

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка методов повышения пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу

УДК 622.692.4:665.6-045.23-044.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Аникин Владимир Александрович		06.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бурков Владимир Петрович			06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Татьяна Васильевна	к.э.н.		25.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			25.05.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		06.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения углеводородов»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Аникину Владимиру Александровичу

Тема работы:

Разработка методов повышения пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. №39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: магистральный трубопровод условным диаметром 530x8 мм и протяженностью 173 км, с одной перекачивающей станцией, на котором необходимо обеспечить пропускную способность 25950 т/сут.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Аналитический обзор литературных источников по проблеме увеличения пропускной способности трубопроводов; 2. Сравнительный анализ методов по повышению гидравлической эффективности с целью выявления наиболее подходящего для объекта; 3. Обзор основ гидравлического расчета трубопроводов с лупингами и вставками; 4. Анализ полученных результатов, выбор наиболее оптимального метода для выбранного объекта; 5. Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; 6. Заключение и выводы по работе.
Перечень графического материалов	1. Таблицы: Характеристика современных методов для снижения гидравлических нагрузок Матрица SWOT

	3. Календарный план график проведения НИР по теме Рисунки: 1. Методы снижения гидравлических нагрузок 2. Схема методов увеличения пропускной способности нефтепроводов 3. Технологическая схема НПС 4. Принцип действия противотурбулентных присадок 5. График эффективности противотурбулентной присадки 6. Алгоритм расчета гидравлических потерь 7. Алгоритм расчета длины лупинга и вставки 8. Алгоритм расчета эффективности ПТП
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Былкова Татьяна Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.02.2022
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бурков Владимир Петрович			14.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Аникин Владимир Александрович		14.02.2022

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2022	Введение	5
26.02.2022	Обзор литературы	10
08.03.2022	Объект и методы исследования	15
24.03.2022	Расчеты и аналитика	20
29.04.2022	Технология работ	15
14.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
31.05.2022	Социальная ответственность	10
04.06.2022	Заключение	5
10.06.2022	Презентация	10
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к. п. н., доцент		14.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		14.02.2022

Обозначения, определения и сокращения

Определения:

Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Пропускная способность: расчетное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода. Лупинг: трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности.

Противотурбулентная присадка: раствор либо суспензия полимера, имеющего длинные нитевидные молекулы с высокой молекулярной массой, предназначенная для уменьшения гидравлического сопротивления при течении потока жидкости.

Станция нефтеперекачивающая: объект магистрального нефтепровода, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

Сокращения:

ЛЧ МН – линейная часть магистрального нефтепровода

МТ – магистральный трубопровод

МН – магистральный нефтепровод

НД – нормативная документация

СОД – средство очистки и диагностики

НПС – нефтеперекачивающая станция

ПТП – противотурбулентная присадка

ПАВ – поверхностно-активные вещества

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ЧС – чрезвычайная ситуация

Нормативные ссылки:

ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости.

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

РД-23.040.00-КТН-084-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального нефтепровода. Нормы проектирования

СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2)..

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 92 страниц, 11 рисунков, 29 таблиц, 47 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, пропускная способность, лупинг, вставка, противотурбулентная присадка, экономическая эффективность.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод протяженностью 173 км.

Цель работы: выбор оптимальной технологии повышения пропускной способности при транспорте нефти по магистральному трубопроводу.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть выполнена в соответствии с РД 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчета магистрального нефтепровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях».

В процессе исследования проводилось изучение магистрального нефтепровода, рассмотрены причины снижения гидравлической эффективности трубопровода, произведен обзор методов по увеличению пропускной способности нефтепровода, оценка их применимости и эффективности.

В результате исследования: проведен анализ рассмотренных методов по повышению пропускной способности МН, проведен расчет длины лупинга и вставки большего диаметра, а также концентрации противотурбулентной присадки.

Область применения: магистральные нефтепроводы.

ABSTRACT

The final qualifying work contains 92 pages of text, 11 figures, 29 tables, 47 sources of cited literature.

Key words: oil, field reservoir, deposits, head, hydraulic losses, capacity, inhibitors.

The object of study is a low-pressure oil-gathering collector located on the territory of an oil producing company. The subject of the study is the technology for ensuring the throughput of an oil pipeline subject to the influence of complicating processes with ARPD deposits. The purpose of the work: to reduce the volume of hydraulic losses during the operation of a low-pressure field oil pipeline. In the course of the study, the causes, conditions, mechanism of formation and composition of AFS were considered.

A review of modern methods and means used to prevent and remove solid deposits formed on the inner wall of the pipeline and adversely affecting the throughput of hydrocarbon pipeline transport facilities was carried out. The characteristics of a real technological object are presented and the reasons for the development of complicating processes in the selected area are determined.

The analysis of chemical methods of protecting the pipeline from intense deposits of asphalt-resin-paraffin nature was carried out and the optimal technology was selected based on hydraulic calculations. As a result of the study, the effectiveness of the considered set of measures has been established, which allow maintaining the required throughput capacity of a lowpressure collection manifold when pumping easily solidifying and high-viscosity oils. Scope: pipeline transportation of oil.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ.....	15
1.1 Понятие пропускной способности нефтепроводов	15
1.2 Факторы, влияющие на пропускную способность магистральных нефтепроводов	18
1.3 Характеристика методов увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов.....	26
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	37
2.1. Климатические и природные условия района расположения нефтепровода	37
2.2. Физико-химические свойства перекачиваемой нефти	40
2.3. Характеристика НПС и участка нефтепровода.....	41
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	44
3.1. Расчет длины лупинга.....	45
3.2. Расчет длины вставки	47
3.3. Удвоение числа перекачивающих станций	50
3.4. Увеличение числа перекачивающих станций с прокладкой лупинга	51
3.5. Расчет концентрации противотурбулентной присадки.....	52
3.6 Выбор оптимальной технологии повышения эффективности при транспортировке нефти	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	57
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	60
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	60
4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования	61
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	64

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	64
4.3.2 Основная заработная плата исполнителей схемы	65
4.3.3 Дополнительная заработная плата	66
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды	67
4.3.5 Накладные расходы.....	67
4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	68
4.4 Определение ресурсной финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	68
4.4.1 Определение сравнительной эффективности разработки	68
5 Социальная ответственность	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	74
5.2 Производственная безопасность.....	76
5.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте	76
5.3 Экологическая безопасность.....	81
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	81
5.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	83
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:.....	83
5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	83
5.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте проведения исследований	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние нефте- и нефтепродуктопроводного транспорта характеризуется длительным сроком эксплуатации действующих магистральных трубопроводов при значительном увеличении объемов перекачки по ним жидких углеводородов. Так за последние 7 лет в России отмечается стабильный рост добычи нефти с 516,8 млн. тонн в 2014 году до 524,5 млн. тонн в 2021 году.

Для обеспечения транспортировки возрастающих объемов нефти от мест добычи до внутренних потребителей и на экспорт требуется увеличение пропускной способности действующих магистральных нефтепроводов. Однако на сегодняшний день более 50 % магистральных нефтепроводов эксплуатируются свыше 30 лет.

Выполненные рядом авторов исследования показывают, что в процессе длительной (20 лет и более) эксплуатации магистральных нефтепроводов происходит изменение (в сторону ухудшения) характеристик металла труб. Механическими испытаниями образцов, вырезанных из демонтированных труб, было установлено, что в процессе длительной эксплуатации сталей 17ГС, 14ХГС, 19Г имеет место увеличение их прочностных свойств: временное сопротивление и предел текучести возрастают примерно на 10 %.

Одновременно наблюдается значительное снижение пластических свойств стали. Металл в процессе длительной эксплуатации охрупчивается (относительное удлинение и относительное сужение уменьшаются на 20-25 %), существенно снижается ударная вязкость (у стали 19Г параметр КСУ уменьшается в два раза).

По мере повышения рабочего давления, возрастания диаметра труб, увеличения срока службы нефтепровода повышается склонность металла к хрупким разрушениям. Такие разрушения могут происходить даже при нормальных значениях окружных напряжений, составляющих 30...50 % от предела текучести, т.е. в заведомо упругой области работы металла

трубопровода. Как известно, на стенках труб имеются различные дефекты, возникающие в процессе получения листового металла, изготовления труб, их транспортировке и эксплуатации в составе магистрального трубопровода.

Имеющиеся в настоящее время внутритрубные дефектоскопы позволяют определить многие из известных дефектов, с большой точностью, как по геометрическим размерам, так и по ориентации на теле трубы. Наличие достоверной информации по характеристикам и расположению дефектов, а также наличие методического аппарата основанного на многолетних исследованиях трубных сталей длительно эксплуатируемых нефтепроводов позволяет с большой точностью определять фактическую несущую способность труб линейной части магистральных нефтепроводов, что в свою очередь определяет рабочее давление на выходе НПС, а в конечном итоге и пропускную способность трубопровода.

На основании изложенного очевидно, что проблема повышения пропускной способности действующих магистральных нефтепроводов требует применения не только общеизвестных методов (строительство лупингов, увеличение числа насосных станций, применение противотурбулентных присадок), но и использование комплексного метода увеличения пропускной способности путем повышения рабочего давления на выходе НПС с заменой труб линейной части магистрального нефтепровода с недостаточной величиной несущей способности.

Объект исследования: магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск».

Предмет исследования: методы повышения пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу.

Цель работы: выбор оптимального метода повышения пропускной способности при транспорте нефти по магистральному трубопроводу.

В ходе выполнения работы были поставлены **следующие задачи**, которые необходимо было решить:

1. изучить нормативную документацию и литературу по данной теме;

2. выяснить причины уменьшения пропускной способности нефтепровода;
3. рассмотреть применяемые методы увеличения гидравлической эффективности нефтепроводов;
4. рассчитать и сопоставить параметры и значения для анализируемых методов;
5. выбрать наиболее эффективный и оптимальный, а также экономически выгодный метод.

1 ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И МЕТОДЫ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

1.1 Понятие пропускной способности нефтепроводов

Проблеме увеличения пропускной способности трубопровода посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных авторов. Такие как Р.А. Алиев, А.А. Коршак, А.М. Нечваль, В.А. Бунчук рассматривают различные способы решения данной проблемы, основываясь на уже известных методах увеличения пропускной способности нефтепроводов. Множество зарубежных авторов в своих работах также поднимают вопрос необходимости более детального рассмотрения проблемы в связи с ее актуальностью.

В статье [1] был проведен сравнительный анализ современных технических решений, применяемых для обеспечения требуемой (увеличения) пропускной способности существующих магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. По результатам расчетов определено, что ввиду уникальности каждого участка между соседними перекачивающими станциями, стоимость и достигаемый эффект от различных технических решений могут существенно отличаться. По итогам исследования предложен алгоритм выбора оптимального варианта обеспечения заданной производительности по критериям наименьшей оценочной стоимости реализации мероприятий, с учетом технологических ограничений.

Автор статьи [2] утверждает, что традиционные методы увеличения пропускной способности (строительство лупингов и вставок большего диаметра, увеличение количества перекачивающих станций) дороги и продолжительны по времени их реализации. В настоящее время стоит задача оперативного увеличения производительности трубопроводов решается применением противотурбулентных присадок, однако недостатком применения присадок является их высокая стоимость.

В ходе написания данной работы было использовано множество нормативно-технических документов, действующих в области эксплуатации нефтепроводов, а также научно-технической литературы. Проблеме увеличения пропускной способности трубопровода посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных авторов, таких как В.А. Бунчук, А.М. Нечваль, А.А. Коршак, Р.А. Алиев и др. Они рассматривают современные методы, а также различные способы решения данной проблемы, основываясь на уже известных способах повышения производительности трубопроводов. Множество зарубежных авторов в своих работах также поднимают вопрос необходимости более детального рассмотрения проблемы в связи с ее актуальностью.

В процессе эксплуатации в нефтепроводе остаются куски грязи, застывший металл, образовавшийся после проведения сварочных работ, ну и вода, которая способствует размножению бактерий и появлению коррозии. Как следствие, образуется сероводород, активирующий не только процессы коррозии, но и твердые частицы, что образует основу пробок трубопроводов.

Также трубопровод находится под влиянием попадания лишних предметов при сооружении (грунт, камни), а также скопления воды и газа из-за неполного их удаления в процессе испытания и пуска в эксплуатацию.

Процесс очистки внутренней поверхности выполняется для такой цели, чтобы восстановить гидравлическую эффективность нефтепровода путем удаления парафина, песка и механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб.

На сегодняшний день существует достаточное количество методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями:

- 1) механический – подразумевает использование механических очистных устройств, таких как скребки, поршни-разделители, очистные поршни. Диаметр нефтепровода является при выборе очистных устройств одним из определяющих показателей;

2) тепловой, то есть промывка горячим теплоносителем, который называется электроподогрев. Методы данные тепловые имеют суть следующую: парафин плавится примерно при температуре 50 °С и начинает стекать с нагретой поверхности;

3) химический – применение растворителей и ингибиторов, очистка с помощью гелеобразных поршней. Методы химические базируются на введении химических молекул в продукт, уменьшающих и предотвращающих формирование АСПО.

Следующий автор анализирует способы повышения гидравлической эффективности. В статье [3] был проведен сравнительный анализ решений технических, имеющих современные истоки, которые, в свою очередь, применяются для обеспечения требуемой или, возможно, увеличения производительности существующих магистральных трубопроводов. По итогу вычислений определено следующее, что ввиду оригинальности каждого участка между соседними НПС цена и достигаемый эффект от разных технических решений могут существенно отличаться. Следовательно, по результату расчетов предложен цикл определения оптимального варианта обеспечения заданной гидравлической эффективности по критериям наименьшей оценочной цены реализации мероприятий с учетом технологических ограничений.

Авторские исследования [4] свидетельствуют, что привычные способы увеличения производительности, такие как строительство лупингов, а также

В литературе уделяется достаточное внимание расчетам по увеличению пропускной способности методами прокладки лупинга, укладки вставки, увеличения числа перекачивающих станций, ввода противотурбулентных присадок.

вставок большего диаметра, увеличение количества перекачивающих станций, имеют существенные капиталовложения и совсем не быстры по времени их реализации. В настоящее время задача оперативного увеличения пропускной способности и повышения гидравлической эффективности

нефтепроводов решается применением противотурбулентных присадок, однако недостатком применения присадок является их огромная стоимость и способность разрушаться под действием механического влияния при попадании на насосные агрегаты.

Помимо этого, в литературе уделяется достаточное внимание расчетам по увеличению гидравлической эффективности и другим методам, связанным с прокладкой лупинга, укладками вставок, увеличением числа перекачивающих станций, что формирует необходимость проведения глубокого технико-экономического анализа для обоснования наиболее рационального метода, с привязкой к специфическим особенностям транспортируемой среды и характеристик линейной части магистральных нефтепроводов.

Указанные методические подходы будут рассмотрены далее в расчетной части данной выпускной квалификационной работы, на основании чего будет выбран наиболее приемлемый вариант.

1.2 Факторы, влияющие на пропускную способность магистральных нефтепроводов

Среди факторов, влияющих на пропускную способность нефтепровода можно выделить следующие:

1. Загрязнение внутренней поверхности нефтепровода

Состав отложений, образующихся внутри нефтепровода, отличается в зависимости от физико-химических свойств транспортируемого продукта и срока эксплуатации трубопровода. В основном отложения состоят из парафино - смолистых веществ, масел и механических примесей (продукты коррозионных процессов, частицы глины и песка, известковые включения). Также внутренние скопления могут включать естественные поверхностноактивные вещества (ПАВ), в том числе нафтенаты, низкомолекулярные смолы и другие полярные соединения нефти а также ПАВ-деэмульгаторы, перешедшие в нефтяную фазу при подготовке нефти, которые вызывают (при наличии воды) эмульгирование внешнего слоя отложений.

С течением времени в трубопроводе накапливаются окалины, частицы грязи, застывший металл (после проведения сварочных работ), а также вода. Скопления воды способствуют коррозии и приводят к развитию бактерий. Продуктами жизнедеятельности бактерий являются слизь, сероводород, который активизирует коррозионные процессы, а так же твердые частицы, образующие основу трубопроводных пробок.

Кроме того, в нефтепровод могут попасть посторонние предметы при строительстве (грунт, камни, электроды), скопления газа и воды из-за неполного удаления их в процессе испытания и пуска в эксплуатацию. Так же вода и растворенные газы могут выделяться из потока транспортируемой нефти. Скопления воды наблюдаются в пониженных участках трассы, а газа – в повышенных. Необходимо отметить, что скопления газа и воды в трубопроводе могут образовываться лишь при определенных гидродинамических условиях, когда скорости перекачки не велики [3].

2. Образование асфальтосмолопарафинистых отложений

В нефти, перекачиваемой по трубопроводу, присутствуют кристаллический или растворенный парафин, асфальто-смолистые вещества, церезины, механические примеси. В определенных условиях вышеперечисленные вещества образуют плотные отложения ($\rho = 0,92 \div 1,14$ т/м³), осаждаясь на внутренней поверхности стенки трубы, они уменьшают живое сечение трубопровода, приводят к значительному снижению пропускной способности, и как следствие, росту энергозатрат на перекачку (рисунок 1).

Отложения состоят из двух слоев: первый - пристенный слой (имеет равномерную толщину и высокую плотность) и второй слой, который осаждается на первом и включает в себя шлам и рыхлые взвеси, он имеет переменную толщину.

В состав отложений входит твердая и жидкая фазы, тем самым они представляют собой сложную многокомпонентную структуру. Массовое содержание различных компонентов в составе отложений следующее:

- парафин и церезины 10х60%;

- асфальтены 1–20%;
- смолы 5–35%;
- механические примеси до 5%;
- вода до 20%.



Рисунок 1 – Отложения АСПО на внутренней поверхности трубы

Всякое накопление твердой фазы на границе раздела твердое тело – жидкость, в том числе и образование парафиновых отложений, в принципе может происходить путем:

- 1) прилипания к поверхности отдельных частиц твердой фазы и их комплексов;
- 2) возникновения и роста отдельных кристаллов непосредственно на границе раздела фаз;
- 3) смешанным путем, имеющим все особенности первых двух. При этом состояние поверхности и ее природа существенным образом влияют на течение процесса образования парафиновых отложений.

Существуют факторы, выполнение которых необходимо для образования парафинов [5]:

- 1) *Снижение температуры потока нефти* до значений, при которых возможно выделение из нефти твердых парафинов. Необходимые температурные условия возникают прежде всего на внутренней стенке трубы.

При охлаждении парафины выделяются постепенно и в довольно широком температурном интервале, начиная с высокоплавких.

2) *Прочное сцепление парафиновых отложений и с поверхностью трубопровода.*

3) *Перепад температур.* С увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.

4) *Давление и газовый фактор.* При давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и понижение температуры нефтегазового потока.

5) *Скорость течения.* С увеличением скорости потока нефти интенсивность накопления отложений сначала растет, вследствие увеличения массопереноса, достигает максимума и при определенной скорости начинает убывать, так как с ростом скорости нефть лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы.

6) *Свойства поверхности.* От характеристик поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. При прочих равных условиях интенсивность парафинизации поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью с парафинами обладают материалы с высокой полярностью.

7) *Обводненность продукции.* С увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения парафина снижается по причинам:

– Из-за увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложений парафина;

– Из-за изменения характера смачиваемости поверхности, увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой.

8) *Компонентный состав нефти.* От компонентного состава зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину: чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350), тем больше выпадет парафина. Установлено, что нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений, чем нефти, в составе которых преобладают соединения метанового нормального или парафинового рядов и которые даже при малом содержании высокомолекулярных соединений образуют плотные отложения парафина.

9) *Плотность, вязкость нефти.* Легкие маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций, выкипающих до 300, способствуют менее быстрому накоплению отложений парафина по сравнению с нефтями большей плотности и вязкости. Это объясняется тем, что хотя растворяющая способность нефтей, содержащих более легкие фракции при одинаковых температурных условиях, выше, чем у тяжелых нефтей, она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина, понижая ее. В остальном же на процесс формирования и накопления отложений, структурообразование парафина и его агрегативную устойчивость в основном влияет содержание смол и асфальтенов.

Процесс очистки внутренней полости производится с целью восстановления пропускной способности трубопровода путем удаления парафина, песка, водяных и газовых скоплений и различных механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб.

В настоящее время существует множество способов борьбы с АСПО [5]:

1) *механические* (подразумевают использование механических очистных устройств);

Механические методы очистки нефтепроводов от отложений основываются на использовании очистных устройств, таких как скребки, поршни-разделители, очистные поршни. Реализация и организация процедуры очистки механическим методом должны проводиться на основе учета характеристик трубопровода и установленной арматуры, а также требований к устройствам для их запуска и приема. Одним из определяющих факторов при выборе ОУ является диаметр трубопровода.

Установлены следующие виды очистки МН:

- периодическая – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности нефтепровода и энергозатрат на перекачку нефти, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- целевая – выполняется для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейно части МН;
- преддиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода для проведения внутритрубной диагностики.

Участки трубопровода, подвергшиеся механическим методам очистки должны удовлетворять следующим требованиям:

- участок трубопровода должен быть сварен из труб одного диаметра с учетом возможности пропуска очистного устройства на всем его протяжении;
- величины овальности труб, вмятин и гофр должны находиться в допустимых пределах;
- участок не должен иметь подкладных колец, устройств, выступающих во внутреннюю полость трубопровода;
- радиусы кривых вставок на участке должны быть не менее пяти диаметров трубопровода;
- участок трубопровода должен быть оснащен полнопроходной запорной арматурой;

– участок должен выдерживать нагрузки от пропуска очистных устройств.

Комплекс оборудования должен содержать: камеры пуска и приема очистного устройства; оборудование для запасовки в камеру пуска и извлечения из камеры приема очистного устройства; технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой; средства контроля и сигнализации за прохождением очистного устройства; сооружения для сбора и утилизации выносимых из полости трубопровода загрязнений.

2) *тепловые* (промывка горячим теплоносителем, электроподогрев); Тепловые методы основываются на свойстве парафина плавиться при температуре выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений. В настоящее время используют технологии с применением: горячей нефти или воды в качестве теплоносителя, острого пара, электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), электропечи и т.д.

3) *физические* (основаны на физических воздействиях на транспортируемый продукт);

Использование физических методов подразумевает воздействие ультразвуковых или механических колебаний (вибрационные методы), электрических, электромагнитных и магнитных полей на транспортируемую среду. Вибрационные методы воздействуют на кристаллы парафина, создавая ультразвуковые колебания в области образования парафинов, и вызывают их микроперемещение, тем самым препятствуя осаждению парафина на стенках.

Магнитный метод основан на применении постоянных магнитов, за счет которых происходит активация потока жидкости и образуются временные домены (магнетики молекулярного размера) на поверхности твердых углеводородов нефти (парафинов), а также на поверхности кристаллов солей, песка и ржавчины, всегда присутствующих в объеме нефти. Хаотичное расположение доменов препятствует образованию рыхлых, легко смываемых

потоком отложений. Эффективность магнитной обработки обусловлена оптимальной скоростью движения жидкости между полюсами постоянного магнита, которая указывается в технических условиях. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на парафиновые отложения значительно возрос, что связано с появлением высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов.

4) *химические* (применение растворителей и ингибиторов, очистка с помощью гелеобразных поршней);

Химические методы основываются на введение в транспортируемую среду химических соединений, уменьшающих и предотвращающих формирование АСПО.

Химические соединения и химреагенты, используемы в качестве ингибиторов парафиноотложений, по механизму действия можно разделить на группы:

- адсорбционного действия – в основе технологии лежит периодическая обработка оборудования водным раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течение определенного времени;

- модифицирующего действия – технология основана на понижении температуры застывания и улучшения реологических свойств нефти. Процесс осуществляется при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина;

- моющего действия – технология предусматривает диспергирование и отмыв зародышей кристаллов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Так же одним из эффективных и перспективных средств повышения качества очистки нефтепровода от отложений является использование гелевых поршней. Особенно их применение целесообразно, как показывает зарубежный опыт, на морских трубопроводах, протяженность которых в России в последующие годы будет расти [6].

5) микробиологические;

Микробиологический метод основан на механическом разрушении микробами кристаллического каркаса из парафинов в отложениях и образование продуктов жизнедеятельности микробов, обладающих свойствами ПАВ. Это способствует разрушению отложений и их выносу потоком жидкости. Однако для нормальной жизнедеятельности микробам требуются специфичные условия, которые сильно ограничивают использование этого метода.

1.3 Характеристика методов увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов

Для увеличения пропускной способности трубопровода и для снижения гидравлических нагрузок при транспортировке нефти по магистральному нефтепроводу применяются следующие методы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Общая характеристика современных методов для снижения гидравлических нагрузок

Название	Достоинства	Недостатки
Установка вставок большего диаметра	Увеличивается пропускная способность нефтепровода	Неудобство внедрения вставки в трубопровод
Строительство лупингов	Увеличивается пропускная способность нефтепровода	Для строительства лупинга используют те же материалы, что и для основной линии, что увеличивает металлоемкость проекта
Метод увеличения числа (мощности) насосных станций	– Увеличивается пропускная способность нефтепровода. – Большая скорость потока способствует снижению объемов отложений АСПО	Увеличение мощности насосных станций может привести к аварии
Использование противотурбулентных присадок	– Увеличивается пропускная способность нефтепровода. – Снижается вязкость транспортируемой среды	– Высокая стоимость; – Неустойчивость к внешнему механическому воздействию (при попадании на лопасти НА ПТП разрушаются)

Рассмотрим каждый из них более подробно.

В процессе эксплуатации МТ часто возникает необходимость прокладки лупинга (обводной линии).

Согласно действующим нормам технологического проектирования для пропуска планируемого грузопотока должно предусматриваться сооружение одной нитки МТ с последующим развитием его пропускной способности за счет увеличения числа станций или модернизации оборудования с целью увеличения их производительности.

Проектирование МТ с учетом прокладки второй нитки (лупинга) допускается в следующих случаях:

1) Когда заданная пропускная способность не может быть обеспечена одной ниткой из-за отсутствия труб большего диаметра и нецелесообразности освоения их промышленностью.

2) Когда увеличение пропускной способности трубопроводов до пределов, указанных задании на проектирование, намечается в сроки, превышающие 8 лет.

В настоящее время в эксплуатации находится большое количество многониточных трубопроводов. Каждая последующая нитка системы подключается к действующим трубопроводам по мере готовности. Таким образом, каждая часть строящейся нитки может рассматриваться как лупинг.

Система состоит из n параллельных газопроводов, работающих совместно. Первоначальная пропускная способность системы Q_0 .

$$Q_0 = K \sqrt{\frac{P_{\text{но}}^2 - P_{\text{ко}}^2}{L}} \sum_{i=1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_{oi}}} \sqrt{\frac{P_{\text{но}}^2 - P_{\text{ко}}^2}{L}} \sum_{i=1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_{oi}}}; [6] \quad (1)$$

Индекс "0" означает параметры до увеличения пропускной способности. Если к " m " ниткам системы ($m \leq n$) подключить лупинг диаметром $D_{\text{л}}$ и длиной $X_{\text{л}}$, то пропускная способность увеличится до Q ($Q > Q_0$):

$$Q_0 = K \frac{\sqrt{P_H^2 - P_K^2}}{L} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{L}} * \sqrt{\frac{1}{\frac{x_{\pi}}{L} * \frac{1}{\left[\frac{D_{\pi}^{2,5}}{\sqrt{\lambda_{\pi}}} + \sum_{i=1}^m \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}} \right]^2} + \left(1 - \frac{x_{\pi}}{L}\right) \frac{1}{\left[\sum_{i=1}^m \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}} \right]^2} + \sum_{i=m+1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}}}}} \sqrt{\frac{1}{\frac{x_{\pi}}{L} * \frac{1}{\left[\frac{D_{\pi}^{2,5}}{\sqrt{\lambda_{\pi}}} + \sum_{i=1}^m \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}} \right]^2} + \left(1 - \frac{x_{\pi}}{L}\right) \frac{1}{\left[\sum_{i=1}^m \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}} \right]^2} + \sum_{i=m+1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}}}}} ; [6] (2)$$

Магистральные газопроводы сооружаются многониточными не только по соображениям надежности, но, главным образом, потому, что выпускаемые промышленностью трубы самого большого диаметра не могут обеспечить заданной пропускной способности. Поэтому многониточные газопроводы в большинстве случаев строятся из труб одного диаметра (т.е. их коэффициенты гидравлического сопротивления будут практически всегда одинаковыми для всех зон течения).

Предельно возможное увеличение пропускной способности определяется (при условии $\frac{x_{\pi}}{L} = 1 \frac{x_{\pi}}{L} = 1$):

$$\chi \chi_{\text{пр}} = \frac{\sqrt{\bar{p}}^{1 + \sum_{i=1}^m \sqrt{\frac{\lambda_{\pi}}{\lambda_i}} \left(\frac{D_i}{D_{\pi}}\right)^{2,5}} + \sum_{i=m+1}^n \sqrt{\frac{\lambda_{\pi}}{\lambda_i}} \left(\frac{D_i}{D_{\pi}}\right)^{2,5}}}{\sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{\lambda_{\pi}}{\lambda_{oi}}} \left(\frac{D_i}{D_{\pi}}\right)^{2,5}} \sqrt{\bar{p}}^{1 + \sum_{i=1}^m \sqrt{\frac{\lambda_{\pi}}{\lambda_i}} \left(\frac{D_i}{D_{\pi}}\right)^{2,5}} + \sum_{i=m+1}^n \sqrt{\frac{\lambda_{\pi}}{\lambda_i}} \left(\frac{D_i}{D_{\pi}}\right)^{2,5}}}{\sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{\lambda_{\pi}}{\lambda_{oi}}} \left(\frac{D_i}{D_{\pi}}\right)^{2,5}} ; [6] (3)$$

С увеличением числа ниток газопроводной системы эффективность лупинга падает. Например, если для однопоточного газопровода $X_{\text{пр}} = 2 \sqrt{\bar{p}} \sqrt{\bar{p}}$, то при $n=2$ $X_{\text{пр}} = 1,5 \sqrt{\bar{p}} \sqrt{\bar{p}}$; а при $n=5$ $X_{\text{пр}} = 1,2 \sqrt{\bar{p}} \sqrt{\bar{p}}$.

При любом n лупинг, подключенный по всем ниткам, является более эффективным в сравнении с подключением к одной нитке (при заданной степени увеличения пропускной способности это будет лупинг наименьшей

длины). Длина лупинга, подключенного по всем ниткам системы, определяется (при $m=n$):

$$\frac{X_{\text{л}}}{L} \frac{X_{\text{л}}}{L} = \frac{(n+1)^2}{2n+1} \left(1 - \frac{\bar{p}}{x^2}\right) \frac{(n+1)^2}{2n+1} \left(1 - \frac{\bar{p}}{x^2}\right); [6] \quad (4)$$

Прокладка лупинга, длина которого равна протяженности основного трубопровода, способствует удвоению его пропускной способности независимо от режима течения. Одним из главных преимуществ данного метода является увеличение коэффициента пропускной способности без дополнительного строительства нефтеперекачивающих станций и поэтому проложенный лупинг является частью исходного нефтепровода.

При расчете вставки ее гидравлический уклон рассчитывается по формуле:

$$i_{\text{в}} = i_0 \cdot \left(\frac{d_0}{d_{\text{в}}}\right)^{(5-m)}, \quad (5)$$

где i_0 – гидравлический уклон основного трубопровода; d_0 – диаметр основного трубопровода; $d_{\text{в}}$ – диаметр вставки.

Длину вставки по заданным значениям потерь напора и расхода определяют по формуле:

$$(6) \quad l = \frac{i_0 \cdot L - h}{i_0 \cdot \left(1 - \frac{d_0}{d_{\text{в}}}\right)^{(5-m)}}$$

где L – длина основного трубопровода;

h – потеря напора в трубопроводе со вставкой.

Применение вставок большего диаметра для повышения пропускной способности трубопровода не рекомендуется, как видно из рисунка 2, при реализации проекта неизбежны остановки перекачки, кроме того врезка вставок сопровождается потерями нефтепродуктов.

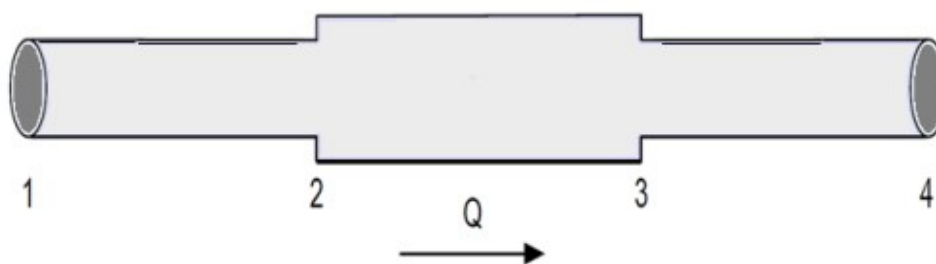


Рисунок 2 – Схема участка трубопровода со вставкой

С технологической точки зрения использование вставок большего диаметра не является целесообразным, так как проход по таким участкам очистных и диагностических устройств затруднен.

Еще одним способом является увеличение количества насосных станций.

В случае поэтапного ввода нефтепровода в эксплуатацию, принятого на этапе проектирования, повышение его производительности можно достигнуть строительством промежуточных НПС и включением в работу дополнительных насосов на уже существующих станциях.

Если же в проекте не предусмотрено повышение производительности, то в данном случае необходимо воспользоваться вариантом увеличения числа насосных станций, а именно их удвоением (рисунок 3).

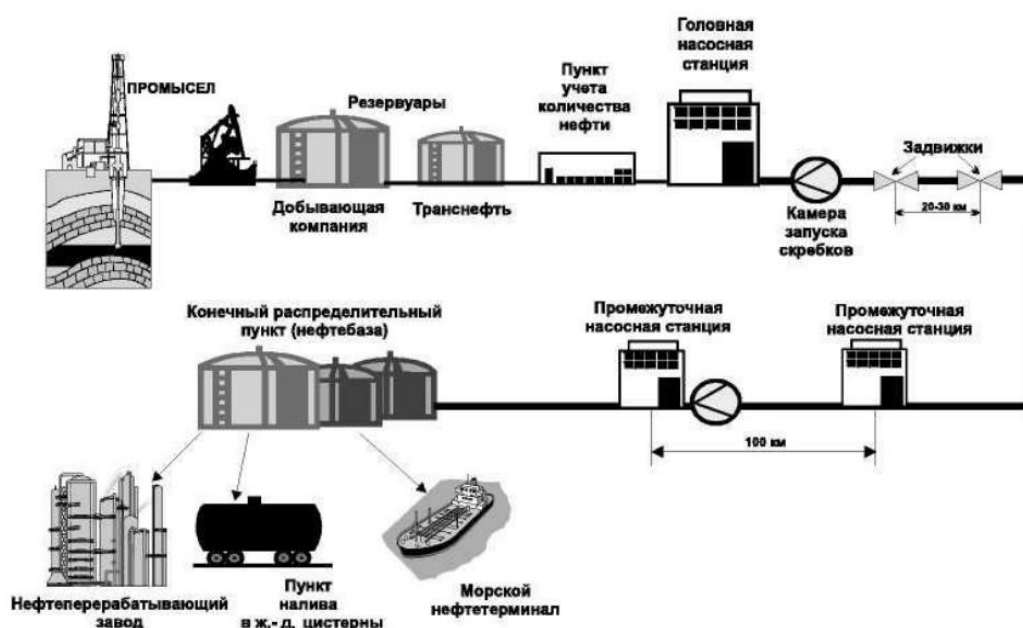


Рисунок 3 – Технологическая схема НПС

Данный вариант предполагает, что все станции будут работать в относительно одинаковых условиях и перегоны между НПС будут разделены примерно пополам [7].

Целесообразность применения данного метода для повышения производительности нефтепровода оценивают по коэффициенту увеличения пропускной способности, который выражается следующей зависимостью:

$$\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}}. \quad (7)$$

Исходя из вышеуказанной формулы, можно сделать вывод, что при ламинарном режиме течения ($m = 1$), когда $\chi = 2$, удвоение числа насосных станций ведет к удвоению пропускной способности трубопровода.



Рисунок 4 – Принцип действия ПТП

Для гидравлически гладких труб при турбулентном течении ($m = 0,25$) увеличение числа НПС в два раза ведет к увеличению пропускной способности трубопровода в 1,486 раза, в гидравлически шероховатых трубах ($m = 0$) – в 1,414 раза.

Таким образом, удвоение числа НПС целесообразно только тогда, когда заданное повышение производительности близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$. Если это значение слишком мало ($\chi_D \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$), то удвоение числа НПС не имеет смысла, поскольку они будут работать с недогрузкой. При слишком большом коэффициенте увеличения пропускной способности ($\chi_D \gg 2^{\frac{1}{2-m}}$) более рационально применение сложных схем, например комбинирование удвоения числа перекачивающих станций и прокладку лупинга.

Противотурбулентная присадка (ПТП) – это раствор или суспензия высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе.

Рынок полимерных ПТП в России и СНГ быстро развивается за счет нефтедобывающих компаний и компании «Транснефть». Главными производителями на мировом рынке присадок являются зарубежные компании LSPI и «Baker Hughes» [8].

Одними из основных проблем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов являются:

- необходимость экономии энергии и энергоресурсов при эксплуатации магистральных трубопроводов;
- повышение пропускной способности магистральных нефтепроводов.

Принцип действия противотурбулентных присадок основывается на эффекте Б.А. Томса [9], проявляющегося при введении очень малых количеств высокомолекулярных полимеров в турбулентный поток жидкости.

Пропускная способность магистральных трубопроводов иногда ощутительно уменьшается за счет турбулизации потока безводной нефти, способствующей резкому росту гидравлического сопротивления и повышению энергозатрат.

Для снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока нефти используются два типа товарных форм противотурбулентных присадок: – гелеобразные; – дисперсионные.

В присадках первого типа высокомолекулярный полимер растворен в углеводородном растворителе. Пример таких присадок приведен на рис. 5.

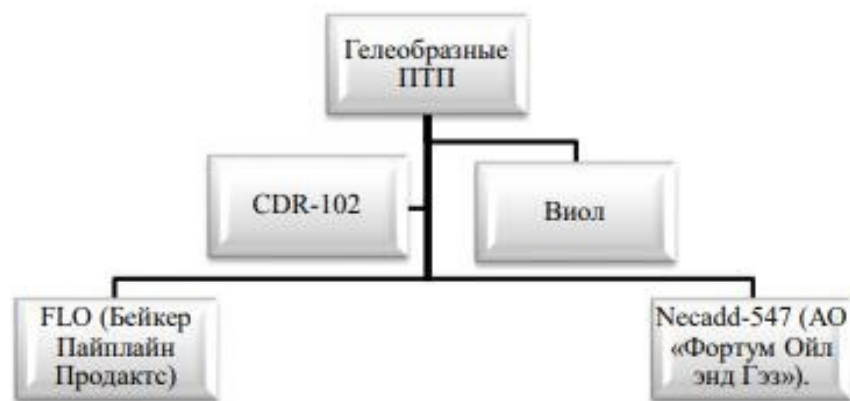


Рисунок 5 – Виды гелеобразных противотурбулентных присадок

В дисперсионных присадках гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или углеводородной основе. Такая товарная форма позволяет получить добавки с большим содержанием полимера (до 25 %). Пример дисперсионных присадок приведен на рисунке 6.

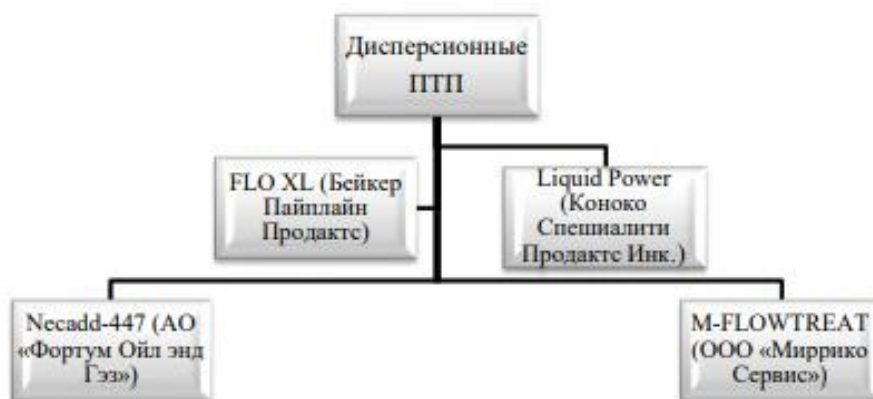


Рисунок 6 – Виды дисперсионных противотурбулентных присадок

При эксплуатации магистральных трубопроводов решается задача по определению эффективности противотурбулентной присадки в зависимости от её концентрации:

$$DR = \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_0}\right) \cdot 100 \%, \quad (10)$$

где λ, λ_0 – коэффициенты гидравлического сопротивления потока с присадкой и без нее (базовый режим) соответственно.

Производители гарантируют высокую эффективность присадки в пределах поля, ограниченного двумя кривыми, которые, в свою очередь, соответствуют наибольшей и наименьшей вязкости продукта. Пример графической зависимости эффективности противотурбулентной присадки на поток перекачиваемой жидкости представлен на рисунке 7 [10].

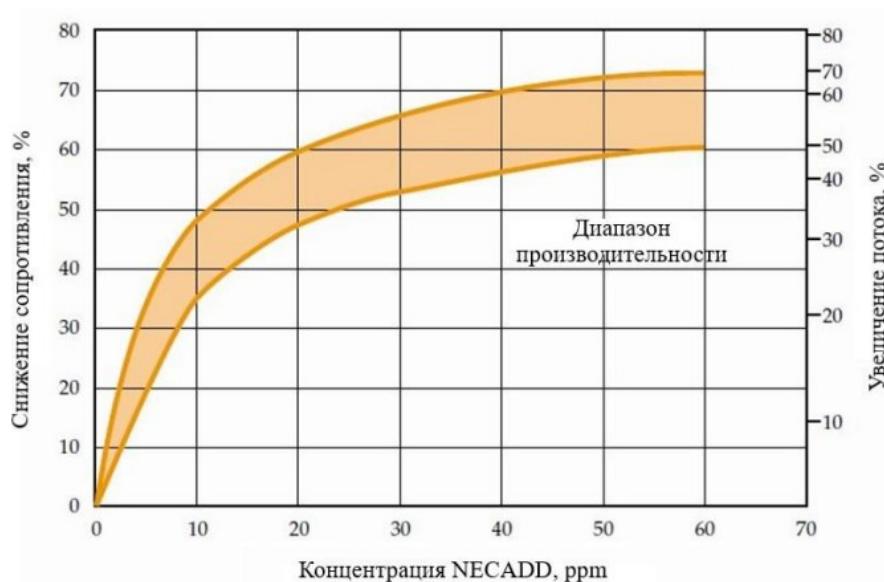


Рисунок 7 – График эффективности противотурбулентной присадки

ПТП характеризуют следующие параметры:

- эксплуатационные характеристики;
- химическая природа (молекулярные характеристики полимера).

Техническим результатом настоящего изобретения является создание способа получения и состава ПТП, позволяющий повысить качество и количество мелкодисперсного полимерного компонента в присадке суспензионной формы, сокращение числа стадий получения ПТП и увеличение производительности используемого технологического оборудования.

Помимо характеристик ПТП на величину снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока и на технико-экономические показатели применения ПТП также влияют следующие факторы:

- конструктивные параметры нефтепровода (внутренний диаметр, шероховатость труб, местные сопротивления, лупинги, вставки);

– реологические параметры перекачиваемой нефти [11].



Рисунок 8– График эффективности противотурбулентной присадки

Основной эксплуатационной характеристикой ПТП является ее эффективность.

Максимальный эффект снижения гидравлического сопротивления наблюдается не сразу после начала ввода ПТП в поток, а только после того, как нефть, содержащая ее, заполнит весь участок трубопровода.

Молекулярная структура ПТП разрушается при прохождении местных сопротивлений (тройников, задвижек, обратных клапанов и т.д.), расходомеров, узлов отбора проб в магистральных насосах. Поэтому на трубопроводах с несколькими НПС, в случае необходимости, ПТП вводится после каждой НПС.

При небольших концентрациях эффективность ПТП резко повышается с ростом концентрации. При дальнейшем повышении концентрации рост эффективности приостанавливается, достигая некоторого постоянного значения

$$y_{max} < 100 \, \%.$$

Так как фактическая эффективность ПТП зависит от многих факторов (длины участка движения нефти с ПТП, наличия местных сопротивлений на участке, скорости растворения ПТП, степени турбулентности потока нефти), реальные эксплуатационные свойства ПТП должны уточняться на основе опытно-промышленных испытаний [17]. Помимо деградации по длине практически полное разрушение присадки происходит при прохождении ПТП

центробежных насосов. Из-за этого при необходимости снижения гидравлического сопротивления всего участка магистрального нефтепровода необходимо осуществлять ввод ПТП после каждой насосной станции. Необходимо заметить, что одним из преимуществ применения в качестве агента снижения гидравлического сопротивления ПАВ по сравнению с полимерными присадками является способность ПАВ восстанавливаться после прохождения насосного оборудования, что позволило бы вводить ПАВ только один раз в начале участка трубопровода.

Изложенные теоретические аспекты в литературном обзоре свидетельствуют о важности выбора оптимальных технологий, позволяющих снижать объем гидравлических потерь при перемещении углеводородных средств, тем самым влияя на объемы энергопотребления перекачивающего оборудования.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Климатические и природные условия района расположения нефтепровода

Нефтепровод Александровское – Анжеро-Судженск диаметром 1220 мм введен в эксплуатацию 1972г. Начальной точкой нефтепровода является камера пуска ОУ и СОД ГНПС "Александровская". Нефтепровод располагается в Центральной Сибири и проходит с севера, через всю Томскую область до Анжеро-Судженска Кемеровской области. Обводненность и заболоченность участка достигает 60%. Трубопровод проходит через Васюганские и Инкинские болота пересекает реку Обь и множество других рек и притоков.

Район исследуемого участка в климатическом отношении представляет собой область среднего приобья Западно-Сибирской равнины.

В целом для района характерны продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. Климат почти на всей территории района расположения резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, теплым, но не продолжительным летом, короткой весной и осенью. Наблюдаются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. По данным многолетних наблюдений - среднегодовая температура составляет - 5 град.С. Продолжительность зимнего периода - семь месяцев, с октября по май месяц.

Самый холодный месяц - январь с резкими колебаниями температуры от минус 14 град. С до минус 30 град.С. Самый жаркий месяц - июль со средней температурой от плюс 15 град. С до плюс 28 град.С. Абсолютный минимум температуры минус 58 град. С; максимум плюс 37 град.С

Устойчивый снежный покров образуется в октябре, ранний срок 2 октября, поздний 8 ноября. Средняя величина снегового покрова 50-90 см.

Нормативное значение веса снегового покрова -150м кгс/см (СП 20.13330.2016) [13].

Глубина промерзания до 2-х метров на открытой площадке и до 1 метра в лесу. Из основных инженерно-геологических особенностей развиты сезонное промерзание и морозная пучинистость грунтов, процессы заболачивания.

Температура поверхности почвы по значениям близка к температуре воздуха. Минимальные значения температуры на поверхности почвы в течении всего года обычно ниже минимума в воздухе, что четко проявляется зимой.

Средняя годовая температура поверхности почвы равна 4,5 °С. Заморозки на поверхности почвы обычно возникают раньше, а прекращаются позже, чем в воз-

духе. Средняя из наибольших за зиму, глубина промерзания почвы составила 1,6 м, абсолютный максимум 2,07 м.

Продолжительность залегания снежного покрова 108-205 дней. Устойчивый снежный покров образуется примерно через 20 дней после первого снега. С момента образования устойчивого снежного покрова высота его начинает постепенно увеличиваться и достигает максимума в декабре – январе 50 см. Наибольшая высота снега за период наблюдения составила 58 см за период наблюдения. С первой декады апреля из-за оседания, уплотнения и подтаивания снега, его высота начинает уменьшаться на 5-12 см от декады к декаде, причем тает снег быстрее, чем накапливается. Дата снеготаяния в раннюю весну 10 апреля, в позднюю -29 мая. Первые заморозки наступают в сентябре, самые ранние - 15 августа, поздние 5 октября. Последние весенние заморозки прекращаются 7 июня, самые поздние - 19 июня.

В формировании режима увлажнения решающая роль принадлежит атмосферным осадкам. Их количество, характер и распределение определяются в основном циркуляцией атмосферы и орографическими условиями территории.

Основную массу влаги, на рассматриваемую территорию, приносят атлантические воздушные массы, осадки же, выпадающие из арктических и тропических воздушных масс, невелики. Годовая норма осадков составляет 351 мм. Распределение осадков по месяцам типично для районов с резко-континентальным климатом и характеризуется резким переходом от значительных зимних осадков 80-100мм, к малым летним 25-30 мм.

Влажность воздуха высокая до 80%. Большое количество осадков и слабые испарения создают благоприятные условия для образования болот и озер.

Абсолютная влажность изменяется в течение года аналогично ходу температуры воздуха. Наибольшие значения наблюдаются летом 12,0-14,9 мб, наименьшие зимой 1,4-1,8 мб.

Относительная влажность является показателем насыщения воздуха водяным паром. С повышением температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Максимум относительной влажности наблюдается в ноябре - декабре 84%, минимум в мае – июне 60%.

Дефицит влажности в среднем за год составляет 3,0 мб. Как и абсолютная влажность в годовом ходе он повторяет годовой ход температуры воздуха. Начиная с марта происходит интенсивное увеличение дефицита, максимальное его значение 8,4 мб приходится на июль.

Преобладающее направление ветров юго-западное и южное. Средняя скорость ветра 5,2 м/сек. Максимальная скорость ветра в порывах до 25 м/сек. Повышенная ветровая деятельность наблюдается весной и осенью.

Ледостав на реках начинается в октябре, ледоход в мае.

В геоморфологическом отношении площадка расположена на восточном склоне Обь-Иртышского водораздела. Рельеф площадки плоский. Абсолютные отметки изменяются незначительно.

В геологическом строении участка принимают участие озерно-аллювиальные отложения четвертичного возраста, представленные

суглинками от твердой до текучепластичной консистенции и пылеватыми песками.

Радиационный баланс в течение большей части года имеет положительные значения – поверхность земли больше получает тепла, чем отдает. В сумме за год радиационный баланс равен 30-35 ккал/см².

Отрицательный радиационный баланс наблюдается в период с октября по март с наименьшими величинами в декабре – январе. Период с положительным радиационным балансом составляет 6-7 месяцев.

2.2. Физико-химические свойства перекачиваемой нефти

Нефть представляет собой маслянистую горючую жидкость, тёмно-коричневого цвета с зеленоватым оттенком.

По элементарному составу все нефти близки между собой: они состоят из двух основных элементов – углерода (C) и водорода (H). Содержание углерода в нефти колеблется в пределах 82-87%, водорода 11-14%. На долю этих двух элементов приходится от 97 до 99% всего состава нефти. Содержание в ней других элементов – серы (S), кислорода (O), азота (N) – обычно не превышает 1-2% и лишь в виде исключения достигает 3-5% преимущественно за счёт серы.

В зависимости от состава или некоторых свойств проводится классификация нефтей, что облегчает сортировку их по качеству при сборе, транспорте, а также при переработке. По содержанию парафина нефть Нижневартовского свода относится к парафинистым (от 1,51 до 6% парафина); по содержанию серы к сернистым (от 0,51 до 2%). Характеристика перекачиваемых нефтей представлена в табл. 2.

Таблица 2 - Характеристика перекачиваемых товарных нефтей

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Предельное значение	
			Мин.	Макс.
1	2	3	4	5
1	Плотность при 20°C	кг/м ³	820	895
2	Содержание воды	%	не регламентируется	1,0
3	Содержание солей	Мг/л	не регламентируется	900
4	Содержание мех. Примесей	%	не регламентируется	0,05
5	Массовая доля серы	%	не регламентируется	не регламентируется
6	Кинематическая вязкость (при 20°C)	сСт	не регламентируется	не регламентируется
7	Содержание парафина	%	не регламентируется	не регламентируется
8	Упругость паров	кПа	не регламентируется	66,7

2.3. Характеристика НПС и участка нефтепровода

Линейная часть магистрального нефтепровода изготовлена из прямошовных труб нормализованной низколегированной стали 17ГС, производства Волжского трубного завода.

Механические свойства стали 17ГС следующие:

предел прочности $\sigma_{вр}$ = 510 МПа;

предел текучести σ_t = 350 МПа.

Глубина залегания трубопровода (от верха образующей трубы):

на участке 394-455 км – 0,5-1,5 м;

на участке 455-498 км – 1,1-1,2 м;

на участке 498-634 км - 0,5-1,1 м;

на участке 634-690 км – 0,7-1,2 м.

на участке 690-818 км – 0,7-1,2 м.

Раскладка труб на участке, переходы трубопровода через реки, болота ,
овраги, железные, автомобильные дороги и другие природные и
искусственные препятствия приведены в табл. 3.

Таблица 3 - Фактическая раскладка труб на участке МН Парабель –
Анжерская

Км н/п А-А-С	Диаметр, толщина стенки, мм	Общая длина, м		Марка стали
		магистр.	лупинг	
394-409	1220×15,2	15000		17ГС
	1020×12,5		15000	17ГС
409-418	1220×12	9000		17ГС
418-455	1220×14	37000		17ГС
	1020×12,5		37000	17ГС
455-474	1220×12	19000		17ГС
474-502	1220×14	28000		17ГС
498-502	1220×12,5		4000	17ГС
502-583	1220×12		2000	17ГС
571-573	1020×12	81000		17ГС
583-669	1220×12		1000	17ГС
633-634	1020×14		17000	17ГС
669-686	1020×14	86000		17ГС
669-690	1020×14	21000		17ГС
702-714	1020×14			17ГС
690-818	1220×12	127750	12000	17ГС

В состав участка Парабель-Анжерская входят четыре
нефтеперекачивающие станции, их расстановка указана в табл. 4.

Таблица 4 - Расстановка НПС на нефтепроводе

НПС	Метр НПС на трассе	Режим функционирова ния	Год ввода	Состоян ие	Исполнение
Парабель НПС	394000	Головная	1982	В работе	Традиционное
Первомай ка НПС	495000	Промежуточная	1972	На консерв ации	БМНС
Молчанов о НПС	583000	Промежуточная	1987	В резерве	Традиционное
Орловка НПС	690000	Промежуточная	1975	В работе	БКНС

НПС «Парабель» предназначена для приёма нефти из участков нефтепроводов «Александровская-Парабель» и «Лугинецкое-Парабель» и перекачки её из резервуарных ёмкостей в участок магистрального нефтепровода «Парабель-Анжерская».

С 2003 г. внедрена система микропроцессорной автоматики НПС «Парабель» позволяющая гибко управлять основным и вспомогательным оборудованием станции.

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

В современных нормах технологического проектирования, по аналогии с принципом вариантного проектирования по СП 36.13330.2012 [14], применяемым для новых трубопроводов – проектирование по критериям оптимальности (минимальные затраты при сооружении и эксплуатации трубопровода), задекларирован принцип выбора способа обеспечения заданной пропускной способности с применением технико-экономического расчёта. Вместе с тем, алгоритмы реализации данного принципа на практике в нормативных документах не обозначены.

Выбор способов обеспечения требуемой пропускной способности определяется оценочным технико-экономическим расчётом. Критерием выбора набора решений является минимизация капитальных и эксплуатационных затрат за рассматриваемый период эксплуатации трубопровода.

Сравнение технических решений по обеспечению требуемой пропускной способности выполнено на примере участка магистрального трубопровода «Парабель-Анжерское» условным диаметром 530х12 мм и протяженностью 173 км, с 2-мя перекачивающими станциями, на котором необходимо обеспечить пропускную способность 20760 т/сут (таблица 5). По нефтепроводу ведется перекачка нефти с 17 месторождений. Так как других путей или способов транспортировки нефти нет, то крайне важно просчитать возможность пропуска нефти по трубопроводу в связи с увеличивающимися объемами добычи.

В качестве примера для выбора варианта обеспечения требуемой производительности заданного участка рассмотрены следующие технические решения:

- прокладка лупинга;
- прокладка вставки;
- увеличение числа НПС с прокладкой лупинга;
- ввод противотурбулентной присадки.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Размерность	Величина
Диаметр, толщина стенки	$D \times \delta$	ммх мм	530×12
Протяженность	L	км	173
Расход нефти	Q_0	т/ сут	17300
Необходимый расход нефти	Q_1	т/ сут	20760
Вязкость нефти	ν	$\text{м}^2/\text{с}$	$6,06 \cdot 10^{-6}$
Плотность нефти	ρ	кг/ м ³	857
Напор, развиваемый насосной станцией	$H_{\text{ст}}$	м	476
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации	e	мм	0,02
Диаметр, толщина стенки лупинга	$D \times \delta$	ммх мм	530×12
Диаметр, толщина стенки вставки	$D \times \delta$	ммх мм	630×12

3.1. Расчет длины лупинга

1. Внутренний диаметр, пропускная способность и средняя скорость течения нефти в основной магистрали будут [15]:

$$d = D - 2\delta = 0,53 - 0,024 = 0,506 \text{ м},$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м; δ – толщина стенки, м.

Секундный расход нефти:

$$Q = \frac{841 \text{ м}^3/\text{ч}}{3600 \text{ с}} = 0,234 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 1,16 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

2. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,16 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 96858,$$

где ν – кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$.

3. Определяем режим движения и зону сопротивления.

Поскольку $Re > 2320$ – режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d},$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб; ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2 \text{ мм}}{506 \text{ мм}} = 3,95 \cdot 10^{-4}; Re_I = 25300; Re_{II} = 1265000;$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627)} = 0,007.$$

4. Коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{96858} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,02.$$

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} = 0,007 \cdot \frac{(0,234 \text{ м}^3/\text{с})^{1,877} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,123}}{(0,506 \text{ м})^{4,877}} = 0,00263.$$

6. Расход через лупинг:

$$\overline{d_L}^{-m} \quad 1 + \frac{\overline{d_L}^{-m}}{0,506 \text{ м}}^{-m},$$

$$Q_L = \frac{Q}{1 + \left(\frac{\overline{d_L}}{d} \right)^{\frac{5-m}{2}}} = \frac{0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{\left(\frac{0,506 \text{ м}}{2} \right)^{\frac{5-0,123}{2}}} = 0,117 \text{ м}^3/\text{с},$$

где d_L – диаметр лупинга, м.

7. Скорость в лупинге:

$$w_L = \frac{4 \cdot Q_L}{\pi \cdot d_L^2} = \frac{4 \cdot 0,117 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 0,582 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

Число Рейнольдса для лупинга:

$$Re_L = \frac{w_L \cdot d_L}{\nu} = \frac{0,582 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 48596;$$

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный.

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения).

8. Режим движения в основном трубопроводе в лупинге одинаков, тогда гидравлический уклон лупинга:

$$i_L = \frac{i}{(1 + (\frac{d_L}{d})^{\frac{5-m}{2-m}})^{2-m}} = \frac{0,00263}{(1 + (\frac{0,516 \text{ м}}{0,516 \text{ м}})^{\frac{4,877}{1,877}})^{1,877}} = 0,000716.$$

9. Найдем величину снижения потерь при лупинге:

$$n_L = \frac{i}{i_L} = \frac{0,00263}{0,000716} = 3,67.$$

10. Найдем необходимую для заданного увеличения пропускной способности длину лупинга [16]:

$$x_L = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 173000 \text{ м} \cdot \frac{1 - 1,2^{0,123-2}}{1 - 0,272} = 61915 \text{ м} = 62 \text{ км},$$

где χ – коэффициент увеличения пропускной способности;

ω – коэффициент, зависящий от режима движения нефти и зоны трения.

Если $d_L = d$, то

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}} = \frac{1}{2^{1,877}} = 0,272.$$

3.2. Расчет длины вставки

1. Внутренний диаметр, пропускная способность и средняя скорость течения нефти в основной магистрали будут:

$$d = D - 2\delta = 0,53 - 0,024 = 0,506 \text{ м};$$

Секундный расход нефти:

$$Q = \frac{841 \text{ м}^3/\text{ч}}{3600 \text{ с}} = 0,234 \text{ м}^3/\text{с};$$

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,234 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 1,16 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

2. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,16 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 96858.$$

3. Определяем режим движения и зону сопротивления.

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d},$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб; ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2 \text{ мм}}{506 \text{ мм}} = 3,95 \cdot 10^{-4}; Re_I = 25300; Re_{II} = 1265000;$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \varepsilon - 0,627)} = 0,007.$$

4. Коэффициент гидравлического сопротивления находим по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{96858} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,02.$$

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} = 0,007 \cdot \frac{(0,234 \text{ м}^3/\text{с})^{1,877} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,123}}{(0,506 \text{ м})^{4,877}} = 0,00263.$$

6. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,02 \cdot \frac{173000 \text{ м}}{0,506} \cdot \frac{(1,16 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 469 \text{ м}.$$

7. Скорость во вставке определяем по формуле:

$$w_B = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_B^2} = \frac{4 \cdot 0,28 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,606 \text{ м})^2} = 0,971 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

где d_B – диаметр вставки, м.

Число Рейнольдса для трубопровода с вставкой:

$$Re_B = \frac{w_B \cdot d_B}{\nu} = \frac{0,971 \text{ м/с} \cdot 0,606 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 97100;$$

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = 30300; Re_{II} = 1515000;$$

$30300 < Re < 1515000$ – переходная зона (смешанного трения).

Коэффициент гидравлического сопротивления во вставке по формуле Альтшуля:

$$\lambda_B = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re_B} + \frac{e}{d_B} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{97100} + \frac{0,2}{606} \right)^{0,25} = 0,0197.$$

8. Потери напора на трение в вставке:

$$h_B = \lambda_B \cdot \frac{x}{d_B} \cdot \frac{w_B^2}{2g} = 0,0197 \cdot \frac{x}{0,606} \cdot \frac{(0,971 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 0,00156 \cdot x \text{ м.}$$

9. Обозначим длину вставки x , длину первого участка, потери напора и скорость движения нефти в первом участке соответственно $L - x, h_1, w_1$, а во втором участке соответственно h_2, w_2 . Тогда, уравнением баланса напора будет (рисунок 9) [11]:

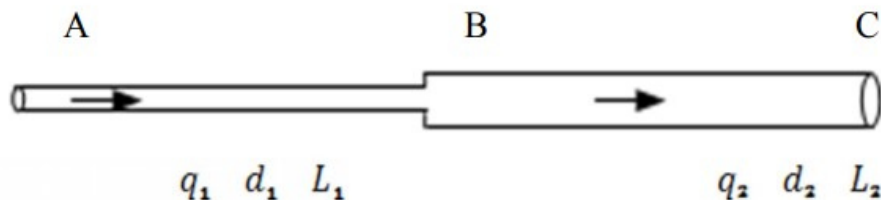


Рисунок 9 – Участок трубопровода с вставкой

$$\frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2g} = \lambda_1 \cdot \frac{(L - x) \cdot w_1^2}{d \cdot 2g} + \lambda_2 \cdot \frac{x \cdot w_2^2}{d_1 \cdot 2g};$$

$$469 \text{ м} = 0,019 \cdot \frac{(L - x) \cdot (1,39 \text{ м/с})^2}{0,506 \text{ м} \cdot 2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} + 0,0197 \cdot \frac{x \cdot (0,971 \text{ м/с})^2}{0,606 \text{ м} \cdot 2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2};$$

$$469 \text{ м} = 639,7 - 0,003698x + 0,00156x;$$

$$x = 79841 \text{ м} = 80 \text{ км.}$$

3.3. Удвоение числа перекачивающих станций

В случае удвоения числа ПС рабочая точка на совмещенной характеристике сместится из положения А в положение В [17].

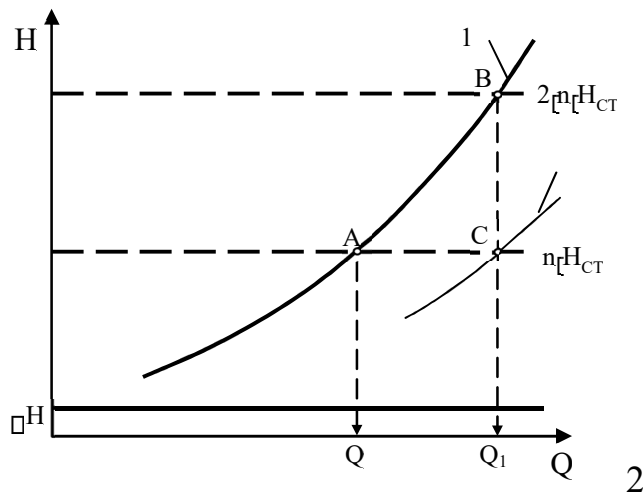


Рисунок 10 – Совмещенная характеристика трубопровода и ПС при $H_{CT} = \text{const}$

- 1 – (Q-H) характеристика нефтепровода;
- 2 – (Q-H) характеристика нефтепровода с лупингом.

1. Найдем коэффициент увеличения пропускной способности для случая $H_{CT} = \text{const}$. Запишем уравнение баланса напоров:

- для n перекачивающих станций (до удвоения ПС)

$$\Delta H + n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{OCT}, \quad (11)$$

- и после удвоения ПС

$$\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot f \cdot L \cdot Q_1^{2-m} + \Delta z + h_{OCT}. \quad (11)$$

2. Коэффициент увеличения пропускной способности при дублировании числа ПС составит

$$\chi_D = \frac{Q_1}{Q} = \left(\frac{\Delta H + 2 \cdot n \cdot H_{CT} - \Delta z - h_{OCT}}{\Delta H + n \cdot H_{CT} - \Delta z - h_{OCT}} \right)^{\frac{1}{2-m}}. \quad (12)$$

3. Если предположить равенство $\Delta H = \Delta z + h_{OCT}$, то получим

$$\chi_D = 2^{\frac{1}{2-m}}.$$

4. В нашем случае, с учетом того, что режим движения турбулентный, зона смешанного трения ($m=0,125$), то коэффициент увеличения пропускной способности будет $\chi_D = 1,447$. Это значит, что при удвоении числа ПС

пропускная способность трубопровода повысится до 25 т/сут, что удовлетворяет заданным условиям.

3.4. Увеличение числа перекачивающих станций с прокладкой лупинга

1. Пусть новый расход составляет $0,28 \text{ м}^3/\text{с}$, тогда скорость течения в основной магистрали будет:

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,28 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,506 \text{ м})^2} = 1,39 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

2. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,39 \text{ м/с} \cdot 0,506 \text{ м}}{6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 116062.$$

3. Определяем режим движения и зону сопротивления

Поскольку $Re > 2320$ - режим движения турбулентный. Находим граничные значения зон сопротивления Re_I и Re_{II} :

$$Re_I = 25300; Re_{II} = 1265000;$$

$25300 < Re < 1265000$ – переходная зона (смешанного трения), для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,123; \beta = 0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg Re - 0,627)} = 0,007.$$

4. Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{116062} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,019.$$

5. Рассчитываем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} = 0,007 \cdot \frac{(0,28 \text{ м}^3/\text{с})^{1,877} \cdot (6,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с})^{0,123}}{(0,506 \text{ м})^{4,877}} = 0,00406.$$

6. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,019 \cdot \frac{173000 \text{ м}}{0,506 \text{ м}} \cdot \frac{(1,39 \text{ м/с})^2}{2 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2} = 639,7 \text{ м}.$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 639,7_{\text{м}} = 12,79_{\text{м}},$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 639,7_{\text{м}} + 12,79_{\text{м}} + 0 = 652,49_{\text{м}}.$$

7. Необходимое число насосных станций:

$$n = \frac{H}{H_{\text{ст}}} = \frac{652,49 \text{ м}}{476 \text{ м}} = 1,37,$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор, развиваемый насосной станцией, м.

8. Выполним округление расчетного числа станций в меньшую сторону $n_2=1$. В этом случае суммарного напора недостаточно для компенсации гидравлических потерь в трубопроводе.

9. Фактическая производительность:

$$Q_1 = Q_c \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^{\frac{1}{2-m}};$$

где n_1 – число насосных станций до увеличения; $m=0,123$ - коэффициент Лейбензона для переходной зоны.

$$Q_1 = 0,28 \frac{\text{м}}{\text{с}} \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^{\frac{1}{2-0,123}} = 0,28 \text{ м}^3/\text{с}.$$

10. Уменьшим гидравлическое сопротивление с помощью лупинга, приняв его диаметр равным диаметру основной магистрали.

Гидравлический уклон лупинга для переходной зоны:

$$i_{\text{луп}} = 0,297 \cdot i = 0,297 \cdot 0,00406 = 0,0012.$$

Необходимая длина лупинга:

$$x_{\text{луп}} = H_{\text{ст}} \cdot \frac{n - n_2}{i - i_{\text{луп}}} = 476 \text{ м} \cdot \frac{1,37 - 1}{0,00406 - 0,0012} = 61580 \text{ м} = 61,580 \text{ км}.$$

Размещение насосных станций и лупингов выполнено по методу В.Г. Шухова [12].

3.5. Расчет концентрации противотурбулентной присадки

1. Коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода до использования ПТП:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{96858} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,02.$$

2. Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство:

$$\lambda(Re, \Theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \Theta) \cdot Q_1^2,$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при требуемой производительности;

Re_1 – число Рейнольдса при требуемой производительности; Q_1 – требуемая производительность нефтепровода, м³/с.

3. Вычисляем новое значение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda_1 = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1} \right)^2 = 0,02 \cdot \left(\frac{0,234}{0,28} \right)^2 = 0,014.$$

4. Требуемая эффективность присадки [20]:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100\% = \frac{0,02 - 0,014}{0,02} \cdot 100\% = 7\%.$$

5. По таблице определяем массовую долю присадки, требуемую для обеспечения полученной эффективности:

Таблица 6 – Значения функции $\psi(\Theta)$ для ПТП Liquid Power TMW

Θ , ppm	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$\psi(\Theta)$, %	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,9

Массовая доля присадки для увеличения пропускной способности до 20760 т/сут составит $\Theta=21,7$ ppm.

3.6 Выбор оптимальной технологии повышения эффективности при транспортировке нефти

После завершения расчетов для данного примера решения по технической составляющей по повышению гидравлической эффективности путем строительства лупинга, вставки большего диаметра, увеличения числа НПС,

ввода ПТП и применения комбинированного способа получили следующие результаты (таблица 7).

Таблица 7 – Результаты расчетов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица величины	Значение параметра
1	протяженность лупинга $D_L = 530$ мм	x_L	км	127
2	протяженность вставки $D_B = 630$ мм	x	км	154,4
3	кол-во НПС при коэффициенте увеличения пропускной способности $\chi_D = 1,8$	γ_2	шт	3
4	кол-во НПС и длина лупинга при необходимом числе насосных станций $n_2 = 2,15$	$n_2 + x_{\text{луп}}$	шт + км	2 + 113,33
5	концентрация ПТП	θ	ppm	47,5

Из всех приведенных выше методов расчета повышения пропускной способности наиболее простым в применении является метод использования противотурбулентных присадок. Несмотря на их высокую стоимость, противотурбулентные присадки позволяют уменьшить потребление на существующих трубопроводах энергии, а также снизить при проектировании и создании новых объектов системы трубопроводного транспорта нефти капитальные затраты. Самый нерациональный и экономически невыгодный способ – увеличение количества НПС. Именно детали для насосов являются самыми дорогостоящими.

Учитывается также время, при котором данное увеличение будет необходимым, из этого делается вывод, срок так мал, а величины такие большие, что наилучшим вариантом с любой стороны будет именно использование противотурбулентной присадки.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Аникин Владимир Александрович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: « <u>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения углеводородов</u> »

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость оборудования и материальных затрат определялась по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент доп. заработной платы 15 %. Районный коэффициент 30 %.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы – 30,2 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ.	1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.	1. Формирование плана-графика реализации проекта; 2. Расчет бюджета затрат реализации проекта.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Определение сравнительной эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Таблицы:
1. Матрица SWOT 2. График проведения и бюджет НИ. 3. Сравнительная эффективность разработки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Татьяна Васильевна	к.э.н.		14.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Аникин Владимир Александрович		14.02.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Трубопроводный транспорт – вид производственной деятельности, направленный на доставку продукции к месту назначения по трубопроводам. Для транспортировки жидких и газообразных углеводородов этот вид транспорта является наиболее целесообразным, он занимает первое место по грузообороту и третье по объему перевозок. Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов. Поэтому разработка проекта по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода является выгодным проектом с экономической точки зрения.

На сегодняшний день большое внимание уделяется вопросам, связанным с повышением энергоэффективности и энергосбережения при транспортировке нефти и нефтепродуктов. Можно отметить, что актуальной тематикой большей части исследований является анализ эффективности использования существующих энергосберегающих технологий, а также разработка и внедрение новых, более современных. Это можно связать с тем, что использование энергетических ресурсов с каждым годом увеличивается, цена на них также непрерывно растет, поэтому закономерно повышается себестоимость продукции. Одним из способов, который способен решить сложившуюся ситуацию, – проведение модернизации производственных процессов с использованием энергосберегающих технологий.

Способом решения данной проблемы в сфере трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является разработка проекта по повышению гидравлической эффективности и увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является оценка сравнительной эффективности проекта.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной и финансовой эффективности исследования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

С необходимостью увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов приходится встречаться при проектировании, сооружении и эксплуатации нефтепроводов. Также открытие новых и истощение существующих месторождений, строительство новых нефтеперерабатывающих заводов предопределяет задачу увеличения пропускной способности всего действующего магистрального нефтепровода.

В связи с этим технические решения, приведенные в проекте, могут заинтересовать большое количество нефтегазовых компаний.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Показатели оцениваются по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей в сумме составляют 1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 8.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (57)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,18	4	2	3	0,72	0,36	0,54
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	5	3	4	0,70	0,42	0,56
3. Энергоэкономичность	0,07	4	4	2	0,28	0,28	0,14
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,09	5	3	3	0,45	0,27	0,27
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	3	5	5	0,18	0,30	0,30
3. Цена	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
5. Финансирование научной разработки	0,04	4	4	5	0,16	0,16	0,20
6. Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,12	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,05	4	3	5	0,20	0,15	0,25
Итого	1	58	47	51	4,46	3,38	3,75

где K_f – конкурентоспособность научной разработки;

K_{k1} – конкурентоспособность конкурента 1;

K_{k2} – конкурентоспособность конкурента 2;

B_f – балл i -го показателя научной разработки;

B_{k1} – балл i -го показателя конкурента 1;

B_{k2} – балл i -го показателя конкурента 2.

Таким образом, конкурентоспособность разработки составила 4,46, в то время как двух других аналогов 3,38 и 3,75 соответственно. Можно сделать вывод, результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по следующим показателям: повышенная производительность труда пользователя, удобство в эксплуатации, надежность, цена, предполагаемый срок эксплуатации и срок выхода на рынок.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы и отображающего вышеперечисленные факторы, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Возможность анализа технологий по увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода С2. Разнообразные технологические решения в технологии строительства С3. Нефтепровод пользуется массовым спросом С4. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов С5. Возможность применения на действующих нефтепроводах	Слабые стороны проекта: Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта Сл2. Транспортировка оборудования требует больших капиталовложений Сл3. Проблема импортозамещения оборудования Сл4. Недостаточное количество современных источников
Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Сотрудничество с заинтересованными компаниями В3. Повышение уровня вовлеченности со стороны государства В4. Возможность применение технологии на большем количестве объектов	1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды 2. Учет пожеланий заказчиков при соблюдении требований нормативных документов 3. Расширение кадрового состава	1. Применение опыта работы компаний-партнеров 2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля 3. Отбор высококвалифицированных специалистов 4. Сотрудничество с иностранными компаниями

Угрозы: У1. Возможность отказа заказчика от проекта из-за высокой стоимости У2. Истощение запасов месторождений У3. Изменение нормативно-правовой базы У4. Появление новых технологий У5. Возможны проблемы при транспортировке оборудования	1. Постоянное отслеживание изменений в законодательстве 2. Повышенная надежность используемого оборудования 3. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования	1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Переквалификация сотрудников предприятия 3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений
--	--	--

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работ, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 10.

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение задания	Руководитель
Разработка концепции проекта	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	3	Разработка концепции проекта	Руководитель, исполнитель

	4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, исполнитель
	6	Определение объема и частей ВКР	Руководитель, исполнитель
Теоретические исследования	7	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель
	8	Проведение расчетов	Исполнитель
	9	Разработка части «финансовый менеджмент»	Исполнитель
	10	Разработка части «социальная ответственность»	Исполнитель
Анализ результатов	11	Оценка эффективности проделанных работ	Исполнитель
Оформление отчета	12	Составление пояснительной записки	Исполнитель
	13	Разработка презентации	Исполнитель

4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях найдем коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{пр}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22, \quad (13)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней.

Продолжительность i -й работы в календарных днях T_{ki} :

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (14)$$

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

Результаты расчетов занесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	$t_{\min}$, чел.дни	$t_{\max}$, чел.дни	$t_{\text{ож}}$, чел.дни			
Составление и утверждение задания	1	2	1	1	1	2
Подбор и изучение	3	6	5	2	2,5	4

Продолжение таблицы 11

материалов по теме						
Разработка концепции проекта	2	4	3	2	1,5	2
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	2	2	2	1	2	3
Календарное планирование работ	2	3	2	1	2	3
Определение объема и частей ВКР	1	3	2	2	1	1
Проведение теоретического исследования темы	7	14	10	1	10	15
Проведение расчетов	5	9	7	1	7	10
Разработка части «финансовый менеджмент»	5	8	7	1	7	10
Разработка части «социальная ответственность»	5	7	7	1	7	10
Оценка эффективности проделанных работ	2	4	3	2	1,5	2
Составление пояснительной записки	10	15	12	1	12	18
Разработка презентации	2	5	2	1	2	3
Итого						83

Итого для выполнения ВКР потребуется 83 календарных дня. Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются в виде продолжительных во времени отрезков, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый из четырех месяцев разделен на декады (таблица 12).

Таблица 12– Календарный план-график выполнения ВКР

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение задания	Руководитель	2												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	4												
3	Разработка концепции проекта	Руководитель, исполнитель	2												
4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	3												
5	Календарное планирование работ	Руководитель, исполнитель	3												
6	Определение объема и частей ВКР	Руководитель, исполнитель	1												
7	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель	15												
8	Проведение расчетов	Исполнитель	10												
9	Разработка части «финансовый менеджмент»	Исполнитель	10												
10	Разработка части «социальная ответственность»	Исполнитель	10												
11	Оценка эффективности проделанных работ	Исполнитель	2												
12	Составление пояснительной записки	Исполнитель	18												
13	Разработка презентации	Исполнитель	3												



– исполнитель;



– руководитель.

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Основные материальные затраты, которые были необходимы для проведения научного исследования, приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Сумма
Интернет	Гб	300			594			594
Итого								594

Также для проведения научного исследования необходимо специальное оборудование, такое как компьютер с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.}, \quad (60)$$

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

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 14 – Затраты на оборудование

Наименование	измерени я	Разработка	Ана- лог 1	Ана- лог 2	Разработка	Ана- лог 1	Ана- лог 2	Сумма
Компьютер	шт.	1	1	1	31500	31500	31500	94500
Аудио- аппаратура	шт.	1						8000
Итого								102500

Материальные затраты пришлось на компьютер с программным обеспечением и аудиоаппаратуру.

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей схемы

Данный раздел отображает основную заработную плату научных сотрудников и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ в рамках проекта. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

№	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.- раб. дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Руководитель	11	13	15	1369	1369	1369	15059	17797	20535
2	Исполнитель	82	85	92	718	718	718	58876	61030	66056
	Итого							73935	78827	86591

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (15)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;
 $З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (16)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (используем шестидневную рабочую неделю);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для руководителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента k_p :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} = \frac{24600 \cdot 10,4 \cdot 1,3}{243} = 1369 \text{ руб.}$$

Для исполнителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента k_p :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} = \frac{12900 \cdot 10,4 \cdot 1,3}{243} = 718 \text{ руб.}$$

4.3.3 Дополнительная заработная плата

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (17)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным от 0,12 до 0,15).

Для руководителя дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 15059 = 2259 \text{ руб.}$$

Для исполнителя дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 58876 = 8831 \text{ руб.}$$

Общие расходы на оплату труда составят:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 73935 + (2259 + 8831) = 73935 + 11090 = 85025 \text{ руб.}$$

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 15.

Таблица 16 – Расчет дополнительной заработной платы

№	Исполнители по категориям	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Руководитель	15059	17797	20535	11090	11825	12988
2	Исполнитель	58876	61030	66056			

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (18)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Ставка страховых взносов – 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители по категориям	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Руководитель	15059	17797	20535	11090	11825	12988
Исполнитель	58876	61030	66056			
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2 %					
Итого:	25678	27377	30073			

4.3.5 Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = k_{нр} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 4), \quad (19)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов возьмем в размере 16 %, тогда накладные расходы составят:

$$З_{накл} = 0,16 \cdot 110703 = 17712 \text{ руб.}$$

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Распределение бюджета затрат НИ по статьям отображено в табл. 18.

Таблица 18 – Затраты по каждому варианту исполнения проекта

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Мат. затраты НТИ	198	198	198
2	Затраты на специальное оборудование	34170	34170	34170
3	Затраты по основной заработной плате	73935	78827	86591
4	Затраты по дополнительной заработной плате	11090	11825	12988
5	Отчисления во внебюджетные фонды	25678	27377	30073
6	Накладные расходы	17712	18885	20744
7	Бюджет затрат НИ	162783	171282	184764
—	—	—	—	—

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

4.4.1 Определение сравнительной эффективности разработки

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

финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (20)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта.

$$I_{\Phi}^1 = \frac{162783}{184764} = 0,88,$$

$$I_{\Phi}^2 = \frac{171282}{184764} = 0,93,$$

$$I_{\Phi}^3 = \frac{184764}{184764} = 1.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки относительно самого затратного варианта.

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (21)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;

b_i – балльная оценка i -го варианта реализации научного исследования.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	3	4
3. Безопасность	0,2	5	4	4
4. Энергосбережение	0,1	4	3	3
5. Надежность	0,3	5	4	4
Итого	1	24	18	19

Основываясь на данных таблицы, показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,3 = 4,9;$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,3 = 3,8;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,3 = 3,9.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}}; \quad (22)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность (таблица 20).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}. \quad (23)$$

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Ана- лог 1	Ана- лог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,88	0,93	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,90	3,80	3,90
3	Интегральный показатель эффективности	5,57	4,09	3,90
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,36		1,43

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности. Как видно из таблицы, разработка данного научноисследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

В данном разделе подробно разобран экономический потенциал данной научно-исследовательской работы и перспективы на рынке.

Проведена оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения проделанной работы. Проанализировав потенциальных потребителей результатов данного исследования, проведен SWOT-анализ. Было произведено планирование научно-исследовательской работы. С позиции финансовой и ресурсной эффективности все рассчитанные показатели позволяют сделать вывод о том, что выбранный вариант исполнения наиболее предпочтительный, так как он экономичнее и ресурсоэффективнее.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8СА		Аникин Владимир Александрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Разработка методов повышения пропускной способности транспорта нефти по магистральному трубопроводу»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	Объект исследования: магистральный трубопровод. Рабочая зона: производственное помещение. Размеры помещения: 20*30 м. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: пульт управления ЭВМ. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров углеводородов при приемосдаточных операциях.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). 2. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: - Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов - Разработка мероприятий по снижению воздействия ОВПФ	<i>Вредные производственные факторы:</i> — Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; — Повышенный уровень общей и локальной вибрации; — Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в рабочей зоне; — Повышенный уровень шума на рабочем месте; — Недостаток необходимого искусственного освещения; — Тяжесть трудового процесса <i>Опасные производственные факторы:</i> — Производственные факторы, связанные с электрическим током <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> - Защитные ограждения, звукоизолирующих ограждений, система освещения, система вентиляции, защитное заземление и зануление; Респираторы, противогазы; Специальная одежда и обувь;

	Противошумные наушники
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<i>Воздействие на селитебную зону:</i> снятие плодородного почвенного слоя при сооружении и эксплуатации площадных объектов; <i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение отходами производства, загрязнение продуктами очистки резервуаров; <i>Воздействие на гидросферу:</i> возможное попадание сточных вод и нефтепродуктов в водоемы; <i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы от дыханий резервуаров в пределах ПДВ
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<i>Возможные ЧС:</i> пожары, наводнения, выбросы нефтепродуктов вследствие разгерметизации трубопроводов и резервуаров; <i>Наиболее типичная ЧС:</i> пожар в помещении
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			14.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Аникин Владимир Александрович		14.02.2022

5 Социальная ответственность

В международном стандарте IC CSR 26000:2011 понятие «социальная ответственность» формулируется как «ответственность организации за ее деятельность на общество и окружающую среду». В этом стандарте приведены требования к деятельности организации в области социальной ответственности, а именно: освещены вопросы социальных прав и гарантий персонала, охраны окружающей среды, промышленной безопасности и ресурсосбережения.

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта углеводородов необходимо уделять исключительное внимание. Ошибочное выполнение технологической операции может привести к образованию горючей или взрывоопасной среды, к авариям и несчастным случаям.

Суть бакалаврской работы состоит в безопасном функционировании опасного производственного объекта, в данном случае промысловых трубопроводов и их объектов.

Потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие и нефтетранспортирующие компании.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона оператора товарного.

Деятельность, связанная с социальной ответственностью, регулируются на государственном уровне. Специалист обязан знать и следовать законодательству в данной области, это позволит минимизировать негативное воздействие производства и проектируемых разработок.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Правовые нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации, № 197–ФЗ каждый работник имеет право на: рабочее место, соответствующее требованиям охраны

труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра [1].

По результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) определяются ряд компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных условиях, а именно: повышенный размер оплаты труда; сокращенная рабочая неделя; льготная пенсия; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск; лечебно-профилактическое питание.

Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Большую часть смены проводит за пультом ЭВМ в помещении операторной. Далее под рабочим местом подразумевается пульт управления ЭВМ в операторной.

Рабочее место оператора для обеспечения производственной деятельности оборудуется креслом с регулируемыми наклоном спинки и высотой сиденья. Рабочее место должно соответствовать требованиям [2].

Таблица 21 – Рабочее место согласно ГОСТ 12.2.032-78

Размер помещения на одного человека		Рабочая поверхность	
Площадь	$S > 4\text{м}^2$	Высота над уровнем пола	$h = 720\text{мм}$
Высота	$h > 4\text{м}$	Поверхность стола	$S = 1600 \cdot 1000\text{мм}^2$
Объем	$V > 20\text{м}^3$	Глубина пространства для ног	$d = 650\text{мм}$
Подставка для ног		Компьютер	
Угол	$\beta = 15^\circ$	Клавиатура от края стола	$a < 300\text{мм}$
Длина	$a = 400\text{мм}$	Расстояние между глазами	$a = 40 - 80\text{см}$
Ширина	$b = 350\text{мм}$	оператора и экраном	
Рабочий стол: устойчивый с однотонным, неметаллическим покрытием, без способности накапливания статического электричества. Рабочий стул: дизайн, исключающий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.			

5.2 Производственная безопасность

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы в работе оператора товарного, а также разработку мероприятий по снижению воздействия этих факторов.

5.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы

Опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.0032015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Контроль и наблюдение	Отбор проб	Пульт ЭВМ	
1. Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532-18
2. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96
3. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в рабочей зоне	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
4. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	–	СН 2.2.4/2.1.8.562–96
5. Недостаток необходимого искусственного освещения.	+	–	+	СП 52.13330.2011
6. Тяжесть трудового процесса	–	+	+	Р 2.2.2006-05
7. Производственные факторы связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009
8. Пожаровзрывоопасность	–	–	+	ГОСТ 12.1.019
	–	–	+	ГОСТ 12.1.010-76

5.2.2 Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

Повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне Воздействие химического вредного фактора связано с утечкой опасного вещества из трубопроводов или оборудования. Пары нефти и углеводородные газы действуют на центральную нервную систему [7,11]. Класс условий труда по воздушной среде соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3, 11].

Таблица 23 – Опасные вещества нефти

Газ	Описание	ПДК
Метан	Входит в состав нефтяного и природного газа	300 мг/м ³
Сероводород	Бесцветный ядовитый газ с характерным запахом	– в воздухе 10 мг/м ³ ; – в смеси с углеводородами – 3 мг/м ³

Применяемые на объекте средства защиты от химического фактора показаны на рисунке 11.

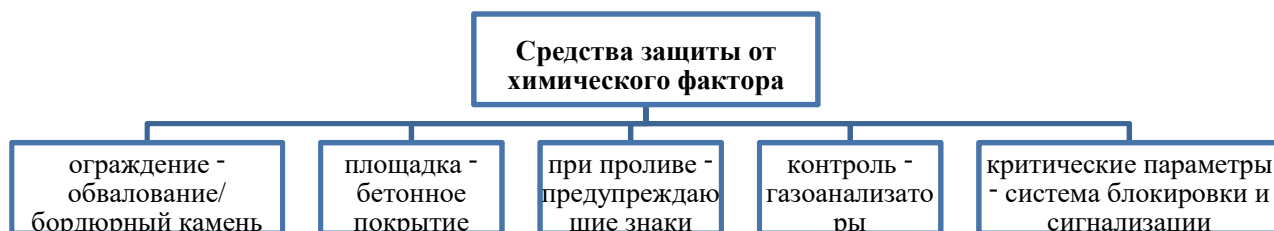


Рисунок 11 – Применяемые средства защиты от химического фактора

Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Шум и вибрации от работающего оборудования, персональных ЭВМ в помещениях операторной не превышает допустимых значений [6, 8]. Класс условий труда по вибрации соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3].

Отклонение показателей микроклимата от заданных норм на рабочей зоне

Рабочая зона, согласно санитарным нормам, ограничивается высотой 2,2 м над уровнем пола. При этом нормируются: температура, относительная влажность и скорость движения воздуха.

Нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений приведены в таблице 4 [7, 12].

Для нормализации параметров микроклимата осуществляются следующие мероприятия: использование СИЗ – сезонной спецодежды. Кроме этого, спроектирована система вентиляции для поддержания допустимых параметров микроклимата в диспетчерской. Класс условий труда по микроклимату соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3, 12].

Таблица 24 – Оптимальные и допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		опт	доп	опт	доп	опт	доп
Холодный	1а	22–24	20–25	60–40	15–75	0,1	0,1
Теплый	1а	23–25	21–28	60–40	15–75	0,1	0,1–0,2

Примечание: опт – оптимальное значение, доп – допустимое значение

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками повышенного уровня шума, воздействующего на оператора товарного являются движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании [8].

Таблица 25 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Примечание: Вид трудовой деятельности – выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Применяемые средства защиты от шума на объекте: контроль уровня шума (на слух) и динамическая балансировка механизмов оборудования,

применение звукоизолирующих ограждений – кожухов оборудования [8]. По вредному фактору «Шум» присвоен класс 2 – допустимые условия труда [3].

Недостаток необходимого искусственного освещения

Применяется совмещенное одностороннее-боковое освещение, соответствующее равномерному и естественному освещению на рабочем месте оператора товарного [9]. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений приведены в таблице 6. Класс условий труда по освещенности соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3, 9].

Таблица 26 – Нормы по освещению рабочей зоны [9]

Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
Осв., лк			Сочетание		КЕО, е _н , %		КЕО, е _н , %	
Комб. осв.		Общ. осв.	М, не более	К _п , %, не более	В / комб. осв.	Б осв.	В / комб. осв.	Б осв.
Всего	От общего							
600	400	500	40	10	4,0	1,5	2,4	0,9

Примечание: КЕО – коэффициент естественной осв., Сочетание – сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации, Осв – освещение, Комб –комбинированное, Общ -

общее, В – верхнее, Б – боковое, М – показатель дискомфорта, К_п – коэффициент пульсации

Тяжесть трудового процесса

Тяжесть трудового процесса работы оператора блока резервуарного парка характеризуется числом перемещения работника в пространстве, как по вертикали, так и по горизонтали.

Таблица 27 – Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом в течение смены

Класс (подкласс) условий труда			
оптимальный	допустимый	вредный	
1	2	3.1	3.2
По горизонтали, км:			
до 4	до 8	до 12	более 12
По вертикали, км:			
до 1	до 2,5	до 5	более 5

Данный показатель находится в пределах допустимых значений. Класс условий труда по тяжести трудового процесса соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [3].

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [41].

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки. Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления. Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [65].

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

Основные непосредственные причины электротравматизма: контакт с токоведущими частями под напряжением при повреждении изоляции кабелей [10], проводов или электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями; контакт с металлоконструкциями в случае пробоя на корпус оборудования; шаговое напряжение.

Рабочее место оператора товарного относится к 1 категории по электробезопасности, согласно ПУЭ это помещение без повышенной опасности [10].

Для предотвращения поражения электрическим током оборудование операторной должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации [10].

Рабочий процесс при исправных технических средствах сводит электротравматизм к минимуму.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Санитарно-защитная зона объекта

Здание рассматриваемой операторной относится к объектам 1-го класса с нормативной санитарно-защитной зоной 1000 м.

Защита атмосферы

Операторная не производит вредных выбросов в окружающую среду. Однако площадка резервуарного парка товарной нефти имеет параметры малого и большого дыхания посредством дыхательных клапанов. Выбросы в атмосферу представлены в основном углеводородами $C_1 - C_{10}$. Метод обезвреживания – рассеивание в атмосфере. Выбросы в атмосферу производятся в пределах ПДВ, установленного в проектной документации. Так

как производственный процесс в нормальном состоянии герметизированный, то воздействие на атмосферу минимально.

Таблица 28 – Нормирование углеводородов по величине ПДК и классу опасности

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/м3)		Класс опасности
	максимальная разовая	среднесуточная	
Смесь предельных углеводородов C ₁ – C ₅	200,0	50,0	4
Смесь предельных углеводородов C ₆ – C ₁₀	50,0	5,0	4
Бензол	15	5	2
Ксилол	50	–	3
Толуол	50	–	3

Защита гидросферы

Очищенная вода с территории УПН резервуарного парка подается в систему поддержания пластового давления на блок кустовых насосных станций. Следовательно, воздействие на поверхностные и подземные водные объекты отсутствует. Шламосодержащие стоки производственных сточных вод от промывки сбрасываются в инвентарные емкости и вывозятся на полигон по сбору и утилизации промстоков. Нормативная массовая концентрация нефти в стоках не более 50 мг/л, механических примесей – не более 50 мг/л.

Воздействие на гидросферу минимальное.

Защита литосферы

Блок операторной производит следующие виды отходов: мусор от бытовых помещений; мусор от уборки территорий; отходы бумаги и картона; лом черных металлов в кусковой форме незагрязненный (огнетушители).

Блок резервуарного парка производит следующие виды отходов: шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти; обтирочный материал, загрязненный маслами, в количестве менее 15 %.

Сбор отходов 3 и 4 класса опасности осуществляется в герметичной, механически прочной, коррозионно-устойчивой таре и передается в сервисную организацию по обращению с отходами. Остальные отходы вывозятся на

полигон по сбору и утилизации промышленных отходов. Воздействие на литосферу минимальное.

5.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также оценка рисков ЧС и разработка мероприятий по снижению риска ЧС. Таким образом, процесс исследования не имеет влияния негативных факторов на окружающую среду.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

На территории резервуарного парка могут произойти ЧС, связанные со взрывом, пожаром, загрязнением территории, распространением токсических продуктов горения в атмосфере. Основные поражающие факторы – тепловое излучение, открытое пламя, ударная волна и осколки разрушенного оборудования, интоксикация персонала продуктами сгорания нефти.

Причины возникновения аварий: разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры; ошибки персонала; внешние воздействия природного и техногенного характера.

Таблица 29 – Взрывопожароопасные и токсические свойства сырья, продукции, обращающихся в технологическом процессе подготовки нефти

Вещество	Класс опасности	Температура, °С			НКПР %	ВКПР, %
		всп	воспл	самовоспл		
Нефтяная эмульсия	3	21	–	260–310	5	15
Попутный нефтяной газ	4	–	–	356	5	15
Асфальтосмолопарафиновые отложения	3	–	–	–	Не регламентировано	
Реагент-деэмульгатор	4	47	–	340	5,5	44
Реагент-ингибитор коррозии	3	–	–	320	Не регламентировано	

Согласно СП 12.13130.2009[99] блок резервуарного парка относится к категории А – повышенная взрывопожароопасность. Согласно N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности", объекты хранения нефти и нефтепродуктов отделяются установленными (40 и 100 м) противопожарными расстояниями от зданий и сооружений категорий А, Б и В по взрывопожарной и пожарной опасности, расположенных на территориях складов нефти и нефтепродуктов, до граничащих с ними объектов защиты.

Пожарная безопасность резервуарных парков и нефтеперекачивающих станций должна обеспечиваться системами автоматического пожаротушения.

Действия персонала по локализации и ликвидации аварии Лицо, обнаружившее происшествие: предупреждает об опасности людей в опасной зоне; оповещает центральную инженерно-технологическую службу (ЦИТС); оповещает начальника смены УПН.

Начальник смены: получив сообщение об аварии или визуальный и звуковой сигнал в операторной оценивает ситуацию. Сообщает диспетчеру пожарной охраны, начальнику (заместителю начальника), начальнику смены ЦИТС и далее по схеме оповещения; объявляет на объекте аварийное положение; дает указание: всему персоналу использовать СИЗ, противогазы; подготовить первичные средства пожаротушения; при возгорании на небольшой площади разлива использовать первичные средства пожаротушения; развернуть пожарно-техническое вооружение от ближайшего блока пожарных гидрантов и контролировать работу штатной системы пожаротушения; отключить аварийный участок; проводит переключение всех необходимых задвижек посредством АРМ оператора.

5.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте проведения исследований

При проведении исследований наиболее вероятной ЧС является возникновение пожара в помещении. Пожарная безопасность должна

обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные причины пожара: неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования; электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт электроприборов; короткое замыкание. Необходимо скрыть электропроводку для уменьшения вероятности короткого замыкания.

В соответствии с техническим регламентом «О требованиях пожарной безопасности» для административного жилого здания требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода.

Согласно СП 3.13130.2009 для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные извещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей.

Помещения насосных станций оснащаются средствами автоматического пожаротушения, а также огнетушителями типа ОУ-2, ОУ-5 или ОП-5 в требуемом количестве.

Согласно СП 12.13130.2009[99] помещение, предназначенное для проектирования и использования результатов проекта, относится к типу В1 – пожароопасное.

Согласно статье 8 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности класс пожара в помещении места проведения исследований – А (пожары твердых горючих веществ и материалов).

Выводы: В разделе «Социальная ответственность» рассматривалась рабочая зона оператора товарного блока резервуарного парка. Исследовались вредные и опасные факторы, существующие при работе в помещении

операторной. Установлено, что рабочее место по результатам СОУТ относится к классу 2 – допустимые условия труда.

По результатам анализа вредных и опасных факторов был определен комплекс применяемых средств коллективной защиты и индивидуальной защиты, меры по контролю загазованности рабочей зоны.

При анализе влияния блока резервуарного парка на окружающую среду затрагивались вопросы защиты селитебной зоны, защиты атмосферы, гидросферы, литосферы. Было определено, что для всего предприятия необходимо обустроить санитарно-защитную зону в 1000 м. Установлено, что воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу минимально благодаря герметизированному процессу производства, не превышению нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, отлаженной системе обращения с отходами.

При анализе вероятных ЧС было определено начальное событие ЧС – утечка нефти в результате разрушения резервуара или подводящего трубопровода. Определены мероприятия по предотвращению пожароопасных ЧС, а также действия персонала по локализации и ликвидации ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы было выполнено следующее:

- изучена используемая нормативно-техническая документация;
- проанализированы применяемые технологии и методы по увеличению пропускной способности магистральных нефтепроводов;
- проведен расчет вариантов увеличения пропускной способности.

Можно сделать следующие выводы, что методы с использованием строительства дополнительных нефтеперекачивающих станций, лупинга или вставок большего диаметра отличаются очень высокими значениями капитальных затрат при малой продолжительности повышенной пропускной способности. При большой продолжительности повышенной пропускной способности ежегодные эксплуатационные расходы, связанные с обслуживанием лупинга или вставок, стремятся почти к нулю, а при строительстве дополнительных нефтеперекачивающих станций эксплуатационные расходы для них в основном представлены потреблением электроэнергии.

Противотурбулентная присадка выгодна при малой продолжительности использования, но нецелесообразна для длительного применения из-за ее большой стоимости и высоких эксплуатационных расходов. Повышение несущей способности труб отличается почти отсутствием капитальных затрат и отсутствием дополнительных эксплуатационных расходов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сергаев А.А. Оптимизация выбора технических решений для обеспечения требуемой производительности нефте- и нефтепродуктопроводов // 2-я Всероссийская научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов». – 2018. – С. 32- 41. – ISBN 978-5-8149-2724-8.
2. Бархатов А.Ф. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат / Бархатов А.Ф., Настепанин П.Е. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3 (15). – С. 18-26. – ISSN: 2221-2701.
3. Макаров С.П. Методы очистки внутренней поверхности магистральных нефтепродуктопроводов // С. П. Макаров, А. Д. Прохоров, С. №3. — 2004. –Н. Челинцев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. ISSN: 2072-0297.
4. Газизов Р. Э. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов / Р. Э. Газизов, Н. Л. Солодова, Б. Р. Ваганов // Казань: Вестник технологического университета, 2017. – с. 17-20.
5. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
6. Хасанов И. И, Шакиров Р. А., Леонтьев А. Ю., Логинова Е. А. Применение асфальто-смолопарафиновых отложений в качестве внутренней тепловой изоляции магистральных нефтепроводов. – 2018. – №1. – С. 44-49.
7. Ануфриев Р.В., Волкова Г.И. Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327. № 10. 50–58 .
8. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудов А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов. – М.: Недра, 2018. – 368 с. – ISBN: 5-247-00064-1.

9. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, 2016. – 143 с.
10. Иваненков В.В. Опыт использования противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах // В.В. Иваненков, О.В. Пименов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2016. – №2. – С. 3–7.
11. Чухарева Н.В., Быков Р.С. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода, 2018. – 144 с.
12. Быков Р. С. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода / Р. С. Быков ; науч. рук. Н. В. Чухарева // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — т. 2. — [с. 593-594].
13. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2, 3)
14. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы: дата введения 2013-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 24.02.2022). – Текст: электронный.
15. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудов А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов. – М.: Недра, 2008. – 368 с. – ISBN: 5-247-00064-1.
16. Гареев М.М. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопровода // М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов – СПб.: Недра, 2013. – 228 с. – ISBN 978-5-905153-40-X.

17. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. с. 309 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_-mch-.pdf (11.10.2021).
18. Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015 –2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-inalogi/> (11.10.2021).
19. Газизов Р. Э. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов / Р. Э. Газизов, Н. Л. Солодова, Б. Р. Ваганов // Казань: Вестник технологического университета, 2017. – с. 17-20
20. Хмелев В.Н. Исследование влияния ультразвукового воздействия на процесс разделения устойчивых эмульсий / В.Н. Хмелев, С.Н. Цыганок, Ю.М. Кузовников // Измерение, автоматизация и моделирование в промышленности и научных исследованиях – Бийск: Издательство БТИ АлтГТУ, 2011 – с. 175-177.
21. Способ разрушения водонефтяной эмульсии с применением ультразвукового воздействия: пат. 2535793 Рос. Федерация. – Заявл. 02.10.13. – Оpubл. 20.12.2014. – Бюл. № 35.
22. Сахабутдинов Р.З., Судыкин А.Н., Губайдулин Ф.Р. Исследование процесса обезвоживания сверхвязкой нефти при ультразвуковом воздействии // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – с. 116-119. 11. Обзор природных ресурсов [Электронный ресурс]. – URL: minenergo.ru (11.10.2021).
23. Промтов, М.А. Перспективы применения кавитационных технологий для интенсификации химико-технологических процессов // Вестник ТГТУ, 2008, Том 14, №4, с. 861-869.
24. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости.
25. ГОСТ 11858-66 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальтово-смолистых веществ

26. РД 39-0148311-605-86 Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов
27. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
28. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
29. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 90. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
30. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
31. РД 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.
33. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
34. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
35. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 01.05.2022).
36. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ. 98. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

37. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).

38. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).

39. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

40. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

41. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

42. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения

43. ГОСТ 25.503-97. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Метод испытания на сжатие

44. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия

45. ISO 50001:2011 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению.

46. ТУ 39-1623-93 Нефть российская, поставляемая для экспорта

47. ПУЭ (Правила устройства электроустановок). Раздел 7.
ЭЛЕКТРООБОДООВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ УСТАНОВОК