посадка трубного гаечного ключа и элеватора;
- стойкость к истиранию (абразивный износ);

- ударная вязкость;
- устойчивость к химическим воздействиям и др.

5.3 Оценка эффективности технологических методов защиты

Для технологических методов защиты:

- установление режима, соответствующего минимальному газу фактор, минимальное удаление песка, минимальное содержание воды;
- транспортировка газожидкостной смеси в эмульсии или дисперсионный режим; избежание пульсаций, переход на пробку (оболочка) режим. Основные критерии оценки эффективности.

5.4. Сравнительная оценка разных методов защиты

5.4.1. Единый критерий сравнительной оценки

Индивидуальные критерии оценки эффективности различных методов контроль коррозии следует использовать на этапе выбора метода 59 защита с учетом критериев применимости. Далее во время ОПИ и промышленное применение метода защиты от коррозии необходимо выбрать универсальный КОЭ, тем более что возможны Используется комбинированная технология. Эти критерии для GNO: увеличение время работы до отказа из-за коррозии (коэффициент увеличения времени работы об отказе) и (или) увеличении срока МРП (коэффициент увеличения МРК). Скорость увеличения среднего времени до отказа из-за коррозии определяется из отношений:

$$KCHO = CHO_{пк} / CHO_0$$

Где, KCHO - коэффициент увеличения среднего времени работы; CHO₀ -среднее время до отказа до применения антикоррозийного события, дни; SNOПК - среднее время до отказа при применении антикоррозионные меры, дни. Обобщающий критерий оценки эффективности технологии в конечном итоге это экономическая эффективность. Технология

экономически эффективным, если его стоимость ниже, чем дополнительная экономия от приложения. Экономия от технологий, связанных с увеличением A_{toN} , Он состоит из следующих элементов:

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

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

5.4.1 Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета приведены в таблице 1. Перед При расчете таблица должна быть заполнена самыми последними данными. Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому индивидуально для каждой скважины. В качестве данных о стоимости коррозионностойких труб вставляет данные о трубах определенного типа, применяемых для данного Что ж. С учетом возможных изменений дозировки ингибитора коррозии в. в течение года данные о среднем потреблении ингибитора заносятся в таблицу. Потери нефти рассчитываются как произведение суточных дебитов. нефтяные скважины на период ремонта холостых скважин в ожидании ремонта

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величи на
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	руб	СТиКРС	1100000

	ТиКРС			
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

Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС

Чтобы рассчитать экономию за счет уменьшения количества ТиКРС, на первом Этап, вам нужно сравнить среднее количество ТиКРС в базовом периоде и среднее расчетное количество ТиКРС при применении метода защиты.

$$\Delta k_{\text{ТиКРС}} = K_{\text{б}} - K_{\text{з}} = 1,3 - 1,14 = 0,16,$$

Где ΔK ТИКРС - изменение количества ТиКРС в год; $K_{\text{б}}$ - номер ТиКрсв года базовый период (до применения метода защиты); $K_{\text{з}}$ - количество ТиКРС за год в срок применения метода защиты.

Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде рассчитывается делением продолжительности года в днях на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из среднего времени между ремонтами, до События и средняя продолжительность операции ТиКРС.

$$Кб = \frac{365}{МРПб + T_{\text{тикрс}}} = \frac{365}{275 + 5} = 1,3$$

где, Кб – количество ремонтов в год в базовом периоде; МРПб – межремонтный период в базовом периоде; T_{тикрс} – средняя продолжительность ТиКРС

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

Среднее количество ремонтов в год при применении метода защита рассчитывается путем деления продолжительности года в днях время цикла между ремонтами, которое состоит из достигается при применении метода капитального и среднего ремонта Продолжительность операции ТиКРС.

$$Кз = \frac{365}{МРПбнз + T_{\text{тикрс}}} = \frac{365}{314 + 5} = 1,14$$

5.4.3. Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС

$\Delta T_{\text{тикрс}} = \Delta K_{\text{тикрс}} * C_{\text{тикрс}} = Kб - Kз * C_{\text{тикрс}} = (1,3 - 1,14) * 1100000 = 176490$, (8) где, $\Delta T_{\text{тикрс}}$ – экономия за счет сокращения числа ТиКРС; $\Delta K_{\text{тикрс}}$ – снижение 63 числа ТиКРС в год; $C_{\text{тикрс}}$ – средняя стоимость одного ремонта.

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

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сокращая простые скважины в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добываемой нефти за счет сокращения времени простоя скважин в период T_{тикрс} - значение, равное произведению изменения

количества TiKRS в год на среднюю продолжительность разового ремонта, продуктивность скважины по нефти (в пересчете на массу) и стоимость нефти.

$$\text{Эдд} = \Delta K_{\text{TiKPC}} * T_{\text{TiKPC}} * Q_n * \rho * C_n = (1,3 - 1,14) * 5 * 25,12 * 0,840 * 17000 = 287769$$

где Эдд - экономия за счет уменьшения потерь добываемой нефти за счет сокращения простоев скважин; ΔK_{TiKRS} - изменение количества TiKRS в год; T_{TiKPC} - средняя продолжительность одного ремонта; Q_n - дебит нефти; ρ - плотность нефти; C_n - стоимость нефти; В свою очередь, дебит нефтяной скважины рассчитывается как произведение дебита скважинной жидкости на содержание нефти в 1 м³ жидкости.

$$Q_h = Q_{\text{ж}} (1 - B) = 314 * (1 - 0,92) = 25,12$$

где, Q_n – производительность скважины по нефти; $Q_{\text{ж}}$ – производительность скважины по жидкости; В- коэффициент обводненности.

5.4.5. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования

При расчете экономии за счет увеличения срока службы оборудования следует учитывать направление защитных мер, какой конкретный объект защищен. Различные методы защиты GNO от коррозии способны защитить не все скважинное насосное оборудование. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 12. При выборе технологии защиты в первую очередь учитываются области оборудования, защищаемые этой технологией. Например, в таблице цвет указывает зоны наибольшего распространения процессов коррозии. При использовании комбинации разных методов результат совместного применения методов оценивается с учетом общих затрат на реализацию всех методов комплекса. Для каждого из случаев применения защитных технологий время работы оборудования записывается в период до начала реализации способа защиты, и учитываются только случаи отказа оборудования из-за коррозии.

Принимая во внимание тот факт, что скорость коррозии изменяется в течение периода эксплуатации скважины (например, она может быть минимальной в начальный период) в зависимости от скорости роста обводненности, непосредственно перед началом работы учитывается только время работы оборудования. начало внедрения метода защиты. Не исключен случай, когда в результате использования труб в коррозионностойкой конструкции время до отказа оборудования не увеличивается из-за уменьшения предела текучести металла с добавками добавок, которые увеличивают устойчивость к коррозии.

Другими словами, в настоящее время 65 аварий с трубами продолжаются не из-за снижения прочности из-за коррозии, а из-за снижения прочности из-за легирующих добавок к составу металла. В этом случае продолжительность эксплуатации подвесной трубы в целом увеличивается, а экономия за счет уменьшения количества ремонтов не достигается, поскольку количество аварий с НКТ не уменьшается.

Общая экономия рассчитывается как сумма экономии за счет увеличения срока службы устройств, на которые распространяется защита, при использовании этого конкретного метода.

$$Ээо = Энкт + Энас + Эпэд + Экаб = 862812 + 19874833 + 3515582 = 24253227,$$

где $Ээо$ - экономия за счет увеличения срока службы оборудования;
 $Энкт$ - экономия за счет увеличения срока службы насосно-компрессорных труб; $Энас$ - экономия за счет увеличения срока службы насоса; $Эпэд$ - экономия за счет увеличения срока службы погружного электродвигателя; $Экаб$ - экономия за счет увеличения срока службы кабеля. Количество терминов в этой формуле может варьироваться в зависимости от количества защищаемых объектов (см. Таблицу 12). В некоторых случаях можно рассчитать экономию средств на ремонте эксплуатационной колонны. Расчет экономии за счет увеличения ресурса труб, ЭСПП + СЭМ, кабеля.

$$\text{Энкт (нас пэд каб)} = 365 * \left(\frac{\text{Гб} * \text{счч}(\text{гно, каб})}{\text{МРПГ}} - \frac{\text{Гз} * \text{сксм}(\text{Нктн, кгно,})}{\text{мрпбнз}} \right)$$

$$\left(\frac{20 * (84000 + 3376098 + 340000)}{275} - \frac{12 * (5500000 + 395000 + 128320)}{314} \right) = 242532227$$

где Gb - процент брака базового оборудования; Гз - процент выбраковки защищаемого оборудования; Sc (gn, cab) - стоимость черной трубки (ESP + PED в обычной версии, кабель в обычной версии); Скст (нктп, ккно, ккс) - стоимость коррозионностойких труб (трубы с покрытием, антикоррозийные характеристики ЭСПП + САС, антикоррозийные характеристики кабеля); MRPdpz - межремонтный период, достигнутый в течение периода защиты; МППб - период между ремонтами в базовом периоде.

5.4.6 Расчет затрат на реализацию технологии ингибирующих коррозии

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

$$\text{Зобщ} = \text{Зтех} + \text{Зинг} = 5621320 + 5845110 = 11466430$$

Затраты на реализацию технологии (Зтех) защиты от коррозии определяются стоимостью УДЭ, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п. Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) Зинг в год, тыс. руб.

$$\text{Зинг} = 365 * Q_{\text{ж}} * p * \text{Синг} * 10^{-6} = 365 * 314 * 255 * 200000 * 10^{-6} = 5845110,$$

где, Qж – дебит по жидкости, м³ ; p – дозировка ингибитора коррозии, г/м³ ; Синг – стоимость ингибитора, тыс. руб./т.

5.4.7. Расчет экономического эффекта

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

$$\Delta NPV = \text{Эобщ} - \text{Зобщ} = 24717485 - 11466430 = 13251055$$

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При приеме на работу обеспечивается защита нефтегазового оборудования от коррозии большое внимание уделяется безопасности и экологичности окружающей среды устойчивая работа.

6.1 Производственная безопасность

Основным способом борьбы с коррозией на нефтяных месторождениях является Оборудование на нефтяных и газовых месторождениях в Индонезии в настоящее время является ингибитором впрыска. В процессе закачки ингибиторов в скважине может происходить различные виды опасностей и чрезвычайных ситуаций, таких как разливы химических веществ, опасность загрязнения воздуха, пожара и взрыва. Поэтому очень важно контролировать безопасность служит для предотвращения вреда и чрезвычайных ситуаций.

Проведен анализ вредных факторов, которым подвергается человек во время бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта - таблица 3.

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении операций ЗБС

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплуа тация	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ СП 52.13330.2016 ГН 2.2.5.3532–18
Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу			+	
Биологический фактор			+	
Пожаровзрывоопасность	+	+	+	
Химический уровень воздействия вредных веществ			+	
Расположение рабочего места на значительной высоте			+	

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Процесс бурения горизонтальной скважины осуществляется непрерывно в течение 30 дней, в связи с чем работа ведется как днем, так и ночью, она не прекращается даже в случае тумана или дождя.

Все эти факторы значительно ухудшают видимость и могут вызвать опасную ситуацию. В связи с этим необходимо соблюдать в соответствии с «СП 52.13330.2016 естественное и искусственное освещение. Обновленная редакция СНиП 23-05-95 ». Нормы освещенности территории за пределами зданий приведены в таблице 5.2. Необходим контроль за соблюдением заявленных параметров. В случае несоответствия параметров, площадки должны быть оснащены специальными осветительными приборами.

Таблица 5.2 – Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
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.
--

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

К химическим факторам относятся вредные вещества, которые при попадании в организм человека в больших дозах вызывают ухудшение здоровья или смерть.

Основные вредные вещества, встречающиеся в производстве, подразделяются на несколько подгрупп:

- токсичный;
- раздражает;
- сенсибилизирующий (аллергия);
- канцерогенный (развитие опухолей);
- мутагенный (изменение ДНК человека).

Пути химического проникновения могут быть следующими: через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт и кожу. Наиболее опасным проникновением вредных веществ являются дыхательные пути. Попадая в организм человека, вещества растворяются в кровотоке и становятся причиной заболеваний - бронхита, синусита, рака легких.

Рабочие сталкиваются с такими вредными веществами, как: нефть, газ, конденсат, окись углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, поверхностно-активные вещества, добавки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, растворитель нефти, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, серная кислота, ортофосфат натрия, сигаретный дым.

Основным значением экологического нормирования содержания вредных химических веществ является предельно допустимая концентрация

(ПДК) - мг / м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: масло - 100 мг / м³, уайт-спирит - 300 мг / м³, бензол - 5 мг / м³, С1-С5 - 3 мг / м³, сероводород - 10 мг / м³, хлор - 1 мг / м³.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасны; 2-й - особо опасные вещества; 3-й - умеренно опасные вещества; 4-е - вещества малой опасности.

Средства, которые необходимо использовать при работе с опасными веществами, приведены в «ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работников. Общие требования и классификация. »

Средства индивидуальной защиты включают в себя шлем, защитные очки, специальную одежду, шланговые маски PS-1 или PS-2. для защиты органов дыхания. Каждому сотруднику выдается фильтрующая маска с блоком фильтров БКФ.

Биологический фактор

Буровые работы проводятся в лесах различных Индонезия , необходимо обратить внимание на биологический фактор. Прежде всего, работники должны иметь все необходимые прививки, чтобы снизить риск заражения заболеваниями.

Кроме того, необходимо дополнительно провести вакцинацию против клещевого энцефалита, уведомить работников о безопасности при укусе клеща, нападении диких животных (волков, медведей).

Пожаровзрывоопасность

Углеводороды являются легковоспламеняющимися веществами, что требует особого внимания правилам пожарной безопасности.

Основные правила приведены в «Федеральном законе от 22 июля 2013 г. № 123 - ФЗ« Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ».

При работе с углеводородами следует избегать прямого пожара, и в ближайшем будущем должны появиться огнетушители и другие средства пожаротушения. Персонал должен быть знаком с правилами техники безопасности на случай пожара.

Химический уровень воздействия вредных вещества

Вводимые жидкости содержат вредные вещества, которые могут нанести вред здоровью организма человека. Для обеспечения безопасности работников необходимо проверять уровень концентрации вредных веществ в рабочей зоне в соответствии с GN 2.2.5.2308 - 07.

Также необходимо обеспечить работников противогазами, провести курсы безопасности.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Процесс бурения включает в себя работу на значительной высоте, которая несет риски, связанные с возникновением аварийных ситуаций.

В связи с этим необходимо обратить внимание на работу, представленную на значительной высоте. Работы должны выполняться при достаточном освещении, работы при достаточном освещении, платформы, расположенные на высоте, должны быть оборудованы забором, сотрудники должны быть ознакомлены с правилами безопасности.

6.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению

6.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Требования к температуре: средняя предельная температура, ниже что не может быть сделано, работа установлена на 30 ° С ниже нуля. Для рабочих с температурой нагрева 35 ° С ниже нуля при безветренная погода.

Требования к ветру: запрещено проводить подъем работа при скорости ветра 20 м / с и более, во время проливных дождей, потери видимость в тумане и снегопаде (в соответствии с указом Правительство Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401 "О Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору надзор "). Когда климат меняется на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые обеспечены отраслевыми стандартами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопковая, из льна, грубые шерстяные ткани, имеют удобную посадку для работы в экстремальных условиях

условия (например, в случае пожара) использовать специальные костюмы от металлизированная ткань. Защитить голову от теплового излучения используйте алюминий, фибровые каски, войлочные и шапки; очки (темное или с прозрачным слоем металла) лицо - маска со складыванием прозрачный экран. Защита от низких температуры.

Достигается с помощью теплой одежды, а при выпадении осадков - дождевиков. Коллективная защита может быть обеспечена рациональным размещение технологического оборудования, рационализация режимов труда и отдых, использование теплоизоляционного оборудования, автоматизация и дистанционное управление технологическими процессами.

6.2.2 Превышение уровней шума

Шум - это случайная смесь звуков различной частоты. Длительное воздействие шума отрицательно сказывается эмоциональное состояние

персонала, а также может привести к снижению слух. При защите нефтегазового оборудования от коррозии, Уровень шума может достигать 300 дБА. По ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА. Поэтому, чтобы предотвратить негативное влияние шума на работники используют коллективные и средства индивидуальной защиты. Коллективная защита: борьба с шумом в источник; борьба с шумом на пути распространения (экранирование зоны ((установка перегородок, диафрагм), звукоизоляция). Средства индивидуальной защиты: наушники; беруши (по данным СП 51.13330.2011).

6.2.3 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Источники токсичных и вредных веществ в атмосферу могут быть маслом, решение класса опасности 4. Под защитой нефтегазовое оборудование от коррозии с использованием химических реагентов, которые могут загрязнять почву и воздух. Нефть содержит углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, контакта с кожей следует избегать. Пары масла токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическая реакция и ожоги на коже. Предельно-допустимая концентрация паров нефти и газа в рабочей зоне не должна превышать 300 мг / м³ по санитарным нормам в течение 73 газоопасные работы, подлежащие защите органов дыхания, не должны превышать максимально допустимую взрывозащищенную концентрацию (ПДВК), для паров масла 2100 мг / м³ (в соответствии с СО 05-06-АСТНР-005-2005). Для защиты здоровья работники должны быть обеспечены защитными одеждой, маски (по ГОСТ 12.4.011-89).

6.2.4 Тяжесть и напряженность физического труда

Благодаря сложной технологии очистки резервуаров, состояние рабочие сопровождаются тяжелым и интенсивным физическим трудом. Тяжелый и интенсивный физический труд может повлиять на общий

самочувствие работника и привести к развитию различных заболеваний. Люди занятые тяжелым и интенсивным физическим трудом, должен быть перерыв на обед (1300- 1400) и должно быть увеличено зарплата и продолжительность отпуска. Ссылки?

6.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

6.3.1 Электрический ток

Влияние электрических сетей на человека и окружающую среду Материальная среда разнообразна. Значительная опасность электрические сети для людей в прямом связаться с сетями. При коротком замыкании в электрических сетях с образованием электрическая дуга может вызвать воспламенение горючих веществ в результате пожара и взрыва, ранив сопровождающего персонал и посторонние лица в зоне воздействия дуги. Прохождение тока может вызвать раздражение и повреждение различных органов. Электрический ток оказывает влияние на нервные клетки, кровеносные сосуды и кровь, а также сердце, голова 74 мозг, дыхательная система и др.

Чаще всего в результате поражения электрическим током встречаются следующие явления: судороги, фибрилляция сердца, прекращение дыхания, сердечная недостаточность и ожоги. Минимальное количество тока, при котором возникает судорожный сокращение мышц, называемое пороговым током не-высвобождения. Ему значение для переменного тока с частотой 50 Гц находится в диапазоне 6-16 мА. Дальнейшее увеличение частоты переменного тока на 50 Гц сопровождается его воздействие на человека показано в таблице

Таблица 2– Влияние силы переменного тока на человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания

90-100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

Важные факторы, влияющие на воздействие На электрический ток на человека влияют следующие факторы:

- тип и частота тока;
- текущий путь

Источник поражения электрическим током может быть плохим. изолированные проводящие части, провода. Известно победить человеческий электрический ток возможен только при наличии электрической цепи через человеческое тело, то есть когда человек касается сети, по крайней мере чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в электрические травмы (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), поражение электрическим током и профессиональные заболевания. Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и значения напряжения и тока;
- частота электрического тока;
- текущие пути через организм человека;
- продолжительность воздействия на организм человека;
- сила тока;
- сопротивление;
- условия окружающей среды;
- обучение персонала.

Сила тока в электрической цепи должна удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применять коллективные и индивидуальные средства. Коллективные средства электрической защиты: проводящая изоляция детали (провода) и его непрерывный контроль, установка защитных устройства, предупреждения и блокировки, использование знаки безопасности и предупреждающие знаки, использование малых напряжение, защитное заземление, обнуление, защитное отключение. Средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки, изолированные инструменты для захвата, диэлектрические боты, изолирующая подставка.

6.3.2 Экологическая безопасность

Природная среда - это совокупность природных элементы и их комплектующие в зоне замены и ремонтных работ нефтегазовое оборудование и прилегающие территории. Цель защиты окружающей среды - устранить или максимизировать ограничение вредного воздействия при ремонте или замене нефтегазовое оборудование. Нефть поступает в подземные и поверхностные воды с маслянистые сточные воды, при мытье их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений 76 оборудование. Нефтяное загрязнение затрудняет все виды водопользование. Исследования показывают, что 1 г масла портит 100 литров воды.

Когда нефть попадает в водоемы, ее необходимо устранить. дальнейшее распространение с помощью бонов и удаления маслосборники. Собранная нефть помещается в специальные бригады. резервуары для последующей утилизации. Тонкие слои масла, оставшиеся на поверхность воды после сбора скиммерами, масло остается в лагуны, рукава, бухты, удаляются сорбентами. Остаточное масло загрязнение, нефть остается на участках, берегах, между растительностью, смыты водой, собранной на поверхности воды между берегом и боны, затем очищенные сорбентами, которые наносится на поверхность воды и после замачивания остаточным

маслом собираются и перевозятся на специальные свалки, где они утилизируются или сожженный.

Разлитая на льду нефть должна быть собрана. механически или вручную и доставлены в ямы или ближайший NPC. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана масло сборщиками и вывозится на переработку. Загрязнение почвенной среды происходит с утечка, пока это не восстановлено. Разлитая нефть направляется в естественную депрессии, защитные сараи, окопы или земляные плотина. Это выполняется вместе с основной работой по ликвидации аварии.

В случаях, когда работы по ликвидации несчастных случаев выполняются с значительная задержка, глубина загрязнения из-за инфильтрации масло значительно увеличивается, что вызывает соответствующее увеличение объем и стоимость мелиорации. Мелиорация - это комплекс работ, направленных на восстановление производительности и народнохозяйственного значения нарушенные и загрязненные земли, а также для улучшения условий 77

окружающая среда. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, Назначение участка почвы и требования нормативной документации РД «Инструкции по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных в аварийный и капитальный ремонт МН ». Технический этап предполагает планирование, формирование откосы, удаление и внесение плодородной почвы, устройство гидротехнические и мелиоративные сооружения, а также выполнение других работы, создающие необходимые условия для дальнейшего использования мелиорированные земли по назначению или для меры по восстановлению плодородия почвы (биологическая стадия).

6.3.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважин существует высокая вероятность выбросы пластовых флюидов. взрывоопасность. При проведении подъема, возможно газовое шоу. С определенным вниманием и искрами в неисправных кофейных приборах смесь газа и воздуха взрывается. Взрывоопасная концентрация в этом регионе.

Для предотвращения и быстрого устранения несчастных случаев, которые могут встречаются на объектах возможные чрезвычайные ситуации (PLVA). PLA составлено в соответствии с Правилами безопасность в нефтегазовой отрасли следующий:

- Список возможных аварий на объекте;
- Предупреждения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкая связь, телефон и т. д.), как люди выходят из опасных мест и участки в зависимости от характера происшествия;
- действия технического персонала, ответственного за эвакуацию люди и предполагаемая деятельность;
- список и порядок уведомления должностных лиц о возникновении несчастного случая;
- способы устранения аварий на начальном этапе. приоритет действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предотвращение увеличения их размеров и осложнений. Упражнение меры по предотвращению серьезных последствий аварий. порядок взаимодействие со спасателями газа и другими специализированными Сервисы;
- перечень и местонахождение аварийной спецодежды, сооружений средства индивидуальной защиты и инструменты;
- список пожарного оборудования, расположенного на объекте;
- акты испытаний средств индивидуальной защиты, связи, заземления

- график и схема отбора проб газо-воздушной среды;
- технологическая схема объекта;
- ежегодный график обучения по профилактике возможные несчастные случаи;

Компания также проводит занятия и обучающие оповещения о гражданской оборона, чтобы подготовить людей к ядерной обороне, химическое и биологическое оружие массового уничтожения, создание условия, которые повышают устойчивость предприятий в военное время. Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются :

- Реализация мер по защите работников, служащих и от ядерного, химического и биологического оружия.
- Проведение мероприятий, которые повышают устойчивость предприятия энергетики, транспорта и связи в военное время.
- Обеспечение надежной текущей системы оповещения и связи.
- Общая подготовка рабочих, служащих, меры по защите населения от оружие массового поражения.

Особенностью организации гражданской обороны в ОГПУ является особенности производства, связанные с добычей стратегической нефти сырье. Специфика производства :

- непрерывный производственный цикл;
- повышенная газовая взрывоопасность объектов ОГПД;
- необходимость поддержания пластового давления.

Основа подготовки подразделений гражданской обороны ставить практические и тактические специальные занятия. Проводятся двадцать часовых занятий по программе обязательного образования и специальная подготовка в каждой службе гражданской обороны. В настоящий момент время в НГДУ укомплектовано гражданской обороной, спасательные

команды, группы связи, бутерброды, аварийно-технические группы, с помощью которых все задачи гражданской обороны, поставленные перед этими формированиями.

6.3.4 Пожароопасность

Огонь может быть источником огня. источник питания, где в результате различных помех образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, которые могут вызвать воспламенение горючих материалов, короткое замыкание, перегрузка. источники взрыв - газовые баллоны, трубопровод под давлением. Результаты негативного воздействия огня и взрыва на организм ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможная смерть.

Предельно-допустимая концентрация паров нефти и газа в рабочей зоне не должна превышать 300 мг / м³ по санитарным нормам в течение газоопасные работы, подлежащие защите органов дыхания, не должны 80 превышать максимально допустимую взрывозащищенную концентрацию (ПДВК), для паров масла 2100 мг / м³.

Путем тушения пожара, предназначенного для локализации небольшие пожары включают в себя пожарные стержни, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. д. для предотвращения взрыва необходимо постоянно контролировать давление на манометрах в трубопровод. Основными средствами тушения пожаров нефтепродуктов являются Среднемеханическая воздушно-механическая пена, полученная из пенообразователи общего и специального назначения и с низкой пеной Множество специальных пенообразователей.

Огнетушащие порошковые составы, используемые для тушения небольшие проливы, локальные камеры сгорания на клапанах и фланце составы, а также в сочетании с пенными средствами:

— основной пены тушения общей площади пожара, используя порошковые огнетушители при отдельных пожарах;

— основной порошок тушения мелких очагов сгорания, затем подача пены для предотвращения повторного возгорания.

Комбинированный метод тушения используется в тех случаях, когда тушение одним средством пожаротушения не достигается. В основном используются компактные и распыляемые струи воды для защиты от тепла от огня. Компактные струи воды также используются для промывки легковоспламеняющихся жидкостей. С комбинированным методом тушения потока Средства пожаротушения такие же, как и у их отдельных с помощью.

6.3.5 Взрывоопасность

В процессе испарения разлитых нефтепродуктов образуется облако топливовоздушная смесь (ТВС). Наличие источника возгорания внутри 81 Облака TVS могут вызвать воспламенение и взрыв облака ТВС. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в Таблица 3.

Таблица 3– Предельно - допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Для измерения состояния воздуха следует используются газоанализаторы, например анализатор-течеискатель АНТ-3М предназначен для определения максимально допустимых концентраций (ПДК) вещества в воздухе рабочей зоны (по массе (мг / м³)) или навалом значения (% об.).

Контроль воздуха осуществляется до и после всех подготовительные мероприятия, предусмотренные разрешением на работу. Первичный контроль воздушной среды должен быть в присутствии ответственные за подготовку и проведение работ, замеры тока – в наличие лица, ответственного за работу.

При выборе контрольных точек необходимо учитывать место и характер работа, а также метеорологические условия (температура воздуха, направление и скорость ветра). Таблица 4 - Категории помещений для взрыва и пожара Опасность

Таблица 4 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожароопасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожароопасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком

	количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожароопасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Результаты измерений заносятся в разрешение на работу и контрольный журнал. Результаты анализа газовоздушной среды доводятся до сведения ответственных лиц. и записано в «Журнале контроля состояния воздуха».

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по устранению и предотвращению коррозии люди, работающие на основе ротации. Этот вид работы регламентируется Трудовой кодекс

Российской Федерации. Ротационный метод представляет собой особую форму реализации трудовой процесс за пределами места постоянного проживания работников, когда не их ежедневное возвращение на место постоянного жилье.

Работы, выполняемые ротационным методом, не могут быть задействованы работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины с детьми в возрасте до трех лет, а также люди, которые имеют.Противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинской справка, выданная в установленном порядке федеральные законы и иные нормативные правовые акты Российская Федерация.

Часы считаются общим периодом, включая время выполнения. работа на объекте и время между праздниками. Смотреть продолжительность не должен превышать один месяц. Рабочее время и время отдыха в пределы отчетного периода регулируются графиком работы на часах, который утвержден работодателем. Сотрудники, выполняющие работу вахтовым методом предоставляются доплаты и коэффициенты заработной платы, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинское страхование, оплата санаторно-курортное лечение, оплата путевок в детские лагеря и т. д.).

Заключение

Период эксплуатационных характеристик скважины хороший из-за динамики обводнения и состава добычи, и, как следствие, появления и развития солевых отложений и коррозии, что является временным диагностическим признаком реализации геолого-технических мероприятий по поддержанию технического состояния скважины.

Установлено, что кривизна ствола скважины существенно влияет на срок службы. Таким образом, в состоянии марганцевого масела (малуку), характеризующегося высокими значениями текущего коррозионного износа из-за агрессивности промышленных сточных вод, закачиваемых из ОАО «Искож» в течение длительного времени, максимальный зенитный угол увеличен с 15 до 48 градусов, уменьшая срок службы скважины. 1,9 раза, что свидетельствует о важности этого фактора

Разработана технология нанесения композиции, препятствующей пенообразованию, закачивая ее в кольцевое пространство скважины, что позволяет повысить защиту скважины от коррозии в 3-4 раза (до 120 дней) по сравнению с известной технологией.

Видно, что ежегодная обработка VIC для 5 лет выбранных кустарников на месторождении Масела (Малуку) позволяет увеличить скважины MCI из этого куста на 33%.

Получена математическая зависимость, которая описывает изменение скорости коррозии с течением времени и, в зависимости от частоты воздействия композиции ингибитора пенообразования, которая может использоваться для прогнозирования эффективности лечения ВИК.

Список литература

1. Алексеев Д.Л. Повышение долговечности эксплуатационных колонн при работе и ремонте скважин: автореф. дис. канд. техн. наук. Уфа, 2002. -24 с.
2. Амиян В. А. Повышение производительности скважин. М.: Гостоптехиздат, 1961. 304 с.
3. Амиян В.А. Освоение скважин с применением пенных систем // Обзорная информ. Сер. нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1984. Вып. 3(75). 48 с.
4. Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В. и др. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. М.: Недра, 1987. 229 с.
5. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. Уфа: Башкирское книжное издательство, 1987. 168 с.
6. Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Мусин Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин при добыче сероводородсодержащей продукции // Нефтяное хозяйство. 2006. - № 12. - С. 118-120.
7. Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Мустафин Р.С., Аюпов А.Р. Использование ингибирующих композиций в составе азотсодержащей пены для борьбы с коррозией и солеотложением в скважинах // Нефтегазовое дело. -2009. Том 7. - №1. - С. 149-154.
8. Антипин Ю.В. Яркеева Н.Р., Исланова Г.Ш., Камалов Р.Р. Повышение эффективности использования ингибиторов отложения солей // Интервал. 2003. - №8. - С. 65-67.
9. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х. и др. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 424 с.
10. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. и др. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 368 с.
11. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. Пособие: В 6 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. 431 с.
12. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. М.: Недра, 1997. 226 с.
13. Булатов А.И., Крылов В.И., Кисельман М.Л., Юрьев В.А., Зарецкий Б.Ю. Ремонт скважин стальными пластырями // Нефтяное хозяйство. -1980.-№5.-С. 39-42.
14. Булатов А.И., Рябokonь С.А. Состояние и пути повышения эффективности ремонтно-восстановительных работ // Нефтяное хозяйство. -1985. №6.-С. 26-30.
15. Вахитов Т.М., Хасанов Ф.Ф., Гарифуллин И.Ш., Акшенцев В.Г., Вахитова В.Г. Методы предупреждения коррозии скважинного оборудования в НГДУ «Уфанефть» // Нефтяное хозяйство. 2004. - №1. — С. 75-77.
16. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. М.: Недра, 1999. 285 с.
17. Гарифуллин Ф.С. Предупреждение образования комплексных сульфидсодержащих осадков в добыче обводненной нефти. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. 267 с.
18. Гарифуллин Ф.С., Габдуллин Р.Ф. Изучение условий образования зон отложения комплексных осадков в добывающих скважинах // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Сб. науч. тр. Уфа: УГНТУ, 1999. — С. 33-38.
19. Гарифуллин Ф.С., Дорофеев С.В., Шайхулов А.М., Файзуллин М.Х., Сергеева Р.Ф., Гильмутдинов Б.Р. Определение элементного состава сложных осадков,

- образовавшихся в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. 2005. - № 11. - С. 68-69.
20. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнарченко В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М.: Недра, 1998. 437 с.
21. Гафаров Н.А., Кушнарченко В.М., Бугай Д.Е. и др. Ингибиторы коррозии: В 2-х томах.: Том 2. Диагностика и защита от коррозии под напряжением нефтегазопромыслового оборудования. М.: Химия, 2002. 367
22. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен / Р.Ф.Габдуллин, Р.Р.Мусин, Ю.В.Антипин, Н.Р.Яркеева, Б.Р.Гильмутдинов, С.В.Дорофеев // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С.102-105.
23. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е.Кащавцев, И.Т.Мищенко. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
24. Определение элементного состава сложных осадков, образовавшихся в нефтепромысловом оборудовании / Ф.С.Гарифуллин, С.В.Дорофеев, А.М.Шайхулов, М.Х.Файзуллин, Р.Ф.Сергеева, Б.Р.Гильмутдинов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С.68-69
25. Повышение эффективности эксплуатации скважин при добыче сероводородсодержащей продукции / Ю.В.Антипин, Б.Р.Гильмутдинов, Р.Р.Мусин // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С.118-120

Приложение А

Раздел 1

Technology uses composite foaming inhibition under scaling and corrosion conditions in oil production in Indonesian fields

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Априлино курмасела		

Руководитель ВКР нефтегаздело ИШПР

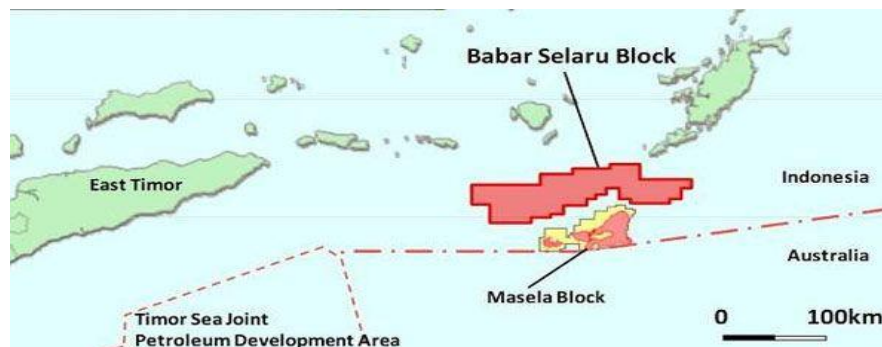
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков.П.В	д.б.н., доцент		

Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н, доцент		

1. Features of the geological structure of the oilfield

The location of the Abadi gas field is in the Masela block (Masela LGA block), and Masela is one of the islands in the southwestern part of Maluku Regency (Maluku province) which borders Australia. Masela was used to mention parts of the area discovered in 2000, which had natural energy resources. Masela Island is 130 km from the Masela LGA block.



The Abadi gas field has just opened. MSC Plasma (profit sharing contract) The Masela block is located on Australia's upper slope with a water depth of 300 m to 1000 m, 350 km from Timor island and 350 km north of Darwin, Australia.

Astronomically the Masela block is located between 080 05 '25 .29 " - 080 13 '58 .94" LS and 1290 48 '11 " - 1290 56 '9.55" BT. The estimated Masela block area is around 4291, 35 square meters. Km 1. [5]

Geologically, the Abadi oil gas field consists of a relatively uneven Australian margin that extends to Indonesian waters. This field is located in the eastern part of the Sakhul platform and occupies a large fault block, bordering the eastern and southern parts of Calder-Malita Grabens. There is a significant accumulation of gas in the shallow marine environment of very mature quartz sandstone, from the Middle Jurassic formation, in the Eternal gas field. The closest analogue of the deposit is Giant Greater Sunrise and Bayu - Undan. The quality of the reservoir at a depth of ~ 3,900 m varies from good to bad, illustrating the

complex interactions of the primary sedimentation and diagenetic effects in the final stages.

About 250 km from the west direction of Abadi, the Sunrise-Troubadour gas field (proven and proven reserves of 8.4 billion cubic feet, publicly available information from the Northern Territory Government of Australia) occupies the highest axis of Sunrise-Troubadour. The shallow waters of the Evans gas field (proven and recoverable reserves of 6.6 tons of publicly available information from the government of the Northern Territory of Australia) are located around 150 km southwest of Abadi between Sunrise Troubadour and Malita Graben.

Development of the North Bonaparte Basin was influenced by rifting and division of continents in the early Middle Jurassic Limestone along Australia's northwestern border, and eventually altered as a result of clashes between the Indo-Australian plate and the Producing Miocene plate (Whittam et al. 1996).[6]

1.2 Nature of manifestations of complications in well operation

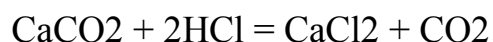
Oil is a mixture of various types of hydrocarbons both light and heavy some are in thermodynamic equilibrium under reservoir conditions. In the presence of oil production, simultaneously accompanied by unavoidable changes in the conditions of the thermodynamic process and the transition of oil from the reservoir to the surface conditions, this can reduce pressure and temperature. The balance of the hydrocarbon phase of individuals in the mixture will be disrupted and they will be released in the form of hydrocarbon gases from the composition, on the one hand, and heavy fractions of solids or oils for example in paraffin, asphalt resin, on the other cools the oil during the lifting process releases the gas fraction from it and reduces its solubility when pressure is reduced because heavy fractions, such as paraffin and tar which are released as wax crystals form new solid phases.

1.3 Modern methods reduce salt deposits and corrosion in well equipment

Techniques that can be used to reduce salt deposits consist of some of the most commonly used methods such as chemicals, physical use, and technology.

The chemical method most widely used to reduce salt deposits and control the salt formation process in wells and collection systems, is mainly used to precipitate carbonate and sulfate salts that are not soluble in water. In this process, scale inhibitors will be used in the form of sodium hexamethaphosphate and sodium tripolyphosphate both in pure form and with the addition of various additives. The essence of this method is that when salt crystals form, they immediately absorb inhibitors from the solution to make colloidal skin on the crystal surface to prevent it from sticking to the surface of the pipe.

Deposits of insoluble salts can be neutralized again with solutions in the form of hydrochloric acid:



and replace salt that is not soluble in water. However, this method is also risky because it can damage equipment.

2.1. Application of fresh water and waste water injection into the Indonesian field

There are three types of facilities that are often used to prepare wastewater in oil fields; open semi-closed and closed. This is one of their main disadvantages it will cause changes in water properties: oxidation of iron contained in water, changes in pH, corrosive increase, etc. However, if the system is open, it can allow the same structure to purify water from different compositions and will change their quality in the right direction with the help of various reagents (coagulants). Aluminum sulfate and polyacrylamide (PAA) are added to waste water as a coagulant.

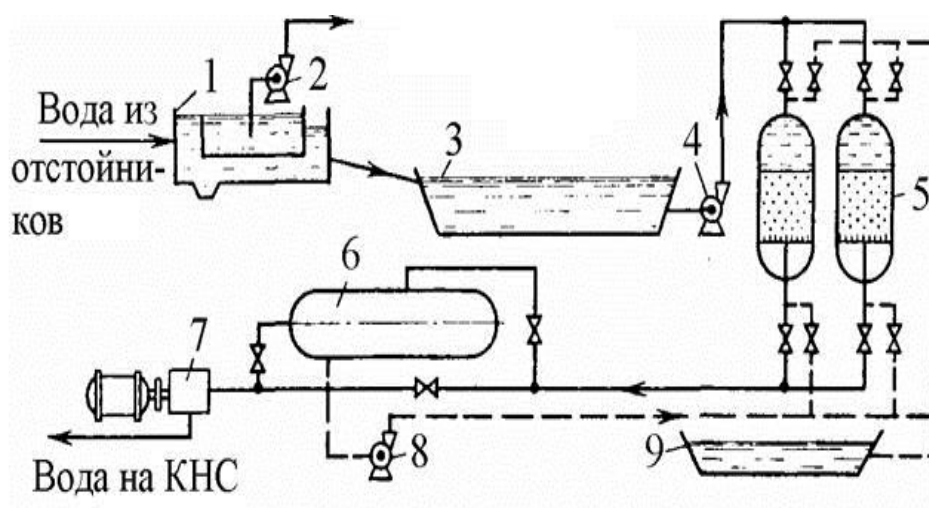
In addition, open installations open systems can also be used to clean industrial tanks and waste water in one stream regardless of composition, pressure

and saturation of water gases, and together place them in injection wells. The high content of hydrogen sulfide (H₂S) and others in carbon dioxide (CO₂), as well as for deeper water purification of oil droplets and mechanical impurities from a closed waste treatment system will be under pressure or not under pressure.

The closed pressure cleaning system allows to intensify the water purification process using sludge and filtration under pressure and significantly reduces aggressiveness in wastewater eliminates contact with oxygen from the air reduces the amount of pollutants in water uses residual gas pressure after cleaning equipment. waste water and for the transportation of selected oil and sediments to maintain the properties of the water produced, the most complete and efficient use of factory equipment. Because in the absence of contact with wastewater with air oxygen, corrosivity does not increase and does not occur, which means that the latter does not settle, which reduces the rate of injection into the injection well.

The disadvantage of this closed system is the need to create a parallel refining plant for industrial industries, where the oxidation of iron (Fe) OH₂ to Fe (OH)₃ oxide, which Consumption is usually 7-10% of water flow leaving the OTF unit.

open waste treatment installations that are still widely used in the field. **This functions as follows.** Water that has been separated from the oil in the tub with the demulsifier will automatically be thrown into the sand trap, oil 1 is trapped, then flows into the tank 3. Pump 4 is taken from the tank and through the sand filter 5 into the water tank. Maintenance 6. From this reservoir, waste water will flow to pump 7 in the inlet and flow to the pumping station (UZS), where high pressure is created (from 14.7 to 19.62 MPa) to pump through wells pumped into tank. with the density of waste falling by mechanical means. [3]



2.2 Factors that affect the age of the sheath

The function of the sheath during cementing is to obtain concentric solid rings on cement stones, which are in a circular space, which reliably isolates the oil-producing layer, which has absorbed water and gas, into the open well.

Mortar, cement and water are used as cementing columns. After cement is mixed with water, the mass of the liquid will be obtained at a low flow rate. The mechanical properties of fresh cement slurry are similar to clay mud. Over time, cement slurry thickens, losing its mobility. The general process that causes cement to dissolve within a few hours after mixing cement with water. At the end of the agreement, the mortar will freeze and form cement stones. Curing and compaction of mass in cement lasts several days.

Cement intended to cement the casing will be carefully examined in the laboratory to determine its suitability and to determine the composition of the cement slurry.

The quality of cement slurry to the appropriate level depends on the content in the water. Excess water causes the formation of porous and brittle cement stones. The lack of water in cement slurry makes it difficult to cement the casing. and To ensure normal cementing conditions, when adding cement mortar, it is recommended to add 40-50% by weight of water, which is about 40-50 tons of

water for every 100 tons of cement, depending on the density which is between 1750 and 1950 kg / m³.

The quality of the cement column also depends on the start and end of the cement slurry location. The installation of cement mortar must begin after the end of the cementing column. The time of cement should not exceed 75% of the time the cement slurry begins. It must be small.

2.3 Period structure of well operation characteristics that are controlled under complicated conditions of salt deposition and corrosion

The field development process can be divided into 4 stages:

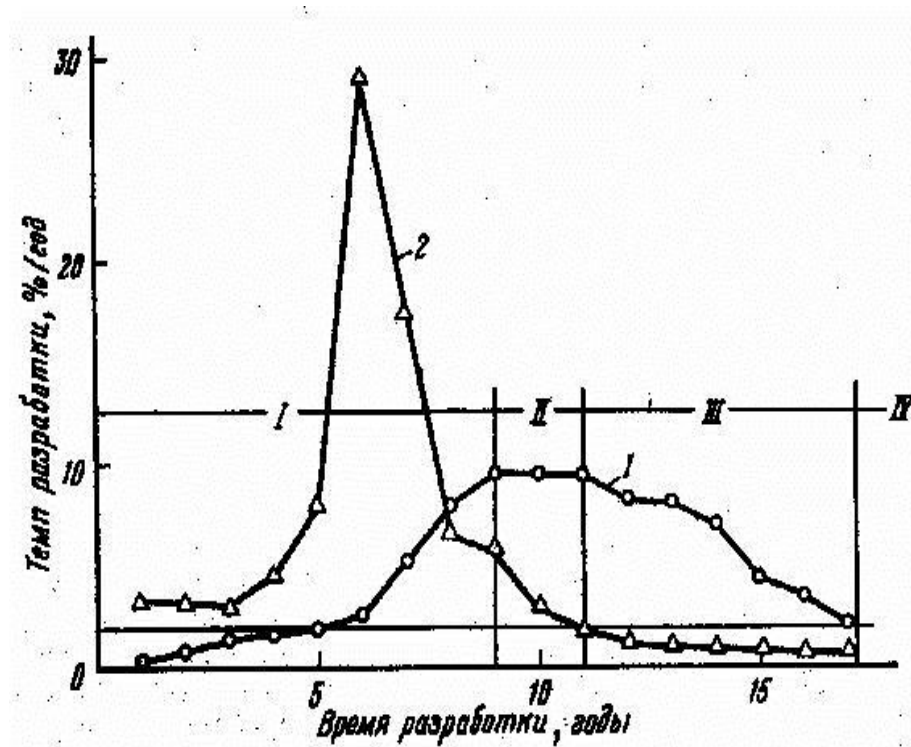
The first stage (increased production) was marked by intensive drilling of major funding wells and field development. The level of development continues to increase and reaches the maximum value at the end of the period. Throughout its production, as a rule, anhydrous oil is produced. The duration depends on the size of the field and the level of well drilling, which is the main fund. Achieving maximum annual selection of recoverable oil reserves does not always coincide with the end of drilling. Sometimes it comes before the deposit drilling period.

The second stage (the stage of maintaining the maximum level of oil production achieved or stabilization) is characterized by stable annual oil withdrawals and maximum oil production.

The main objectives of this stage are reserve well drilling, regulation of the well regime and the full development of the flood water system. Also uses various intensification methods. Some wells at the end of the stage no longer spray, and they are transferred to the mechanical operation method.[3]

The third stage (the reduction stage of oil production) is characterized by an intensive decrease in the rate of development against the background of progressive watering of the well in water pressure mode and a sharp increase in the

gas factor in gas pressure mode. Almost all wells are operated mechanically. Most of the wells at the end of this stage are not operating.



The fourth stage (the final, final or final stage of development) is characterized by a low level of development.

This is characterized by a slow decline in oil production, high water cutting, until the well is still profitable. Profitability margin occurs when water cuts wells up to 98%.

The first three stages, where they take 70-95% of recoverable oil reserves, form the main development period. During the fourth stage, the remaining oil reserves are restored.

For some fields, it is characteristic that after the first stage there is a decline in oil production. Sometimes this has happened during the input deposit period into development. Such a phenomenon is characteristic of fields with thick oil or when, at the end of the first stage, high development rates of around 12-20% / year or more are achieved. From the development experience it can be concluded that the

maximum development rate should not exceed 8-10% per year, and on average for the entire development period the value must be between 3-5% / year.

Changes in oil production from fields during development will occur naturally if the technology for developing the field does not change over time. In connection with the development of improved oil recovery methods. A new technology to extract oil from the soil layer can be applied, as a result of oil production from the field [4].

2.4 Underwater Inhibitors

Usually inhibitors are chemicals that can inhibit or slow down chemical reactions. While corrosion inhibitors are chemicals which if added to the environment can reduce the level of attack on metal environmental corrosion.

Some inhibitors inhibit corrosion by adsorption to form thin layers that are not visible with only a few molecules thickness, some because of environmental influences that form visible deposits and protect metals from attack which damage metals and produce products that form passive layers, and some eliminate aggressive components. At present, there are 6 types of inhibitors. Inhibitors which provide passivity, anodic, cathodic passive, ohm inhibitors, organic inhibitors, precipitation inhibitors and the vapor phase inhibitors. Discussions about the chemical composition of corrosion inhibitors may be related to the nature of inhibitors, inhibitor interactions with various aggressive media, and their effects on the corrosion process. inhibitors are molecules or substances that inhibit the action of enzymes. Enzymes are highly concentrated in compounds or groups of compounds associated with them. If enzyme activity is inhibited by a compound or group of compounds this compound is called an inhibitor. Not all inhibitors are dangerous because there can also be inhibitors in cells.

The experience of anti-corrosion measures in industrial facilities and the results of various scientific studies indicate that one of the most effective and technically simple ways to reduce metal loss due to corrosion is inhibitory

protection, which enables increased reliability and durability of equipment without significant interference in one or several other industrial facilities of the process.

Corrosion inhibitors (from Latin inhibitors —"moderators") are called substances, with introduction entering the corrosive environment, the corrosion rate drops sharply.

3.1 Development of the treatment technology with foam which inhibits corrosion and scaling composition

Sandstones from the SP reservoir, which are associated with oil reserves at the site, are characterized by relatively better properties compared to CIVo, CIV. The thickness of olive oil from sandstone sp in wells varies from 1 to 5 m. The reservoir is represented by a collector in 95% of the wellbore. According to geophysical data, the mean reservoir value is 21%, oil saturation - 85%. SSC in a joint venture at SLE 8091 is around minus 1181 m, north - minus 1185 m.

The CIVo reservoir is represented by collecting rocks in the form of a lens in the area of the layer. 8016 and 2785. Sandstone distribution zones only reached 4.4% of the total site area. The maximum oil saturation thickness is 1.4 m, minimum 0.8 m, the average porosity in the CIVo formation is 20%, and oil saturation is 77%.

The CIV reservoir is not represented by reservoirs everywhere, but they are more developed in the north and in the center. The development of lenticular sandstones is 18.7% of the total area of the site and has a strip shape from the northeast attack. The reservoir is represented by collectors in 22 wells. The average porosity value is 20%, oil saturation is -79 [4]

In the reservoir and CV experimental zones it has a very limited distribution area and is represented by two small changes. The development of the main lenticular sandstones was obtained in the north-east part of the experimental area. Sand lenses actually only cover about 8.3% of the area. According to geophysical data, the average porosity is 20%, and oil saturation - 77%.

1. inhibits the composition and calculation

Gravimetric Testing

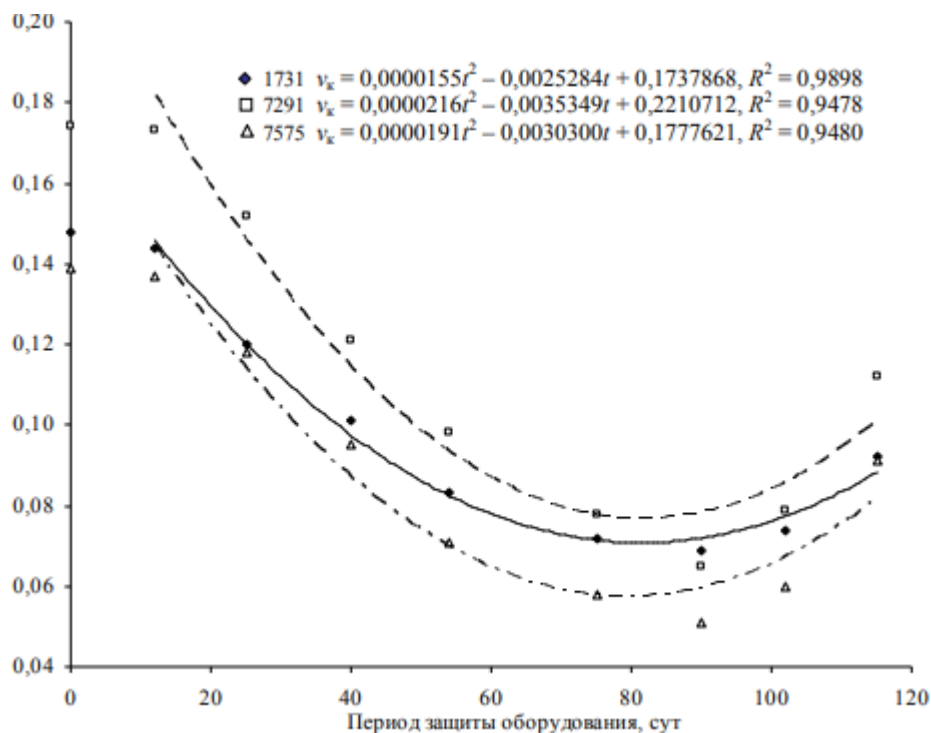
The gravimetric method consists in determining metal mass loss when testing a medium. With the gravimetric method, the corrosion rate is characterized by the following index equation: K_m ($\text{г/м}^2 \cdot \text{час}$)

$$K_m = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}$$

Where m_1 is the mass of the sample before testing g ; m_2 is the mass of the sample after testing g ; S is the sample surface area, м^2 ; τ - exposure time, hours

2. Results

Using an inhibitor at the pump inlet can reduce the corrosion rate, which will appear faster. In the presence of **blockers on the wellhead can increase** more than 90 days.



Conclusion

The well performance period is both due to the watering dynamics and composition of production, and, as a result, the appearance and development of salt deposits and corrosion, which are temporary

A diagnostic means of implementing geological and technical steps is to maintain the technical condition of the well.

It was determined that the curvature of the wellbore significantly affected service life. Thus, in the state of manganese oil (Maluku), it is characterized by a high value of current corrosive wear due to the aggressiveness of industrial wastewater pumped from Oshkosh for a long time, the maximum zenith angle increases from 15 to 48 degrees, reducing well life. 1.9 times, which shows the importance of this factor

technology has been developed to apply a composition that prevents foaming, pumping it into the annular space, which allows increased corrosion protection of wells 3-4 times (up to 120 days) compared to known technology.

It can be seen that annual VIC treatment for 5 years of selected shrubs in the Masela field (Maluku) allows an increase in MCI wells from this bush by 33%.

A mathematical relationship is obtained which describes the change in the corrosion rate over time and, depending on the frequency of exposure of the foam inhibitor composition, which can be used to predict the effectiveness of VIC treatment.

List of literature

1. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен / Р.Ф.Габдуллин, Р.Р.Мусин, Ю.В.Антипин, Н.Р.Яркеева, Б.Р.Гильмутдинов, С.В.Дорофеев // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С.102-105.
2. Кашавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е.Кашавцев, И.Т.Мищенко. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
3. Определение элементного состава сложных осадков, образовавшихся в нефтепромысловом оборудовании / Ф.С.Гарифуллин, С.В.Дорофеев, А.М.Шайхулов, М.Х.Файзуллин, Р.Ф.Сергеева, Б.Р.Гильмутдинов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С.68-69

4. Повышение эффективности эксплуатации скважин при добыче сероводородсодержащей продукции / Ю.В.Антипин, Б.Р.Гильмутдинов, Р.Р.Мусин // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С.118-120

internet resources :

5. <https://www.radiodms.com/economy/development land- project facilities -blok-masela-to -1-500-hektare/>
6. <http://mtbkab.go.id/post/news/skk-migas-inpex-masela- degree - socialization -blok-masela>