

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

Инженерная школа природных ресурсов _____

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» _____

Отделение нефтегазового дела _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Предотвращение внутренней коррозии подводного трубопровода на нефтяном месторождении Белый Тигр (Вьетнам)

УДК 622.692.4:620.197(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Нго Ван Нги		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	К.Х.Н., С.Н.С.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.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
Старший преподаватель ОНД	Максимова Ю.А.			

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9), (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6); (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Инженерная школа природных ресурсов _____

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» _____

Отделение нефтегазового дела _____

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Нго Ван Нги

Тема работы:

Предотвращение внутренней коррозии подводного трубопровода на нефтяном месторождении Белый Тигр (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора	25.05.2020, №146-34/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Учебники, учебные пособия, периодическая литература, графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождению «Белый Тигр». Морской подводный нефтепровод производительностью 205 т/сут.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Механизм коррозии стали в водной среде и факторы внутренней коррозии нефтепроводов – Способы защиты труб системы нефтесбора от внутренней коррозии – Постановка задачи работы – Объект и методы исследования – Технология защиты труб от внутренней коррозии на месторождении Белый Тигр – Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; – Социальная ответственность; – Выводы – Список использованной литературы
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> – Цель и задачи работы – Механизм коррозии стали в водной среде – Способы защиты труб системы нефтесбора от внутренней коррозии – Объект и методы исследования – Оценка агрессивности пластовой воды и прогноз выпадения карбоната кальция – Расчет структуры течения нефтегазовых смесей в трубопроводе – Моделирование нефтепровода – Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии на месторождении Белый Тигр – Заключение – Список использованной литературы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Якимова Т.Б.
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина М.С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н., с.н.с.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Нго Ван Нги		29.02.2020

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования Бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела / вид работы	Максимальный балл раздела
10.03.2020	Механизм коррозии стали в водной среде и факторы внутренней коррозии нефтепроводов	10
20.03.2020	Способы защиты труб системы нефтесбора от внутренней коррозии	10
30.03.2020	Постановка задачи работы	15
10.04.2020	Объект и методы исследования	15
10.05.2020	Технология защиты труб от внутренней коррозии на месторождении Белый Тигр	20
20.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
30.05.2020	Социальная ответственность	10
10.06.2020	Оформление работы	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	К.Х.Н., С.Н.С.		29.02.2020

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Ю.А.			29.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 страниц, 13 рисунков, 34 таблицы, 25 источника.

Ключевые слова: внутренняя коррозия, факторы коррозии, механизм внутренней коррозии, режим течения, скорость коррозии, защита нефтепровода.

Объектом исследования является подводный трубопровод на месторождении Белый Тигр.

Цель работы – выбор способа защиты подводного нефтепровода от внутренней коррозии, возникающей из-за транспорта обводненной продукции скважины.

Дана оценка влияния факторов на скорость внутренней коррозии, включая анализ коррозионной активности пластовой воды, прогноз выпадения карбоната кальция и определение структуры потока.

Результаты исследования показывали, что пластовая вода месторождения Белый Тигр имеет тип хлоркальциевой. Пластовая вода является агрессивной и имеет избыток CO_2 в количестве 2 мг/л. Расчет показал, что индекс насыщения $SI < 0$, то есть соли из воды в подводном трубопроводе выпадать не будут. Режим течения газожидкостной смеси в трубопроводе расслоенный, что способствует протеканию коррозии: объемное расходное газосодержание равно 0,502; критерий Фруда равен 0,01. Моделирование подводного нефтепровода в программе Unisim Design также показало расслоенный режим течения газожидкостной смеси в трубопроводе.

Эффективным способом борьбы с коррозией является использование ингибиторов коррозии: TH-377, CRW 85218, EC 1304A. Эта мера может снизить скорость коррозии в 10 раз. Несмотря на высокую стоимость ингибиторов, этому способу отдано предпочтение на месторождении Белый Тигр.

Результаты могут быть использованы при реализации мероприятий защиты от внутренней коррозии трубопроводов на месторождении Белый Тигр.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГЖС – газожидкостная смесь

SSCC – Sulphide stress corrosion cracking

SRB – sulphate reducing bacteria

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии

ПЗП – призабойной зоны пласта

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ЦТП – центральная технологическая платформа

МСП – морская стационарная платформа

ППД – поддержание пластового давления

БК – блок кондуктор

СП – совместное предприятие

НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт

ИВНК – искусственный водонефтяной контакт

АКП – антикоррозионные покрытия

Оглавление

Введение.....	12
1 Механизм коррозии стали в водной среде и факторы внутренней коррозии нефтепроводов.....	14
1.1 Механизм углекислотной коррозии стали в водной среде.....	14
1.2 Механизм сероводородной коррозии стали в водной среде.....	15
1.3 Факторы внутренней коррозии нефтепроводов.....	16
1.3.1 Температура.....	16
1.3.2 Содержание CO ₂	17
1.3.3 Содержание H ₂ S.....	18
1.3.4 Структурная форма потока.....	18
1.3.5 Микробиологически вызванная коррозия.....	19
2 Способы защиты труб системы нефтесбора от внутренней коррозии.....	21
2.1 Ингибиторы.....	21
2.2 Внутренние покрытия трубопроводов.....	23
2.3 Материал трубы.....	24
2.4 Структурная форма потока.....	25
3 Постановка задачи работы.....	27
3.1 Факторы внутренней коррозии нефтепроводов на месторождении «Белый Тигр».....	27
3.2 Анализ влияния факторов на скорость внутренней коррозии нефтепроводов на месторождении «Белый Тигр».....	27
4 Объект и методы исследования.....	28
4.1 Геологическая характеристика месторождения.....	28
4.2 Показатели разработки.....	28
4.3 Характеристика сырья.....	28
4.4 Характеристика системы нефтесбора.....	28
5 Технология защиты труб от внутренней коррозии на месторождении «Белый Тигр».....	29
5.1 Оценка агрессивности пластовой воды месторождения Белый Тигр.....	29

5.2	Определение типа пластовой воды.....	31
5.3	Прогноз выпадении карбоната кальция из пластовой воды	31
5.4	Расчет структуры течения нефтегазовой смеси в трубопроводе.....	36
5.5	Моделирование нефтепровода	40
5.6	Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии на месторождении Белый Тигр.....	45
5.6.1	Использование более долговечных материалов	46
5.6.2	Внутреннее антикоррозионное покрытие трубы	48
5.6.3	Химический метод	48
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	50
6.1	Предпроектный анализ	50
6.1.1	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	50
6.1.2	SWOT-анализ.....	52
6.2	Планирование управления научно-техническим проектом.....	53
6.2.1	План проекта.....	53
6.2.2	Бюджет научного исследования	57
6.2.4	Накладные расходы.....	61
6.3	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	62
7	Социальная ответственность	68
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	68
7.2	Производственная безопасность.....	70
7.3	Анализ вредных производственных факторов	71
7.3.1	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	71
7.3.2	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	72
7.3.3	Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	72
7.4	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	73
7.5	Экологическая безопасность	75

7.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
	Заключение	79
	Список использованной литературы.....	80

Введение

Нефтегазовая отрасль является ключевой отраслью и основой экономики не только во Вьетнаме, но и во всем мире. Безопасная эксплуатация нефтегазовых заводов в целом (в частности, нефте- и газопроводов) существенно влияет на энергетическую безопасность и экологическую среду. Но поскольку конкретные характеристики нефтегазовых проектов находятся в условиях высокого давления и легковоспламеняющихся условий, безопасности в строительстве и эксплуатации уделяется больше внимания. Поэтому в конструкциях нефте- и газопроводов часто используются высокопрочные стальные и легированные материалы. Но из-за свойства и состава нефти, которые имеет соединения, которые приводят к внутренним коррозиям, такие как H_2O , H_2S , CO_2 , микроорганизмы и т.д. помимо факторов, ведущих к коррозии, таких как погода, влажность, температура, окисление, сокращающих срок службы и долговечность материалов.

Коррозия является одной из основных причин, сокращающих срок службы нефтегазовых проектов в целом (и нефте- и газопроводов в частности). Поэтому в процессе проектирования и строительства нефтепроводов были предложены технологические решения для защиты от коррозии конструкций с внешней и внутренней поверхности.

Применяются решения для предотвращения внешней коррозии, в настоящее время в мире, а также во Вьетнаме, такие как: антикоррозионное эпоксидное покрытие, бетонная нагрузка, катодная защита, с использованием антикоррозионных материалов: композитные материалы, неметаллы, коррозионно-стойкие сплавы [8].

В результате коррозии внутри трубопровода возникает сложная проблема, защита системы от нежелательных повреждений чрезвычайно важна, потому что инцидент не только наносит экономический ущерб, но также вызывает серьезное загрязнение окружающей среды. Для защиты нефтепроводов от коррозии необходимо своевременно принять методы по обнаружению. В то же время определить интенсивность коррозии и состояние труб, чтобы выбрать наиболее

подходящий метод. В первые годы качество трубопровода определялось качеством строительного проекта. После работы из-за контакта с жидкостью труба со временем подвергнется коррозии.

Внутренняя коррозия нефтепроводов на месторождении «Белый Тигр» является важной проблемой, которую необходимо решить. Некоторые трубы были использованы в течение 25 лет, компания предприняла определенные методы и добилась успеха. Однако по-прежнему существует много проблем, которые остаются нерешенными из-за трудностей с доступом внутрь нефтепровода, стоимости материалов или географических условий.

Большинство транспортируемых жидкостей в трубопроводных системах могут разрушать материал стальной трубы. Выбор системы защиты от коррозии внутри трубопроводов оказывает большое влияние на детальное проектирование и, следовательно, должен оцениваться при разработке альтернативы.

Защита трубопровода от внутренней коррозии является сложной задачей, поскольку зависит от условий контакта транспортируемой среды с внутренней поверхностью, сильно зависит от примесей, содержащихся в нефти, от геометрии трубопровода. Метод предотвращения коррозии в каждом конкретном случае должен определяться индивидуально. Выбор метода защиты подводного нефтепровода от устья скважины до блок-кондуктора БК от внутренней коррозии является темой этой выпускной работы.

1 Механизм коррозии стали в водной среде и факторы внутренней коррозии нефтепроводов

1.1 Механизм углекислотной коррозии стали в водной среде

Коррозия – это разрушительное воздействие материала в результате реакции с окружающей средой и потенциальной природной опасностью, связанной с объектами добычи и транспортировки нефти и газа. Практически любая водная среда может вызывать коррозию, которая возникает в многочисленных сложных условиях в системах добычи, переработки и трубопроводов нефти и газа. Этот процесс состоит из трех элементов: анода, катода и электролита. Анод является местом коррозии металла, электролит является коррозионной средой, которая обеспечивает перенос электронов от анода к катоду, а катод образует электрический проводник в ячейке, который не расходуется в процессе коррозии. Сырая нефть и природный газ могут нести различные продукты, которые по своей природе являются коррозионными. В случае нефтяных и газовых скважин и трубопроводов такими высоко-коррозионными компонентами являются диоксид углерода (CO₂), сероводород (H₂S) и свободная вода.

Наиболее распространенная форма коррозии в нефтяной и газовой промышленности возникает, когда сталь вступает в контакт с водной средой. Когда металл подвергается воздействию коррозионного раствора (электролита), атомы металла в анодном узле теряют электроны, и эти электроны затем поглощаются другими атомами металла в катодном узле. Катод, соприкасаясь с анодом через электролит, проводит этот обмен в попытке сбалансировать свои положительные и отрицательные заряды. Эта анодная реакция на железо и сталь:



После того, как атомы металла на аноде высвобождают электроны, происходит четыре общих катодных реакции [7].





В нефтегазовой промышленности обычно присутствуют диоксид углерода (CO_2) и сероводород (H_2S), а вода является их катализатором коррозии. Когда вода соединяется с CO_2 и H_2S , протекают следующие реакции [7]:



Может присутствовать комбинация двух вышеуказанных реакций, если присутствуют оба газа. Эти полученные молекулы либо присоединяются к катоду, либо выделяются в электролит, и процесс коррозии продолжается.

1.2 Механизм сероводородной коррозии стали в водной среде

Внутренняя коррозия углеродистой стали в присутствии сероводорода представляет значительную проблему как для нефтепроводов, так и для очистных систем. Сероводород обладает высокой активностью и вызывает коррозионные повреждения оборудования в результате электрохимической коррозии и водородного охрупчивания.

В среде H_2S могут образовываться многие типы сульфида железа, такие как аморфный сульфид двухвалентного железа, макиновит, кубический сульфид двухвалентного железа, смит, грейгте, пирротин, троилит и пирит, среди которых, как полагают, образуется макинавит первым на поверхности стали прямой поверхностной реакцией [12].

Вероятный механизм растворения железа в водных растворах, содержащих H_2S , основан на образовании макиновитой пленки [7].

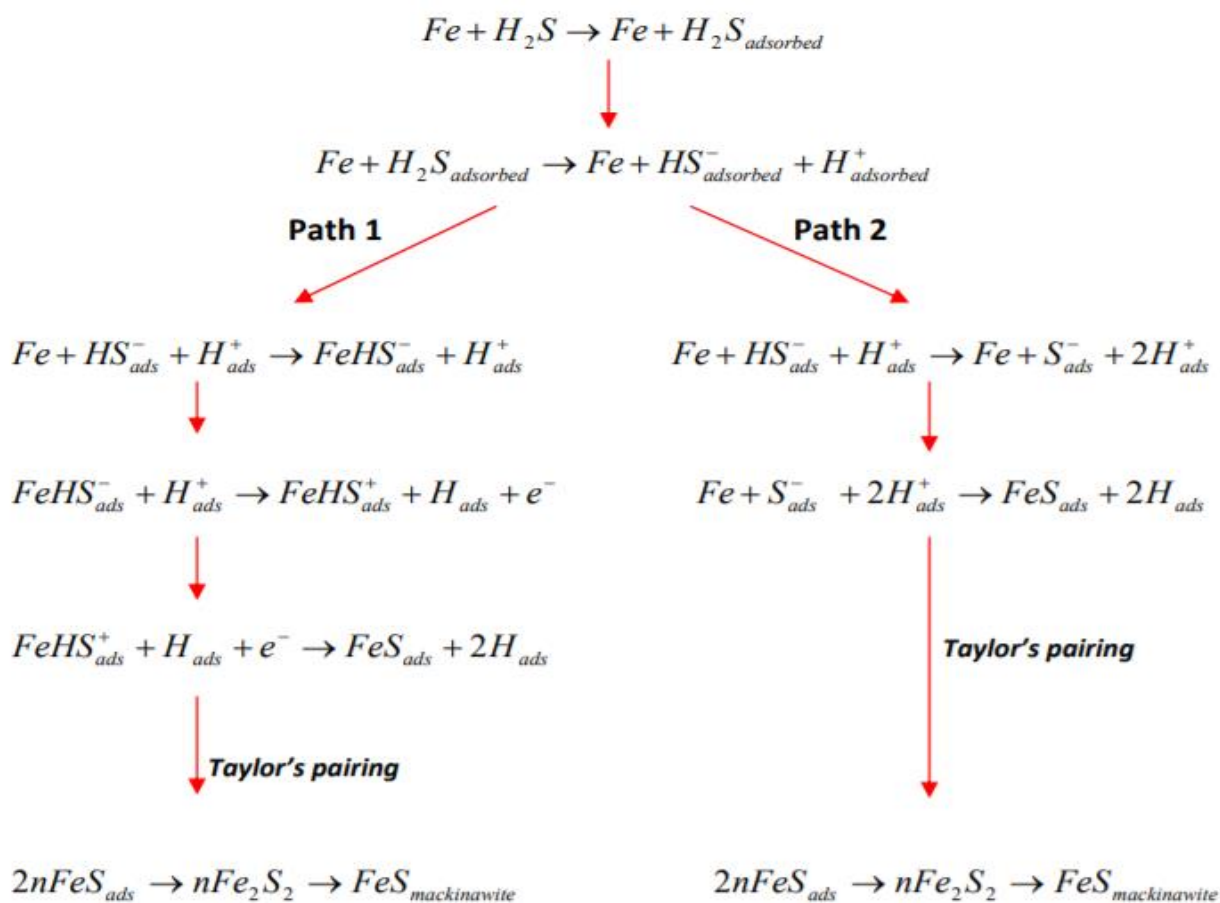


Рисунок 1.1 – Реакции механизма сероводородной коррозии железа

1.3 Факторы внутренней коррозии нефтепроводов

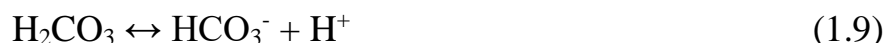
1.3.1 Температура

Температура и давление влияют на количество фаз (жидкость, газ, твердое вещество), которые могут вызвать коррозию. Повышение температуры ускоряет электрохимические реакции коррозии и перенос участников: агрессивных веществ на поверхность металлов и продуктов коррозии с поверхности в окружающую среду. Повышение температуры вызывает снижение pH воды. В результате скорость коррозии должна повышаться с увеличением температуры. С другой стороны, растворимость агрессивных газов (H_2S , O_2 , CO_2) уменьшается с повышением температуры. Следовательно, температура оказывает сложное влияние на скорость коррозии. До определенной температуры скорость коррозии

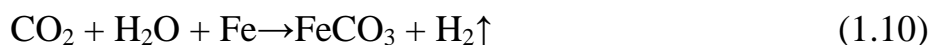
увеличивается с повышением температуры. После определенной температуры скорость коррозии уменьшается из-за снижения растворимости агрессивных газов в водных растворах. Обычно максимум достигается при 60 – 80 °С в зависимости от химического состава жидкой фазы. В дополнение к этому, температура увеличивает скорость осаждения и формирования защитной пленки FeCO₃.

1.3.2 Содержание CO₂

Коррозия CO₂ является основной причиной потери металла компонентов углеродистой стали, поверхность которых подвергается воздействию воды. Любая вода, контактирующая с паровой фазой CO₂, растворяет CO₂ и образуют слабую уголекислоту; что может снизить pH, следовательно, способствовать общей коррозии и точечной коррозии. Хотя это слабая кислота, уголекислота обладает высокой коррозионной активностью, поскольку катодная часть реакции коррозии не нуждается в H⁺, как при нормальной кислотной коррозии, а вместо этого включает прямое восстановление недиссоциированной кислоты.



Для газожидкостной системы, когда температура превышает 60 °С, присутствие CO₂ приводит к образованию защитного карбонатного слоя, предотвращающего дальнейшую коррозию, но этот слой подвержен эрозии. Если скорость эрозии невысока, на стали создастся новый карбонатный слой. Однако, когда скорость эрозии высока, замещающий карбонатный слой не образуется во времени, происходит процесс эрозии. Начинает протекать уголекислотная коррозия:

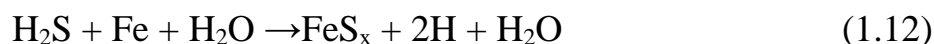


Пассивирующая черная пленка FeCO₃ образуется при определенных условиях на поверхности углеродистой и низколегированной стали (до 9% Cr) и

может защищать от коррозии. Защитный слой карбоната железа часто разрушается из-за высокой скорости потока и напряжений.

1.3.3 Содержание H₂S

Разрушение металла из-за контакта с сероводородом и влагой называется кислой коррозией, которая является наиболее разрушительной для труб. Хотя H₂S сам по себе не вызывает коррозии, он становится сильным коррозионным агентом в присутствии воды. Сероводород при растворении в воде является слабой кислотой и, следовательно, является источником ионов водорода и вызывает коррозию. Продукты коррозии – сульфиды железа (FeS_x) и водород. Сульфид железа образует пленку, которая при низкой температуре может служить барьером для медленной коррозии. Формы повреждений от кислой коррозии – однородные, точечные и ступенчатые трещины. Общее уравнение кислой коррозии можно выразить следующие:



1.3.4 Структурная форма потока

Относительные скорости течения фаз (газа и жидкости) в газожидкостных смесях (ГЖС) в сочетании с их физическими свойствами (плотностью, вязкостью, поверхностным натяжением и т.д.) и размерами и положением в пространстве трубопровода определяют формирующиеся в них структуры двухфазных (многофазных) потоков. Можно выделить семь основных структур: пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная.

Каждая структура ГЖС влияет на характер коррозионного процесса. Известно, например, что кольцевая (дисперсно-кольцевая) структура ГЖС снижает интенсивность коррозии трубопровода; снарядная (пробково-диспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы, а расслоенная (плавная)

расслоенная) – развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в, так называемых, «ловушках» жидкости (особенно при выделении соленой воды в отдельную фазу) [11].

1.3.5 Микробиологически вызванная коррозия

Микробиологическая коррозия – это режим коррозии, включающий микробы, такие как SRB (sulphate reducing bacteria), которые образуют H_2S , вызывающий коррозию. Наиболее вероятными источниками бактерий являются вода, используемая при бурении, эксплуатация скважин, подготовка к пуско-наладочным работам или гидроиспытания, отстойники, очистка или обслуживание судов. Микробиологическая коррозия обычно происходит под отложениями, в низкоскоростном потоке или в стоячей воде. Такие мероприятия, как гидроиспытания, очистка сосудов или любые другие действия, которые допускают попадание воды в оборудование или трубопроводы, должны использовать только очищенную (морскую) воду.

Если в составе нефти имеют бактерии способны восстанавливать сульфат и окислять углеводороды, это приведет к коррозии металлических труб под действием этих бактерий.

Первая реакция восстановления сульфата производит гидросульфид (H_2S), а второй тип окисляет углеводороды. Поскольку бактерии растут внутри и снаружи труб, FeS будет выпадать в осадок. Это особенно опасно. В точке контакта FeS со стальной трубой появятся пары электролитов, где анод – металл, а катод – сульфид железа (FeS). В аноде железо восстанавливается до ионов Fe^{2+} и далее превращается в Fe_xS_y (полисульфид железа). На катоде водород будет образовываться в металлической паре FeS (или Fe_xS) / металл, разность напряжений до 0,4 В, благодаря чему скорость коррозии достигнет 2–5 мм / год. Но это не предел. Когда пары электролитов объединяются, общее напряжение увеличивается, и скорость коррозии будет еще хуже: 5–12 мм/год. Сульфид железа также может

самовозгораться. Когда нефть резко сливается из трубы, поступает большое количество воздуха, продукты разложения серы (которые являются легковоспламеняющимися веществами) нагреваются до критической температуры, газ в ней взрывается и воспламеняется.



Сульфатредуцирующим бактериям (SRB: sulphate reducing bacteria) следует уделять особое внимание при защите от коррозии труб. SRB является анаэробной бактерией, которая использует источник жирных кислот в воде и использует кислород из сульфатного радикала для окисления жирных кислот. Эти бактерии стимулируют сульфитную активность и усиливают сульфитную коррозию. Во время роста бактерий pH среды увеличивается из-за сочетания сульфита с водой с образованием сероводорода, который создает кислую среду.

2 Способы защиты труб системы нефтесбора от внутренней коррозии

Существует много различных методов защиты труб от коррозии, таких как: выбор коррозионностойких материалов, правильный дизайн, использование антикоррозионных химикатов, покрытия и катодная защита, контроль технологических параметров, проверка и контроль на всех этапах применения этих действий. Но в настоящее время наиболее часто используются методы: ингибиторы коррозии; внутренние покрытия; использование коррозионностойких и неметаллических материалов; контроль структурной формы потока [5].

2.1 Ингибиторы

В настоящее время в мире существует множество химических веществ, используемых в качестве антикоррозионных агентов. Ингибитор коррозии – это химическое соединение, которое снижает скорость коррозии в нефтепроводах.

Механизм действия ингибиторов основан на их адсорбции на поверхности металла и предотвращении попадания агрессивных веществ на поверхность металла. Повышение концентрации ингибиторов уменьшает площадь металла, подверженную воздействию агрессивных компонентов.

Два наиболее распространенных источника ингибирования коррозии нужно учитывать [3]:

- Ингибирование компонентами, присутствующими в сырой нефти;
- Ингибирование путем добавления ингибиторов коррозии.

Можно определить два основных воздействия сырой нефти на скорость коррозии. Первый – это эффект смачиваемости, который относится к гидродинамическому состоянию, при котором сырая нефть захватывает воду и предотвращает ее смачивание стальной поверхности. Второй эффект – это ингибирование коррозии некоторыми компонентами сырой нефти, которые

достигают стальной поверхности прямым контактом или первым разделением на водную фазу.

Большинство ингибиторов коррозии, используемых на нефтяных месторождениях, представляют собой органические соединения, содержащие функциональные группы азота или серы. Они принадлежат к поверхностно-активным веществам, которые преимущественно адсорбируются на любой поверхности или границе раздела фаз в системе и изменяют свободную энергию поверхности и поверхности раздела даже при низкой концентрации.

Чтобы выбрать наиболее эффективный ингибитор коррозии, необходимо хорошо разбираться в каждом конкретном случае: свойства растворителя, условия применения и условия, при которых происходят процессы коррозии, свойства материала нефтепровода. Можно использовать один ингибитор коррозии или может быть несколько ингибиторов одновременно в зависимости от условий.

Ингибиторы коррозии вводятся в нефтепровод через специальные устройства. Существуют следующие виды подачи ингибиторов в нефтепроводы: постоянное дозирование; периодическое дозирование; рассредоточенное дозирование [9].

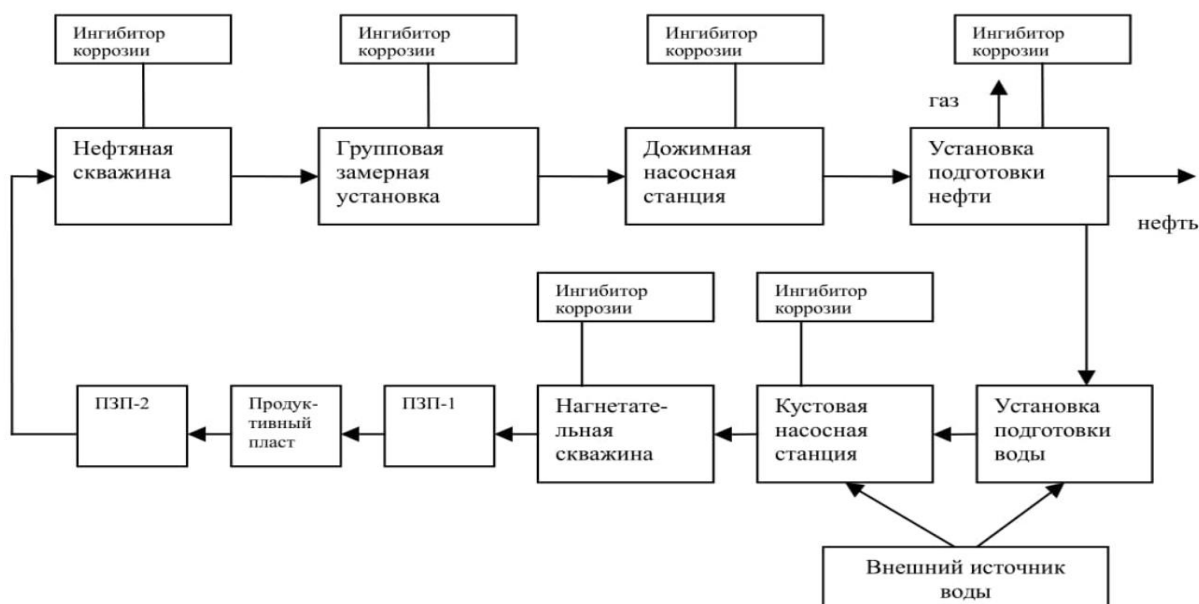


Рисунок 2.1 – Способы подачи ингибиторов в нефтепроводы

2.2 Внутренние покрытия трубопроводов

Одним из наиболее перспективных и эффективных методов защиты трубопроводов от внутренней коррозии является применение эффективных защитных покрытий.

Основной причиной применения внутренних покрытий является снижение трения, что повышает эффективность потока. Кроме того, нанесение внутренних покрытий может улучшить антикоррозионную защиту, предотвращает отложение солей и парафина, защищает от абразивного износа, обеспечивают чистоту перекачиваемого продукта, снижают гидравлические потери, уменьшают энергетические затраты, увеличивают пропускную способность трубопровода и снижают металлоемкость сооружения за счет применения тонкостенных труб. Внутренние покрытия труб снижают на 5–10% мощность, необходимую для перекачки жидкости. Кроме того, это помогает снизить до 90% расходы на очистку труб.

Использование любого покрытия основано на том, что металл должен быть изолирован от агрессивной среды. Все покрытия можно разделить на три группы в зависимости от природы основного материала: органический, неорганический и металлический. Органические покрытия могут представлять собой краски, полимерные материалы. Неорганическими покрытиями могут быть эмали, керамика (среди них цемент) и стекла. Металлические покрытия – любой металл или сплав. Все три группы этих покрытий используются для защиты труб, резервуаров, насосов и оборудования от контакта с природным газом и жидкостью. Системы труб расположены в разных географических зонах. Поэтому важно создать специфические покрытия, которые защищают конструкции и оборудование в различных условиях: устойчивы к воздействию газа и жидкости, топлива, воды и водных растворов, высоких температур.

Наличие свободной воды в системе является одной из причин коррозии во внутренней поверхности трубопровода. Эффективная система покрытия обеспечит

эффективную защиту от коррозии. Выбор покрытия диктуется как условиями окружающей среды, так и требованиями к эксплуатации. Основные общие типы покрытий, используемые для внутренних покрытий, включают эпоксидные смолы, уретаны и фенольные смолы. Эпоксидные материалы характеризуются твердостью, водостойкостью, химической стойкостью и превосходной адгезией [10].

Внутреннее покрытие поверхности трубы должно быть выполнено в следующем порядке:

- Проверка качества трубы ;
- Сушка или обезжиривание;
- Очистка внутренней поверхности трубы ;
- Нагрев трубы до определенной температуры ;
- Формирование внутреннего покрытия;
- Контроль качества покрытия;
- Ремонт поврежденных мест покрытия.

2.3 Материал трубы

Наиболее часто выбираемыми коррозионностойкими материалами могут быть металлы, сплавы, полимеры и композиты. В зависимости от разных условий окружающей среды выбирают разные материалы труб для повышения коррозионной эффективности. Не существует идеального материала, который был бы устойчив ко всем средам при любых условиях. Общие скорости коррозии этих сплавов в системах намного ниже, чем значения скорости коррозии для углеродистой стали. Но нержавеющие стали и никелевые сплавы подвержены точечной и щелевой коррозии, коррозионному растрескиванию под напряжением. Поэтому лучше выбирать материалы, которые совместимы с окружающей средой. Правильный метод выбора материалов основан на информации и опыте, которые включены в стандарты, процедуры, отчеты и статьи. Недостатком этого метода

является то, что изменения в окружающей среде могут изменить коррозионную стойкость сплавов.

Трубопроводы обычно изготовлены из углеродистых сталей по ряду причин, то есть углеродистые стали имеют хорошие механические свойства, низкую стоимость и широкую доступность несмотря на их относительно низкую коррозионную стойкость. Но из-за низкой коррозионной стойкости углеродных труб, использование углеродистой стали для труб должно сопровождаться введением ингибиторов коррозии, использованием внутренних покрытий. Можно использовать материалы более стойкие к коррозии, чем углеродистая сталь: металлы и сплавы с добавлением хрома, никеля и молибдена (нержавеющие стали), сплавы на основе никеля, кобальта, меди, титана и алюминия, полимеры и композитные материалы. Титановые сплавы могут быть использованы в скважинах природного газа на высоких давлениях и температурах, в присутствии H_2S и CO_2 . Полимерные материалы и композиты занимают определенное место в применении в системах сбора природного газа. Химическая стойкость этих материалов намного выше при контакте с различными газами и растворителями. Недостатками полимеров являются низкая устойчивость к высоким температурам и низкие механические свойства по сравнению с металлами.

2.4 Структурная форма потока

Структурная форма потока и скорость потока значительно влияют на коррозию. Увеличение скорости потока определяет попадание агрессивных веществ на поверхность металла, удаление продуктов коррозии и защитных слоев (таких как ингибиторы коррозии). В результате скорость коррозии увеличивается. Например, увеличение скорости потока от 1 до 10 м/с вызывает увеличение скорости коррозии с 1 до 3 мм/год в водном растворе, содержащем CO_2 (1 бар и $20^\circ C$) в отсутствие защитного слоя $FeCO_3$. Эффект скорости потока особенно проявляется в таких местах, как клапаны, линии расширения [5].

Режим течения потока определяет тип смачивания поверхности металла, что приводит к возникновению коррозии в верхней части трубы. Высокая скорость потока может вызвать эрозионную коррозию. При низких скоростях потока агрессивные материалы имеют достаточно времени для контакта с металлической поверхностью, различные отложения могут накапливаться и вызывать локальную коррозию.

3 Постановка задачи работы

3.1 Факторы внутренней коррозии нефтепроводов на месторождении «Белый Тигр»

3.2 Анализ влияния факторов на скорость внутренней коррозии нефтепроводов на месторождении «Белый Тигр»

- 4 **Объект и методы исследования****
- 4.1 **Геологическая характеристика месторождения****
- 4.2 **Показатели разработки****
- 4.3 **Характеристика сырья****
- 4.4 **Характеристика системы нефтесбора****

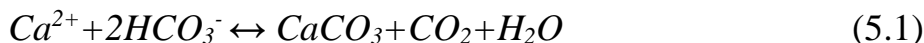
5 Технология защиты труб от внутренней коррозии на месторождении «Белый Тигр»

Для выбора технологии защиты подводного трубопровода от внутренней коррозии необходимо провести оценку коррозионных факторов.

5.1 Оценка агрессивности пластовой воды месторождения Белый Тигр

Агрессивная вода – вода, содержащая химические вещества, которые вызывают разрушение металлов, бетона и т. д. Подобные свойства воде придают примеси, активно взаимодействующие с самыми разными веществами – кислоты (углекислота), щёлочи, растворённые соли (сульфаты), активные газы (кислород, хлор).

В пластовых водах существует равновесие:



Если количество CO_2 в воде больше равновесной концентрации, избыток его может растворить $CaCO_3$, в результате чего равновесие сдвигается влево и рН воды будет снизиться до 3,5.

Если количество CO_2 в воде меньше равновесной концентрации, равновесие сдвигается вправо. В результате это будет приводить к выделению осадка $CaCO_3$.

Если количество CO_2 в воде равно равновесной концентрацией, то не будет приводить к выделению осадка $CaCO_3$ и не будет растворять $CaCO_3$. Такая вода называется стабильной.

Таблица 5.1 – Химический состав пластовой воды месторождения Белый Тигр

Величина отношения $\frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}}$:

$$\left(\frac{117}{61}\right) : \left(\frac{204}{20}\right) = 1,92 : 10,2 = 0,19$$

Величина $\frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}} = 0,19$ меньше чем $0,75$ поэтому используем график зависимости к расчету коррозионной активности воды (рисунок 5.1).

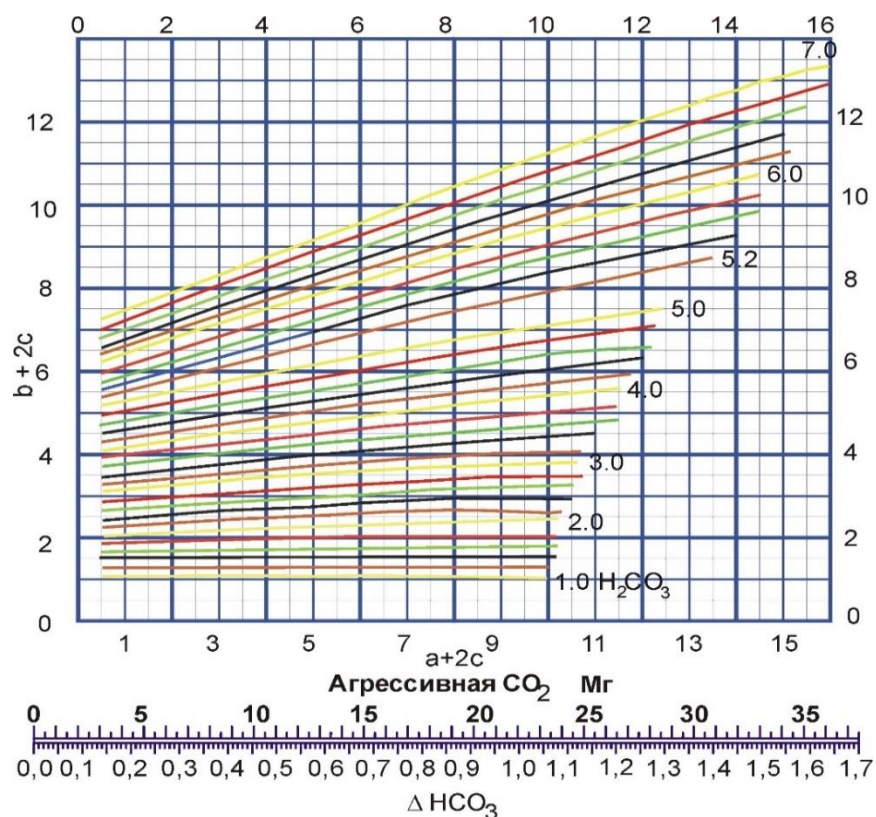


Рисунок 5.1 – Графические зависимости к расчету коррозионной активности воды
Суммы эквивалентов Ca^{2+} (a) и HCO_3^- (b) и удвоенного содержания свободной углекислоты CO_2 (c):

$$rCa^{2+} = a = \frac{204}{20} = 10,2 \text{ мг-экв/л}, \quad (5.2)$$

$$rHCO_3^- = b = \frac{117}{61} = 1,9 \text{ мг-экв/л}, \quad (5.3)$$

$$rCO_2 = c = \frac{23,57}{44} = 0,54 \text{ мг-экв/л}, \quad (5.4)$$

$$a + 2c = 11,28. \quad b + 2c = 2,98. \quad (5.5)$$

На рисунке 5.1 этим суммам отвечает точка, лежащая на кривой, соответствующей эквивалентному содержанию равновесной HCO_3^- 2,0 мг-экв/л.

Фактически в воде содержится 1,9 мг-экв/л HCO_3^- , т.е. равновесное эквивалентное содержание HCO_3^- выше имеющегося на 0,1 мг-экв/л ($2,0 - 1,9 = 0,1$). Это говорит о том, что в системе недостаток HCO_3^- относительно имеющегося содержания CO_2 и агрессивная CO_2 равна 2 мг/л. Этот избыток будет придавать воде коррозионную активность.

5.2 Определение типа пластовой воды

Для определения типа пластовой воды использоваться классификацией Сулина.

Таблица 5.2 – Классификация природных вод по Сулину

Тип воды	Сульфатно-натриевый	Гидрокарбонатно-натриевый	Хлормagneиный	Хлоркальциевый
Соотношение содержания ионов	$(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^- > 1$	$(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^- > 1$	$(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^- < 1$	$(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^- < 1$
	$(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-)/\text{SO}_4^{2-} < 1$	$(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-)/\text{SO}_4^{2-} > 1$	$(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)/\text{Mg}^{2+} < 1$	$(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)/\text{Mg}^{2+} > 1$

Химический состав пластовой воды месторождения Белый Тигр показан в таблице 5.1.

Соотношение содержания ионов:

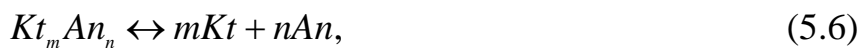
$$(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^- = 0,94 < 1$$

$$(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)/\text{Mg}^{2+} = 5,03 > 1$$

Пластовая вода является хлоркальциевой, которая может выпасть CaCO_3 .

5.3 Прогноз выпадения карбоната кальция из пластовой воды

Для прогнозирования выпадения в осадок малорастворимой соли пользуются величиной пересыщения раствора этой солью. Величина пересыщения раствора (П) малорастворимой солью Kt_mAn_n , диссоциирующей в растворе по реакции [12],



равна

$$П = \frac{[a_{Kt}]^m \cdot [a_{An}]^n}{ПП_{Kt_m An_n}} \quad (5.7)$$

где a_{Kt} – активность катиона, a_{An} – активность аниона, $ПП_{Kt_m An_n}$ – произведение растворимости соли.

$П < 1$ – раствор не насыщен рассматриваемой солью;

$П = 1$ – насыщенный;

$П > 1$ – пересыщенный раствор соли.

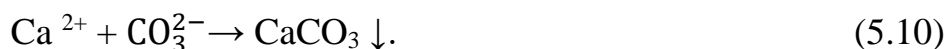
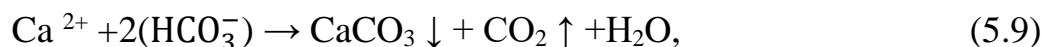
На практике чаще используют ее десятичный логарифм, который называется индексом насыщения раствора и обозначается SI:

$$SI = \lg \frac{[a_{Kt}]^m \cdot [a_{An}]^n}{ПП_{Kt_m An_n}} \quad (5.8)$$

$SI \leq 0$ – раствор не выделяет осадок малорастворимой соли;

$SI > 0$ – возможно осадкообразование

Карбонат кальция образуется в результате реакций:



Известны три формы $CaCO_3$ – кальцит, арагонит и ватерит. Кальцит наиболее распространен в нефтепромысловых системах, и далее под $CaCO_3$ мы будем иметь в виду именно кальцит. В водных фазах нефтепромыслов, где концентрация карбонат иона близка к 0, образование $CaCO_3$ идет в основном по реакции (5.9). Одним из продуктов этой реакции является углекислота, поэтому осаждение $CaCO_3$ зависит от P_{CO_2} : с увеличением парциального давления CO_2 реакция (5.9) смещается влево. Этот эффект в несколько раз повышает растворимость $CaCO_3$ в пресной и слабоминерализованной воде при изменении P_{CO_2} от 0 до 1МПа. Повышение температуры и pH сдвигают реакцию (5.9) вправо,

в сторону образования CaCO_3 . Эмпирическое уравнение для определения индекса насыщения воды карбонатом кальция:

$$SI_{\text{CaCO}_3} = pH - pH_s = pH - (pK'_2 - pK'_s + p[\text{Ca}^{2+}] + p[\text{Alk}]), \quad (5.11)$$

где pH – фактическое значение водородного показателя раствора;

pH_s – значение водородного показателя данного раствора, находящегося в равновесии с твердым CaCO_3 при данных концентрациях Ca^{2+} , HCO_3^- и остальных веществ ;

pK'_2 и pK'_s – эмпирические константы ;

$$p[\text{Ca}^{2+}] = -\lg[\text{Ca}^{2+}] ;$$

$[\text{Alk}]$ – общая щелочность, выраженная в моль/л CaCO_3 .

При $SI_{\text{CaCO}_3} > 0$ – CaCO_3 может выпасть в осадок,

При $SI_{\text{CaCO}_3} \leq 0$ – раствор не выделяет CaCO_3 .

Значения эмпирических констант формулы (5.11) для ионной силы раствора 0–0,02 моль/л и температуры 0–90 °С приведены в большинстве изданий, где рассматривают карбонатное равновесие растворов. Индекс Ланжелье – SI_{CaCO_3} – широко и успешно применяют и в настоящее время:

$$SI_{\text{CaCO}_3} = pH - pH_s, \quad (5.12)$$

при pH_s :

$$pH_s = pH_2 - pH_{(\text{CaCO}_3)} + pa_{(\text{Ca}^{2+})} + pa_{\text{HCO}_3^-}, \quad (5.13)$$

где K_2 – константа диссоциации угольной кислоты по второй ступени,

PP_{CaCO_3} – произведение растворимости CaCO_3 ;

Значения K_2 , PP_{CaCO_3} , а также активности ионов должны отвечать температуре раствора.

Таблица 5.3 – Химический состав пластовой воды на месторождении Белый Тигр

Присутствие в растворе других ионов, даже не участвующих в данной химической реакции, влияет на химическое равновесие. Это влияние учитывают с помощью параметра, который называется «ионная сила раствора» (I):

Ионная сила раствора, пренебрегая вкладом CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , H^+ , используя данные из таблицы 5.3:

$$I = \frac{1}{2} \sum C_i \times Z_i^2 = 0,003 \quad (5.14)$$

где C_i – концентрация i -ого иона в растворе, моль/л,

Z_i – заряд i -ого ионов элементарных зарядах.

Для количественного описания влияния ионной силы на химическое равновесие пользуются величиной активности:

$$a_i = C_i \times f_i \quad (5.15)$$

где a_i – активность i -ого иона, f_i – коэффициент активности i -ого иона.

Активность – это величина, подстановка которой вместо концентрации в уравнения, описывающие химическое равновесие, делает последние применимыми для реальных растворов. Использование активностей вместо концентраций приводит к независимости численных значений констант равновесий от присутствия в растворе других ионов. Коэффициент активности, следовательно, и активность зависят от ионной силы раствора. Для разбавленных растворов f стремится к 1, с увеличением ионной силы f становится <1 , а при высокой ионной силе коэффициент активности для некоторых веществ возрастает и может стать больше 1. Дебай и Хюккель (1923), основываясь на модельных представлениях о гидратировании ионов в растворах электролитов, предложили формулу, связывающую коэффициенты активности ионов с ионной силой:

$$\lg f_i = -\frac{A_D \times Z_i^2 \times \sqrt{I}}{1 + r_i \times B_D \times \sqrt{I}} + 0,2 \times I \quad (5.16)$$

Коэффициенты активности и активности ионов Ca^{2+} , HCO_3^- , из формул (5.16) и раCa^{2+} , раHCO_3 используя таблицу 5.3.

При температуре 30°C $A_D=0,5161$ и $B_D=0,3301$

$$lgf_{Ca^{2+}} = -\frac{A_D \times Z_i^2 \times \sqrt{I}}{1 + B_D \times r_i \times \sqrt{I}} = -\frac{0,5161 \times 2^2 \times \sqrt{0,003}}{1 + 0,3301 \times 6 \times \sqrt{0,003}} = 0,099$$

$$lgf_{HCO_3^-} = -\frac{A_D \times Z_i^2 \times \sqrt{I}}{1 + B_D \times r_i \times \sqrt{I}} = -\frac{0,5161 \times 1^2 \times \sqrt{0,003}}{1 + 0,3301 \times 4 \times \sqrt{0,003}} = 0,0256$$

$$a_{Ca^{2+}} = C_{Ca^{2+}} \times f_{Ca^{2+}} = 0,00510 \times 0,099 = 5,05 \times 10^{-4}$$

$$a_{HCO_3^-} = C_{HCO_3^-} \times f_{HCO_3^-} = 0,00192 \times 0,096 = 4,9 \times 10^{-5}$$

$$pa_{Ca^{2+}} = -lg[Ca^{2+}] = -lg(5,05 \times 10^{-4}) = 3,3$$

$$pa_{HCO_3^-} = -lg[HCO_3^-] = -lg(4,9 \times 10^{-5}) = 4,3$$

Константа диссоциации угольной кислоты по второй ступени pK_2 при 30°C по формулам (5.17).

$$lgK_2 = -10,330 + 2,07 \times \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right) = -10,3 \quad (5.17)$$

Произведение растворимости $CaCO_3$ pPP_{CaCO_3} при 30°C по формулам (5.18)

$$lgPP_{CaCO_3} = -8,482 - 2,6 \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right) = -8,52 \quad (5.18)$$

Значение водородного показателя данного раствора, находящегося в равновесии с твердым $CaCO_3$ при данных концентрациях Ca^{2+} , HCO_3^- и остальных веществ, pH_s по формуле (5.13).

$$pH_s = pK_2 - pPP_{(CaCO_3)} + pa_{Ca^{2+}} + pa_{HCO_3^-} = 10,3 - 8,52 + 3,3 + 4,3 = 9,38$$

Индекс насыщения SI_{CaCO_3} по уравнению (5.12)

$$SI_{CaCO_3} = pH - pH_s = 7,06 - 9,38 = -2,32 < 0$$

Полученный индекс насыщения $SI_{CaCO_3} = -2,32 < 0$, т.е. в исследуемом трубопроводе месторождения Белый Тигр раствор не выделяет $CaCO_3$.

Таким образом, анализ коррозионной активности пластовой воды, указывал на наличие фактора коррозии: избыток CO_2 , придающий воде агрессивность, что в

условиях расслоенного газожидкостного потока будет фактором, способствующим протеканию процесса коррозии внутренней поверхности трубы.

Отсюда возникает задача установить структурную форму газожидкостного потока, протекающего по исследуемому трубопроводу.

5.4 Расчет структуры течения нефтегазовой смеси в трубопроводе

Основные характерные формы движения газожидкостных смесей в трубопроводах зависят от физико-химических свойств смеси и конструктивных параметров трубопровода: скорости движения смеси, количественного соотношения и физических свойств жидкой и газовой фаз, от диаметра и угла наклона трубопровода. Все разнообразие структурных форм движения газожидкостных смесей может быть определено через параметры: критерий Фруда и расходное газосодержание.

Выбранный нефтегазовый трубопровод от скважин до блок-кондуктора БК-6 на месторождении Белый Тигр имеет следующие характеристики (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Исходные данные для расчета структуры потока газожидкостной смеси в трубопроводе

- Определяем среднее давление на расчетном участке:

$$P_{CP} = \frac{P_H + P_K}{2} = \frac{38 + 35}{2} = 36,5 \text{ кгс} / \text{см}^2.$$

- Определяем объем свободного газа при давлении P_{CP} , приходящийся на 1 м^3 нефти:

$$V_{CB} = V_{II} \times \frac{\lg \frac{P_{HAC}}{P_{CP}}}{\lg \frac{P_{HAC}}{P_O}} = 211 \times \frac{\lg \frac{91,16}{36,5}}{\lg \frac{91,16}{1}} = 49,9 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

- Определяем объем свободного газа, приходящийся на 1 м^3 нефти, приведенный

к условиям трубопровода:

$$V_{CB.TP} = V_{CB} \times Z \times \frac{T \times P_O}{T_O \times P_{CP}} = \frac{49,9 \times 1 \times 313 \times 1}{293 \times 36,5} = 1,46 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

- Определяем расход нефти в условиях трубопровода $Q_{H.TP.}$, для чего рассчитываем объемный коэффициент нефти B :

$$B = a \times V_p + c \times t + \alpha,$$

где V_p – рабочий газовый фактор,

$$a = 0,00237 + 0,00035 \left(\frac{\rho_r}{1,205} - 1 \right) = 0,00237 + 0,00035 \left(\frac{1,2151}{1,205} - 1 \right) = 0,002373,$$

$$c = 0,0008653 + 0,0002623 \left(\frac{\rho_r}{1,205} - 1 \right) = 0,0008653 + 0,0002623 \left(\frac{1,2151}{1,205} - 1 \right) = 0,000867,$$

$$\alpha = 0,9837 - 0,0083 \left(\frac{\rho_r}{1,205} - 1 \right) = 0,98363,$$

$$t = \frac{T - 273}{100} = \frac{313 - 273}{100} = 0,4,$$

$$V_p = V_{II} - V_{CB} = 246 - 49,9 = 196,1 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

$$B = 0,002373 \times 196,1 + 0,000867 \times 0,4 + 0,98363 = 1,45$$

$$Q_H = \frac{G}{\rho} = \frac{205 \times 10^3}{832,3 \times 86400} = 0,00285 \text{ м}^3 / \text{с},$$

$$Q_{H.TP.} = Q_H \times B = 0,00285 \times 1,45 = 0,0041 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

- Определяем расход газа при давлении P_{CP} и температуре T :

$$Q_{G.TP.} = Q_H \times V_{CB.TP.} = 0,00285 \times 1,46 = 0,004 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

- Определяем **расходное** газосодержание β :

$$\beta = \frac{Q_{G.TP.}}{Q_{G.TP.} + Q_{H.TP.}} = \frac{0,004}{0,004 + 0,0041} = 0,502.$$

- **Задаемся** значением диаметра трубопровода $d = 0,292$ м ($323,8 \times 15,9$) и определяем среднюю скорость движения смеси W_C :

$$W_C = \frac{4 \times (Q_{G.TP.} + Q_{H.TP.})}{\pi \times d^2} = \frac{4 \times (0,0041 + 0,004)}{3,14 \times 0,292^2} = 0,12 \text{ м} / \text{с}.$$

Определяем **структуру потока** в зависимости от критерия Фруда, разности

геодезических отметок начала и конца трубопровода и параметра ВНИИГаза.

- Определяем критерий Фруда смеси Fr_C :

$$Fr_C = \frac{W_C^2}{g \times d} = \frac{0,12^2}{9,81 \times 0,292} = 0,01.$$

- Определяем параметр ВНИИГаза:

$$\left(0,2 + \frac{2 \times \sin \alpha}{\lambda_H}\right) \times \frac{e^{-2,5\beta}}{(1-\beta)^2}.$$

Т.к. $\Delta H = 0$ (трубопровод горизонтальный), то $\sin \alpha = 0$

$$\frac{0,2 \times e^{-2,5\beta}}{(1-\beta)^2} = 0,2 \times \frac{e^{-2,5 \times 0,502}}{(1-0,502)^2} = 0,23.$$

$$Fr_C = 0,12 < \left(0,2 + \frac{2 \times \sin \alpha}{\lambda_H}\right) \times \frac{e^{-2,5\beta}}{(1-\beta)^2} = 0,23.$$

⇒ структура течения расслоенная.

- Определяем истинное газосодержание ϕ :

$$\phi = 0,81 \times \beta \times \left(1 - e^{-2,2\sqrt{Fr_C}}\right) = 0,81 \times 0,502 \times \left(1 - e^{-2,2\sqrt{0,01}}\right) = 0,06.$$

- Определяем массовый секундный расход смеси:

$$M = Q_H \times \rho_H + Q_G \times V_{II} \times \rho_G = 0,00285 \times 832,3 + 0,00285 \times 246 \times 1,2151 = 3,22 \text{ кг/с}$$

- Рассчитываем вязкость нефти $\mu_{H \text{ TP}}$ в условиях трубопровода:

$$\mu_{H \text{ TP}} = \frac{1}{a \times V_p + \epsilon}, \text{ cП (сантимуаз)} \quad \text{где} \quad a = 0,029 - 0,008922 \times \lg \lg \mu_H, \\ \epsilon = 10^{0,002096 - 1,00698 \times \lg \mu_H}$$

$$a = 0,0029 - 0,008922 \times \lg(\lg(0,56 \times 100)) = 0,000736$$

$$\epsilon = 10^{0,002096 - 1,00698 \times \lg(0,56 \times 100)} = 0,0174$$

$$\mu_{H \text{ TP}} = \frac{1}{0,000736 \times 196,1 + 0,0174} = 6,18 \text{ cП} = 0,0618 \text{ П} = 0,00618 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

- Определяем параметр Рейнольдса для смеси:

$$\text{Re}_c = \frac{4 \times M}{\pi \times d [\mu_{H_{TP.}} \times (1 - \varphi) + \mu_{Г_{TP.}} \times \varphi]},$$

где $[\mu]$ – Па·с.

$$\text{Re}_c = \frac{4 \times 3,22}{3,14 \times 0,292 \times [6,18 \cdot 10^{-3} \times (1 - 0,06) + 11 \cdot 10^{-6} \times 0,06]} = 2421.$$

Режим – переходный между ламинарным и турбулентным.

- Определяем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_c = \frac{0,426}{\text{Re}_c^{0,25}} = \frac{0,426}{2421^{0,25}} = 0,061$$

- Определяем плотность нефти и газа в условиях трубопровода:

$$\rho_{H_{TP.}} = \frac{\rho_H + V_P \times \rho_G}{B} = \frac{832,3 + 196,1 \times 1,2151}{1,45} = 738,68 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{Г_{TP.}} = \frac{\rho_G \times P_{CP} \times T_O}{P_O \times T \times Z} = \frac{1,2151 \times 36,5 \times 293}{1 \times 313 \times 1} = 41,52 \text{ кг/м}^3.$$

- Определяем значение коэффициента K^* , учитывающего переход от расходной плотности к истинной:

$$K^* = \frac{\rho_{H_{TP.}} \cdot (1 - \phi) + \rho_{Г_{TP.}} \cdot \phi}{\rho_{H_{TP.}} \cdot (1 - \beta) + \rho_{Г_{TP.}} \cdot \beta},$$

$$K^* = \frac{738,68 \cdot (1 - 0,06) + 41,52 \cdot 0,06}{738,68 \cdot (1 - 0,502) + 41,52 \cdot 0,502} = 1,79.$$

- Определяем диаметр трубопровода по упрощенной формуле:

$$d = \sqrt[5]{\frac{8 \times M^2 \times \lambda_c \times L}{10^4 \times g \times \pi^2 \times K^* \times \rho_{H_{TP.}} \times (1 - \beta) \cdot (P_H - P_K)}},$$

$$d = \sqrt[5]{\frac{8 \times 3,22^2 \times 0,061 \times 1972}{10^4 \times 9,81 \times 3,14^2 \times 1,79 \times 738,68 \times (1 - 0,502) \cdot (38 - 35)}} = 0,220 \text{ м}.$$

Расчет ведется до тех пор, пока полученное значение диаметра $d = 0,220 \text{ м}$ будет незначительно отличаться от принятого $d = 0,292 \text{ м}$.

Каждая структура ГЖС влияет на характер коррозионного процесса. Определенная выше структура потока является расслоенной (рисунок 5.2). Расслоенная может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы. Структура потока, которая мало влияет на скорость коррозии труб является эмульсионной структурой.

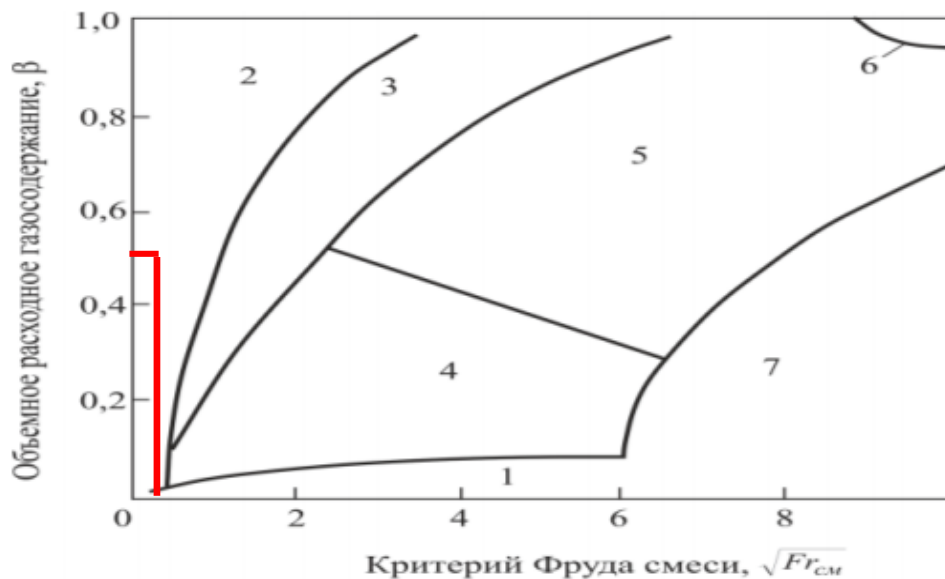


Рисунок 5.2 – Диаграмма режимов течения газожидкостных смесей в трубах:

1 – пузырьковый, 2 – расслоенный, 3 – волновой, 4 – пробковый, 5 – пробководиспергированный, 6 – пленочно-диспергированный, 7 – эмульсионный

5.5 Моделирование нефтепровода

Использование программного обеспечения Unisim Design для моделирования подводных трубопроводов. С помощью программного обеспечения Unisim Design можно определять характеристики жидкостей и газов; характеристики подводных трубопроводов; изменения температуры и давления в зависимости от длины трубы; структуры потока и т.д. На основании информации, полученной от Unisim Design, могут быть приняты меры по снижению скорости коррозии, увеличению срока использования труб.

Исходные данные для моделирования нефтепровода: состав нефти (таблица 5.5); начальная температура $T_n = 40$ °С и температура среды $T_{cp} = 20$ °С; начальное давление $P_n = 38$ кг/см²; длина труба $L = 1972$ м; внешний диаметр труба $d = 323,8$ мм и толщина стенки трубы $h = 16$ мм.

Построение схемы нефтепровода с входным потоком нефти, компонентный состав которой представлен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Компонентный состав пластовой нефти месторождения Белый Тигр

В настоящее время средний уровень обводненности на месторождении составляет около 50%, поэтому перед входом в трубопровод необходимо создать смесь нефти и воды через MIX-100. Внутренний диаметр трубы $d = 0,292$ м; толщина $h = 16$ мм.

Выбранный трубопровод является горизонтальным, поэтому можно использовать метод «Беггса и Бриля» (Beggs and Brill). Наклон – нулевой и некоторые параметры окружающей среды и трубы, как в исходных данных.

Схема построена так, как показано на рисунке 5.3

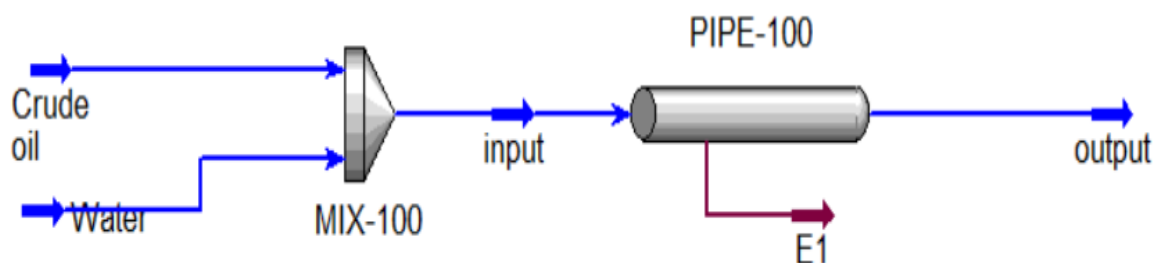


Рисунок 5.3 – Схема моделирования нефтепровода

Из схемы можно определить несколько следующих параметров:

- *Зависимость температуры нефти от длины трубы*

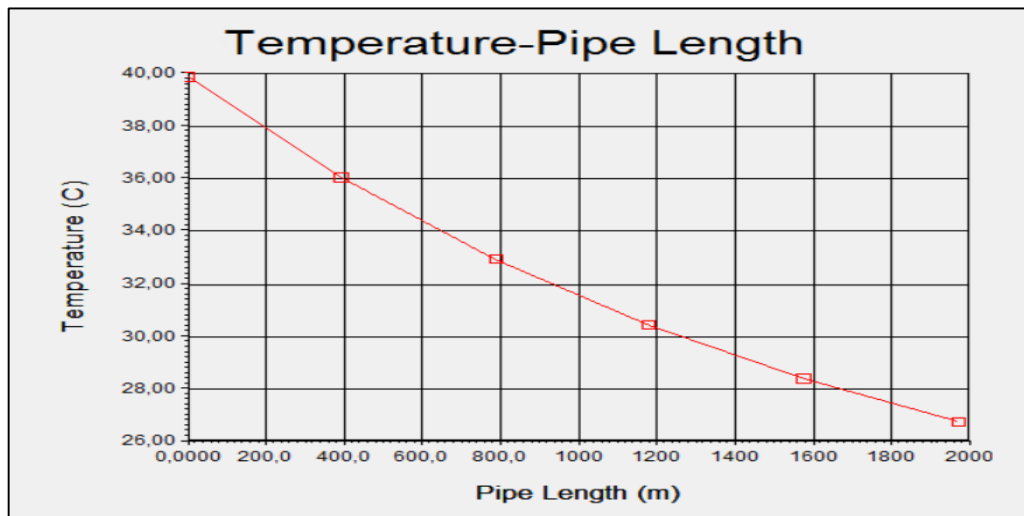


Рисунок 5.4 – Зависимость температуры нефти от длины трубы

Из графика видно, что температура довольно быстро уменьшается по длине трубы (от 40 °С до 26,67 °С). Это увеличивает вероятность отложения парафинов. Чтобы преодолеть эту ситуацию, можно теплоизолировать трубы или повысить температуру нефти нагреванием.

- *потери давления ΔP*

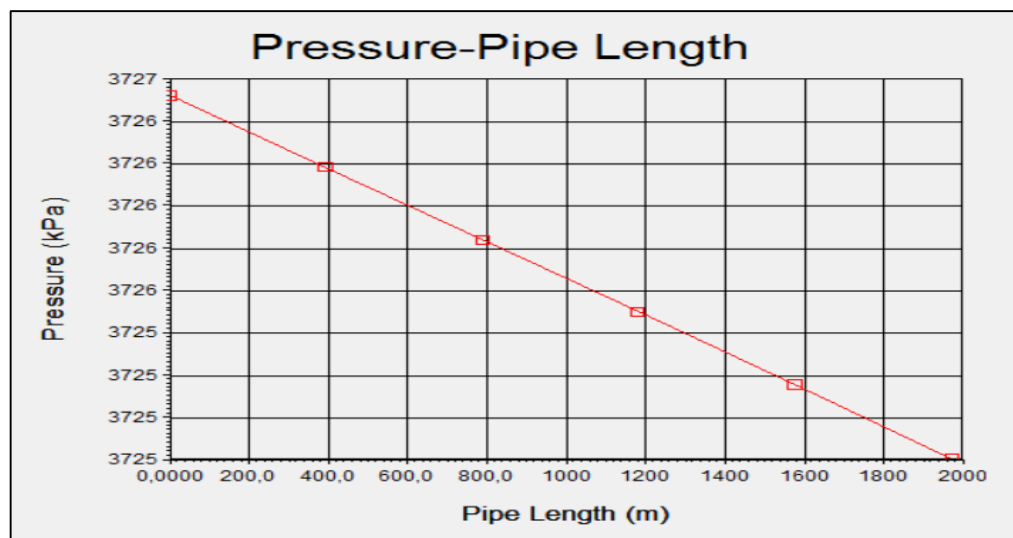


Рисунок 5.5 – Зависимость давления от длины трубы

Потеря давления внутри трубы незначительна с 3727 кПа по 3725 кПа.

- Изменения вязкости ($\mu_1 - \mu_2$) нефти.

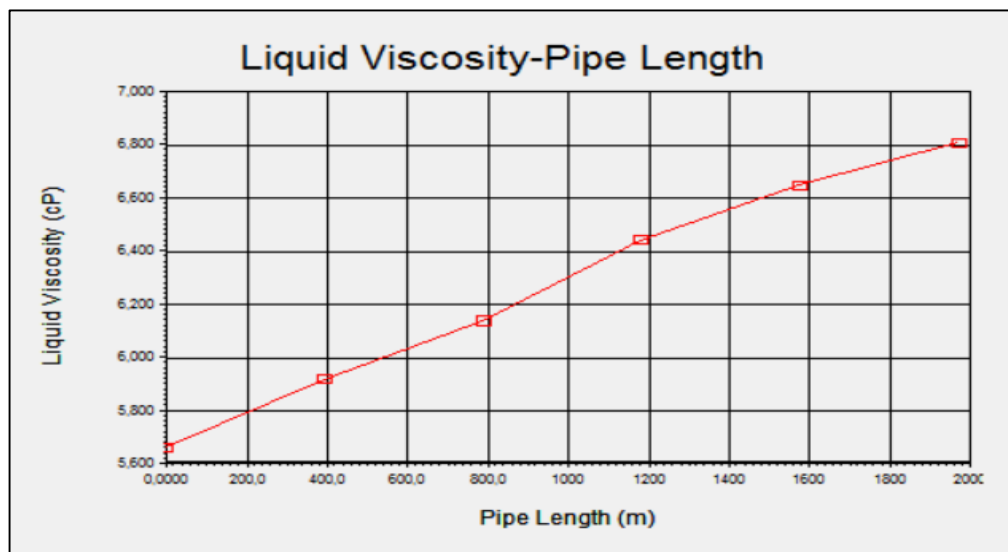


Рисунок 5.6 – Зависимость вязкости от длины трубы

Вязкость нефти и газа увеличивается с длиной трубы (5,6 сР до 6,8 сР).

- Режим движения

Ambient Temp [C]	Var. Frac.	Heat Transferred [kJ/h-m]	Flow Regime	Friction Gradient [kPa/m]	Static Gradient [kPa/m]	Acce [l]
20,00	0,0570		Transition	8,674e-004	0,0000	1
20,00	0,0561	536,4	Transition	8,676e-004	0,0000	1
20,00	0,0553	432,7	Transition	8,680e-004	0,0000	1
20,00	0,0547	348,9	Transition	8,730e-004	0,0000	1
20,00	0,0542	281,2	Transition	8,751e-004	0,0000	1
20,00	0,0538	226,5	Transition	8,766e-004	0,0000	1

Рисунок 5.7 – Режим движения по данным моделирования

На рисунке 5.7 показано, что структура потока является *Transition* (переходной). Согласно карте режимов течения (рисунок 5.8) режим движения *Transition* (переходный) находится между *Segregated* (распределенный) и *Intermittent* (перемежающийся). Это может быть переход между двумя различными структурами. *Segregated* (распределенный) – расслоенное течение. *Intermittent* (перемежающийся) – пробковое и поршневое течение.

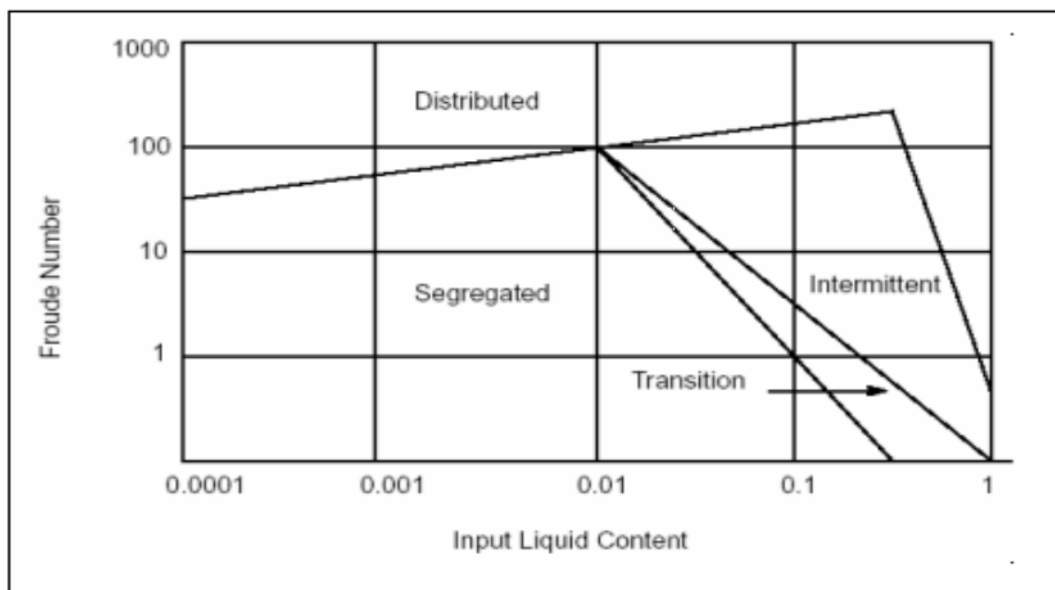


Рисунок 5.8 – Карта режимов течения относится к горизонтальному течению [25]

Сравнение и анализ результатов расчета и моделирования нефтепровода

Результаты расчета и моделирования нефтепровода имеют очень небольшую разницу в свойствах нефти. Например, вязкость нефти в условиях трубопровода: получили в расчете и моделировании 6,5 сР и 5,6–6,8 сР соответственно.

Режим потока: при расчете структура потока является расслоенной, а при моделировании программным обеспечением Unisim Design – переходной (*transition*). Однако здесь нет большой разницы. Как показано на рисунке 5.8, структура переходная, поэтому поток также может быть и расслоенным.

Результаты показывают, что на скорость коррозии трубопровода влияет несколько факторов, таких как агрессивность воды из-за растворенного CO_2 . Расслоенная структура – способствует развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в, так называемых, «ловушках» жидкости, особенно при выделении соленой воды в отдельную фазу.

Поэтому должны быть предложены некоторые меры для предотвращения коррозии, такие как изменение структуры потока, использование более долговечных материалов, внутреннее покрытие трубы, технические методы или химические меры (ингибиторы коррозии).

5.6 Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии на месторождении Белый Тигр

Как было проанализировано выше, существует много мер для снижения скорости коррозии. В настоящее время СП «Вьетсовпетро» применяет некоторые эффективные меры, но все еще существуют некоторые ограничения по экономическим причинам. Методы, упомянутые при анализе влияния структуры потока на скорость коррозии, заключается в изменении структуры потока. Расслоенная может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы. Структура потока, которая мало влияет на скорость коррозии труб является эмульсионной структурной. Чтобы уменьшить влияние структуры потока на коррозию трубы, диаметр может быть уменьшен. Теперь используем программное обеспечение Unisim Design, чтобы изменить диаметр трубы на меньшие значения.

На месторождении Белый Тигр некоторые трубопроводы с меньшими диаметрами используются для транспортировки нефти, такие как 273x18,3; 219 x12. При диаметре нефтепровода 273x18,3 и 219 x12 получается, что структура потока тоже является расслоенной, не изменилась. Структура потока зависит не только от диаметра трубопровода, но и от других факторов, таких как содержание газа в смеси. При применении нефтепроводов с меньшим диаметром, структура потока не меняется. Это доказывает, что эта мера неприменима в этом случае. Несколько других методов теперь могут быть применены:

- использование более долговечных материалов
- внутреннее покрытие трубы

- химический метод (ингибиторы коррозии)

5.6.1 Использование более долговечных материалов

В настоящее время нефтепроводы на месторождении Белый Тигр в основном используются из углеродистых сталей Р-105, Р-110 по стандарту АРІ, в состав которых входят легирующие компоненты: до 0,4 % хрома и никеля, до 0,15 % молибдена, 1,06 % марганца, не более 0,035 % серы и фосфора [1].

Некоторые другие материалы могут быть использованы: композитные материалы, легированные стали. Применение таких материалов в СП остается ограниченным. Главным возражением является более высокая стоимость таких материалов по сравнению с углеродистой сталью. Однако, при использовании композитов есть много преимуществ, которые следует учитывать при долгосрочном планировании.

Преимущества применения композитных труб [6]:

- срок эксплуатации в агрессивных средах – до 20 лет; данное преимущество дает снижение эксплуатационных расходов на защиту от коррозии, расходов на замену вышедших из строя труб;
- гидросопротивление ниже, чем у стальных труб, на 30 %, что позволяет применять трубы меньшего диаметра;
- композитные трубы легче стальных в четыре раза, благодаря чему уменьшаются расходы на транспортировку;
- смолы не задерживаются на гладких стенках композитных трубопроводов; скорость монтажа композитных труб выше, чем стальных, что дает экономию в 15 %.

Сравнение цены и эффективности стали и композитных материалов представлено в следующей таблице 5.6.

Таблице 5.6 – Сравнение эффективности при применении композита и стали [4]

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение показателя	
		Композит на основе полиэтилена PERT	Сталь
Стоимость трубопровода	тыс.руб.	3300	3000
Затраты на строительномонтажные работы	тыс.руб.	3557	5571
Затраты на капитальный ремонт	тыс.руб.	400	500
Интегральный эффект $\mathcal{E}_и$	тыс.руб.	2510	1630
Индекс эффективности	о.е.	1,67	1,19

Показатель интегрального эффекта является критериальным. Проект считается эффективным, если его интегральный эффект $\mathcal{E}_и$ положителен, и неэффективным, если $\mathcal{E}_и$ отрицателен или равен нулю. Лучшим считается вариант с наибольшим интегральным эффектом. Значение показателя индекса эффективности ($ИЭр$), превышающее 1, свидетельствует об эффективности инвестиций [4]. Данные из таблицы 5.6 показывают, что оба являются эффективными, но композиты являются более эффективными.

Из таблицы сравнения показано, что: стоимость композитных материалов выше, чем цены на сталь, но стоимость монтажа стальных труб выше, чем стоимость монтажа труб из композитных материалов. Во время эксплуатации стальная труба будет стоить дороже из-за затрат на ремонт. По общей оценке, эффективность труб из композитных материалов выше, чем у стали. Кроме того, трубы из композитных материалов, которые не требуют покраски и дополнительной защиты и могут эксплуатироваться без ремонта и замены в течение 20–25 лет.

Однако, если используется другой материал, то это будущий проект. Потому что использование труб с другими материалами означает полную замену новых

труб. Если это новый проект, его следует рассмотреть для применения, но в этом случае его необходимо тщательно рассмотреть из-за возникших трудностей, трудностей на местности в море, нарушая процесс транспортировки.

5.6.2 Внутреннее антикоррозионное покрытие трубы

5.6.3 Химический метод

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Нго Ван Нги

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- коэффициент доплат – 15%; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 10%.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	2. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИИ</i>	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение SWOT-анализа проекта
<i>2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета проекта
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности

Перечень графического материала:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Диаграмма Ганта 4. Бюджет затрат на проектирование
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.Э.Н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Нго Ван Нги		29.02.2020

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Месторождение «Белый Тигр» находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует ежегодное уменьшение добычи нефти и рост обводненности продукции, поэтому наблюдается постоянный рост себестоимости добычи нефти.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

6.1 Предпроектный анализ

6.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по

сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и ПВН «Петровьетнам».

В таблице 6.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Бф – продукт проведенной исследовательской работы; Бк1 – СП «Вьетсовпетро»; Бк2 – ПВН «Петровьетнам».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является

конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

Согласно таблице 6.1, у СП «Вьетсовпетро» средний показатель 4,26 выше, чем у конкурентов 3,72. У Vietsopetro есть некоторые критерии, которые являются более конкурентоспособными, чем конкуренты, такие как: количество и качество выхода продукта; предполагаемый срок; энергоемкость процессов эксплуатации. Это преимущества, которые предприятия должны продвигать, чтобы занять свою нишу и увеличить определенную долю рынка. Однако, СП «Вьетсовпетро» имеет недооцененный и более низкий критерий, чем его конкуренты, финансирование научной разработки. Более низкие критерии конкуренции должны быть преодолены, чтобы увеличить конкуренцию с остальными конкурентами.

6.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.

	5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	
Возможности: 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

6.2 Планирование управления научно-техническим проектом

6.2.1 План проекта

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и исполнитель (бакалавр). Составлен перечень этапов и работ, распределены исполнители по видам работ. Этапы и содержание работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 6.3.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества

трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (6.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (6.2)$$

где T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (6.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; ($T_{\text{кал}} = 366$);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; ($T_{\text{вых}} = 104$);

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году. ($T_{\text{пр}} = 15$);

$$k_{\text{кал}} = 366 / (366 - 104 - 15) = 1,48$$

Все рассчитанные значения отражены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ожид}}$, чел-дни			
Составление ТЗ	1	3	2	Руководитель	2	3
Изучение литературы	15	20	17	Исполнитель	17	25
Выбор напр. исслед.	5	10	7	Исполнитель Руководитель	4	5
Календар. план.	1	2	1	Руководитель	1	2
Провед. теор. расч.	15	16	15	Исполнитель	15	23
Провед. экспер.	25	29	27	Исполнитель	27	39

Сопостав. Результаты	4	7	5	Исполнитель Руководитель	5	7
Офор. отчетов	1	3	2	Исполнитель	2	3
Подвед. итогов	3	5	4	Исполнитель Руководитель	4	6
Заключение	2	4	3	Исполнитель	3	4
ИТОГО:					80	117

На основе таблице 6.3 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках выполнения проекта на основе таблице 6.4 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 6.4 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				февр.			Март			апрель			май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление ТЗ	Руководитель	4	■												
2	Изучение литературы	Исполнитель	28	▨	▨	▨										
3	Выбор напр. исслед.	Исполнитель Руководитель	6				▨	■								
4	Календар. план.	Руководитель	4				■									
5	Провед. теор. расч.	Исполнитель	25					▨	▨	▨						
6	Провед. экспер.	Исполнитель	43								▨	▨	▨	▨		
7	Сопостав. Результаты	Исполнитель Руководитель	4												■	
8	Офор. отчетов	Исполнитель	4												▨	
9	Подвед. итогов	Исполнитель Руководитель	8												▨	■
10	Заключение	Исполнитель	5													▨



Исполнитель



Руководитель

6.2.2 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета проводимого исследования используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для выполняемых работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи.

Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расхи}}, \quad (6.5)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

- $N_{\text{расхи}}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);
- Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);
- k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по

доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15–25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы, (Зм), руб.		
		УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2	УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2	УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2
Коррозионной ингибитор	г	36	50	50	80,00	80,00	80,00	3312	4600	4600
Дезэмульгатор	г	45	60	57	70	70	70	3622,5	4830	4588,5
Канцелярские товары(бумага)	шт	4	4	3	2	2	2	9,2	9,2	6,9
Перчатки	шт	2	4	3	24	24	24	55,2	110,4	82,8
Колбы	шт	10	10	9	30	30	30	345	345	310,5
ИТОГО:								7343,9	9894,6	9588,7

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k_p	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _p , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	23264,86	1,3	30244,32	1519,0	16	24304,0
Исполнитель	6976,22			455,5	74	33706,1

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{zn} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (6.6)$$

Где Z_{осн}, Z_{доп} – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата (Z_{осн}) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (6.7)$$

где Z_{осн} – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн. (таблице 6.7);

Z_{дн} – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \times M}{F_d} \quad (6.8)$$

где Z_м – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня M = 11,2 месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней M = 10,4 месяца, 6–дневная неделя;

F_д – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн.(таблице 6.7).

Таблица 6.7– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходные дни –праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (6.9)$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 6.8 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 6.8 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	24304,0	33706,1
Дополнительная зарплата	3645,6	5055,9
Итого по статье $C_{зп}$	27949,5	38762,0

6.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{внеб} = K_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) \quad (6.10)$$

где $k_{внеб} = 30,2\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	27949,5	38762,0
Отчисления на социальные нужды	8384,86	11628,60

6.2.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей} \div 7) \cdot k_{нр} \quad (6.11)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Таблица 6.10 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	УПН	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	7343,9	9894,6	9588,7
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	58010,0		
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	8701,5		

4. Отчисления во внебюджетные фонды	20013,47		
5. Накладные расходы	15051,03	15459,14	15410,20
6. Бюджет затрат НИИ	109120	112079	111724

6.3 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 6.11). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 6.11 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям					
Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
9894,6	58010,0	8701,5	20013,47	15459,14	112078,76
9588,7	58010,0	8701,5	20013,47	15410,20	111723,91

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^{\rho} = \frac{\phi_{\rho i}}{\phi_{\text{мак}}} = \frac{109120}{112078,76} = 0,974 \quad (6.12)$$

$$I_{\phi}^{a1} = \frac{\phi_{\rho i}}{\phi_{\text{мак}}} = \frac{112078,76}{112078,76} = 1 \quad (6.13)$$

$$I_{\phi}^{a2} = \frac{\phi_{\rho i}}{\phi_{\text{мак}}} = \frac{111723,91}{112078,76} = 0,997 \quad (6.14)$$

где I_{ϕ}^{ρ} – интегральный финансовый показатель разработки; $\phi_{\rho i}$ – стоимость i -го варианта исполнения; $\phi_{\text{мак}}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n (a_i \times b_i^a) \quad (6.15)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n (a_i \times b_i^p) \quad (6.16)$$

Где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,35 \quad (6.17)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,8 \quad (6.18)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 3 \times 0,15 = 3,9 \quad (6.19)$$

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{финр}^p$ и аналога $I_{финр}^a$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,35}{0,976} = 4,47 \quad (6.20)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,8}{1} = 4,8 \quad (6.21)$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,9}{0,997} = 3,91 \quad (6.22)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 6.13). Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{4,47}{4,80} = 0,93 \quad (6.23)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{4,47}{3,91} = 1,14 \quad (6.24)$$

где \mathcal{E}_{cp} – сравнительная эффективность проекта; $I_{мэ}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{мэ}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 6.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,976	0,997
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,35	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	4,47	3,91
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,93		1,14

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения потребуется 109120 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 109120 руб., а наибольшая – 112078,76 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Нго Ван Нги

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Предотвращение внутренней коррозии подводного трубопровода на нефтяном месторождении Белый Тигр (Вьетнам)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: подводного трубопровода Область применения: системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении Белый Тигр.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 21958-76. Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования. – ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения. – ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; – отклонения показателей климата на открытом воздухе; – повышенный уровень шума на рабочем месте; Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток. – пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: <ul style="list-style-type: none"> – выброс газа и т.п. – производственные отходы. Гидросфера:

	<ul style="list-style-type: none"> – промышленные и бытовые стоки; – прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков; – аварии во время технологических операций; – разлив нефти на воде т.п. Литосфера: <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение почвы хим. веществами и т.п.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти Наиболее типичная ЧС: пожары и взрывы

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Нго Ван Нги		29.02.2020

7 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Объектом исследования является подводные нефтепроводы, предназначенные для сбора и транспортировки продуктов из скважины. Рабочим местом является платформ на месторождении Белый Тигр на море. Климат температурой воздуха; относительной влажностью воздуха. При эксплуатации средств защиты могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды на человека. Оказывается негативное воздействие на природу. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

В разделе «Социальная ответственность» глубоко проанализированы вопросы производственной безопасности (вредные факторы, опасные факторы), аспекты экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также приводится комплекс правовых и организационных мероприятий, направленных на повышение безопасности.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [25]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство,

обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать ГОСТ 12.2.049-80 [14], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях. Работников необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи спецобуви, одежды и других средств индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для них предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб.

На месторождении «Белый Тигр» действуют следующие нормативные документы СП «Вьетсовпетро»: инструкция по охране труда; инструкция по противопожарной безопасности на объектах.

Разработка, установка, ремонт и использование электрооборудования должны происходить в соответствии с установленной техникой безопасности. Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II.

Режимы труда и отдыха регламентируются графиком работы на вахте, утвержденным работодателем с учетом мнения профсоюзной организации. Дни нахождения в пути к месту работы в рабочее время не включаются.

Производственное оборудование должно соответствовать требованиям технической эстетики. Цвета сигнальные и знаки безопасности.

7.2 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	+	+	+	– Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [15].
2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	– Требования к отклонению показателей климата устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [16].
3. Повышенный уровень шума на рабочем месте		+	+	– Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [17].
4. Электрический ток	+	+	+	– Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [18].
5. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	– Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [19].

7.3 Анализ вредных производственных факторов

7.3.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Таблица 7.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование вещества	Характеристика токсичности	Предельно – допустимая Концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88 [20])
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 – при перекачке; 300 – при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Маслоиндустриально	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Деэмульгатор- Сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм.	40
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании внутрь.	9,6

Безопасность при работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) Работники, производящие сливноналивные операции, должны быть обеспечены: костюмом брезентовым; сапогами кирзовыми; рукавицами брезентовыми; плащом непромокаемым; на наружных работах зимой

дополнительно; курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке; брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

2) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

7.3.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат характеризуется: температурой воздуха; относительной влажностью воздуха; скоростью движения воздуха; интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Отн. Влажность воздуха, %	Скорость движение воздуха, м/с
Холодный (сухой)	От ноября по марту следующего года	22-27	65-68	10-20
Теплый (влажный)	От апреля по октябрю	26-32	87-89	30-60

7.3.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте

При эксплуатации газлифтных скважин наблюдается повышенный уровень шума и вибрации. В результате длительного воздействия шума иммунные реакции

организма и резистентность к инфекционным агентам снижается. Показательным фактором является то, что на местах нефтедобычи уровень заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями выше обычного на 20–50%.

Для снижения шумового фона применяются как коллективные методы, такие как экранирование рабочей зоны и звукоизоляция, так и индивидуальные средства защиты – наушники, вкладыши.

7.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Одним из наиболее опасных факторов при эксплуатации скважин и трубопроводов является электрический ток. Ток является опасным, так как 20 – 100Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть. Выделяют несколько видов электротравм: электрический ожог, металлизация кожи, механические повреждения, электрические знаки. Особую опасность представляют ожоговые травмы. Обычно они появляются в местах контакта с токовым проводником и приводят к кровотечениям и омертвлению тканей. При электроожогах лечение длится дольше в сравнении с термическими травмами, прогноз менее благоприятный. В следствие прохождения электрического тока через тела, мышцы рефлекторно сокращаются. Возможен разрыв кровеносных сосудов, нервов, вывихи и переломы.

Электрические метки появляются, если в области вхождения тока в тело присутствует металлический предмет, например, запонки или ремни. Форма метки может быть различной, но болевых ощущений она не вызывает. Для защиты от поражения электрическим током используют следующие средства защиты:

- коллективные, такие как изоляция проводов, предупреждающие знаки, сигнализация и блокировка, контроль изоляции, заземление, автоматическое отключение;

- индивидуальные средства защиты, например, диэлектрические перчатки, изолирующие подставки, инструменты с изолированными рукоятками.

Возникновение пожара на промысле связано с тем, что при обработке ПЗП, употребляется кислотный раствор на нефтяной базе, а также не исключены возможность воспламенения оборудования (цистерн, автотранспортных средств и т.д.). Образование огневых шаров является одной из особенностей пожара на промысле (горение паровоздушных смесей углеводородов). Время образования огневых шаров колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневых шаров является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, которые воздействуют на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: взрыв; осколки; электрический ток; движущиеся части разрушившихся аппаратов. На взрывопожароопасных объектах план ликвидации возможных аварий (ПЛА) должен быть разработан руководством предприятия. ВПЛА с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по исключению загораний или взрывов, предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером предприятия. Емкости располагаются на палубе корабля на расстоянии не менее 1 метра между собой и

другими грузами. Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

7.5 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромислах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения.

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы. Источниками нефтяного загрязнения водоемов могут стать: промышленные и бытовые стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно СанПин 4630–88 [21], при 20 °С данный показатель не должен превышать 3 мг/л. Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при различных технологических операциях предусматривается подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД, а также создаются очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики).

Защита литосферы. Источниками загрязнения земель являются земляные амбары, шламонакопители и специальные площадки, в которые сбрасываются осадки с резервуаров и очистных сооружений, представляющие отложения тяжелых фракций нефти, парафино-смолистых веществ и всевозможных примесей, насыщенных нефтью, нефтепродуктами и химреагентами, а также твердых минеральных примесей. В этих шламах могут содержаться до 80—85 % нефти, до 50 % механических примесей, до 70 % минеральных солей и до 5% поверхностно-активных веществ.

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами и СНиП 11-01-95 [22]. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых

производством земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 [23]. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На этапе сбора и транспорта нефти могут возникнуть следующие ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти. Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией являются пожары и взрывы.

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов; возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Главная задача при возникновении пожара – его оперативная локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво-пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара;
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

Вывод:

Для данного проведенного исследования выявлены следующие возможные вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; возникновение токсических веществ в рабочей зоне; тяжесть и напряженность физического труда; пожаровзрывоопасность; поражение электрическим током; чрезмерный шум.

Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

Заключение

Коррозионную агрессивность воды характеризуют природа и количество растворенных солей, рН, жесткость воды, содержание кислых газов. Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, структуры потока и количественного соотношения воды и углеводородов в системе.

Пластовая вода месторождения Белый Тигр является хлоркальциевой по классификации Сулина.

Пластовая вода является агрессивной и имеет избыток CO_2 в количестве 2 мг/л.

Прогнозный расчет показал, что индекс насыщения $SI < 0$, то есть соли из воды в подводном трубопроводе выпадать не будут.

Расчет режима течения газожидкостной смеси в трубопроводе показал, что структура потока расслоенная: объемное расходное газосодержание равно 0,502; критерий Фруда равен 0,01. Расслоенная структура потока способствует протеканию коррозии.

Моделирование подводного нефтепровода в программе Unisim Design также показало расслоенный режим течения газожидкостной смеси в трубопроводе.

Такие способы предотвращения коррозии трубопровода как замена действующего трубопровода на трубу меньшего диаметра или на трубу из антикоррозионных материалов практически не возможны.

Поэтому эффективным способом борьбы с коррозией будет использование ингибиторов коррозии: TH-377, CRW 85218, EC 1304A. Эта мера может снизить скорость коррозии в 10 раз. Несмотря на высокую стоимость ингибиторов, этому способу отдано предпочтение на месторождении Белый Тигр.

Список использованной литературы

1. Бушковский А.Л. Коррозионная активность продукции скважин и эффективность защиты нефтегазодобывающего оборудования СП «Вьетсовпетро» / А.Л. Бушковский, А.Н. Иванов, Чан Ван Винь, Ле Конг Туи // Нефтяное хозяйство. –2015. – № 7. – С. 112–115.
2. Савельев В.В. Коррозионная активность попутно добываемых вод морских нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» / В.В. Савельев, И.Н. Чернядьев // Нефтяное хозяйство. –2019. – № 1. – С. 54–56.
3. Hany Mohamed Abd. Corrosion protection of steel pipelines against CO₂ corrosion / Hany Mohamed Abd El-Lateef, Vagif Maharram Abbasov, Leylufer Imran Aliyeva and Teuyub Allahverdi Ismayilov // Chemistry Journal. – 2012 – №02 –С.52-63.
4. Смородова О.В. Эффективность композитных трубопроводов для газотранспортных систем / О.В. Смородова, С.Н. Костарева, И.Р. Байков, Л.Р. Башарова // Нефтяное хозяйство. –2019. – № 1. – С. 201–217.
5. Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry // Technion (Israeli Institute of Technology), Haifa, Israel Israeli Society of Chemical Engineers & Chemists // Koroze a ochrana materiálu –2017. – С100-117.
6. Волков А.С. Применение композитных трубопроводов в нефтяных компаниях / А.С. Волков // OilGas conference – 2017 – № 5. – С. 44–47.
7. Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation // Lekan Taofeek Popoola, Alhaji Shehu Grema, Ganiyu Kayode Latinwo, Babagana Gutti and Adebori Saheed Balogun // Intenational Journal of Industrial Chemistry – 2013.
8. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения Белый Тигр. – Изд-во СП Вьетсовпетро, 2013.– 236 с.
9. Ингибиторы в нефтегазовой промышленности [электронный ресурс] / ООО «Трансэнергострой» // URL: <http://transenergostroy.ru/company/about.html>

10. Pipeline Internal Corrosion [электронный ресурс] / OILFIELDWIKI // URL: http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Pipeline_Internal_Corrosion
11. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Курс лекций – ТПУ, 2000. – С.21.
12. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
13. Corrosion inhibitor, well, pipeline, and method for forming anticorrosion film [электронный ресурс] / FPO Driving ip forward // URL: <http://www.freepatentsonline.com/y2019/0203361.html> .
14. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. –39с.
15. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – М.: Министерство юстиции Российской Федерации, 2018. – 170с.
16. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений – М.: Минздрав России, 2001. –20с.
17. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности – М.: Стандартиформ, 2015. – 50с.
18. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – М.: Стандартиформ, 2013. – 20с.
19. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности – М.: Министра нефтяной промышленности, 1987. – 154с
20. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89) – М.: Стандартиформ, 2008. – 50с.
21. СанПин 4630-88 Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения. – М.: Министерство здравоохранения СССР, 1988 – 59с.

22. СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений – М.: Минстрой России, 1995. – 10с.
23. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель – М.: Стандартиформ, 1984. – 11с.
24. ГОСТ Р ИСО 6385-2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем – М.: Стандартиформ, 2017–29с.
25. Модульные операции Unisim Design. – Изд-во Aspentech, 2006.– 752 с.