

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

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление – 21.04.01
Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Магистерская диссертация

Тема работы
ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПОДВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ (ВЬЕТНАМ)

УДК 622.692.4(204.1):665.613.22(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Нгуен Бао Тоан		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление – 21.04.01
 Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Нгуен Бао Тоан

Тема работы:

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПОДВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ (ВЬЕТНАМ)	
Утверждена приказом директора	№ 1396/с от 01.03.2018 г.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	22 мая 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической информации, физико-химических свойств флюида и состояния разработки по нефтяному месторождению «Золотой Тунец»; характеристика подводного трубопровода и установки первичной подготовки нефти на платформе; методика по программе HYSYS; тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1 Причины и условия кристаллизации парафинов при трубопроводном транспорте парафинистой нефти 2 Методы предотвращения парафиновых отложений в трубопроводах 3 Постановка задачи исследования 4 Объект и методы исследования 5 Исследование влияния условий и рабочих

	<p>параметров нефтепровода на образование парафиновых отложений при промышленном транспорте нефти</p> <p>6 Результаты и их обсуждение</p> <p>7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</p> <p>8 Социальная ответственность;</p> <p>Заключение</p> <p>Перечень публикаций студента</p> <p>Перечень использованных источников</p>
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор о месторождении Золотой Тунец 2. Объект исследования – подводный промысловый трубопровод «Золотой Тунец – Белый Тигр» 3. Установка первичной подготовки нефти на центральной технологической платформе №3 4. Свойства пластовой нефти Золотой Тунец 5. Прогнозирование образования парафинового отложения 6. Влияние факторов на коэффициент телепередачи U 7. Адекватность модели нефти Золотой Тунец 8. Моделирующая схема промышленного транспорта и подготовки нефти 9. Образование отложений при транспорте сырой нефти месторождения Золотой Тунец 10. Исследование влияния рабочих параметров нефтепровода на образование отложений 11. Определение главного изоляционного слоя в конструкции покрытий 12. Исследование осаждения парафинов при применении различных изоляционных слоев 13. Выбор способа предотвращения образования отложений

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б.
«Социальная ответственность»	Абраменко Н.С.

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Нгуен Бао Тоан		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 32 рис., 25 табл., 35 источника.

Ключевые слова: месторождение, парафиновое отложение, подводный промысловый трубопровод, теплоизоляция, коэффициент теплопередачи, рабочие параметры, технологическая схема, моделирование, HYSYS

Объектом исследования является подводный промысловый нефтепровод «Золотой Тунец – Белый Тигр» (Вьетнам).

Целью работы является поиск наиболее эффективного способа предотвращения образования отложений парафинов при промышленном транспорте товарной нефти месторождения Золотой Тунец до места первичной промышленной подготовки нефти и газа.

В процессе исследования проводился анализ влияющих факторов на коэффициент теплопередачи, моделирование процесса предотвращения отложений в межпромысловом трубопроводе в среде программы HYSYS; анализ образования отложений при транспорте сырой нефти при текущих условиях; исследование влияния условий, рабочих параметров нефтепровода и конструкции теплоизоляции на толщину отложений.

В результате исследования изучены влияние факторов на коэффициент теплопередачи, создана моделирующая схема подготовки и промышленного транспорта парафинистой нефти, рассмотрены влияния условий и рабочих параметров нефтепровода на образование парафина, подобрана изоляция для увеличения межочистного периода межпромыслового трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: теплоизоляция из пенополиуретана толщиной 37 мм, из пенополистирена толщиной 24 мм, комбинация подземной прокладки и теплоизоляции из пенополистирена толщиной 19,22 мм предотвращает полностью образование отложений парафинов.

Степень внедрения: работа носит поисковый характер.

Область применения: на морских месторождениях Вьетнама.

Экономическая эффективность: увеличение толщины пенополиуретана на 11,79 мм является самой выгодной в течение 7 лет эксплуатации трубопровода. Экономическая эффективность составляет 46740397 рублей за 7 лет.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ПРИЧИНЫ И УСЛОВИЯ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ.....	10
2 МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ.....	15
3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	21
4 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	
4.1 Геологическая характеристика месторождения	
4.2 Физико-химические свойства флюида (нефть, вода, газа)	
4.3 Состояние разработки месторождения Золотой Тунец	
4.4 Характеристика системы подводного трубопровода для сбора скважинной продукции и условий транспорта сырой нефти	
4.5 Характеристика установки первичной подготовки нефти на платформе	
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ И РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ	22
5.1 Прогнозирование образования парафинового отложения.....	22
5.2 Исследование зависимости коэффициент телепередачи от толщины отложения.....	24
5.2 Моделирование технологической схемы.....	37
5.2.1 Оценка адекватности модели нефти.....	37
5.2.2 Моделирование технологической схемы транспорта нефти и установки подготовки «Золотой Тунец – Белый Тигр».....	38
5.2.3 Образования отложений при транспорте сырой нефти месторождения Золотой Тунец.....	39
5.3 Исследование рабочих параметров нефтепровода на образование отложений.....	40
5.4 Исследование изоляционных покрытий нефтепровода на образование парафинового отложений.....	43
5.4.1 Определение главного изоляционного слоя в конструкции покрытий.....	43
5.4.2 Исследование осаждения парафинов при изменении толщины изоляционных слоев.....	44
5.4.3 Исследование осаждения парафинов при применении различных изоляционных слоев.....	45
5.4.4 Определение оптимального значения $U_{сумма}$	46
6. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ.....	48
6.1 Выбор способа предотвращения образования отложений в подводном промысловом нефтепроводе.....	48
6.2 Оценка технологической эффективности способов предотвращения осложнений.....	53

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ	54
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	80
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	82
Приложения А	85
Методика HYSYS по моделированию парафинового отложения.....	85

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большие нефтяные месторождения Вьетнама, такие как Белый Тигр, Дракон, Черный Лев, Золотой Лев и другие, находятся в завершающей стадии. Эксплуатация нефти и газа во Вьетнаме сталкивается со многими трудностями. Вследствие выработки активных запасов структура остальных запасов таких месторождений ухудшается, что вызывает падение темпа добычи, увеличение обводненности скважинной продукции. Добыча нефти поддерживается на определенном уровне только за счет эксплуатации скважин старого фонда.

В текущем контексте наряду с разведкой и добычей нефти из новых месторождений других бассейнов, таких как Фу-Хань, Шонг-Хонг, эксплуатация небольших месторождений-сателлитов существующего бассейна Кы-Лонг также способствует увеличению общей добычи нефти. Например, Золотой Тунец, Южный Дракон, Белый Медведь, Белый Заяц и т.д.

Выбор подходящего варианта эксплуатации таких месторождений зависит от условий географии, геологии и условий добычи на каждом конкретном месторождении.

Для автономной эксплуатации флюиды подготавливаются и обрабатываются непосредственно на платформе, нефть переносится в танкер для хранения и продажи, часть газа используется для газлифта, а другая часть – сжигается из-за отсутствия оборудования сбора и транспортировки к берегу.

Для совместной эксплуатации возможно подключение к технологической системе сбора на другом ближайшем месторождении. Этот вариант обеспечивает экономическую эффективность при низких инвестиционных затратах, одновременно попутный газ собирается и транспортируется на берег, есть возможность использования избыточной мощности настоящей системы.

Однако эксплуатация при подключении к технологической системе сбора также сталкивалась с определенными трудностями, такими как: транспортировка продуктов с низким расходом, осаждение парафина из-за его высокого содержания в нефти, нестабильность при транспортировке смеси нефти и газа. Это влияет на скорость потока; давление, рабочий режим сепаратора в приемной установке. Также необходимо предусмотреть строительство трубопроводов для сбора добываемой продукции, газлифта и ППД; и повышенное давление на устье скважин.

Для месторождения Золотой Тунец использование подводного трубопровода для транспортировки флюида на переработку на технологической центральной платформе Белый Тигр является лучшим вариантом. Это первое месторождение, которое подключено к существующим объектам сбора и подготовки. Трудности при подключении – низкая температура морского дна, расход транспортировки около 1000-3500 тонн/сутки, неустойчивое состояние потока при транспортировке нефтегазовой смеси, высокая вязкость нефти и температура застывания 36°C, содержание парафинов колеблется от 19–27%.

Актуальность работы определяется текущей ситуацией в вовлечении в разработку новых малых месторождений Вьетнама, нефти которых имеет высокую температуру начала кристаллизации парафина и температуру застывания - осложнение добычи, сбора и подготовки, что приводит к потерям в добыче, возрастанию энергетических затрат, капитальных и эксплуатационных расходов.

Работа посвящена поиску путей предотвращения отложений парафинов при промысловом транспорте парафинистой нефти одного из месторождения Золотой Тунец с помощью моделирующей схемы образования отложений в трубопроводе, разработанной в среде моделирующей программы Aspen HYSYS.

1 ПРИЧИНЫ И УСЛОВИЯ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ПАРАФИНистой НЕФТИ

Сырая нефть представляет собой сложную смесь углеводородов, состоящую из ароматических соединений, парафинов, нафтенов, смол, асфальтенов, меркаптанов и т.д. Парафиновое отложение контролируется температурным условием. При снижении температуры системы, растворенные парафины начинают выходить из раствора и становиться твердое состояние. Парафиновое отложение образуется на стенку трубопровода, где температурный градиент достиг на самом высоком уровне. Внутренний диаметр трубопровода будет уменьшаться при осаждении парафина, что приведет к более сильному падению давления. Проблемы осаждения парафина могут стать настолько серьезными, что весь трубопровод может быть полностью заблокирован. Это будет стоить миллионы долларов для устранения проблемы.

1.1 Причины кристаллизации парафинов при транспорте нефти

При транспортировании нефти по трубопроводу протекают следующие процессы. Нефть поступает в трубопровод и контактирует с охлажденной металлической поверхностью. При этом возникает градиент температур, направленный перпендикулярно охлажденной поверхности к центру потока. За счет турбулизации потока температура нефти в объеме снижается. При этом параллельно протекают два процесса [1]:

- выделение кристаллов n-алканов на холодной поверхности;
- кристаллизация n-алканов в объеме нефти.

Практически важным является не само по себе выделение парафинов, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению теплопередачи. Такие отложения формируются при соблюдении ряда условий [1]:

- наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда;
- снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы;

– наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Свойства парафиновой нефти характеризуются температурой помутнения и застывания. Температура помутнения показывает точку, в которой парафин сначала заметно выходит из раствора. Температурой застывания называется такая температура, при которой нефтепродукт теряет свою подвижность в строго стандартных условиях испытания.

Ключом к прогнозированию осаждения парафина является точный анализ концентрации нормальных парафинов в образце нефти, который проводится с использованием метода высокотемпературной газовой хроматографии. Данные о составе парафинов используются для построения термодинамической модели для прогнозирования скоростей осаждения парафина, а также для прогнозирования температуры помутнения и застывания. Термодинамическая модель может быть объединена с моделью потока с использованием программного обеспечения, такого как HYSYS, PIPESIM или OLGA, для прогнозирования места осаждения парафина, его скорость и частота применения скребков.

В дополнение к свойству парафинового отложения, образование достаточного количества твердых частиц приводит к «гелю» при достаточно низкой температуре во время закрытия системы. Из-за очень высокой вязкости гелеобразной нефти, трудно или даже невозможно перезапустить поток в работу.

1.2 Механизм

Были проведены обширные исследования, чтобы попытаться понять и смоделировать процесс осаждения парафина, который представляет собой сложную проблему, связанную с динамикой жидкости, переносом массы, тепла и термодинамикой [2,3,4,5]. Широко признано, что молекулярная диффузия парафина является одним из доминирующих механизмов осаждения. Независимо от того, являются ли броуновские движения, гравитационное осаждение и дисперсия сдвига, играют важную роль в осаждении парафина, все еще остается предметом исследования.

а Молекулярная диффузия

Когда парафиновая нефть течет в подводном трубопроводе, температура в центре трубопровода является самой горячей, а температура на стенке трубопровода является самой холодной, что приводит к радиальному температурному профилю. Так как растворимость парафина в нефти является убывающей функцией температуры, когда температура ниже точки помутнения, кристаллы парафина выйдут из потока. Таким образом, радиальный градиент температуры будет давать градиент концентрации парафина в нефти. И наименьшая концентрация парафина будет располагаться около стенки трубопровода. Таким образом, градиент концентрации приводит к массопереносу парафина от центра к стенке трубопровода путем молекулярной диффузии. Массовый перенос парафина можно описать по закону Фика следующим образом [2,3]:

$$\frac{dm_w}{dt_w} = \rho_w D_w A_d \frac{dC_w}{dr} \quad (1)$$

где:

m_w – масса осажденного парафина на стенке трубопровода, кг

t_w – время, с

ρ_w – плотность осажденного парафина, кг/м³

D_w – коэффициента диффузия, м²/с

A_d – площадь осаждения, м²

C_w – объемная концентрации парафина в жидком нефти, %

r – радиус трубопровода, м

Коэффициент диффузии выражен как функция вязкость нефти:

$$D_w = \frac{K_w}{\nu} \quad (2)$$

где:

K_w — констант

ν – динамическая вязкость нефти, Па.с

Константа K_w в уравнении (2) часто корректируется для сопоставления смоделированных скоростей осаждения с экспериментальными данными.

б Другие предлагаемые механизмы

Существует несколько механизмов осаждения парафина, которые не получили широкого распространения, на пример: Броуновская диффузия, дисперсия сдвига и гравитационное осаждение.

Как только температура будет ниже точки помутнения, кристаллы парафина выпадут из раствора и будут суспендированы в нефти. Кристаллы взвешенного парафина будут сталкиваться друг с другом и с молекулами нефти из-за Броуновского движения. Из-за градиента концентрации парафина, эффект Броуновских движений заключается в транспортировке кристаллов парафина в сторону уменьшения концентрации. Таким образом, предполагается, что осаждение парафина может происходить из-за Броуновской диффузии кристаллов парафина. Но довольно много существующих моделей осаждения парафина не учитывают Броуновскую диффузию

Гравитационное осаждение – один из возможных механизмов осаждения парафина. Оно основывается на аргументе о том, что кристаллы парафина имеют тенденцию плотнее нефти. И кристаллы парафина оседают в гравитационном поле и осаждаются на дне трубопровода. Но эксперименты с горизонтальными и вертикальными потоками показали, что не было разницы в количестве осажденного парафина. Таким образом, насколько значительна роль гравитации для осаждения парафина еще не ясно.

Вайнгартен и Эухнер сообщили о возможном осаждении парафина дисперсией сдвига. Они утверждали, что дисперсия сдвига сыграла роль в осаждении парафина главным образом в ламинарном потоке и предложили следующее уравнение для скорости осаждения [6].

$$\frac{dm_s}{dt} = k_w C_s A_d \gamma \quad (3)$$

где:

m_s – масса осажденного парафина из-за дисперсии сдвига, кг

k_w – констант

C_s – концентрация твердого парафина на стенке трубопровода, %

A_d – площадь осаждения, м²

γ – скорость сдвига, м/с

Но в [2] провели эксперименты с нулевым потоком тепла через стенку трубопроводе (таким образом, не было молекулярной диффузии) и не показали осаждения парафина из-за дисперсии сдвига. Это значит, дисперсия сдвига не способствует осаждению парафина.

2 МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ

В связи с этим борьба с парафинизацией должна быть основана на сочетании мероприятий по удалению уже имеющихся отложений и мерах по предотвращению или снижению отложений парафина. Методы борьбы, связанные с образованием и отложением парафина на технологическом оборудовании и трубопроводах системы сбора и транспорта углеводородного сырья, делятся на следующие способы:

- тепловые методы борьбы;
- механическими скребками;
- химические методы борьбы.

2.1 Теплоизоляция

Для предотвращения парафинового отложения подводного трубопровода наиболее широко используется метод теплоизоляционных покрытий. Данный метод состоит в покрытии слоя теплоизоляции для поддержания температуры потока всюду вдоль трубопровода над температурой начала кристаллизации парафина во время транспорта.

Во время остановки поток жидкости внутри трубопровода будет охлаждаться со временем и в конечном итоге достигнет температуры морской воды. Как только трубопровод остынет до температуры морской воды, градиент температуры между объемной жидкостью и стенкой трубопровода отсутствует, кристаллы парафина не будут осаждаться. Во время переходного периода включения температура жидкости может быть ниже, чем температура начала кристаллизации парафина, и некоторый парафина будет осаждаться на стенку трубопровода. Поскольку короткое время и медленный процесс, количество осажденного парафина будет очень маленьким.

Обычно используется температуру начала кристаллизации парафина мертвого нефти для расчета конструкции изоляции. Если конструкция изоляции подводного трубопровода удовлетворяет требованиям к предотвращению образования парафинового отложения, она также будет удовлетворять требованиям к предотвращению образования гидрата (обычно температура образования гидрата меньше температуры начала кристаллизации парафина).

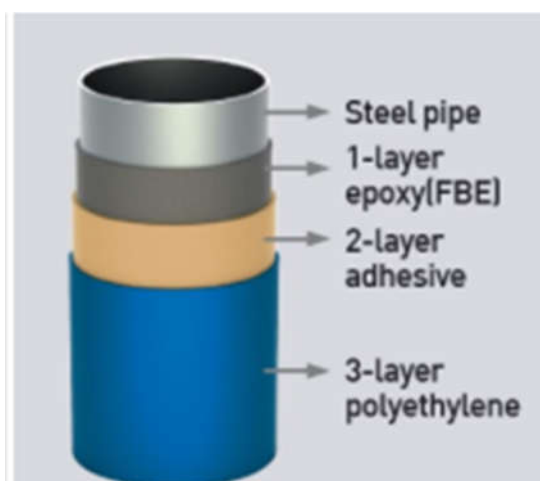


Рисунок 2.1 – Конструкция изоляции трубопровода с Полипропиленом

Выбор материалов изоляции на основе расчета теплообмена между флюидом и окружающей средой (или конкретно на основе коэффициента теплопередачи). При этом учитывает 2 вида теплопередачи: теплопроводность и конвекция. Конвекция происходит где внутренняя поверхность трубопровода контактирует с транспортируемой жидкостью. Она может также возникать на внешнем трубопроводе, если окружающие ветер или токи способствуют охлаждению или нагреву. Теплопроводность - это когда тепло переносится через стенку трубы, грязнёные слои, слои изоляции. Средняя теплопередача через поверхность, может быть выражена как [7]:

$$Q = UA\Delta T \quad (4)$$

где: Q [Вт] – средняя теплопередача, U – коэффициент теплопередачи [Вт/(м²С)], A – площадь поверхности [м²] и ΔT – разность температур между внутренней и внешней поверхностями [К].

Таблица 2.1 – Значение теплопроводность материалов [7]

Материалы	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м.К)
Полипропилен	0,13
Полиэтилен	0,20
Полиуретан	0,07

Полипропилен, полиэтилен и полиуретан являются тремя основными материалами, широко используемыми в промышленности для изоляции трубопроводов. Особенно PU Фоам используются в глубоководных применениях. Их

теплопроводность приведена в таблице 2.1. На рисунке 2.1 показан трубопровод с изоляционными слоями FBE, Adhesive и полипропиленом.

«Трубопровод в трубопроводе» – входит в методе «теплоизоляции». Изоляция «трубопровода в трубопроводе» может применять для добычи флюида от месторождения высокого давления/высокой температуры (выше 150°C) в глубоководных условиях [8]. Пространство между трубопроводами может быть заполнено различными типами изоляционных материалов, таких как пена, гель, инертный газ или вакуум. При определенных условиях трубопроводные системы могут рассматриваться в рамках обычных однетрубных систем.

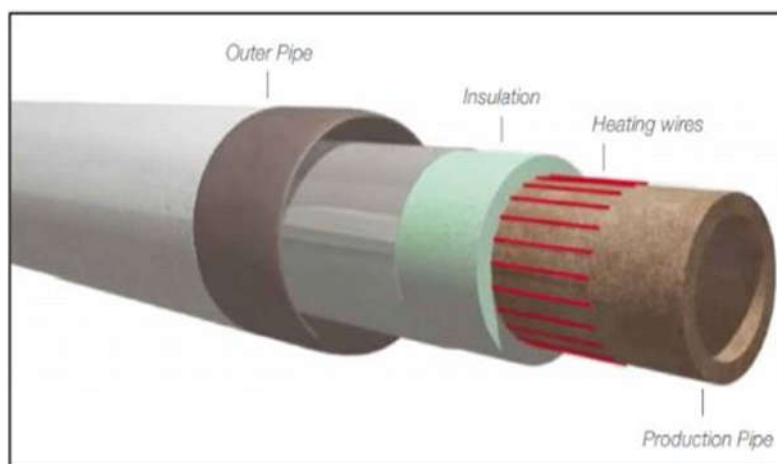


Рисунок 2.2 – Конструкция «трубопровод в трубопроводе»

Такая система устанавливается со значительной затратой по сравнению с другими методами. Нужно учитывать на затрат расположенный материал/вещество во пространстве и дополнительной стали для несущего трубопровода [9]. Несущий трубопровод может содержать несколько элементных линий: главный трубопровод транспорта, линия управления, силовые кабели, линии гликоля и т. д (рисунок 2.2).

Комбинация наземной прокладки и применение пеной изоляции, гелем или инертным газом в пространстве обычно дешевле, чем только индивидуальная изоляция трубопровода.

2.2 Механический метод: очистки со скребком. (Pigging)

Другим популярным методом предотвращения образования парафинового отложения является регулярное применение скребков для удаления осажденного парафина из стенок трубопровода. Для некоторых подводных трубопроводов, особенно для экспортных линий, применение скребков обычно является основной стратегией

управления парафином. Существует множество видов скребков, таких как простые шары, пенные и умные скребки (рис. 2.3).

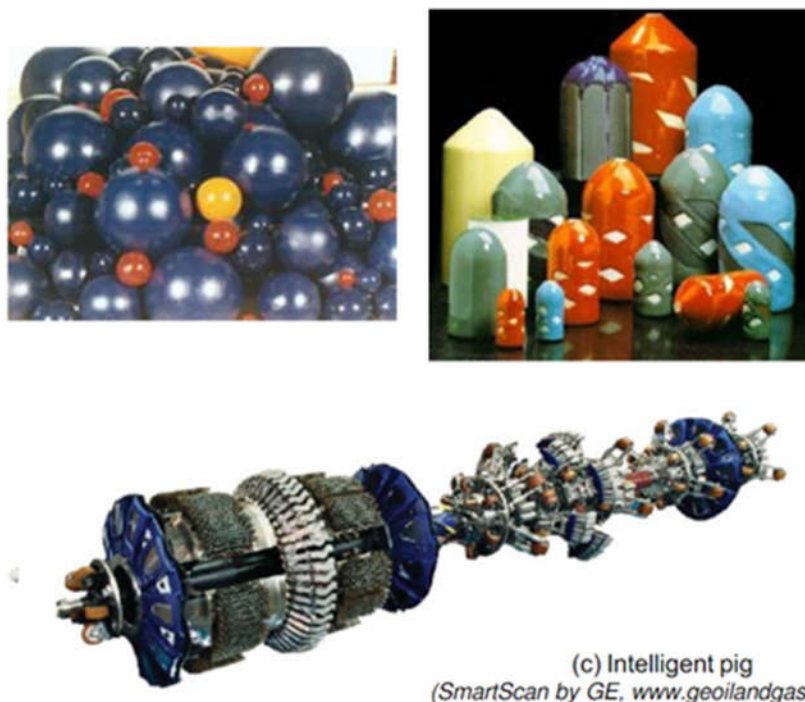


Рисунок 2.3 – Виды скребков для удаления парафинового отложения [7]

а – шары скребки, б – пенные скребки, в – умные скребки

Скребки отправляют в трубопровод из пусковой установки для скребков и подталкивают сырой нефтью, любыми другими жидкостями или газом. Скребки механически очищают парафина от стенки трубопровода и откладывают его обратно в поток флюида перед скребком (рис. 2.4).

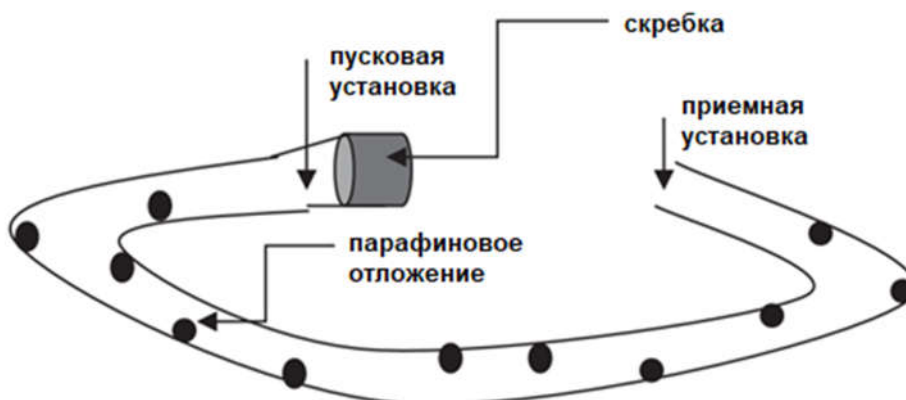


Рисунок 2.4 – Схема очистки трубопровода скребком

Регулярно запланированная программа по работе скребки очень важна для успеха операций очистки парафинового отложения. Если такая операция не назначена

достаточно часто, много парафина слишком может осаждаться на стенку трубопровода. Во время следующей операции скребки может застревать внутри трубопроводе из-за избыточного количества парафина перед ним. Запланированная программа будет разработана на основе модели образования парафина и будет точно адаптирована.

2.3 Химические реагенты

Химические методы борьбы с образованием отложений, основанные на применении специальных химических реагентов, являются эффективными и действенными, так как позволяют осуществлять защиту всего технологического оборудования месторождения, включая систему внутрипромыслового сбора и транспорта углеводородного сырья.

Реагенты и их композиции, можно разделить на две большие группы — растворители (удалители) и ингибиторы АСПО. Как правило, на практике применяются оба метода, которые дополняют друг друга.

Назначение первых состоит в удалении АСПО в растворённом или диспергированном состоянии с поверхности труб и оборудования. Ассортимент удалителей и растворителей можно разделить на несколько классификационных групп:

- индивидуальные органические растворители (толуол, сернистый углерод, дихлорпропан);
- растворители природного характера (газоконденсат, газовый бензин, пироконденсат);
- смесь органических соединений одного или различных классов, полученных в процессе переработки углеводородов (лёгкая нефть, керосиновая фракция, уайтспирит, абсорбент, нефтяной сольвент);
- органические смеси с добавками поверхностноактивных веществ (ПАВ);
- композиции-смеси химических и нефтехимических продуктов;
- удалители на водной основе и многокомпонентные смеси.

Для предотвращения АСПО применяют реагенты-ингибиторы, в основе действия которых лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твёрдой поверхностью.

Ингибиторы АСПО подразделяются на [10]:

- смачивающие (образуют на поверхностях труб и оборудования гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина, создавая условия для их выноса потоком жидкости),
- модифицирующие (взаимодействуют с молекулами парафина, ослабляя процесс укрупнения кристаллов),
- депрессаторы (адсорбируются на кристаллах парафина, затрудняя их способность к агрегации и накоплению) и
- диспергаторы (обеспечивают повышение теплопроводности нефти и, следовательно, замедляют процессы кристаллизации отложений).

Wang протестировали восемь различных коммерческих ингибиторов парафина и обнаружили, что все ингибиторы эффективно уменьшают общее количество осаждения парафина путем снижения WAT [11]. Но ингибиторы могли только эффективно уменьшать осаждение низкомолекулярного парафина (C_{34} и ниже) и мало влияли на осаждение высокомолекулярного парафина (C_{35} – C_{44}). Он утверждал, что хотя общее количество образовавшегося парафина было уменьшено, абсолютное количество высокомолекулярного парафина было увеличено. Таким образом, чистый эффект многих коммерческих ингибиторов парафина заключается в уменьшении образования высокомолекулярного парафина, которого будет сложнее удалить.

С парафиновой нефтью, когда температура понижается, парафина постепенно кристаллизуется в виде игл и тонких пластин. При дальнейшей кристаллизации эти иглы и тонкие пластины превращаются в 3-мерные сети и вызывают застывание сырой нефти [12]. Химические ингибиторы конкретных полимеров и поверхностно-активных веществ могут предотвратить образование этих сетей за счет замедления роста кристаллов парафина. В результате образуется множество мелких кристаллов. Таким образом, путем изменения кристаллической структуры способность к развитию кристаллов парафина уменьшается, а также снижается температура застывания сырой нефти.

Несмотря на применение специального оборудования и высокую стоимость реагентов, химические методы борьбы с АСПО зарекомендовали себя как весьма эффективные.

3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является подводный промысловый нефтепровод «Золотой Тунец - Белый Тигр» (Вьетнам).

Целью работы является предотвращение образования отложений парафинов при промышленном транспорте товарной нефти месторождения Золотой Тунец до места первичной промышленной подготовки нефти/газ и пункта сдачи.

Задачи исследования включают:

- моделирование существующего промыслового подводного трубопровода для доставки сырой нефти месторождения Золотой тунец на центральную морскую платформу месторождения Белый Тигр в среде моделирующей программы Aspen HYSYS®;
- анализ образования отложений при транспорте сырой нефти месторождения Золотой тунец при текущих условиях и рабочих параметрах нефтепровода (на модели);
- исследование влияния условий и рабочих параметров нефтепровода на образование отложений (расход, давление, температура газожидкостного потока, тип и толщина изоляции);
- выбор способа предотвращения образования отложений в подводном промышленном нефтепроводе.
- оценка технологической и экономической эффективности предлагаемой технологии защиты промыслового трубопровода от отложений.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовались текстовый редактор Microsoft Word, электронные таблицы Microsoft Excel, а также результаты анализировались в программных продуктах HYSYS, PVTsim. Далее финансовая эффективность была рассчитана с помощью программы Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

5. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ И РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

5.1 Прогнозирование образования парафинового отложения

Для прогнозирования места образования парафинового отложения применяется фазовая диаграмма нефти с помощью программного обеспечения PVTsim. Программа PVTsim обеспечивает визуальное представление о предполагаемом существовании осаждения парафина в процессе добычи и транспорта. Для этого программа PVTsim применяет некоторые уравнения состояния: Peng-Robinson (PR) и Soave-Redlich-Kwong (SRK), PC-SAFT EoS, GERG-2008 EoS и т.д. Выбор уравнения состояния зависит от типа флюида [22].

На основе начального ввода данных (компоненты, уравнение состояния, вязкость, содержание парафина) программа PVTsim дает температуру начала кристаллизации парафина около 50–52°C. Этот результат совпадает с экспериментальными результатами с помощью вискозиметра (таблица 4.3).

Таблица 5.1 – Динамика температур и давлений пластового флюида

	Пласт	Скважина	Сепаратор
Температура, оС	135-150	85-95	20–60
Давление, МПа	20-25МПа	3,5-6	2,5

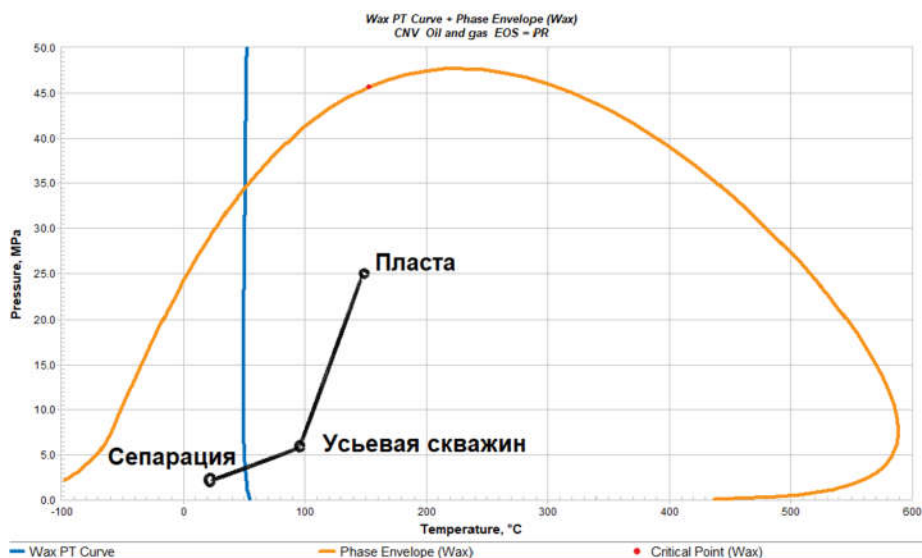


Рисунок 5.1 – Фазовая диаграмма для нефти «Золотой Тунец»

Можно видеть, что парафин не образуется в скважине, а образуется в межпромысловом трубопроводе (рисунок 5.1).

Анализ данных по давлению и температуре нефти на платформе «Золотой Тунец» от объема добычи нефти в течение первого года (с 30/8/2008 до 31/08/2009)[17].

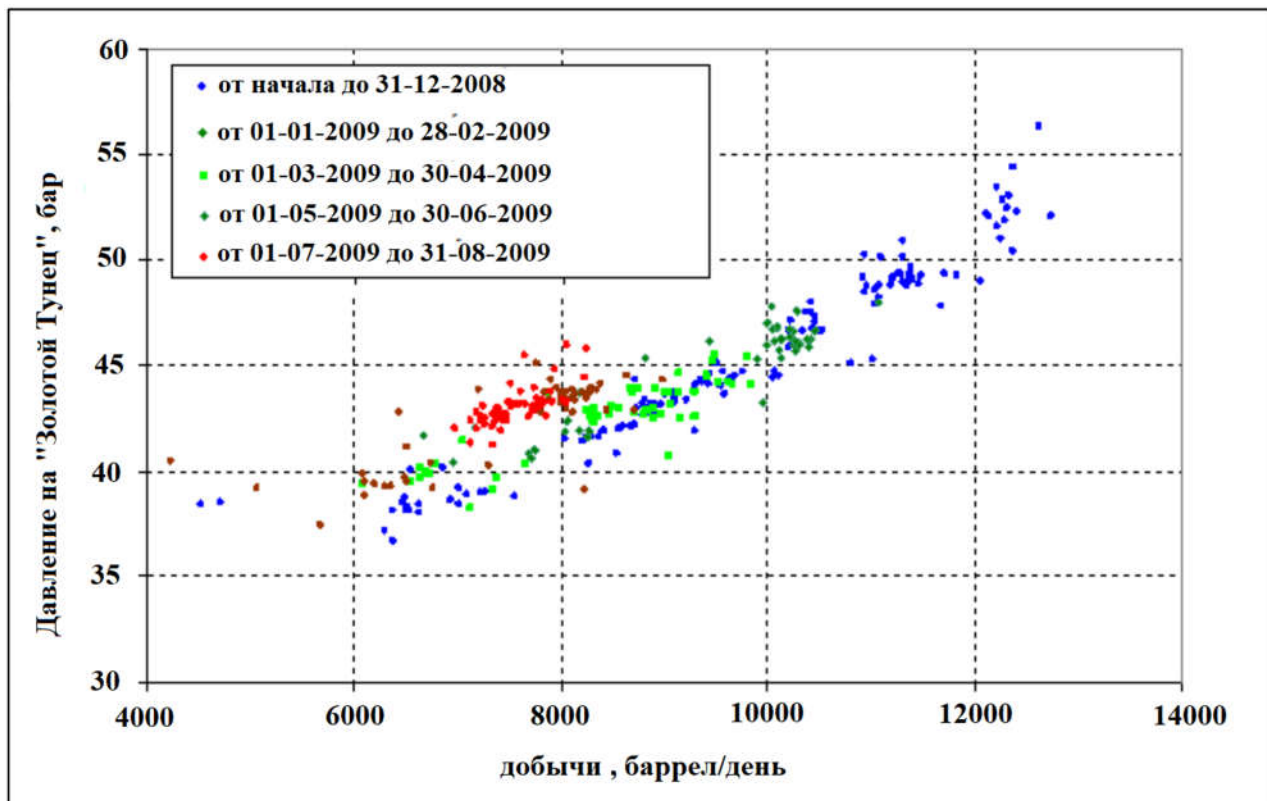


Рисунок 5.2 – Зависимость давления на платформе «Золотой Тунец» от добычи нефти

На основе рисунка, показывающего зависимость между добычей и давлением в трубопроводе «Золотой Тунец – Белый Тигр» в различных периодах, мы заметили, что:

- Связь добычи и давления в первые три периода с момента открытия скважин до 30 апреля 2009 года представлена в виде параболической кривой, потери давления остаются постоянными с течением времени.

- Но в последние два периода с 01-05-2009 по 31-08-2009 давление увеличилось на 1,5-2 бар по сравнению с первыми тремя периодами.

Это объясняется тем, что началось формирование отложений в трубопроводе. Парафин осаждается на стенки трубопровода. Это приводит к уменьшению диаметра трубопровода и увеличению потерь давления на трение.

5.2 Исследование зависимости коэффициент теппередачи от толщины отложения

5.2.1 Кристаллическая структура парафина с жидкостной компонентой – нефтью

Когда кристаллы парафина осаждаются на стенке трубы, они образуют изолирующий слой, который уменьшает теплопередачу между нефтью и морской водой. Слой будет становиться более толстым со временем.

Широко распространено мнение, что на стенке трубопровода образуется структура осажденных кристаллов парафина с нефтью при соответствующих условиях. Содержание нефти в структуре может достигать 90%. Количество нефти в структуре зависит от того, насколько быстро кристаллы парафина охлаждаются. Быстрое охлаждение приводит к образованию структуры кристаллов парафина с высоким содержанием нефти, а более медленное охлаждение – с меньшим содержанием нефти. Содержащаяся нефть в структуре еще зависит от движущей силы, скорости потока и старения отложения [3].

Парафиновое отложение накапливается в непрерывной фазе твердых парафинов и прерывистой фазе нефти (рис 5.3.).



Рисунок 5.3 – Пористая структура кристаллов парафина

В ходе исследования в первую очередь нужно определить теплопроводность данного изоляционного слоя.

Модели эффективной теплопроводности структуры осажденный парафин–нефть

Существуют разные модели для двухфазных сред с различной теплопроводностью. Эти модели часто основаны на существующих научных принципах или путем адаптации уравнений к экспериментальным результатам [23]. На рисунке 5.4 показаны теоретические и численные результаты эффективной теплопроводности в диапазоне V_2 для двухфазного композита.

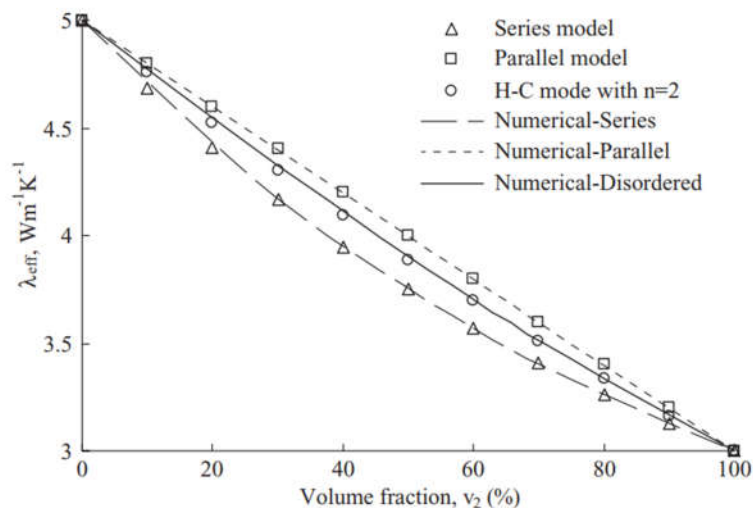


Рисунок 5.4 – Зависимость эффективной теплопроводности от содержания участвующего второго компонента (нефти)

Модель Максвелла-Оклена – классической моделью прогнозирования теплопроводности пористой среды, состоящей из непрерывной и разрывной фазы [24]. В данной работе применим эту модель. Значение эффективной теплопроводности зависит от трех параметров: теплопроводность нефти – k_{oil} , теплопроводность парафина – k_{wax} , количество входящей нефти в структуре – V_{oil} . Расчетная формула:

$$k_{avg} = k_{wax} \left[\frac{2k_{wax} + k_{oil} - 2(k_{wax} - k_{oil})V_{oil}}{2k_{wax} + k_{oil} + (k_{wax} - k_{oil})V_{oil}} \right] \quad (5)$$

5.2.2 Расчетная часть

Идея заключается в исследовании изменении общего коэффициента теплопередачи U при различных значениях толщины парафинового отложения. Кроме этого, Далее рассматриваем температурный профиль.

Общий коэффициент теплопередачи U зависит от коэффициентов теплоотдачи, термического сопротивления стенки и загрязнений. Общий коэффициент теплопередачи U может быть рассчитан с использованием уравнения Фурье для передачи тепла через параллельные слои. Сумма сопротивления теплопередачи, являющаяся обратной величине U . Расчетная формула [25]:

$$U_i = \left[ID \cdot \sum \left(\frac{\ln \left(\frac{ID_{n+1}}{ID_n} \right)}{2 \cdot k_n} \right) + \frac{1}{h_i} + R_{fi} + \left(R_{fo} + \frac{1}{h_o} \right) \frac{ID}{OD} \right]^{-1} \quad (6)$$

Предполагается, что процесс теплопередачи разделен на три процесса: теплопроводность, конвекция, излучение. В данной формуле входят 3 элементных теплопроводностей: слой внутреннего загрязнения (слой парафина-нефти), слои изоляции (стал, бетон), слой внешнего загрязнения (слой грязи насыщенного водой). Излучение тепла не учитывается. Конвекция зависит от многих факторов: геометрия стены, материал, условия потока, разность температур между стенкой трубы и окружающей средой и свойства флюидов. Поэтому для расчета коэффициента теплоотдачи использованы критериальные уравнения, которые получены в результате обобщения результатов опытных исследований и использования теории подобия [8].

Коэффициент внутренней теплоотдачи h_i описывает, как хорошо переносится тепло от потока нефти к стенке трубопровода. Для расчета h_i необходимо вычислить числа Рейнольдса и числа Прандтля. Плотность, теплоемкость, теплопроводность, вязкость и скорость потока нефти использовались оценить эти безразмерные параметры.

Формула для расчета:

$$Re = \frac{\rho u d}{\mu} \quad (7)$$

$$Pr = \frac{C_p \mu_f}{k_f} \quad (8)$$

$$Nu = 0.0255 Re_i^{0.8} Pr_i^{0.33} \quad (9)$$

$$Nu_i = \frac{h_i d_i}{k_f} \quad (10)$$

Коэффициент внешней теплоотдачи h_o зависит от свойства моря. Предполагается, что скорость течения потока моря составляет 0,1 м/с. Формулы для расчета h_o и h_i почти одинаковы. Разница в этом число Нуссельта зависит от 2 константы C и m , которые определяется числом Рейнольдса.

$$Nu_o = C \cdot Re_o^m \cdot Pr_o^{1/3} \quad (11)$$

Таблица 5.2 – Определение C и m по значению Re [8]

Re_o	C	m
4E-01 - 4E+00	0.989	0.330
4E+00 - 4E+01	0.911	0.385
4E+01 - 4E+03	0.683	0.466
4E+03 - 4E+04	0.193	0.618
4E+04 - 4E+05	0.027	0.805

Формула Шухова для построения температурного профиля:

$$T_2 = T_a + (T_{inlet} - T_a) \exp \left[\frac{-U \pi d}{m C_p} L \right] \quad (12)$$

Данные

Для выполнения расчета необходимы следующие данные:

- трубопровода (длина, диаметры, толщины слоев),
- теплопроводность различных материалов,
- свойства нефти (плотность, вязкость, теплоемкость),
- свойства морской воды (плотность, вязкость, теплоемкость, скорость)
- рабочие параметры системы (входная температура, давление, расход потока).

Расчеты на основе реальных параметров (рабочие и размерные) трубопровода «Золотой Тунец». Размерные информации трубопроводы основано на таблице 4.6 и теплопроводность материалов – таблице 4.7. Свойства нефти (плотность, вязкость,

теплоемкость) получается путем ввода рабочих параметров трубопровода и компонентного состава в HYSYS (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Свойства нефти

Свойства		Единицы
Плотность	740	кг/м ³
Вязкость	1.41E-03	Па.с
Теплоемкость	2197	Дж/кг.К

В этом расчете допускать только два слоя изоляции. Это облегчает рассмотрение влияния слоя отложения на коэффициент U . Фактически, данный трубопровод имеет 5 слоев изоляции.

5.2.3 Результаты

Эффективная теплопроводность слоя отложения

Использована 1-ая формула, получается эффективной теплопроводности.

Таблица 5.4 – Расчет эффективной теплопроводности

Содержание нефти в отложении %	Теплопроводность смеси
0	0.250
0.3	0.199
0.6	0.154
0.9	0.114

Легко видеть, что при увеличении содержания нефти в структуре отложения теплопроводность структуры уменьшается. Влияние этого параметра на общий коэффициент теплопередачи U будет обсуждаться на следующей части.

Коэффициент внутреннего и внешнего теплоотдачи h_i, h_o

Использованы формулы и данные значения в разделе 5.2.1, вычислим следующую таблицу.

Таблица 5.5 – Расчет h_i и h_o по различным толщинам отложения

Толщина отложения, м	0	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.010
Коэффициент внутренней теплоотдачи h_i											
Re	75499	75825	76153	76485	76819	77156	77496	77839	78185	78534	78887
Pr	12.37	12.37	12.37	12.37	12.37	12.37	12.37	12.37	12.37	12.37	12.37
Nu	421.3	422.8	424.2	425.7	427.2	428.7	430.2	431.7	433.3	434.8	436.4
h_i	452.3	455.8	459.3	463.0	466.6	470.3	474.0	477.8	481.6	485.5	489.5
Коэффициент внешней теплоотдачи h_o											
Re	27856										
Pr	7.05										
Nu	196.0										
h_o	427.7										

Величина внутреннего коэффициента теплопередачи h_i зависит от толщины отложения, осаденного в стенке трубы. Поскольку число Рейнольдса зависит от текущего диаметра и скорости потока, эти два фактора зависят от толщины отложения. Чем толще слой отложения, тем меньше диаметр тока и величина скорости потока будут стремиться к увеличению. Это приводит к получению разных значений h_i . Значения h_i варьируются от 450 до 490 Вт/(м².К).

Коэффициент внешней теплопередачи не зависит от толщины отложения, а зависит только от внешнего диаметра трубопровода и толщины грязи насыщенного водой. Скорость морской воды считается постоянной (0,1 м/с). Значение h_o равно 427,7 Вт/(м².К).

Тепловое сопротивление слоев

В этом разделе рассчитаны тепловое сопротивление слоев: отложение, стальная труба, оболочка бетона и грязь насыщенного водой. Расчет основан на первом элементе в формуле U.

$$R_{conduction} = ID \frac{\ln \frac{ID_{n+1}}{ID_n}}{2 \cdot k_n} \quad (13)$$

Таблица 5.6 – Расчет теплового сопротивления слоя: отложение

Толщина отложения, м	0	0.002	0.004	0.006	0.008	0.010
Количества нефти в отложении	R_{fi}					
0	0	4.02E-03	8.07E-03	1.22E-02	1.63E-02	2.04E-02
0.3	0	5.06E-03	1.02E-02	1.53E-02	2.05E-02	2.57E-02
0.6	0	6.53E-03	1.31E-02	1.98E-02	2.65E-02	3.32E-02
0.9	0	8.79E-03	1.76E-02	2.66E-02	3.56E-02	4.47E-02

Эти значения зависят от толщины слоя отложения и от количества нефти в отложении. Легко видеть, что по мере увеличения толщины отложения сопротивление слоя возрастает. Однако зависимость от количества нефти в отложении более выражена, чем изменение толщины отложения.

Вычисленные значения остальных слоев показаны на следующей таблице.

Таблица 5.7 – Значения теплового сопротивления остальных слоев

Слой	R_{steel}	$R_{concrete}$	R_{fo}
Значение, (м.К)/Вт	4.83E-04	2.91E-02	1.28E-02

Общий коэффициент теплопередачи U

Формула (2) для расчета коэффициента U в случае трубопровода расположена на морском дне. Здесь далее рассмотреть случай наземной прокладки трубопроводов с плотностной заглублением. При этом в формуле (6) заменить элемент $\left(R_{fo} + \frac{1}{h_o} \right)$ тепловым сопротивлением грунта R_{soil} . Значение R_{soil} определяется следующей формулой [8]:

$$R_{soil} = \frac{OD \cdot \cosh^{-1}\left(\frac{2H}{OD}\right)}{k_{soil}} \quad (14)$$

Во втором случае трубопровода заглублены под грунтом на определенной глубине $H=0.4$ м по сравнению с общим внешним диаметром $d=0.3731$ м. Значение R_{soil} составляет $0,1564$ (м.К)/Вт.

Значение общего коэффициента теплопередачи U при расположении на морском дне составляет в интервале $12-25$ Вт/(м.К), во втором случае значение U составляет $5.5-8$ Вт/(м.К). Это показывает, слой грунта во втором случае также сможет играть изоляционную роль. В обоих случаях ясно, что зависимость значения U от толщины отложения более выражена, чем изменение количества нефти в отложения.

Таблица 5.8 – Расчет общего коэффициента теплопередачи U

Толщина вах, м	0	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.010
Количества нефти в отложении	U (трубопровода на морском дне)										
0	24.23	23.11	22.09	21.16	20.29	19.49	18.75	18.06	17.41	16.81	16.24
0.3	24.23	22.84	21.60	20.48	19.47	18.54	17.70	16.93	16.22	15.56	14.96
0.6	24.23	22.46	20.93	19.59	18.40	17.35	16.41	15.56	14.79	14.09	13.45
0.9	24.23	21.91	19.99	18.37	16.99	15.79	14.75	13.84	13.03	12.30	11.65
Количества нефти в отложении	U (наземная прокладка трубопроводов)										
0	7.72	7.61	7.49	7.38	7.27	7.17	7.06	6.96	6.87	6.77	6.68
0.3	7.72	7.58	7.43	7.30	7.16	7.03	6.91	6.79	6.67	6.56	6.45
0.6	7.72	7.53	7.35	7.18	7.01	6.86	6.70	6.56	6.42	6.28	6.15
0.9	7.72	7.47	7.23	7.0	6.80	6.60	6.41	6.23	6.06	5.90	5.74

Зависимость значения U от толщины отложения показывана на рисунке 5.5. При заглублении трубопровода толщина отложения не оказывает существенного влияния на значения U . В случае трубы на морском дне, толщина отложения и значения U обратно пропорциональны. По мере увеличения толщины отложения

значение U уменьшается. Когда трубопровод помещают на морском дне и нефть в отложении отсутствует (0%), U уменьшается на 19,5% при 5 мм отложения и U уменьшается на 32,9% при 10 мм отложения по сравнению с U_0 (чистый трубопровод) (рис.5.6).

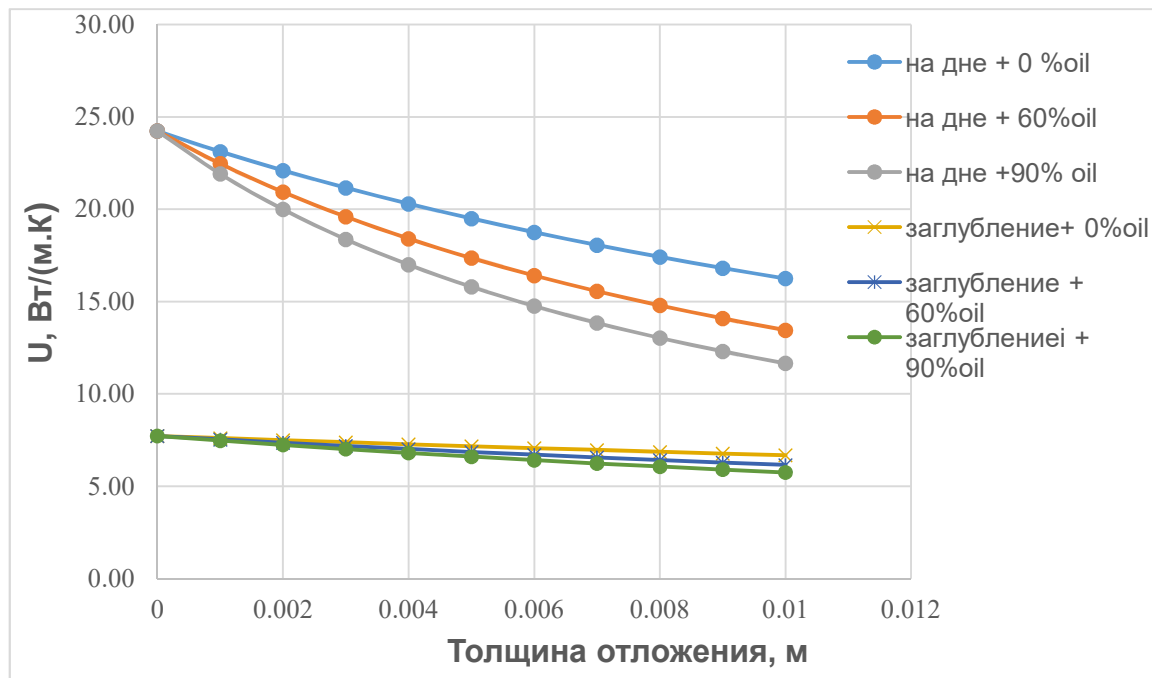


Рисунок 5.5 – Зависимость общего коэффициента теплопередачи U от толщины отложения при различных случаях

Влияние количества нефти в структуре отложения на значения U . На графике видно, что чем выше содержание нефти в структуре отложения, тем меньше значение U . Например, когда труба помещается на морское дно и толщина слоя отложения составляет 0,01 м, значения U в случае 0%, 60%, 90% содержания нефти соответственно равны 16,25; 13,45; 11,65 Вт/(м.К) (рис.5.5). По сравнению с U_0 (чистый трубопровод), U уменьшается на 38,2%, 44,5% и 51,9% при присутствии нефти соответственно 30%, 60% и 90 в отложении (рис.5.6). Это можно объяснить тем, что коэффициент теплопроводности отложения больше коэффициента теплопроводности нефти. В отсутствие нефти в отложении значение U является самым большим по сравнению с различных остальных случаях.

При заглублении трубопровода изменение содержание нефти в отложении на значение U мало или почти не действует.

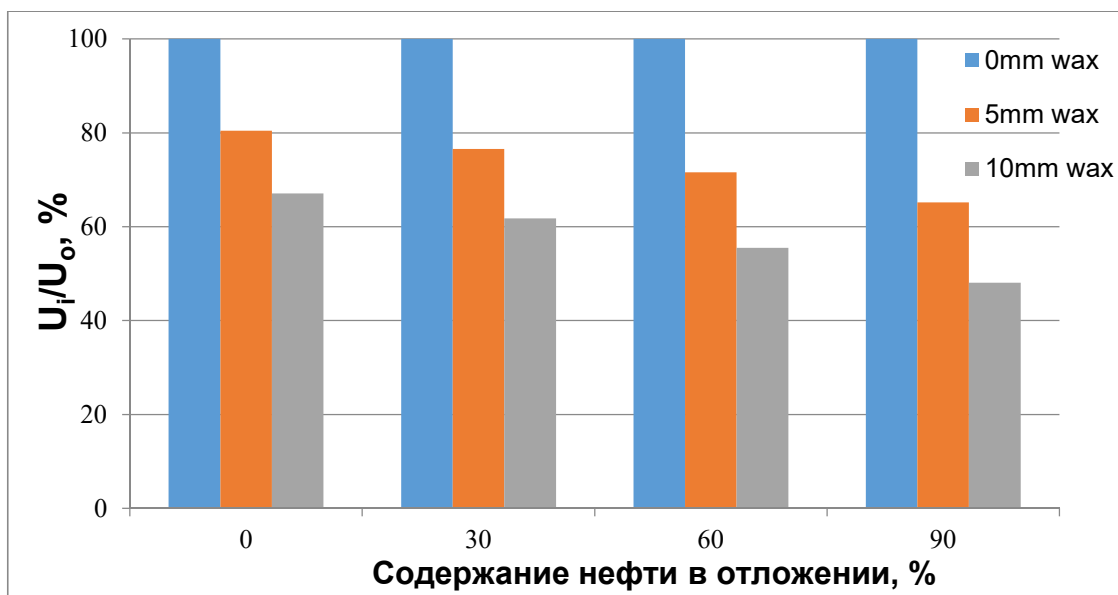


Рисунок 5.6 – Сравнение значение U_i по сравнению с U_o (чистый трубопровод)

Это исследование было проведено, чтобы учета структуры слоя отложения парафина на стенке трубопроводов. Этим часто пренебрегают при расчете коэффициента U , что приводит к отклонениям в расчете температурного профиля, а затем к расчету количества и места начального образования отложения. Некоторое коммерческое программное обеспечение также не учитывает этот факт, его нужно скорректировать, чтобы сделать расчет более реалистичным.

Построение температурного профиля

На основании результатов расчета U в 4-ой части, сравнены температурные профиля. Используйте формулу Шухова и данные, приведенные в 3-ой части. Шаг расчета $L = 500$ м.

Были сопоставлены 6 случаи:

- Чистый трубопровод (с заглублиением),
- Чистый трубопровод (на морском дне),
- Трубопровод с 5 мм отложения + 30% нефти,
- Трубопровод с 5 мм отложения + 90% нефти,
- Трубопровод с 10 мм отложения + 30% нефти,
- Трубопровод с 10 мм отложения + 90% нефти.

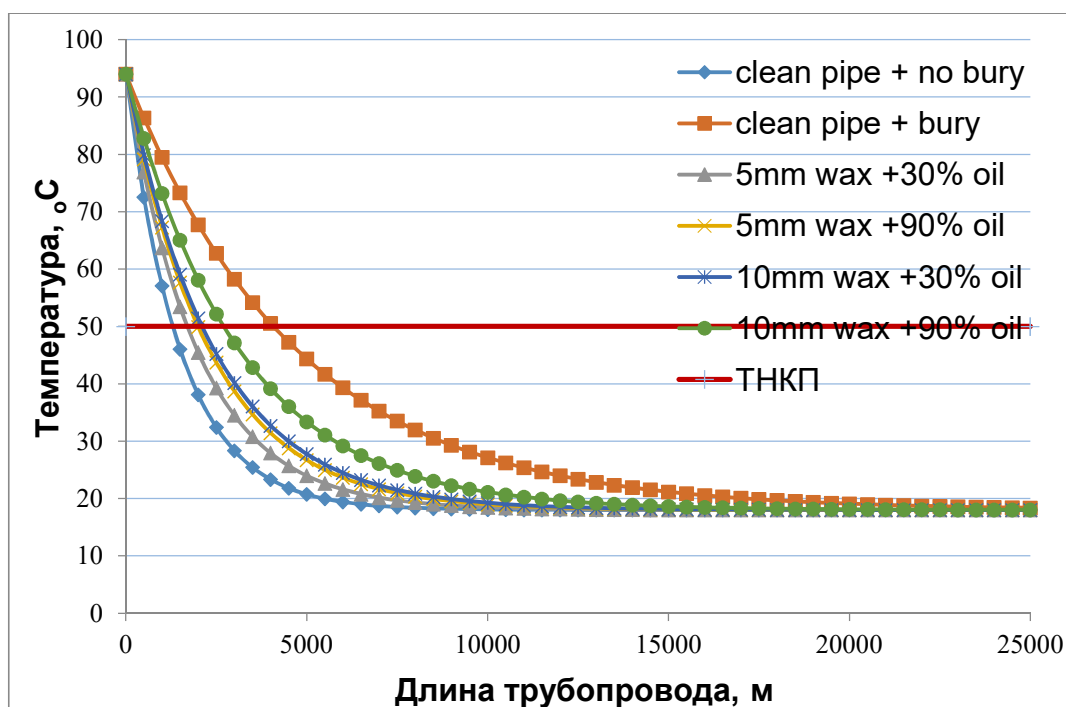


Рисунок 5.7 – Температурные профили в шести случаях

Случай чистого трубопровода (с заглублением) имеет минимальные потери тепла, а случай чистого трубопровода (на морском дне) – максимальные.

Далее, чем больше толщина отложения, тем медленнее потери тепла в окружающей среде и чем выше содержание нефти в отложении, тем также медленнее потерь тепла (рис.5.7).

По сравнению с кривой ТНКП видно, что во всех случаях происходит осаждение парафинов. Рекомендуется применить другие методы для обеспечения того, чтобы температура в трубопроводе всегда превышала температуру ТНКП. Рекомендуется далее определить оптимальное значение общего коэффициента теплопередачи U , чтобы температура в трубопроводе всегда превышала температуру ТНКП. Основываясь на это значении U , можем вычислить и выбрать подходящие изоляционные слои.

5.2.4 Сравнение расчетных значений $U_{\text{сумма}}$ с Excel и HYSYS

Существуют различия в двух параметрах $U_{\text{сегмент}}$ и $U_{\text{сумма}}$. Расчет $U_{\text{сегмента}}$ - это расчет на основе слоев изоляции, не связанных с внутренними и внешними потоками. Эти значения используются непосредственно в программном обеспечении OGLA.

Для упрощения расчетов в некоторых коммерческих программах не упоминалось влияние внутреннего и внешнего загрязнения на общее изменение значений $U_{\text{сумма}}$. Например, HYSYS рассчитывает только изоляцию, внешний и внутренний поток. Поэтому нужно рассматривает значение $U_{\text{сумма}}$ при ручном расчете и расчете по HYSYS.

Толщины слоев взяты на фактические данные (таблица 4.7).

Расчет $U_{\text{сумма}}$ по Excel производится согласно формуле 6 выше. Значения h_i и h_o взяты из предыдущего расчета: $h_i = 460$, $h_o = 428$ Вт/(м².К). Значения сопротивления внутреннего и внешнего загрязнения составляет: $R_{fi} = 0,003$ (м.К)/Вт и $R_{fo} = 0,012$ (м.К)/Вт.

По HYSYS. получается значение $h_i = 490$, $h_o = 439$ Вт/(м².К). Такие значения не имеют большой разницы по сравнению с их вычислением по Excel. Значения $U_{\text{сумма}}$ по способами представлены в следующей таблице.

Таблица 5.9 – Сравнение $U_{\text{сегмент}}$ (OLGA), $U_{\text{сумма}}$ (HYSYS), $U_{\text{сумма}}$ (Excel)

Номер слоя	Материалы	$U_{\text{сегмент}}$ (OLGA)	$U_{\text{сумма}}$ (HYSYS)	$U_{\text{сумма}}$ (Excel)	Разность между расчетами по HYSYS и Excel
		W/m ² . К	W/m ² . К	W/m ² . К	
1	Steel	2426.90	227.51	49.52	359,43%
2	Слой 1+FBE	1193.01	207.49	48.50	327,81%
3	Слой 2+PP Adhesive	456.26	162.13	45.52	256,17%
4	Слой 3+PP Solid	63.09	50.56	28.11	79,86%
5	Слой 4+PU Foam	2.02	2.00	1.94	6,00%
6	Слой 5+PP Solid	1.96	1.95	1.89	3,08%
7	Слой 6+CWC	1.91	1.89	1.84	2,72%

Таким образом, $U_{\text{сумма}}$ при расчете по Excel больше чем при расчёте по HYSYS. Это может объяснить тем, что программа HYSYS не рассматривает влияние отложения на коэффициент $U_{\text{сумма}}$. Но при достаточной изоляционной способности, значение $U_{\text{сумма}}$ при расчете по HYSYS и Excel вообще без различия.

В этом дипломе, чтобы сделать расчет более реалистичным, вычисление U будет вычисляться по программе Excel, и это число будет введено в HYSYS.

5.2 Моделирование технологической схемы

5.2.1 Оценка адекватности модели нефти

Модель является мощным инструментом оптимизации промышленной работы. Она позволяет осуществлять расчет процессов в широком диапазоне режимных условий, конструктивных приборов, а также состава сырья. Создание математической модели химико-технологического процесса проходит в три этапа.

- Сбор исходных данных
- Создание модели
- Проверка адекватности модели

Проверку осуществляют либо по собранным на первом этапе статистическим данным о работе производства, либо по результатам проведения натурального эксперимента. Выбирается ряд ключевых параметров (температура, давление, конверсия, селективность, соотношение компонентов и т.п.) и сравнивается с аналогичными показателями реального процесса. Если данные совпадают или отличаются не более чем на разрешенное отклонение, значит, модель адекватна. Можно утверждать, что описываемый промышленный процесс и модель в границах исследования – это одно и то же.

На модели нефти «Золотой Тунец», проверка адекватности компьютерной модели проведена на основе сопоставления плотности и вязкость потока модели с их значениями в реальных условиях. Адекватность модели совершается путем изменения гипотетических компонентов в потоке [26].

Таблица 5.10 – Адекватность модели нефти потока «WellSteam»

	Расчетные значения (HYSYS)	Экспериментальные значения	Относительная ошибка
Вязкость, мПа·с (40 °С)	4,429	4,500	1,58%
Плотность, кг/м ³ (15 °С)	801,6	802,1	0,06%

Относительная погрешность модели нефти составляет 1,58% по вязкости и 0,06% по плотности. Таким образом, построенная компьютерная модель адекватно описывает промышленные данные.

5.2.2 Моделирование технологической схемы транспорта нефти и установки подготовки «Золотой Тунец – Белый Тигр»

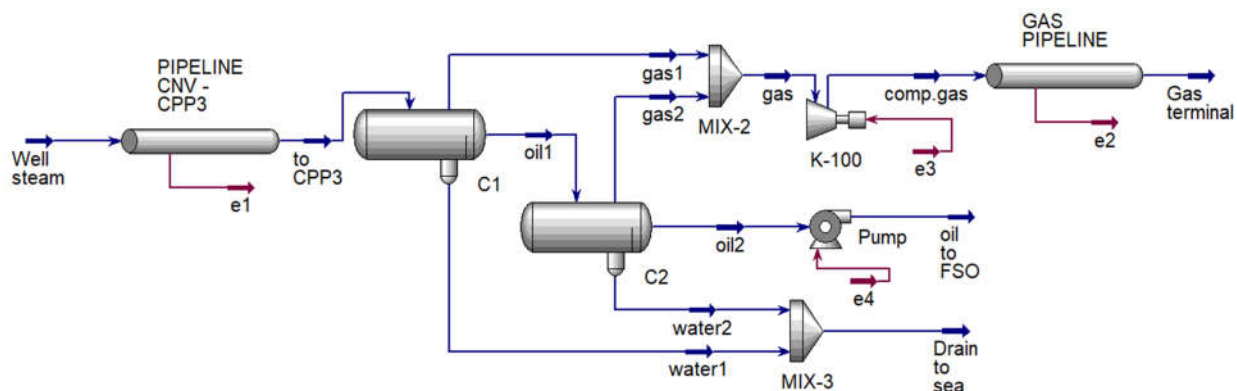


Рисунок 5.8 – Моделирующая схема подготовки и промышленного транспорта нефти

Моделирование технологической схемы транспорта нефти и установки подготовки сделал на программное обеспечение моделирования HYSYS [26] на основании фактических информации:

- свойства потока пластовой нефти,
- характеристика системы подводного трубопровода для сбора скважинной продукции и условий транспорта сырой нефти,
- характеристика установки первичной подготовки нефти на платформе,
- условия транспорта сырой нефти,
- фактическая добыча.

Построения схемы подготовки и промышленный транспорт нефти – для оценки образование парафинового отложения в промышленном трубопроводе и исследований связанных параметров (рабочих и изоляционных свойств).

5.2.3 Образования отложений при транспорте сырой нефти месторождения Золотой Тунец

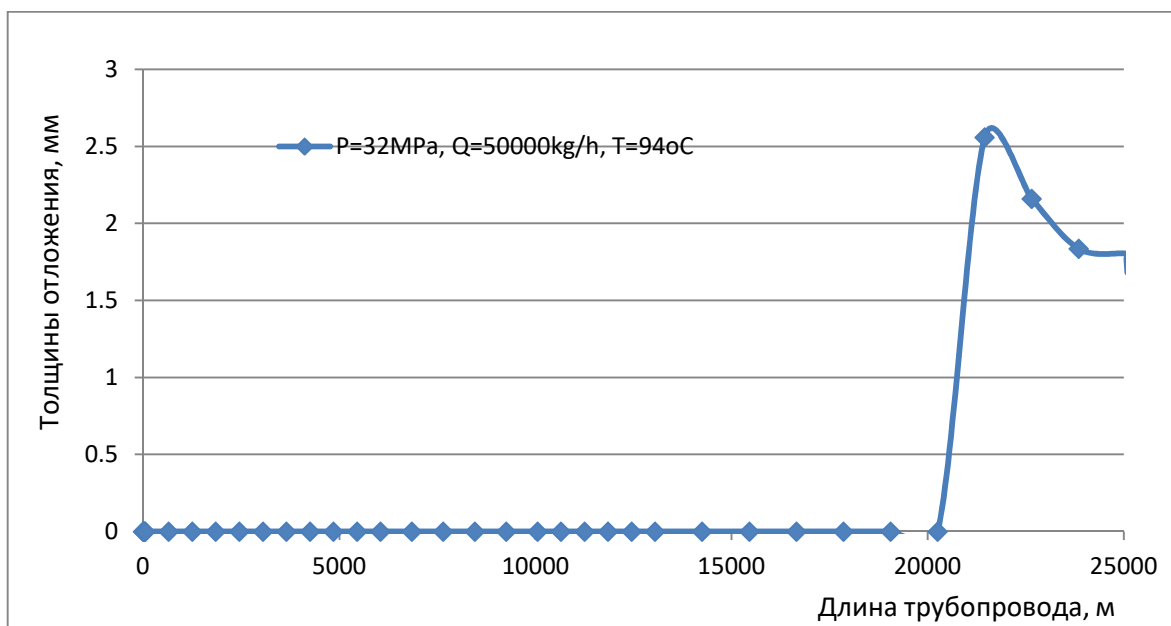


Рисунок 5.9 – Моделирование образования парафинового отложения в трубопроводе «Золотой Тунец – Белый Тигр» в течение 42 дней

Применение программы HYSYS для проверки настоящего состояния парафинового отложения в промышленном трубопроводе «Золотой Тунец – Белый Тигр». Условия транспортировки: входная температура и давление составляет 94°С и 3,2 МПа, расход – 50000кг/ч.

По результатам моделирования 42 дней транспортировки, отметили что, образование парафинового отложения в конце трубопроводе (в 22655 м). Самая большая толщина слоя парафина в трубопроводе достигает 2,560 мм. Общий объем осажденного парафинового достигает 5,789 м³.

По результатам моделирования 60 дней транспортировки, толщина слоя парафина составляет 3,691 мм. Толщина парафинового слоя 4 мм является величиной рекомендованной для начала внутренней очистки [27]. Следовательно, раз в 2 месяца нужно совершить очистку трубопровода скребком.

5.3 Исследование рабочих параметров нефтепровода на образование отложений

В этом разделе рассматривает зависимость толщины отложения на входную температуру, массовой расход, входное давление на построенной модели HYSYS. Время моделирование всех случаев в течение 42 дня.

Входная температура (Q=50000кг/ч, P=3,2МПа)

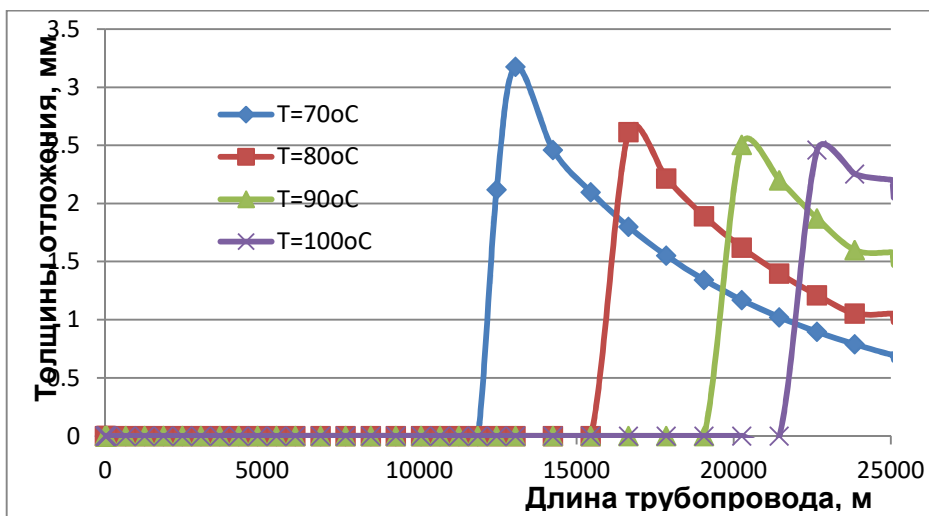


Рисунок 5.10 – Распределение парафинового отложения в трубопроводе при изменении входной температуры нефти

Фундаментальное различие между случаями – это положение осаждения парафинового отложения. Интенсивность отложения парафинов увеличивается с уменьшением начальной температуры нагрева. Чем ниже выходная температура, тем ближе к началу трубопровода образуется парафин.

Сходство между этими четырьмя случаями – эквивалентная толщина осаждения воска (приблизительно 2,5 мм). Причина этого возникновения связана с аналогичной структурой трубопровода и расходом.

Таблица 5.11 – Место начала образования (МНОП) и толщины отложения

$T_{\text{входная}}, ^\circ\text{C}$	МНОП, м	Толщины отложения, см
70	11255	3,18
80	15455	2,62
90	19055	2,50
100	21455	2,46

Расход потока (T=94°C, P=3,2МПа)

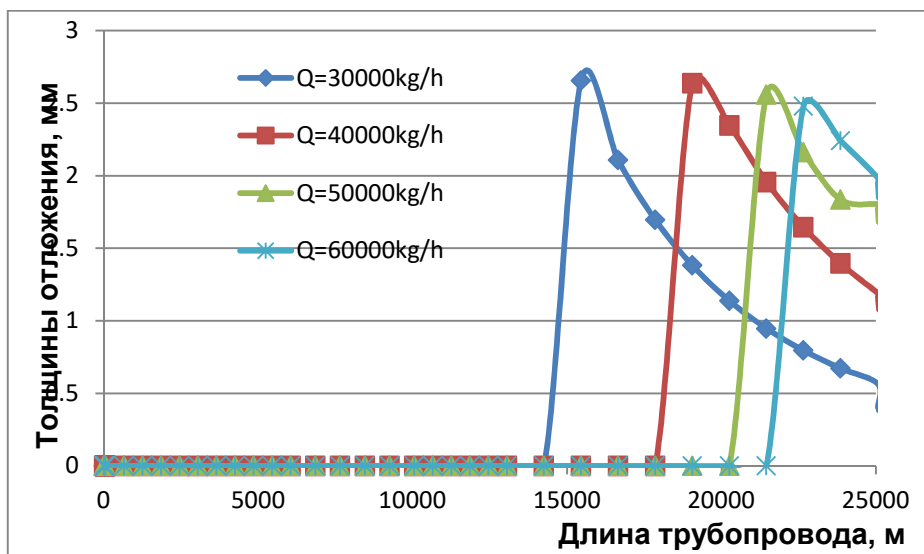


Рисунок 5.11 – Распределение парафинового отложения в трубопроводе при изменении расхода нефти

Из рисунка 5.11 видно, что более низкий расход приводит к более тонкому слою парафина, а также к более раннему появлению парафина. Это можно объяснить тем, что напряжение сдвига, определяемое скоростью жидкости, имеет тенденцию уменьшать толщину парафиновой структуры. Более высокое значение скорости течения (расход) приводит к увеличению напряжения сдвига.

Кроме того, расходы также оказывает влияние как на потери тепла вдоль трубопровода, так и на способность соединения кристаллов парафина.

Наконец, трубопровод с более высоким расходом имеет большее значение для транспортировки флюидов по сравнению с трубопроводом с более низким расходом.

Таблица 5.12 – Место начала образования (МНОП) и толщины отложения

Q, кг/ч	МНОП, м	Толщины отложения, см
30000	14255	2,66
40000	17855	2,64
50000	20255	2,56
60000	21455	2,48

Входное давление (T=94°C, Q=50000кг/ч)

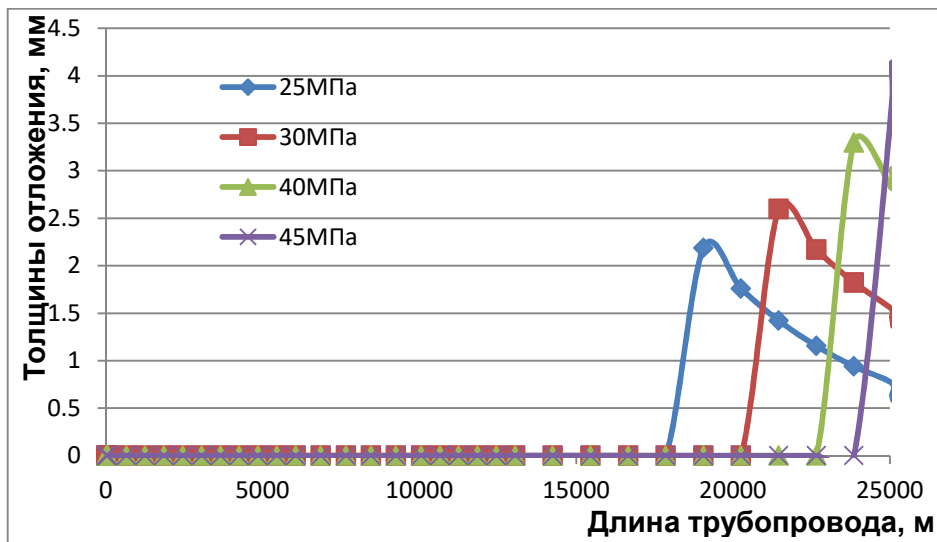


Рисунок 5.12 – Распределение парафинового отложения в трубопроводе при изменении входного давления потока нефти

По результатам моделирования осаждения в разных случаях установлено, что: при условиях низкого давления образование парафинового отложения было раньше, чем при условиях высокого давления. Еще наблюдается, что при высоких давлениях образуются тонкие слои парафинового отложения.

Можно объяснить тем, что снижение температуры из-за выделения газа при транспорте. При низких давлениях количество выделяющегося газа больше высоких давлений, поэтому температура потока снижается. Кроме этого, при наличии газа поток становится более не стабильным и влияет на развитие конструкции кристаллов парафина.

Таблица 5.13 – Место начала образования (МНОП) и толщины отложения

Р, МПа	МНОП, м	Толщины отложения, см
25	17855	2,19
30	20255	2,60
40	22655	3,29
45	23855	4,13

5.4 Исследование изоляционных покрытий нефтепровода на образование парафинового отложений

5.4.1 Определение главного изоляционного слоя в конструкции покрытий

Из формулы Шухова следует, что изменение температуры флюида по длине трубопровода связано со значением общего коэффициента теплопередачи U . Задача изоляции трубопровода заключается в контроле значения U так, чтобы температура транспортируемого флюида всегда оставалась выше, чем температура начала кристаллизации парафинов.

Формула расчета общего коэффициента теплопередачи для многослойных изоляционных покрытий [8]:

$$U = \left[R_i + (R_{uzo1} + R_{uzo2} + \dots + R_{uzon}) + \frac{r_i}{r_o} R_o \right]^{-1}$$

$$= \left[\frac{1}{h_i} + \left(\frac{r_i \ln(r_1 / r_i)}{k_1} + \frac{r_i \ln(r_2 / r_1)}{k_2} + \dots + \frac{r_i \ln(r_n / r_{n-1})}{k_n} \right) + \frac{r_i}{r_o} \frac{1}{h_o} \right]^{-1} \quad (15)$$

где: R_i , R_o – внутреннее и внешнее сопротивление теплопередачи, $R_{uzo i}$ – тепловые сопротивления i -слоя, k_i – теплопроводность слоя i ; h_i , h_o , – коэффициенты отдачи флюида и морской воды к стенке; r_i – радиус соответствующего слоя изоляции, r_o – внешний радиус трубопровода.

Таблица 5.14 – Расчет коэффициентов тепловых сопротивлений R_{uzo} покрытий

	Толщина, мм	d_i , м	d_o , м	r_i , м	r_o , м	$R_{uzo i}$, ($m^2 \cdot C$)/W
Steel	20.1	0.2329	0.2731	0.11650	0.13655	0.000412
FBE	0.15	0.2731	0.2734	0.13655	0.13670	0.000426
PP Adhesive	0.35	0.2734	0.2741	0.13670	0.13705	0.001354
PP Solid	3.5	0.2741	0.2811	0.13705	0.14055	0.013659
PU Foam	25.21	0.2811	0.3315	0.14055	0.16576	0.480291
PP Solid	4	0.3315	0.3395	0.16576	0.16976	0.012915
CWC	48.22	0.3395	0.4360	0.16976	0.21798	0.014557

С помощью формулы (15) получили значения тепловых сопротивлений для пяти слоев R_{uzo} . **PU Foam** исполняет целевую функцию в конструкции покрытий ($R_{PUFoam}=0.48$). Отметим ещё, что это значение зависит от толщины покрытия: чем

толще слой покрытия, тем больше значение $R_{\text{изо}}$. Например: CWC имеет высокую теплопроводность, но в этом случае его толщина составляет 48,22 мм, поэтому R_{CWC} достаточно большое ($R_{\text{CWC}}=0.0146$).

5.4.2 Исследование осаждения парафинов при изменении толщины изоляционных слоев

В этом разделе сравниваем устойчивость нефти к осаждению парафинов при различных толщинах изоляционных слоев. Здесь, рассматриваются следующие случаи с определенными значениями $U_{\text{сумма}}$. Значения $U_{\text{сумма}}$ определяются по формуле (6).

- | | |
|------------------------------------|---|
| 1. Steel | $U = 49.516 \text{ Вт}/(\text{м}^2.\text{К})$ |
| 2. Full | $U = 1.843 \text{ Вт}/(\text{м}^2.\text{К})$ |
| 3. При удалении слоя PU Foam | $U = 14.919 \text{ Вт}/(\text{м}^2.\text{К})$ |
| 4. При удалении слоя CWC | $U = 1.892 \text{ Вт}/(\text{м}^2.\text{К})$ |
| 5. При удалении слоя PU Foam и CWC | $U = 19.714 \text{ Вт}/(\text{м}^2.\text{К})$ |

Результаты моделирования устойчивости нефти к осаждению парафинов с использованием HYSYS (42 дня) показаны на следующем рисунке:

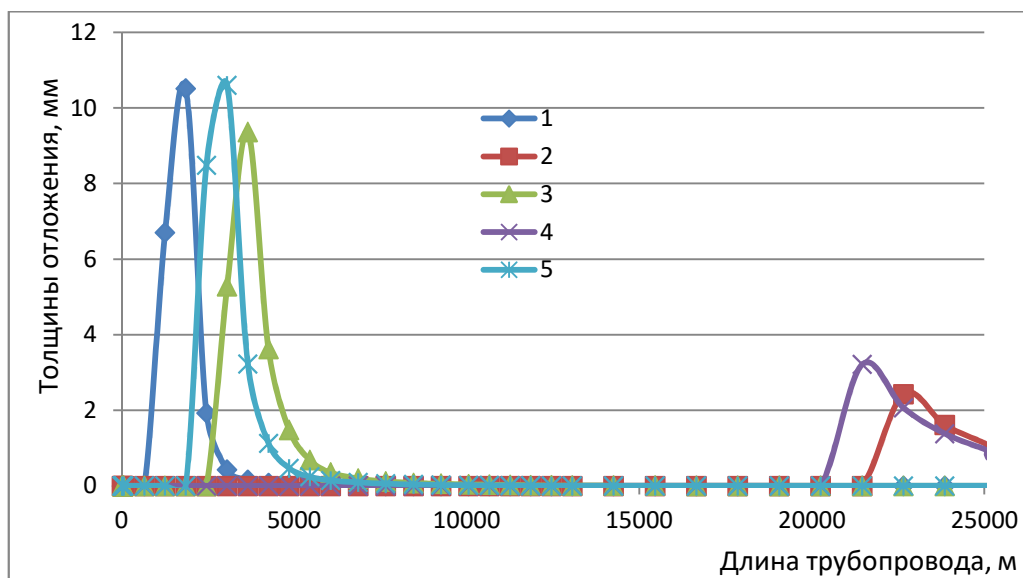


Рисунок 5.13 – Распределение парафинового отложения в трубопроводе

При текущем состоянии трубопровода осаждение парафинов образуется в точке 21450 м и максимум толщины парафинового отложения составляет 2,065 мм в течение 42 дней.

Снова видим, что PU Foam играет важную роль в предотвращении парафинового отложения. В трех случаях без PU Foam толщина отложения довольно

большая (10.51, 10.60, 9.36 мм), а начальное место осаждения также раннее (1255, 2455, 3055 м).

Слой CWC практически мало влияет на потерю тепла, поскольку толщина отложения в случае слоев присутствия и без CWC, соответственно, 3.21 мм и 2.07 мм. Главная роль CWC заключается в защите трубопровода от внешних воздействий и предотвращении всплытия трубопровода.

Таким образом, два случая 2 и 4 являются лучшими: парафин осаждается на расстоянии 21455 и 20255 м, соответственно. В случае 4 нельзя удалить CWC из-за всплытия трубопровода. Поэтому случай 2 будем продолжать изучать, чтобы не допустить образования отложения по всей длине трубопровода.

5.4.3 Исследование осаждения парафинов при применении различных изоляционных слоев

Как установили (разделы 5.6.1 и 5.6.2), слой PU Foam является основной изоляцией, но является ли PU Foam лучшей, или есть лучший материал для замены PU Foam в условиях изоляции для подводного трубопровода. В этом разделе сравнивается эффективность других материалов с PU Foam. Выбранные материалы включают:

1. PVC Foam $k_1 = 0.042$ Вт/(м.К)
2. Polyurethan Foam $k_2 = 0.04$ Вт/(м.К)
3. Polystyren Foam $k_3 = 0.027$ Вт/(м.К)
4. Plastic block $k_4 = 0.036$ Вт/(м.К)

Информация о теплопроводности таких слоев получена из библиотеки HYSYS.

Ход расчета: сначала расчет значения $U_{\text{сумма}}$ по известным значениям теплопроводности слоев по Excel, дальше – моделирование образования парафинового отложения по HYSYS.

Толщина вышеназванных слоев в конструкции является одинаковой: 25,21мм. Остальные слои неизменны по толщинам.

Таблица 5.15 – Расчет $U_{\text{сумма}}$ по значениям теплопроводности

	1	2	3	4
Теплопроводность k_i Вт/(м.К)	0.042	0.040	0.027	0.036
$U_{\text{сумма}}$, Вт/м ² . К	1.924	1.843	1.292	1.678

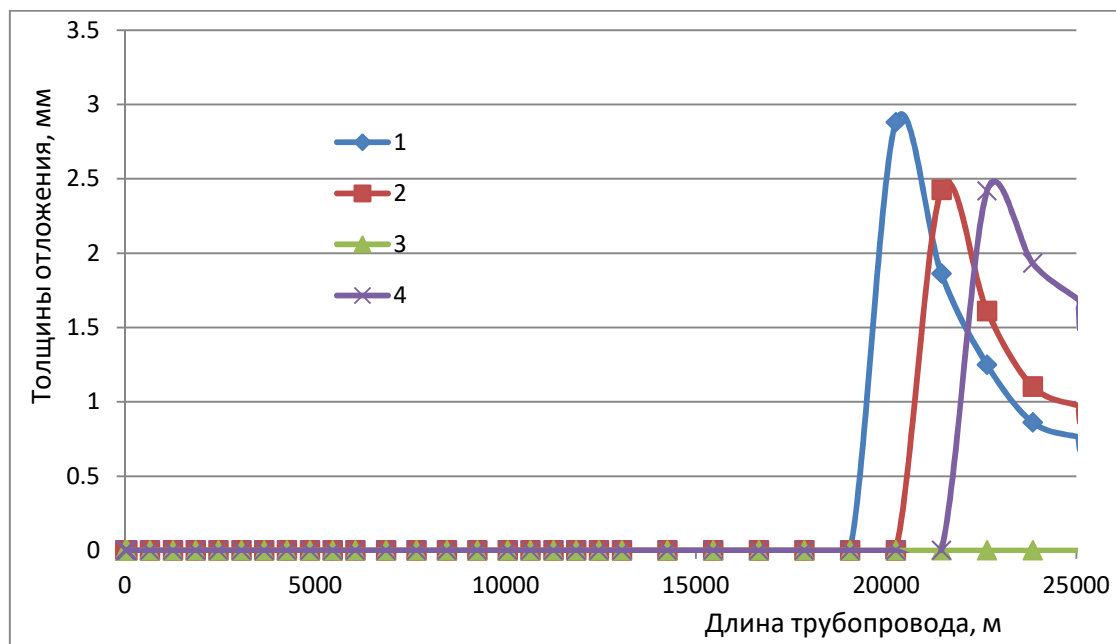


Рисунок 5.14 – Распределение парафинового отложения в трубопроводе

Таким образом, эффективность выглядит следующим образом: PVC Foam < Polyurethan Foam < Plastic block < Polystyren Foam. В случае 25,21 мм толщины Polystyren Foam абсолютно без парафинового отложения в трубопроводе.

5.4.4 Определение оптимального значения $U_{\text{сумма}}$

Необходимое значение $U_{\text{сумма}}$ для не образования отложения во всей трубопроводе определяется путем использования формулы Шухова и определенные условия.

Формула Шухова:

$$U_{\Sigma} = \frac{-mC_p}{\pi dL} \ln \frac{T_2 - T_a}{T_{inlet} - T_a} \quad (16)$$

Условия: конечная температура трубопровода всегда должна быть больше температуры образования парафина.

- $L = 25000\text{м}$
- $T_2 > WAT = 50\text{°C}$

Другие условные параметры: $T_a = 18\text{°C}$, $T_{inlet} = 94\text{°C}$, $d = 0.3731\text{м}$, $m = 20\text{ кг/с}$, $C_p = 2197\text{ Дж/(кг.К)}$.

Расчет:

$$U_{\Sigma} = \frac{-mC_p}{\pi dL} \ln \frac{T_2 - T_a}{T_{inlet} - T_a}$$

$$= \frac{-20 \cdot 2197}{3.14 \cdot 0.3731 \cdot 25000} \ln \frac{50 - 18}{94 - 18} = 1.395 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Следовательно, при $U_{\Sigma} = 1,395 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ во всей трубопроводе не будет образовываться парафиновое отложение.

6. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

6.1 Выбор способа предотвращения образования отложений в подводном промысловом нефтепроводе

Есть 4 способа предотвращения парафинового отложения в трубопроводе:

- увеличение толщины PU Foam
- изменить материал PU Foam на другие материалы
- прокладки трубы + покрыть изоляцию
- смешивание нефти с конденсатом от другого месторождения

Решение 1: Увеличение толщины PU Foam

Первой обработкой здесь является сохранение значений оставшихся слоев и изменение толщины PU Foam для определения зависимости значения $U_{\text{сумма}}$ от толщины.

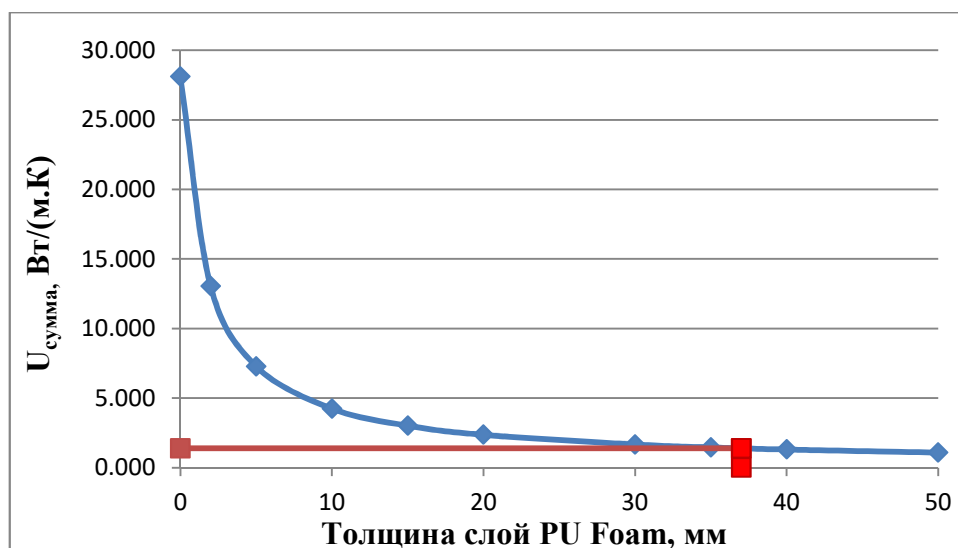


Рисунок 6.1 – Зависимость $U_{\text{сумма}}$ от толщины слой PU Foam

С толщиной PU Foam 10 мм $U_{\text{сумма}}$ составляет 4,260 W/m². K, это эквивалентно случаю прокладки трубопровода. Однако толщина PU Foam должна составлять более 20 мм, такое значение имеет смысл для изоляции подводного транспорта. Для трубопровода «Золотой Тунец» значение $U = 1.84 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, соответственно 25,21мм толщины PU Foam.

Основываясь на оптимальном значении $U_{\Sigma} = 1,395 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$ и графике зависимости $U_{\text{сумма}}$ от толщины PU Foam, мы определяем требуемую толщину PU

Фoам. Толщина = 37 мм. Следовательно, для того, чтобы не появляться в трубе, необходимо увеличить толщину PU Foam до $37 - 25,21 = 11,79$ мм.

Решение 2: Замена PU Foam материалом Polystyren Foam

Из 5-ой части, имеет следующий результат по изоляционной эффективности слоев покрытия: PVC Foam < Polyurethan Foam < Plastic block < Polystyren Foam. Polystyren Foam является самый хороший материал.

Определение оптимальной толщины Polystyren Foam (при $U_{\text{сумма}} = 1,395$)

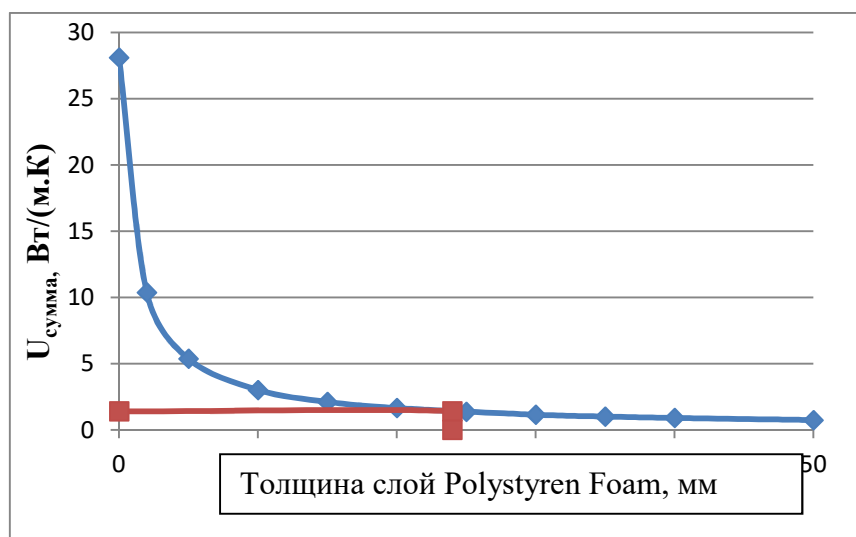


Рисунок 6.2 – Определение оптимальной толщины Polystyren Foam (при $U_{\text{сумма}} = 1,395$).

При этом необходимая толщина составляет 24 мм. По сравнению с начальным такое значение сокращается $25,21 - 24 = 1,21$ мм.

Решение 3: Комбинация способа прокладки и изоляции трубопровода

По результатам раздела 5.2.3, среднее значение U прокладки трубопровода достигает 6 Вт/м².С. Чтобы значение $U_{\text{сумма}}$ составляет 1,395 Вт/м².К, то насколько толстая изоляция должна быть рассчитана при использовании Polystyren Foam.

Формулы для расчета:

В первом случае прокладки трубопровода имеется только один слой бетона, а в втором – добавление слоя Polystyren Foam, имеем:

$$U_1 = \left(\frac{1}{h_o} + R_{\text{concret}} + R_{fi} + \frac{r_i}{r_{o1}} R_{\text{soil}} \right)^{-1}$$
$$U_2 = \left(\frac{1}{h_o} + R_{\text{concret}} + R_{\text{insulation}} + R_{fi} + \frac{r_i}{r_{o2}} R_{\text{soil}} \right)^{-1} \quad (17)$$

Отношения между U_1 и U_2 :

$$U_2 = \left[U_1^{-1} - R_{\text{soil}} \cdot r_i \cdot \left(\frac{1}{r_{o1}} - \frac{1}{r_{o2}} \right) + R_{\text{insulation}} \right]^{-1} \quad (18)$$

По определению теплового сопротивления слоя изоляции:

$$R_{\text{insulation}} = \frac{r_i}{k_i} \ln \frac{r_{o2}}{r_{o1}} \quad (19)$$

Пусть x - толщина слоя для расчета, имеем:

$$r_{o2} = r_{o1} + x$$

Другие условные параметры: $U_1 = 6$ Вт/(м².К), $U_2 = 1.395$ Вт/(м².К), $R_{\text{soil}} = 0.1563$ (м².К)/Вт, $r_i = 0.11645$ м, $r_{o1} = 0.13655$ м, $r_{o2} = 0.13655 + x$ м, $k_{\text{Polystyren Foam}} = 0.027$ Вт/(м.К).

Результаты: Используя метод аппроксимации в Excel для переменной функции x , мы определяем толщину изоляции, которая должна быть добавлена, равна $x = 19,2$ мм.

Решение 4: Смешивание нефти с конденсатом от другого месторождения

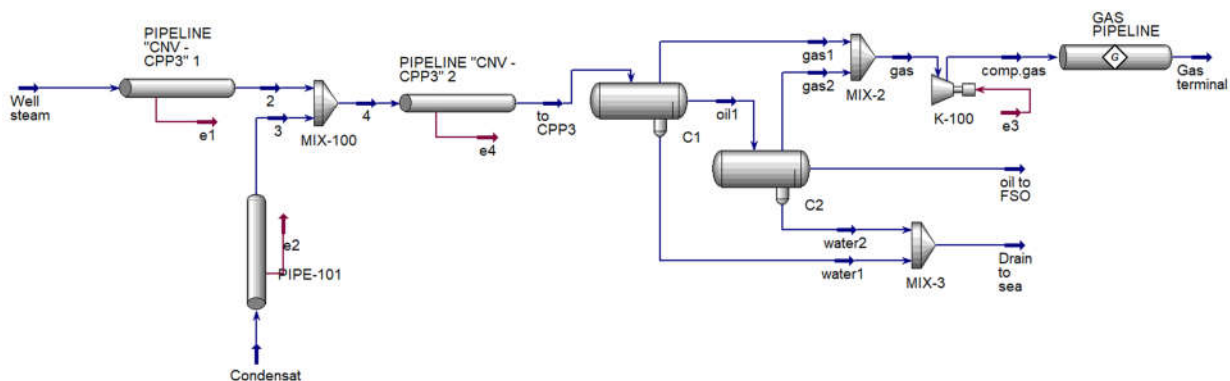


Рисунок 6.3 – Моделирование смешивания нефти с конденсатом

При использовании разбавителей в промышленном трубопроводе наблюдается равномерное уменьшение толщины отложений, по сравнению динамикой толщины отложений по длине технологического трубопровода без применения разбавителя.

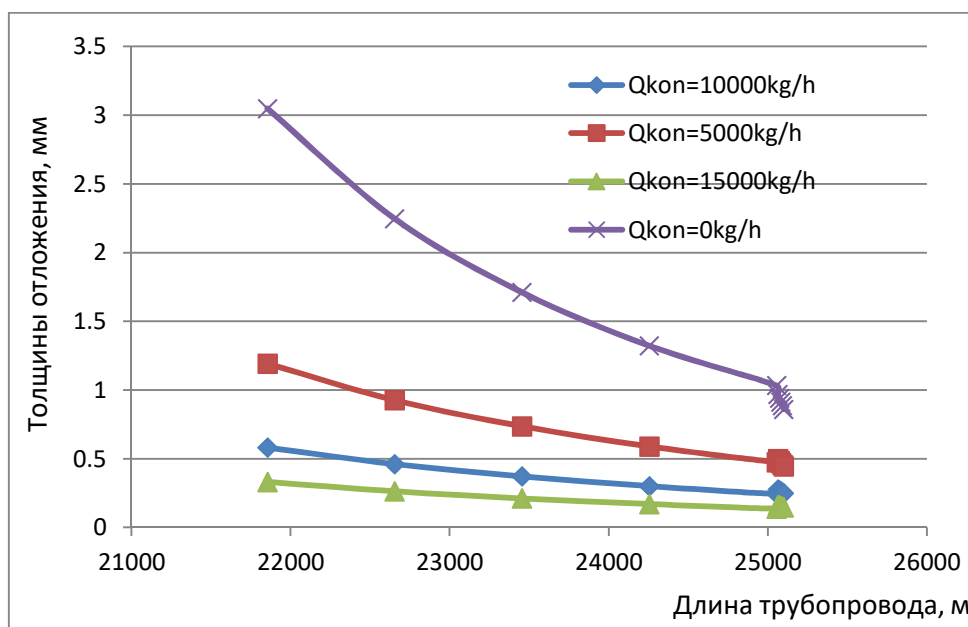


Рисунок 6.4 – Зависимость толщин отложения от длины трубопровода при различных количествах добавленного конденсат (в 42 дня транспорта)

Смешивание нефти с конденсатом от другого месторождения не решает вопроса о полном предотвращении парафинового отложения в трубопроводе. Но сильно снижает толщину отложения на стенки трубы. Следовательно, применение конденсата увеличивает межочистной период трубопровода. Соотношение расходов нефть – конденсат равнялось 1:0,1; 1:0,2; 1:0,3.

По статье [27] 4 мм толщины отложения является критической толщиной, при этом необходимо применить скребки для очистки трубопровода. В случае $Q_{\text{кон}}=0\text{кг/ч}$, межочистой период трубопровода равен 1,84 месяца. А если в случае $Q_{\text{кон}}=10000\text{кг/ч}$, межочистой период трубопровод составляет 9,66 месяцев. В случае $Q_{\text{кон}}=15000\text{кг/ч}$, межочистой период трубопровод достаточно большой 21,29 месяцев. Это в 11,6 раз больше тем без смешивания конденсата.

6.2 Оценка технологической эффективности способов предотвращения осложнений

Варианты 1,2,3 – реконструкция трубопровода позволяет достичь оптимального коэффициента U (должна быть меньше 1,395 Вт/(м·К)): при этом в трубопроводе не происходит осаждения парафинов. Это удовлетворяет установленным требованиям – предотвращения появления парафиновых отложений в трубопроводе. Однако существует две проблемы с реконструкцией трубопровода:

Во-первых – во время реконструкции трубопровода добыча нефти прерывается. Можно решить эту проблему путем использования водопровода для транспортировки нефти. При этом пластовое давление может уменьшиться на 25-40%.

Во вторых – требуется значительная масса технического оборудования и людей. Реконструкция подводного трубопровода – это достаточно сложная и трудоемкая работа и также требуется высокий начальный капитал. Это будет оценено по экономическим критериям для определения общего эффекта применения методов.

При отсутствии парафинового осаждения в трубопроводе не требуется применения скребков. Однако для того, чтобы проверить состояние трубопровода, желательно совершать очистки скребком раз в году (МОП = 12 месяцев).

Вариант 4 – смешение нефти и конденсата до места осаждения парафина. В этом случае расход конденсата составляет 10000 кг/ч, то МОП = 9.66 месяцев. Эффективность этого варианта зависит от способности подачи конденсата от другого месторождения. Также строительство трубопровода относительно дорого и требует много времени.

В настоящее время на месторождении Золотой Тунец применяется очистка трубопровода скребками с МОП = 1 месяц.

Таким образом, все четыре предложенных решения предотвращают и уменьшают образование парафина в трубопроводе Золотой Тунец. Они имеют более высокую технологическую эффективность по сравнению с действующей технологией борьбы с отложениями в промышленном трубопроводе от месторождения Золотой Тунец до платформы Белого Тигра.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ

В магистерской диссертации рассматриваются методы предотвращения потерь подготовленной нефти при промышленном трубопроводном транспорте в результате образования парафиновых отложений в трубопроводе. Из возможных способов выбраны два: изоляция трубопровода, например, пенополиуретаном, и смешение нефти с органическими растворителями, как наиболее технологичные. Поэтому необходимо провести сравнительную оценку экономической эффективности применения данных методов с настоящим методом на межпромысловом трубопроводе нефтяного месторождения «Золотой Тунец».

Рассматривается 4 вариант предотвращения образования отложений в подводном промышленном нефтепроводе.

- Увеличение толщины PU Foam
- Замены PU Foam материалом Polystyren Foam.
- Комбинация прокладки и изоляции трубопровода (Polystyren Foam)
- Смешивание нефти с конденсатом от другого месторождения

7.1 Расчет на варианты 1, 2, 3

Вариант 1. Этапы осуществления данного варианта:

- Поднимание трубопровода со дна моря (средняя глубина 50 м)
- Удаление слоя бетона
- Установление дополнительного слоя PU Foam 11,79 мм
- Покрытие слоя бетона
- Положить трубопровода на дне моря

Вариант 2. Этапы осуществления данного варианта:

- Поднимание трубопровода со дна моря (средняя глубина 50 м)
- Удаление слоя бетона и PU Foam
- Установление слоя Polystyren Foam 24 мм
- Покрытие слоя бетона
- Положить трубопровода на дне моря

Вариант 3. Этапы осуществления данного варианта:

- Поднимание трубопровода со дна моря (средняя глубина 50 м)
- Удаление слоя бетона и PU Foam

- Установление слоя Polystyren Foam 19,2 мм
- Наземная прокладка трубопровода

Для реализации трех вариантов совершаются 2 комплектных работ:

- Строительная работа
- Изоляционная работа

7.1.1 Расчет расходов для Строительной работы: в основном ориентирован на заработную плату, отчисления на социальные нужды; затрат энергия и материалы не составляются.

Расходы на заработную плату работникам

Время реализации вариант 1 и 2 составляет 5 месяца и вариант 3 – 7 месяцев.

При строительных работах было задействовано рабочих (таблица 7.1):

Таблица 7.1 – Расчет заработной платы работников

№	Наименование специальности	Количество	Тарифная ставка (руб/час)	Район к-т	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Начальник участка	1	270	20%	388800	388800	544320
2	Электрогазосварщик	6	350	20%	3024000	3024000	4233600
3	Водитель спецтехники	4	180	20%	1036800	1036800	1451520
4	Слесарь-монтажник	5	330	20%	2376000	2376000	3326400
5	Машинист трубоукладчика	6	360	20%	3110400	3110400	4354560
6	Машинист экскаватора	6	340	20%	2937600	2937600	4112640
Итого, рублей					12873600	12873600	18023040

Отчисления на социальные нужды

Отчисления на единый социальный налог осуществляется в размере 21.5% от всего (ФЗП) фонда заработной платы. На 2018 год во Вьетнаме при оплате ЕСН плательщик должен перечислить в фонды следующие проценты:

- 17.5% в Пенсионный Фонд;
- 1% в Фонд социального страхования;
- 3% в Фонд медицинского страхования.

Итого ЕСН составляет: 21.5%

Таблица 7.2 – Расчет отчисления на социальные нужды

№	Наименование Фонда	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Пенсионный Фонд	2252880	2252880	3154032
2	Фонд социального страхования	128736	128736	180230
3	Фонд медицинского страхования	386208	386208	540691
Итого, руб.		2767824	2767824	3874954

Общие затраты на Строительную работу

Таблица 7.3 – Расчет общей затрат на Строительную работу

№	Наименование статьи затрат	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Фонд заработной платы (ФЗП)	12873600	12873600	18023040
2	Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	2767824	2767824	3874954
Итого, руб.		15641424	15641424	21897994

7.1.2 Расчет капитальных вложений для Изоляционной работы

Основные фонды

Расчет средней стоимости необходимого оборудования для проведения изоляционных работ представлен в таблице 1.

Таблица 7.4 – Оборудование для проведения изоляционных работ для трех вариантов

№	Наименование	Стоимость 1 шт, руб.,	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Стоимость оборудования ПЕНА-20П20УМ	180000,	1080000	1080000	1080000
2	Компрессор К-25М	25000	150000	150000	150000
3	Грунтовка асмольная ТУ 2312-021-16802026-2000	180000	540000	540000	540000
4	Система ППУ-17	165000	3630000	7260000	4950000
5	Стоимость оборудования бетонирования	1400000	4200000	4200000	4200000
6	Аренда танкера	3000000	9000000	9000000	12000000
Итого, руб.			18600000	22230000	22920000

Таблица 7.5 – Время на выполнение изоляционных работ, чел-час.

Операция	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Подготовка изоляционных материалов	24	36	30
Удаление слоя бетона	168	168	168
Сушка и подогрев изолируемой	50	90	80
Нанесение изоляционного покрытия	420	850	700
Нанесение защитного покрытия	35	63	56
Нанесение бетона	380	380	380
Итого по выполнению изоляционных	1077	1587	1414
Контроль качества покрытий	240	240	240
Итого, часа	1317	1827	1654

Расчет амортизационных отчислений, представленный в таблице 3, проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Таблица 7.6 – Амортизационные отчисления для изоляционного оборудования

Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Стоимость оборудования ПЕНА-20П20УМ	4 группа	20 %	216000	216000	216000
Компрессор К-25М	4 группа	20 %	30000	30000	30000
Грунтовка асвольная ТУ 2312-021-16802026-2000	9 группа	3,3 %	17820	17820	17820
Система ППУ-17	9 группа	3,3 %	119790	239580	163350
Стоимость оборудования бетонирования	4 группа		840000	840000	840000
Итого, руб.			1223610	1343400	1267170

Амортизационные отчисления при изоляции трубопровода для вариант 1, 2, 3 составляет . 1223610 рублей, 1343400 рублей, 1267170 рублей

Затраты на материалы

Таблица 7.7 – Затраты на материалы при нанесении изоляции

Материалы	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Сырья	9201600	18280080	14405040
Бетон	3051360	2859480	2859480
Итого, руб.	12252960	21139560	17264520

Расчет материалов Вариант 1

Необходимые вычисления для выполнения работ по нанесению теплоизоляции из ППУ на трубопровод диаметром 273,1 мм, протяженность трубопровода 25 км:

1. Объем изоляции в м³, приходящийся на метр длины трубопровода:

$$V = \pi \cdot (d_n - h_{из}) \cdot h_{из} = 355 \text{ м}^3$$

где d_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

$h_{из}$ – толщина изоляции, мм,

2. Стоимость напыления ППУ составляет 18000 руб, за 1 м³, учитывая сложность работ, вводится повышающий коэффициент, в данном случае используется величина 20%, Таким образом, сумма договора по изоляции трубопровода составит:

$$S = C_{нап} \cdot k_{п} \cdot V = 18000 \cdot 1,2 \cdot (355 \cdot 1,2) = 9201600 \text{ руб.}$$

3. Объем бетона: $V = \pi \cdot (d_n - h_{из}) \cdot h_{из} = 652 \text{ м}^3$

4. Стоимость бетона составляет 3900 руб, за 1 м³ Таким образом, сумма по бетонированию трубопровода составит:

$$S = C_{нап} \cdot k_{п} \cdot V = 3900 \cdot (652 \cdot 1,2) = 3051360 \text{ руб.}$$

Расчет материалов Вариант 2

5. Объем изоляции в м³, приходящийся на метр длины трубопровода:

$$V = \pi \cdot (d_n - h_{из}) \cdot h_{из} = 651 \text{ м}^3$$

где d_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

$h_{из}$ – толщина изоляции, мм,

6. Стоимость напыления ППУ составляет 19500 руб, за 1 м³, учитывая сложность работ, вводится повышающий коэффициент, в данном случае используется величина 20%, Таким образом, сумма договора по изоляции трубопровода составит:

$$S = C_{нап} \cdot k_{п} \cdot V = 19500 \cdot 1,2 \cdot (651 \cdot 1,2) = 18280080 \text{ руб.}$$

7. Объем бетона: Объем бетона: $V = \pi \cdot (d_n - h_{из}) \cdot h_{из} = 611 \text{ м}^3$

8. Стоимость бетона составляет 3900 руб, за 1 м³ Таким образом, сумма по бетонированию трубопровода составит:

$$S = C_{нап} \cdot k_{п} \cdot V = 3900 \cdot (611 \cdot 1,2) = 2859480 \text{ руб.}$$

Расчет материалов Вариант 3

9. Объем изоляции в м³, приходящийся на метр длины трубопровода:

$$V = \pi \cdot (d_n - h_{из}) \cdot h_{из} = 513 \text{ м}^3$$

где d_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

$h_{из}$ – толщина изоляции, мм,

10. Стоимость напыления ППУ составляет 19500 руб, за 1 м³, учитывая сложность работ, вводится повышающий коэффициент, в данном случае используется величина 20%, Таким образом, сумма договора по изоляции трубопровода составит:

$$S = C_{нап} \cdot k_{п} \cdot V = 19500 \cdot 1,2 \cdot (513 \cdot 1,2) = 14405040 \text{ руб.}$$

11. Объем бетона: $V = \pi \cdot (d_n - h_{из}) \cdot h_{из} = 596 \text{ м}^3$

12. Стоимость бетона составляет 3900 руб, за 1 м³ Таким образом, сумма по бетонированию трубопровода составит:

$$S = C_{нап} \cdot k_{п} \cdot V = 3900 \cdot (596 \cdot 1,2) = 2789280 \text{ руб.}$$

Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам,

Таблица 7.8 – Расчет заработной платы работников

№	Наименование специальности	Количество	Тарифная ставка (руб/час)	Район к-т	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	изолировщик (3-разряд)	12	97	20%	1839586	2551953.6	2310307.2
2	изолировщик (4-разряд)	12	118	20%	2237846	3104438.4	2810476.8
3	дефектоскопист	2	222	20%	701697.6	973425.6	881251.2
Итого, руб.					4.78E+06	6.63E+06	6.00E+06

Отчисления на социальные нужды

Отчисления на единый социальный налог осуществляется в размере 21.5% от всего (ФЗП) фонда заработной платы.

Таблица 7.9 – Расчет отчисления на социальные нужды

№	Наименование Фонда	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Пенсионный Фонд	836348	1160218	1050356
2	Фонд социального страхования	47791	66298	60020
3	Фонд медицинского страхования	143374	198895	180061
Итого, руб.		1027513	1425411	1290438

Суточный убыток предприятия по причине простоя

В течение реконструкции рекомендуется транспортировать флюидов трубопроводом для ППД, при этом будет выключит 1 скважин ППД (1 в процессе мероприятия). При этом расход сможем уменьшится на 20%. Настоящий добычи составляет 6000 баррелей/день.

Тогда в трех случаях сокращается на: $6000 \cdot 20\% = 1200$ баррелей/день

Таблица 7.10 – Расчет убытки по причине простоя

№	Наименование Фонда	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Потери нефти, баррелей	180000	180000	252000
2	Убытки, руб.	9000000	900000	12600000

Затраты на проведение изоляционных работ

На основании вышперечисленных расчетов определяется общая сумма затрат на проведение изоляционных работ представлена в таблице 6.

Таблица 7.11 – Расчет затраты на проведение изоляционных работ

Состав затрат	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Оплата труда	4779130	6629818	6002035
Отчисления на социальные нужды	1027513	1425411	1290438
Затраты на материалы	12252960	21139560	17264520
Затраты на оборудования	18600000	22230000	22920000
Всего затрат, руб.	36659603	51424789	47476993

7.2 Расчет на варианты 4

Смешивание нефти с конденсатом от другого месторождения: нужен построить 6–км трубопровода Ø232 и соединить его в трубопровода «Золотой Тунец». Такой вариант осуществляется с целью улучшения работы оборудования, увеличения межремонтного срока клапана-регулятора, сокращение использования спецтехники для ликвидаций аварийных ситуаций, сокращение эксплуатационных расходов.

Для осуществления данного варианта необходимо приобрести следующие материалы и оборудование:

- труба Ø232мм, 5000м,
- смеситель Ø232, 1шт
- кран сферический Ду232мм. 1 шт,
- клапан обратный Ду232мм, 1шт,

Для проведения осуществления данного варианта потребуются следующие финансовые вложения:

- Затраты на приобретение новых деталей.
- Затраты на транспортировку комплектующих, от места заводского складирования готовой продукции до места установки.
- Затраты на установление нового трубопровода.

В результате проведенного мероприятия ожидается экономический эффект за счет:

- увеличения срока межремонтного периода очистки трубопровода скребком,

- сокращение эксплуатационных затрат,
- сокращение использования спецтехники.

Расчет капитальных вложений

Затраты на изготовление оборудования включают в себя затраты на приобретение материалов, энергетические затраты, затраты на заработную плату рабочих, затраты на транспортировку оборудования.

Величину капитальных вложений определим по формуле, руб.:

$$Kв = Zм + Zэ + Zп + Zтр$$

где $Zм$ – затраты на материалы, руб.;

$Zэ$ – затраты на электроэнергию, руб.;

$Zп$ – затраты на заработную плату, руб.;

$Zтр$ – транспортно-заготовительные расходы, руб.;

Затраты на приобретение деталей приведены в таблице 8.12.

Затраты на приобретение деталей и материалов составят, руб.:

$$Z_{м} = 33106130$$

Таблица 7.12 – Стоимость покупных деталей

Наименование	Количество	Цена, руб.	Всего,руб.
Труба Ø232x8 (+бетон 40мм)	5000, м.	45,2р	28917830
		1кг	639775 кг
		3900	768300
		1м ³	197м ³
Смеситель Ø232	1 шт.	220000	220000
Кран сферический	1 шт	80000	80000
Клапан обратный	1 шт	120000	120000
Аренда танкера	1 шт	3000000	3000000
Итого			33106130

Затраты с учетом транспортно-заготовительных расходов составит,
(5 % от общей стоимости материалов, покупных изделий, оборудования) руб.:

$$Z_m = Z_{\text{м}} \cdot 1,05$$

где $Z_{\text{м}}$ – затраты на материалы, покупные изделия, оборудование.

$$Z_m = 33106130 \cdot 1,05 = 34761436, \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату

Основная заработная плата производственных рабочих определяется по формуле, руб.:

$$Z_n = Z_{\text{ч}} \cdot T_{\text{эф}} \cdot r_{\text{ч}},$$

где Z_n – затраты на заработную плату производственных рабочих, руб.;

$Z_{\text{ч}}$ – средняя часовая зарплата одного рабочего за отчетный год, руб.;

$T_{\text{эф}}$ – эффективный фонд времени работы оборудования в течение года, ч; $r_{\text{ч}}$ – количество рабочих, занятых на оборудовании, чел.

Таблица 7.13 – Фонд заработной платы производственных рабочих

№	Наименование специальности	Количество	Тарифная ставка (руб/час)	Район к-т	Зарплата
1	Начальник участка	1	270	20%	77760
2	Электрогазосварщик	8	350	20%	806400
3	Водитель спецтехники	4	180	20%	207360
5	Машинист трубоукладчика	8	360	20%	829440
Итого, руб.					1920960

Энергетические затраты

Энергетические затраты включают в себя затраты на электроэнергию, используемую при изготовлении деталей, необходимых для установления трубопровода.

В связи с тем, что электроэнергия вырабатывается собственными электростанциями, то затратами на электроэнергию можно пренебречь.

Расчет стоимости транспортировки деталей

Транспортные расходы на перевозку оборудования из г. Хо Ши Мин до места положения оборудования будут состоять из суммы транспортных расходов на всех участках дорог по всему маршруту.

Первым участком будет транспортировка груза из г. Хо Ши Мин до г. Вунг Тау автомобильным транспортом. Расчет стоимости произведен транспортным калькулятором. Стоимость доставки составляет 480000р.

Вторым участком будет транспортировка груза из г. Вунг Тау до платформа-Х танкером. Стоимость доставки составит 210000р.

Сумма затрат на транспортировку, руб: $\Sigma_{тр}=690000$, рублей

Суточный убыток предприятия по причине простоя

Для соединения двух трубопроводов, придется приостановить технологический процесс. В связи с тем, что основой время совершения вариантов является установлением второго трубопровода, а время соединения трубопроводов остается малым, то фактически предприятие не несет затрат по причине простоя оборудования.

Величина капитальных вложений

$C_0 = 34761436 + 1920960 + 690000 = 37372396$, руб.

Амортизационные затраты рассчитаем по формуле:

$$A = \frac{C_n \cdot H_a}{100}$$

$$A = \frac{37372396 \cdot 5}{100} = 1868620 \text{ руб.}$$

7.3 Определение экономической эффективности работы модернизированного оборудования

В настоящее время регулярное применение механические методы предотвращения образования отложений в подводном промысловом нефтепроводе. Срок межремонтного периода очистки трубопровода составляет 1 месяц. Стоимость применения скребки – 1200000 руб./раз. Применение вариант 4 с расходом конденсата 10000кг/ч. Срок межремонтного периода очистки трубопровода составляет 6 месяц.

Применение вариантов 1,2,3 вообще не образует парафиновое отложение в трубопроводе. Но для обеспечения безопасности трубопровода очистка трубопроводов должна проводиться раза в год.

Стоимость обслуживания до применения составляет, руб./год:

$$\Sigma_6=1200000 \cdot 12=14400000 \text{ руб.}$$

Стоимость обслуживания по вариантам 4, руб./год::

$$\Sigma_M=1200000 \cdot 12=2400000 \text{ руб.}$$

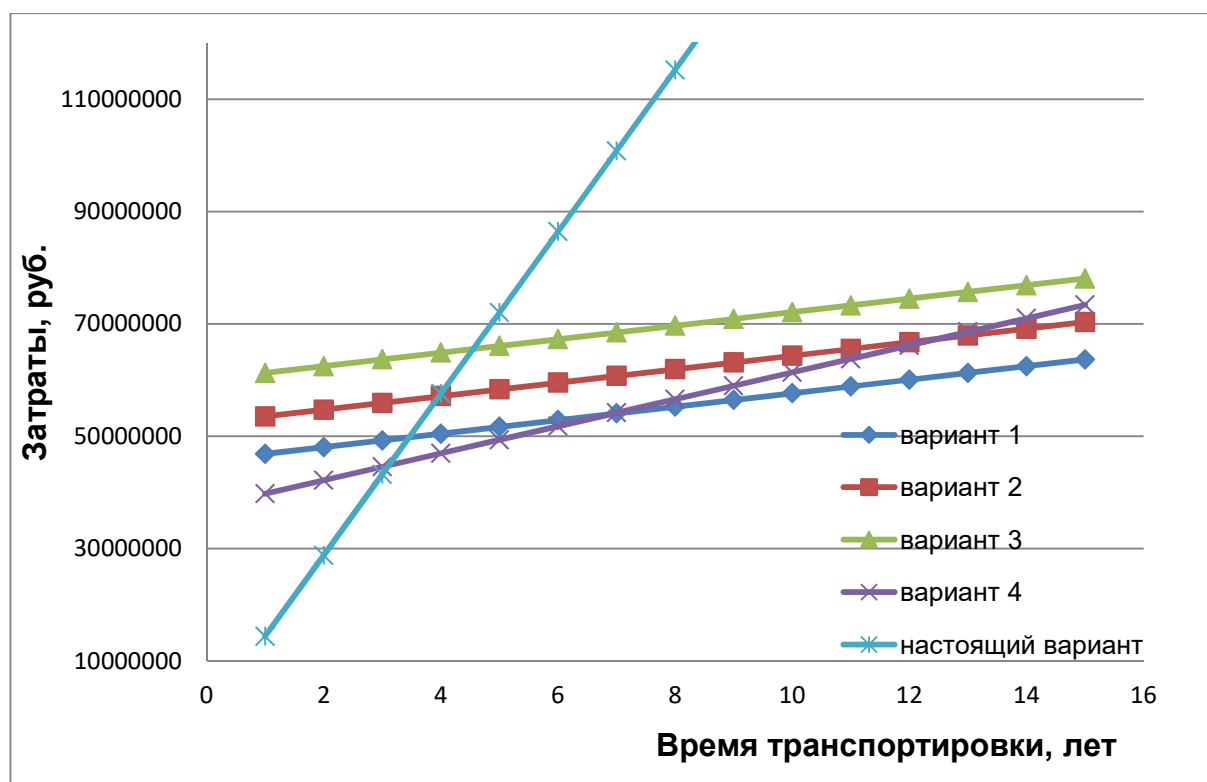


Рисунок 8.1 – Сравнение общих затрат на применения вариантов в 15 лет

Таблица 7.14 – Экономические выгоды в течение 7 лет применения, тыс. руб

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Общая затрата	54060	60725	68477	54172
Экономические выгоды	46740	40075	32323	46628

Вывод

Применение первого варианта имеет самый выгоды после 7 лет транспортировки. По сравнению с настоящим методом, ее экономические выгоды составляет 46740 тыс. руб.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Производственная безопасность

Защита от отрицательного воздействия ПЭВМ является одной из важнейших медико-биологических и социальных задач. В этом случае должны быть указаны рекомендации по организации режима работы за ЭВМ (ПК), рассмотрены меры по обеспечению эргономичности и безопасности рабочего места инженера.

При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: ВЧ-электромагнитных полей, инфракрасного и ионизирующего излучений, шума и вибрации, статического электричества. Кроме всего вышеперечисленного, работа с компьютером характеризуется значительным умственным напряжением и нервно-эмоциональной нагрузкой операторов, высокой напряженностью зрительной работы и достаточно большой нагрузкой на мыши рук при работе с клавиатурой ПК. Большое значение имеет рациональная конструкция и расположение элементов рабочего места, что важно для поддержания оптимальной рабочей позы человека-оператора ПК.

При работе с персональным компьютером может проявиться ряд вредных факторов и опасностей по ГОСТу 12.0.003-74[28]:

Таблица 8.1 – Опасные и вредные факторы при работе с ПК

Источник фактора, наименование видов работы	Факторы (по ГОСТу 12.0.003-74 (2015))		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы с ПК: - Моделирование подводного промыслового нефтепровода. - Совершение различных расчетов на Excel	- Отклонение показателей микроклимат в помещении; - Недостаточное освещение рабочей зоны; - Монотонность труда; - Эмоциональные перегрузки	- Электрический ток; - Пожаробезопасность.	1) СП 2.2.1.1312-03 2) СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. 3) СанПиН 2.2.2 542-96.

8.1.1 Анализ вредных факторов

а Отклонение показателей микроклимат в помещении

Вычислительная техника является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в

помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата. В СП 2.2.1.1312-03 установлены величины параметров микроклимата, создающие комфортные условия. Эти нормы устанавливаются в зависимости от времени года, характера трудового процесса и характера производственного помещения.

Микроклимат помещений. Оптимальные параметры микроклимата помещений с ПЭВМ приведены в табл. 8.2.

Гигиенические требования в ПЭВМ и организации работы изложены в СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [29].

Таблица 8.2 – Оптимальные параметры микроклимата

Температура, °C	относительная влажность, %	скорость движения воздуха, м/с
19	62	Менее 0,1
20	58	
21	55	

В помещениях, где работают компьютеры, при низких значениях влажности велика опасность накопления в воздухе микрочастиц с высоким электростатическим зарядом, способных адсорбировать частицы пыли и поэтому обладающих аллергизирующими свойствами.

Содержание вредных химических веществ в воздухе помещений с ПЭВМ должно соответствовать ПДК рабочей зоны для случая вспомогательного использования компьютеров и ПДК окружающей среды в атмосферном воздухе населенных мест в помещениях, где работа с ПЭВМ является основной (операторские, залы вычислительной техники и т.п.).

Таблица 8.3 – Нормы подачи свежего воздуха в помещения с ПК

Характеристика помещения (объем помещения, в м ³ на человека)	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ на человека/час
До 20	Не менее 30
20...40	Не менее 20
Более 40	Естественная вентиляция

Для обеспечения комфортных условий могут быть использованы как организационные методы, так и технические средства.

б Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям, поэтому столь важен правильный расчет освещенности.

Освещение помещений: Ориентация светопроемов для помещений должна быть северо-восточной или северной с КЕО 1,5 (+1%). В качестве источников искусственного освещения должны использоваться люминесцентные лампы типа ЛБ и компактные люминесцентные лампы ДРЛ. Освещенность в горизонтальной плоскости должна быть не ниже 300 лк для системы общего освещения и не ниже 750 лк для системы комбинированного освещения; при одновременной работе с документацией и видеотерминалом горизонтальная освещенность – 500 лк. Коэффициент пульсации не должен превышать 5%.

в Монотонность труда

Монотонный труд (работа) – это свойство некоторых видов труда, требующих от человека длительного выполнения однообразных, элементарных действий или непрерывной и устойчивой концентрации внимания в условиях дефицита сенсорной информации [30].

Основными показателями монотонного труда являются [30]:

- структурное однообразие, простота рабочих приемов (операций);
- непродолжительный временной цикл;
- высокая степень повторяемости;
- отсутствие творческих элементов;
- постоянный фоновый шум;
- стробоскопический эффект люминесцентных ламп и др.;

Все это достигается как оптимизацией содержания и условий трудовой деятельности, так и непосредственным воздействием на функциональное состояние организма человека комплекса технологических, организационно-технических и психофизиологических мер. Среди них важнейшее значение имеют [30]:

- автоматизация и механизация однообразных ручных работ;

- совершенствование технологии, оптимизация содержания труда;
- совершенствование организации трудовой деятельности;
- совершенствование организации рабочего места;

г Эмоциональные перегрузки

Деятельность человека по характеру выполняемой работы можно разделить на три группы [31]:

1. физический;
2. умственный труд;
3. механизированные формы физического труда.

механизированные формы физического труда.

Характер выполняемой работы при изучении нового метода эксплуатации нескольких объектов – умственный труд (интеллектуальная деятельность).

Формы умственного труда подразделяются на пять видов [31]:

1. Операторский труд – отличается большой ответственностью и высоким нервно-эмоциональным напряжением.

2. Управленческий труд – характеризуется большим объемом информации, повышенной личной ответственностью за принятия решений, периодическим возникновением конфликтных ситуаций.

Изучение нового метода эксплуатации нескольких объектов включает в себя несколько видов умственного труда: операторский труд, управленческий труд, творческий труд.

Таким образом, можно сформулировать основные физиологические условия продуктивной умственной работы [31]:

1. В работу следует «входить» постепенно. Это обеспечивает последовательное включение физиологических механизмов, определяющих высокий уровень работоспособности.

2. Необходимо соблюдать определенный ритм работы, что способствует выработке навыков и замедляет развитие утомления.

8.1.2 Анализ опасных факторов

а Электрический ток

Электробезопасность в рассматриваемом помещении обеспечивается техническими способами и средствами защиты, а так же организационными и техническими мероприятиями [34].

Рассмотрим основные причины поражения проектировщика-конструктора электрическим током на рабочем месте:

1. Прикосновение к металлическим нетоковедущим частям системного блока ПЭВМ, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.
2. Запрещенное использование электрических приборов, таких как электрические плиты, чайники, обогреватели.

Для обеспечения безопасности людей от поражения электрическим током металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводимое оборудование должны быть заземлены или занулены в соответствии с правилами ПУЭ.

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода.

Запрещается последовательное соединение с заземляющей шиной нескольких объектов. Толщина и конструкция заземляющих проводников должна соответствовать требованиям [ПУЭ].

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление». Задача дипломника состоит в правильном и обоснованном выборе тех или иных способах защиты от поражения электрическим током.

Защита от статического электричества

Заряды статического электричества образуются при движении нефти и других жидкостей по трубопроводам, в клиноременных передачах на СК и ряде других случаях. Потенциал этих зарядов достигает значений до нескольких тысяч вольт и при разрядке его возникающие искры могут вызвать взрыв или пожар. Не исключена и вероятность образования грозových разрядов молний.

Для защиты от статического электричества используется следующее:

- + заземление;
- + снижение скорости перемещения потока жидкости или газа по трубопроводам;

- + применение антистатических смазок;
- + использование нейтрализаторов статического электричества.

Молниезащита нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с требованиями инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений на нефтегазодобывающих предприятиях.

Защита от электромагнитного и ионизирующего излучений.

Большинство ученых считают, что как кратковременное, так и длительное воздействие всех видов излучения от экрана монитора не опасно для здоровья персонала, обслуживающего компьютеры. Однако исчерпывающих данных относительно опасности воздействия излучения от мониторов на работающих с компьютерами не существует и исследования в этом направлении продолжаются.

Допустимые значения параметров неионизирующих электромагнитных излучений от монитора компьютера представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Допустимые значения параметров неионизирующих ЭМ-излучений (в соответствии с СанПиН 2.2.2.542-96 [33])

Наименование параметра	Допустимые значения
Напряженность электрической составляющей электромагнитного поля на расстоянии 50см от поверхности видеомонитора.	10 В/м
Напряженность магнитной составляющей электромагнитного поля на расстоянии 50см от поверхности видеомонитора.	0,3 А/м
Напряженность электростатического поля не должна превышать: +для взрослых пользователей +для детей дошкольных учреждений и учащихся средних специальных и высших учебных заведений	20 кВ/м 15 кВ/м

Максимальный уровень рентгеновского излучения на рабочем месте оператора компьютера обычно не превышает 10 мкбэр/ч, а интенсивность ультрафиолетового и инфракрасного излучений от экрана монитора лежит в пределах 10–100 мВт/м².

Для снижения воздействия этих видов излучения рекомендуется применять

мониторы с пониженным уровнем излучения (ТСО-95 и выше); устанавливать защитные экраны, а также соблюдать регламентированные режимы труда и отдыха, описанные выше.

б Пожаробезопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных факторов является пожар на рабочем месте.

Категория помещения представлена в таблице 8.5 [32].

Таблица 8.5– Классификация производств по пожарной опасности

<i>Категория помещения</i>	<i>Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении</i>
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Класс зоны взрывопожароопасности указан в таблице 8.6 [32].

Таблица 8.6 – Классификация взрывоопасных зон

<i>Класс зоны</i>	<i>Характеристика</i>
В-IIa	Зоны, расположенные в помещениях, в которых выделение горючих пылей и волокон, способных образовать с воздухом взрывоопасные смеси, возможно только в результате аварий или неисправностей.

Для того, чтобы не допустить пожара, необходимо выполнять следующие требования [32]:

- организация пожарной охраны, организация ведомственных служб пожарной безопасности;
- паспортизация предметов, веществ и материалов;
- организация обучения работающих правилам пожарной безопасности;

8.2 Экологическая безопасность

Использование компьютеров требует решения вопросов об утилизации отходов старых компьютеров. Рекомендует использовать отходы в форме вторичного сырья для изготовления новых компьютеров или других устройств. Проводим несколько примеров переработки отходов вычислительной техники.

Гадолиниево-галлиевые гранаты (ГГГ) используются в производстве компонентов запоминающих устройств. В ходе обработки около 80% исходного материала превращается в отходы или отбраковывается. ГГГ имеют высокую стоимость и их выделение из отходов представляет интерес с экономической точки зрения. При получении достаточно чистых продуктов возможно повторное их использование в качестве исходного материала. При этом значительно повышается экономичность производства заготовок из ГГГ.

При работе в условиях рыночной экономики предприятия должны быть сами заинтересованы во вторичной переработке, содержащих драгоценные металлы узлов и элементов при условии невозможности их использования. Суммарная масса драгоценных металлов в компьютере типа IBM PC/XT, составляет: золото - 0,22968 г; серебро - 5,091336 г.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная профилактика основывается на устранении благоприятных условий возгорания. В рамках обеспечения пожарной безопасности решаются четыре задачи: предотвращение пожаров и возгорания, локализация возникших пожаров, защита людей и материальных ценностей, тушение пожара. Предотвращение пожара достигается путем исключения легко воспламеняемых предметов и источников возгорания, а также поддержанием среды в условиях, препятствующих возгоранию.

В современных ЭВМ очень высокая плотность размещения элементов электронных схем. В непосредственной близости друг от друга располагаются соединительные провода, коммутационные кабели, элементы электронных микросхем. При протекании по ним электрического тока выделяется определенное количество теплоты, что может привести к повышению температуры до 80-100 С. При этом возможно плавление изоляции, и как следствие короткое замыкание, которое сопровождается искрением и ведет к недопустимым перегрузкам элементов микросхем. Для отвода избыточной теплоты в ЭВМ используют внутренние вентиляторы.

Возникновение пожара в рассматриваемой лаборатории обуславливается следующими факторами:

- наличие легко воспламеняемых элементов: документы, двери, столы и т.п.;
- наличие кислорода, как окислителя процессов горения;

- нарушенная изоляция электрических проводов.

Помещение отдела согласно [Технический регламент по ПБ] по степени пожаровзрывоопасности относится к категории Д, т.е. к помещениям с твердыми сгораемыми веществами. Для сведения возможности возникновения пожара в помещении к минимуму необходимо выполнять противопожарные меры:

- по возможности снизить количество легко воспламеняющихся веществ, заменив их аналогами, неподдающимися горению;
- устранить возможные источники возгорания;
- иметь в обязательном наличии средства пожаротушения (огнетушители, пожарный инструмент);
- провести пожарную сигнализацию в помещении;
- содержать электрооборудование в исправном состоянии, по возможности применяя средства, предотвращающие возникновение пожара;
- курить только в специально отведенных местах;
- содержать пути и проходы эвакуации людей в свободном состоянии;
- проводить периодически инструктаж по технике безопасности;
- назначить ответственного за пожарную безопасность помещения.

Пожарная безопасность лаборатории обеспечивается следующими мерами:

- регулярное проведение инструктажа сотрудников и студентов по технике безопасности;
- наличие плана эвакуации людей при возникновении пожара;
- автоматическая пожарная сигнализация и телефонная связь с пожарной охраной;
- наличие средств пожаротушения (огнетушители ОУ, ОП), пожарный инструмент, песок.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для снижения вредного воздействия ЭВМ до пренебрежимо малого требуется соблюдение правильного режима труда и отдыха. В противном случае у персонала отмечаются значительное напряжение зрительного аппарата с появлением жалоб на неудовлетворенность работой, головные боли, раздражительность, нарушение сна, усталость и болезненные ощущения в глазах, в пояснице, в области шеи и руках. Все

это приводит к снижению эффективности и является симптомами вреда, наносимого здоровью людей. Для предотвращения вредных последствий работы за ПК Минздравом РФ были выработаны соответствующие нормы работы.

Требования к рабочему месту.

В требования к рабочему месту входят требования к рабочему столу, посадочному месту (стулу, креслу), Подставкам для рук и ног. Несмотря на кажущуюся простоту, обеспечить правильное размещение элементов компьютерной системы и правильную посадку пользователя чрезвычайно трудно. Полное решение проблемы требует дополнительных затрат, сопоставимых по величине со стоимостью отдельных узлов компьютерной системы, поэтому и в быту и на производстве этими требованиями часто пренебрегают.

+ Монитор должен быть установлен прямо перед пользователем и не требовать поворота головы или корпуса тела и должен устанавливаться таким образом, чтобы исключить возможность отражения от его экрана в сторону пользователя источников общего освещения помещения.

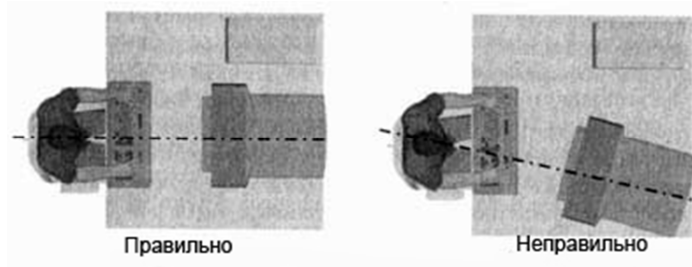


Рисунок 8.2 – Расположение рабочего места с ЭВМ

+ Рабочий стол и посадочное место должны иметь такую высоту, чтобы уровень глаз пользователя находился чуть выше центра монитора. На экран монитора следует смотреть сверху вниз, а не наоборот. Даже кратковременная работа с монитором, установленным слишком высоко, приводит к утомлению шейных отделов позвоночника.

+ Клавиатура должна быть расположена на высоте, чтобы пальцы рук располагались на ней свободно, без напряжения, а угол между плечом и предплечьем составлял 100° — 110° . При использовании обычных школьно-письменных столов добиться одновременно правильного положения и монитора, и клавиатуры практически невозможно. Для работы рекомендуется использовать специальные компьютерные столы, имеющие выдвижные полочки для клавиатуры.

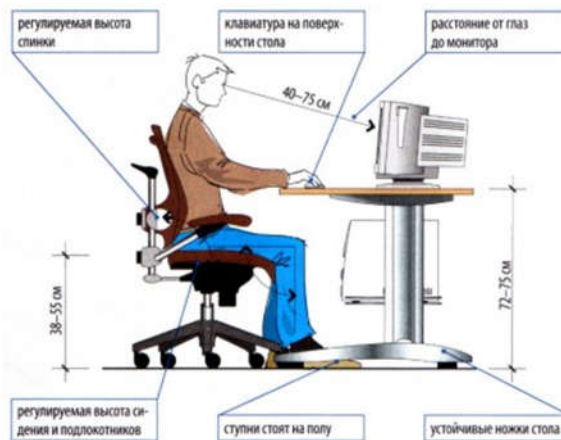


Рисунок 8.3 – Правильная позиция оператора за компьютером

+ Рука не должна находиться на весу. Локоть руки или хотя бы запястье должны иметь твердую опору.

+ Расстояние от экрана монитора до глаз пользователя должно составлять от 50 до 70 см. Завышенное расстояние от глаз до монитора приводит к дополнительному напряжению органов зрения, сказывается на затруднении перехода от работы с монитором к работе с книгой и проявляется в преждевременном развитии дальнозоркости.

+ Важным параметром является частота кадров, которая зависит от свойств монитора, видеоадаптера и программных настроек видеосистемы. Для работы с текстами минимально допустима частота кадров 72 Гц. Для работы с графикой рекомендуется частота кадров от 85 Гц и выше.

Требования к работе с ПЭВМ

В таблице 8.7 представлены сведения о регламентированных перерывах, которые необходимо делать при работе на компьютере, в зависимости от продолжительности рабочей смены, видов и категорий трудовой деятельности с ВДТ (видеодисплейным терминалом) и ПЭВМ (в соответствии с СанПиН 2.2.2 542-96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ»).

Таблица 8.7 – Время регламентированных перерывов при работе на компьютере

Категория работы с ВДТ или ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы с ВДТ			Суммарное время регламентированных	
	Группа А, количество	Группа Б, количество	Группа В, часов	При 8-часовой	При 12-часовой
I	до 20 000	до 15 000	до 2,0	30	70
II	до 40 000	до 30 000	до 4,0	50	90
III	до 60 000	до 40 000	до 6,0	70	120

Примечание: Время перерывов дано при соблюдении указанных Санитарных правил и норм. При несоответствии фактических условий труда требованиям Санитарных правил и норм время регламентированных перерывов следует увеличить на 30%.

Продолжительность работы с ПЭВМ при вводе данных, редактировании программ, чтении информации с экрана не должна превышать 4 ч при 8-часовом рабочем дне. Через каждый час работы должен делаться перерыв на 5-10 мин, а через 2ч - перерыв на 15 мин.

Профессиональные пользователи ПЭВМ должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические осмотры в установленные сроки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Коэффициент теплепередачи U зависит от факторов: тип и толщина отложения, содержание нефти в отложении, местоположение и условия окружающей среды трубопровода.

Разработанная моделирующая схема в программном комплексе Aspen HYSYS позволила оценить эффективность применения теплоизоляции межпромыслового трубопровода при промышленном транспорте исследуемой парафинистой нефти и применении конденсата в роли растворителя. На межпромысловом трубопроводе Золотой Тунец образуется парафиновое отложение в конце трубопроводе (22655 м), толщина слоя парафина в трубопроводе достигает 2,56 мм за 42 дня.

Исследование рабочих параметров на данной модели показало, что, чем ниже значение параметров температуры, расхода, давления, тем больше способность нефти к образованию парафинового отложения.

Пенополиуретан играет главную роль в теплоизоляции в настоящей конструкции трубопровода Золотой Тунец.

Исследование сравнительной эффективности теплоизолирующих слоев позволило установить следующую последовательность для изученных материалов: Polystyren Foam > Plastic block > Polyurethan Foam > PVC Foam. Это значит, что Polystyren Foam является самый лучшим вариантом по технологическим аспектам: $U=1,292\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$

Применение конденсата в роли растворителя от другого месторождения также дает положительный эффект. При его использовании в промышленном трубопроводе наблюдается равномерное уменьшение толщины отложений, по сравнению динамикой толщины отложений по длине технологического трубопровода без применения разбавителя. В случае $Q_{\text{кон}}=10000\text{кг}/\text{ч}$, межочистной период трубопровода составляет 9,66 месяцев.

Увеличение толщины слоя Polyurethan Foam, применяющегося в настоящее время, с 25,21 до 37 мм предотвращает образования парафинового отложения, дает увеличение межочистного периода трубопровода (1 раз/год) и самый высокий экономический эффект (46,7 млн. рублей / 7 лет).

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Нгуен Бао Тоан. Корреляционный анализ зависимости между составом и физико-химическими свойствами нефти месторождения «Белый Тигр»// Сборник трудов XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. Том II; ТПУ. – Томск, 2016. – С. 388-389.
2. Фам Динь Ан. Математическое описание процесса пленочной конденсации пара [Электронный ресурс] / Фам Динь Ан, Нгуен Бао Тоан; науч. рук. С.Н. Харламов // Сборник трудов XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. Том II; ТПУ. – Томск, 2017. – С. 758-760.
3. Нгуен Бао Тоан. Влияние деятельности нефтегазовой компании "PetroVietnam" на развитие экономики Вьетнама / Нгуен Бао Тоан, Т.С. Глызина; науч. рук. И.В. Шарф // Сборник трудов XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. Том II; ТПУ. – Томск, 2017. – С. 853-854.
4. Нгуен Бао Тоан. Исследование влияния типа изоляции на образование АСПО в подводном трубопроводе на нефтяном месторождении «Золотой Тунец»// Сборник трудов XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. Том II; ТПУ. – Томск, 2018. – В печати.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Иванова Л.В. , Буров Е.А., Кошелев В.Н. // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С. 268 – 284.
2. Brown, T.S. Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition / Brown, T.S., Niesen, V.G., and Erickson, D.D // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1993.
3. Burger, E.D. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline / Burger, E.D., Perkins, T.K., and Striegler, J.H. // Journal of Petroleum Technology. – 1981. Vol. 33.
4. Elphingstone, G.M. Modeling of Multiphase Wax Deposition / Hsu, J.C., Elphingstone, G.M., and Greenhill, K.L. //Journal of Energy Resources Technology. – 1999. Vol. 121. – С. 81 – 85.
5. Singh, P. Prediction of the Wax Content of the Incipient Wax-Oil Gel in a Flowloop: An Application of the Controlled-Stress Rheometer / Singh, P., Gogler, H.S., Nagarajan, N. // Journal of Rheology. – 1999. Vol. 43.
6. Weingarten., J.S. Methods for predicting Wax Precipitation and Deposition / Weingarten., J.S. and Euchner, J.A. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1986.
7. Offshore Pipelines / Boyun Guo, Shanhong Song, Jacob Chacko, Ali Ghalambor // – Elsevier. – 2005. – С. 107 – 119.
8. Yong Bai. Subsea pipelines and risers / Yong Bai, Qiang Bai // Elsevier, – 2005. – С. 326 – 332.
9. Carmichael, R. Pipe-in-pipe Systems for Deepwater Developments / Carmichael, R., Fang, J., and Tam, C. // Deepwater Pipeline Technology Conference –1999.
10. Сейткасымов Б. С. Повышение эффективности методов борьбы с асфальтосмоло-парафиновыми отложениями на месторождениях Южно-Тургайского прогиба Республики Казахстана. – Москва, – 2006. – 153 с.
11. Anticipating Asphaltene Problems Offshore – A Practical Approach / Wang, J.X., Buckley, J.S., Burke, N.A., and Creek, J.L. // Offshore Technology Conference. – 2003.

12. A Wax Inhibition Solution to Problematic Fields: A Chemical Remediation Process / Groffe, D., Groffe, P., Takhar, S., Andersen, S.I., Stenby, E.H., Lindeloff, N., and Lundgren, M. // Petroleum Science and Technology. – 2001. – №.1&2. Vol. 19.
13. Оптимальный вариант ускоренного ввода в эксплуатацию новых месторождений на шельфе Южного Вьетнама/ Нгуен Тхук Кханг, Нгуен Ву Чыонг Шон, Ле Данг Там, Велиев М.М. // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – Уфа, 2007. – Вып. 4 (70). – С. 24 – 28.
14. Connection between Ca Ngu Vang Oilfield and Bach Ho Oilfield / Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, Ngo Huu Hai // Vietnam Petroleum Journal. – 2016. – №2. – С. 26 – 32.
15. Гаврилов В.П. Геология и нефтегазоносность фундамента шельфа Южного Вьетнама / В.П. Гаврилов, А.Д. Дзюбло, В.В. Поспелов, О.А. Шнип // Геология нефти и газа. – 1995. – № 4. – С. 25 – 29.
16. Nghiên cứu, phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở các mỏ dầu của LD “Vietsovpetro” và các mỏ kết nối bằng đường ống ngầm ngoài khơi nhằm đảm bảo khai thác dầu liên tục và hiệu quả // Báo cáo thuyết minh công trình – 2016.
17. Đỗ Xuân Hòa. Tối ưu hóa quá trình vận chuyển hỗn hợp dầu khí bằng đường ống ngầm dưới biển từ mỏ cá ngừ vàng đến giàn xử lý trung tâm số 3 của mỏ BH. –2015.
18. Employing Flow Assurance in an Offshore FEED study / Gary Grove and Geir Saether. Knowledge Réservoir. LLC. and Giovanni P. Estrada. // Annual Technical Conference and Exhibition. – 2008.
19. Macquarie Oil & Gas Explorer Conference // London SOCO PLC International. – 2010.
20. Son Tung Pham. Flow Assurance in Subsea Pipeline Design for Transportation of Petroleum Products / Son Tung Pham, Minh Huy Truong, Ba Tuan Pham // Open Journal of Civil Engineering. – 2017. – №7. – С. 311 – 323.
21. Khai thác khí thiên nhiên và thu gom khí đồng hành từ các mỏ nhỏ/cận biên / Tăng Văn Đồng, Nguyễn Thúc Kháng, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Hoài Vũ, Lê Việt Dũng // Vietnam Petroleum Journal. – 2017. – №7 – С. 29 – 36.
22. Руководство пользователя PVTsim. – Calsep. 2010. URL: <https://www.pvtsimnova.com/>.

23. Jon Steinar Gudmundsson. Paraffin wax deposition and fouling / Thesis – 1975.
24. Numerical Study of the Influence of Material Structure on Effective Thermal Conductivity of Concrete / Shibin Tang, Chun'an Tang, Zhengzhao Liang, Yongbin Zhang & Lianchong Li // Heat Transfer Engineering. – 2011, – С. 732–747.
25. P. R. Dhamangaonkar. Study of Fouling in Heat Exchanger / Ref: Fundamentals of Heat Exchanger Design.
26. Руководство пользователя HYSYS. – AspenTech. 2016. URL: <https://www.aspentech.com/>.
27. Fractured Basement Reservoirs and Oil Displacement Mechanism in White Tiger Field Offshore Vietnam / Huy X. N., Bae Wisup., San T. N., Xuan V.T., SungMin J., Kim D.Y.// AAPG International Conference & Exhibition. – 2012.
28. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
29. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 – Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
30. Рекомендации по устранению и предупреждению неблагоприятного влияния монотонии на работоспособность человека в условиях современного производства: методические рекомендации / Минздравом СССР. – 1980.
31. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, – 2003.
32. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, – 1999.
33. СанПиН 2.2.2.542-96 Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ.
34. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
35. СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий.

Приложения А

(справочное)

Методика HYSYS по моделированию парафинового отложения

С помощью программного обеспечения моделирования HYSYS, можно:

- Оцените профиль парафинового отложения по трубопроводу
- Настройте модель парафинового отложения для достижения более точной предписания
- Определить толщину и объем парафинового отложения в течение указанного времени

На рисунке А.1 представлена технологическая схема транспорта и переработки нефти от месторождения Золотой Тунец. Флюида транспортируется по 25-километровому подводному промысловому трубопроводу для первичной переработки. Здесь нефть, газ и вода разделяются и опрарляется до пункт подачи.

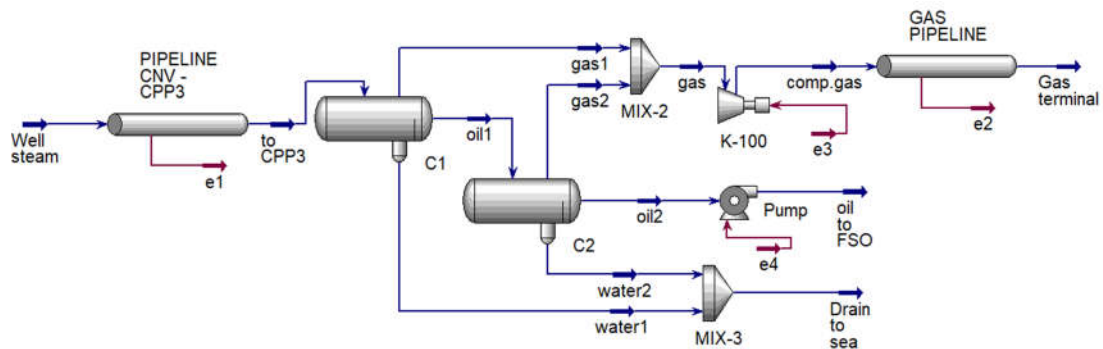


Рисунок А.1 – Моделирование технологической схемы по теме
Активация вычисления образования парафинового отложения

Для начала моделирования осаждения отложения на данном трубопроводе, в представлении свойств трубопровода, выберите Flow Assurance > Wax Deposition. (рисунок А.2)

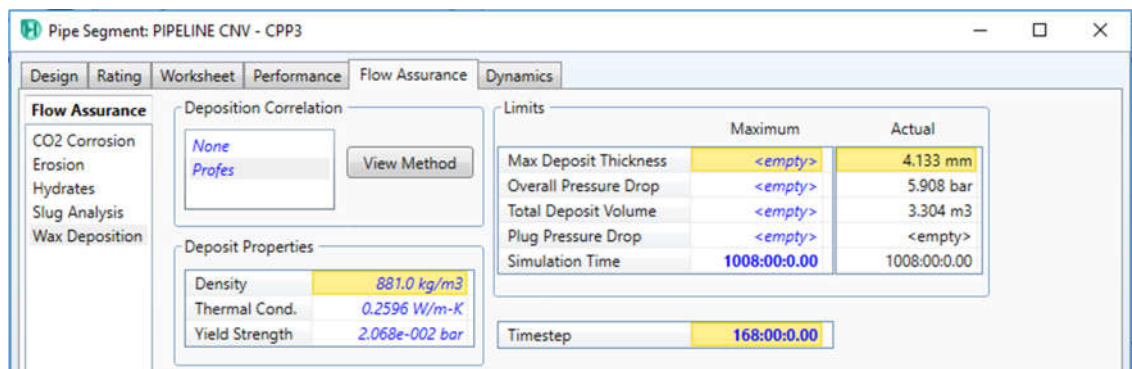


Рисунок А.2 – Свойство трубопровода Flow Assurance

Свойства парафинового отложения (Deposit Properties)

Указание Плотность, Теплопроводность и Прочность парафинового отложения;
Max Deposit Thickness – максимальная толщина парафиновых отложений;
Total Deposit Volume – суммарное количество парафиновых отложений;
Overall Pressure Drop – общее падение давления;
Timestep – временной интервал моделирования;
Simulation Time – фактическое суммарное время для моделирования.

Настройки корреляции осаждения (Deposition Correlation)

Корреляция Profes Wax является единственной стандартной корреляцией. Однако другие методы от третьего лица также могут отображаться в списке корреляций данных. Нажмите кнопку Deposition Correlation, чтобы просмотреть детали корреляции Profes Wax (рисунок А.2).

Из списка доступных корреляций выберите Profes. Нажмите кнопку View Method. Появится вид свойства Profes Wax. Дальше нажать вкладку. Ref. Comp.

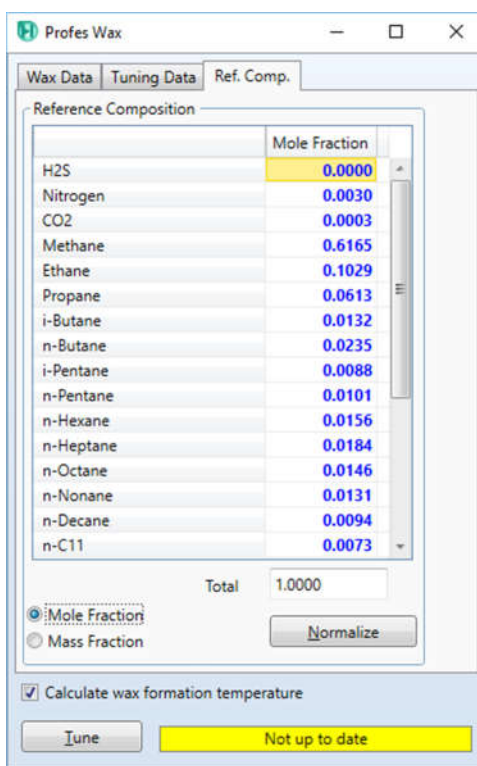


Рисунок А.3 – Вкладка Ref. Comp

Нажмите кнопку Mole Fraction или Mass Fraction, чтобы выбрать вид ввода количества компонентов. Далее, в таблице Reference Composition вводить количество

компонентов. После этого нажмите кнопку Normalise, чтобы нормализовать сумму по количеству компонентов до единицы (Рисунок А.3).

Нажмите вкладку Wax Data. В раскрывающемся списке Wax Model выберите одну из следующих моделей: Chung, Pederson, Conoco и AEA (Рисунок А.4). Из списка доступных компонентов активируйте значком Wax Former, чтобы указать, какие компоненты в системе могут образовывать парафинового отложения.

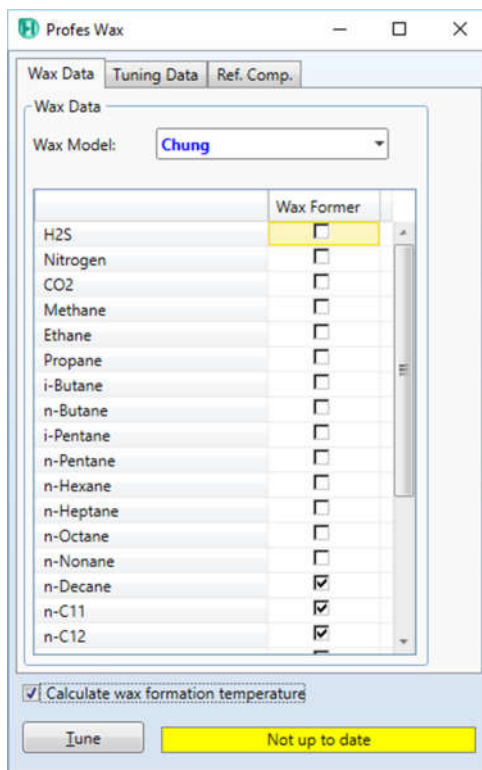


Рисунок А.4 – Вкладка Wax Data

Нажмите вкладку Tuning Data (Рисунок А.5)

В поле Температуры начала кристаллизации парафина (Cloud point), укажите температуру, с которой появляется первый парафина. Для выполнения расчетов настройки требуется минимум одна пара точек данных.

Определите количество наблюдаемого парафина и температуру в соответствующих столбцах таблицы. Сортировка пар температура / количества парафина в порядке убывающей температуры (сортировка выполняется автоматически при нажатии кнопки Tune). Температура начала кристаллизации парафина (Cloud point) больше, чем любая температура в данной таблице.

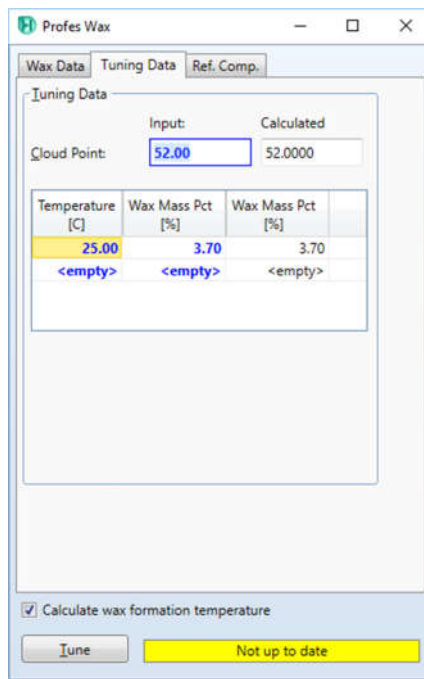


Рисунок А.5 – Вкладка Tuning Data

Deposition Profile

Cell Number	Cum. Length [m]	Init. Dep. Thick. [mm]	Calc. Dep. Thick. [mm]	Dep. Volume [m3]	Dep. Rate [kg/s-m2]
31	20255.000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
32	21455.000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
33	22655.000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
34	23855.000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
35	25055.000	0.000000	3.670469	3.171927	9.12232e-007
36	25064.200	0.000000	4.133215	0.027329	1.03085e-006
37	25073.400	0.000000	4.064259	0.026881	1.01323e-006
38	25082.600	0.000000	3.995684	0.026435	9.95720e-007
39	25091.800	0.000000	3.928138	0.025996	9.78489e-007
40	25101.000	0.000000	3.861615	0.025563	9.61532e-007

End Time Reached Do Deposition Calcs

OK Ignored

Рисунок А.6 – Результаты моделирования парафинового отложения

Таблица Déposition Profile отображает следующие результаты для каждой ячейки: Кумулятивная длина; Расчетная толщина отложения; Объем отложения; Скорость осаждения; Температура отложения; Температура флюида (Рисунок А.6).

Для рассмотрения визуального результата, выберите Performance > View Profile. Далее, выберите вкладку Plot и параметр для рассмотрения (Рисунки А.7 и А.8)

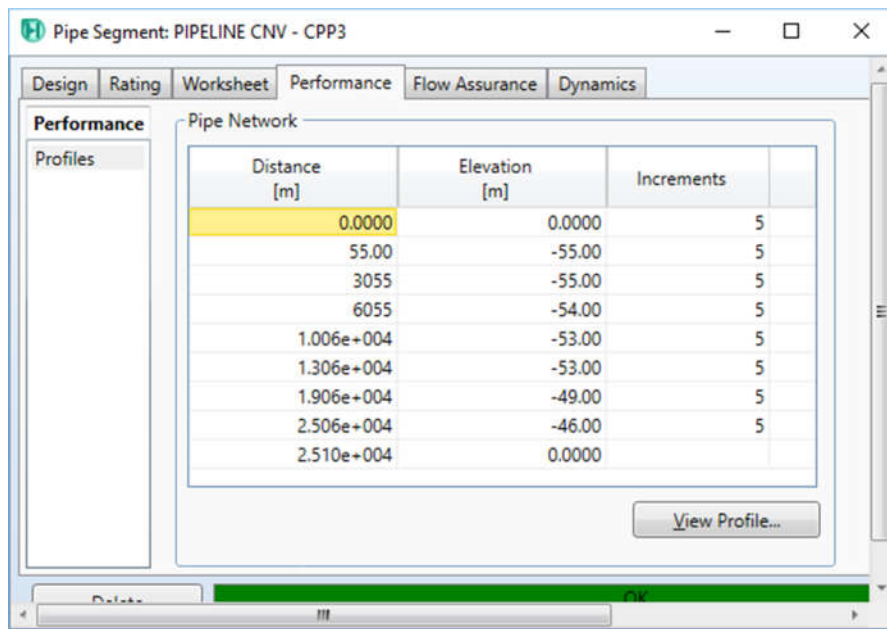


Рисунок А.7 – Вкладка Performance

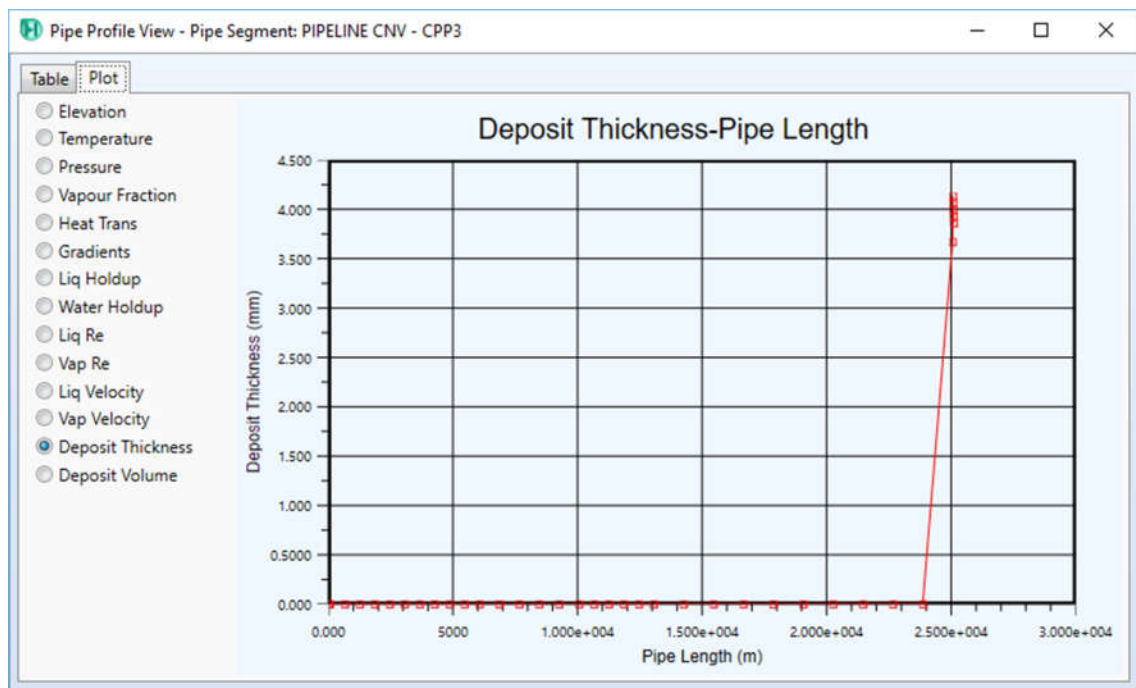


Рисунок А.8 – Результат моделирования в виде графика