



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемосдаточный пункт Лугинецкое»

УДК 622.692.4-048.78

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Эспе Олег Юрьевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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 общеинженерные 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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) **Чухарева Н.В.**
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Эспе Олег Юрьевич

Тема работы:

Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемосдаточный пункт Лугинецкое»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: межпромысловый трубопровод УПН «Северо-Останинского» до ПСП «Лугинецкое» протяженностью 45 км.
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

	<p>выявления наиболее подходящего для объекта;</p> <p>3. Обзор основ гидравлического расчета трубопроводов 219 и 273;</p> <p>4. Анализ полученных результатов, выбор наиболее оптимального метода для выбранного объекта;</p> <p>5. Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность;</p> <p>6. Заключение и выводы по работе.</p>
Перечень графического материала	<p>- Обзорная карта Северо-Останинского месторождения;</p> <p>- Паспорт качества нефти;</p> <p>- Рисунки;</p> <p>- Таблицы.</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрин А.В.	д.т.н., доцент		07.02.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Эспе О.Ю.		07.02.2023 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Эспе Олегу Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделения 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:

Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Виды и стоимость ресурсов:</i> Расчет стоимости производства работ по строительству лежневой дороги шириной 7 и протяженностью 45000 метров для обслуживания нефтепровода «УПН Северо-Останинское - ПСП Лугинецкое»
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СНиР-91 сборника N 1 "Земляные работы" (СНиП 4.02.91, 4.05-91)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИс позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджетанаучных исследований</i>	<i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет общей суммы затрат на проведение организационно-технического мероприятия.</i>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		01.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Эспе Олег Юрьевич		01.03.2023

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Эспе Олег Юрьевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения 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:

Повышение эффективности эксплуатации изотермических резервуаров для хранения сжиженных углеводородных газов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Объект исследования:</i> межпромысловый трубопровод «УПН Северо-Останинское – ПСП Лугинецкое».</p> <p><i>Область применения:</i> «УПН Северо-Останинское».</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> насосные агрегаты, резервуары вертикальные стальные, трубопроводы транспортируемой среды.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> подготовка, накопление, учет и перекачка товарной нефти.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Технологический регламент УПН Северо-Останинское. 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. 3. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». 4. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». 5. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. 6. СП-52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23- 05-95*.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов; 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; – Повышенный уровень шума на рабочем месте;

<p>– Обоснование мероприятий по снижению их воздействия.</p>	<p>– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными. Опасные факторы: – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывоопасность объекта; – Высокое давление рабочей среды в технологическом оборудовании. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения, защитные каски, защитные очки, средства защиты органов дыхания (противогазы).</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ по причине негерметичности технологического оборудования. Гидросфера: попадание или сбросы загрязняющих веществ, таких как нефть, растворители на поверхность водных источников и подземных вод. Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и лесных массивов, загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами, а также отходами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов. Наиболее типичная ЧС: ситуация, возникшая вследствие аварийного разлива нефти и нефтепродуктов.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.02.2023 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			24.02.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Эспе Олег Юрьевич		24.02.2023 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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 2022/2023 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)
28.02.2023	<i>Введение</i>	10
03.03.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Характеристика объекта</i>	10
20.03.2023	<i>Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода</i>	10
27.03.2023	<i>Расчетная часть</i>	15
01.03.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
24.02.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	15
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 77 с., 19 рис., 13 табл., 41 источник.

Ключевые слова: нефть, межпромысловый нефтепровод, пропускная способность, лупинг, противотурбулентная присадка.

Объектом исследования являются межпромысловый трубопровод УПН «Северо-Останинского» до ПСП «Лугинецкое» протяженностью 45 км.

Цель работы – выбор целесообразной технологии повышения пропускной способности при транспорте нефти по межпромысловому трубопроводу.

Методология проведения работы: В работе проведены расчеты в соответствии со следующими документами:

- ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- 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».

Область применения: межпромысловый нефтепровод УПН «Северо-Останинского» до ПСП «Лугинецкое».

Значимость работы: потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана с увеличением производительности межпромыслового нефтепровода УПН «Северо-Останинского» до ПСП «Лугинецкое».

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемо-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		Эспе О.Ю.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					10	77
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Abstract

Graduate thesis 77 p., 19 figures, 13 tables, 41 sources.

Key words: oil, interfield pipeline, flow capacity, looping, anti-turbulent additive.

The object of the investigation is the 45 km long interfield pipeline of the oil loading unit "Severo-Ostaninskoye" to the gathering station "Luginetskoye".

The purpose of the work is to select an appropriate technology to increase throughput when transporting oil through an inter-field pipeline. Methodology of the work: The calculations were made in accordance with the following documents:

- VSN 51-3-85 "Design of field steel pipelines";
- RD 39-30-139-79 "Methodology for thermal and hydraulic calculation of the main oil pipeline in stationary and non-stationary pumping regimes of Newtonian and non-Newtonian oils in different climatic conditions".

Scope of application: interfield oil pipeline of OUT "Severo-Ostaninskoye" to PSP "Luginetskoye".

Significance of the work: potential efficiency of the considered technical solution is connected with the productivity increase of the interfield oil pipeline of OPS "Severo-Ostaninskoye" to OPS "Luginetskoye".

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемо-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		Эспе О.Ю.			Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					11	77
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Определения:

Межпромысловый трубопровод: промысловый трубопровод в пределах группы нефтегазопромыслов.

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.

Гидравлическое сопротивление: безвозвратные потери удельной энергии (переход её в теплоту) на участках гидравлических систем (систем гидропривода, трубопроводах, другом гидрооборудовании), обусловленные наличием вязкого трения.

Число Рейнольдса: отношение сил инерции к силам вязкости внутри жидкости, которая подвергается относительному внутреннему движению из-за различных скоростей жидкости. Область, где эти силы изменяют поведение, известна как пограничный слой, такой как ограничивающая поверхность внутри трубы.

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемо-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		Эспе О.Ю.			Определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					13	77
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Обозначения и сокращения:

УПН – установка подготовки нефти;

ПСП – приемно-сдаточный пункт;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

СОНГКМ – Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение;

МН – межпромысловый нефтепровод;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ГДМ – герметичные динамичный насосные агрегаты с приводом через магнитную муфту;

СРД – сосуды, работающие под давлением;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НД – нормативная документация;

РД – руководящий документ;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПТП – противотурбулентная присадка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемно-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		<i>Эспе О.Ю.</i>			Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					14	77
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	17
Обзор литературы.....	19
1. Характеристика объекта	21
1.1. Общие сведения	21
1.2 Характеристика межпромыслового трубопровода.....	23
1.3 Оборудование на УПН Северо-Останинское.....	23
1.3.1 Характеристики насосного оборудования	25
1.3.2 Характеристики резервуаров вертикальных стальных.....	27
1.3.3 Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	29
1.5 Паспорт качества перекачиваемой товарной нефти.....	31
2. Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода	32
2.1 Строительство лупинга	34
2.2 Увеличение количества насосных станций.....	37
2.3 Использование противотурбулентных присадок	38
2.4 Перевод газопровода в нефтепровод	40
3. Расчетная часть.....	42
3.1 Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки	43
3.2 Расчет гидравлических потерь после применения способов повышения эффективности при транспортировке	45
3.2.1 Расчет трубопровода с лупингом	45
3.2.2 Расчет концентрации противотурбулентной присадки	47
3.2.3 Расчет пропускной способности 273 трубопровода	50
3.3 Выбор оптимальной технологии повышения эффективности при транспортировке нефти	52
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	53
4.1 Планировка грунта бульдозером.....	54
4.2 Планировка грунта бульдозером.....	54

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – прямо-сдаточный пункт Лугинецкое»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Рзrab.</i>		<i>Эспе О.Ю.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				15	77
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		
					Содержание		

4.3 Устройство выстилки из лесосечных отходов.....	55
4.4 Укладка силовой мембраны из нетканых синтетических материалов...	55
4.5 Укладка лесоматериала круглого Ø 200 мм.....	55
5. Социальная ответственность.....	58
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	58
5.2 Производственная безопасность	59
5.3 Экологическая безопасность.....	67
Заключение	72
Список литературы	73

					Содержание	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой промышленности чрезвычайно высока. Он является одним из самых распространенных, высоконадежным, наиболее дешевым видом транспорта углеводородов от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт.

Трубопроводы обеспечивают энергетическую безопасность страны, т.к. топливно-энергетический комплекс России представляет собой совокупность энергетических систем. Каждая из которых состоит из взаимосвязанных отдельных технологических процессов, управляемых и контролируемых человеком и предназначенных для транспорта, хранения, перевалки и распределения энергоресурсов: нефти, нефтепродуктов, газа и т.д.

Рассматривая систему трубопроводного транспорта нефти (нефтеснабжения), следует отметить, что протяженность трубопроводных магистралей постоянно увеличивается, осуществляется модернизация и техническое перевооружение ранее построенных трубопроводов, внедряются современные средства связи и управления, совершенствуются технологии транспорта нефти и нефтепродуктов.

Ежегодно по промысловым трубопроводам отрасли перекачиваются сотни миллионов кубометров нефти, газа и технологических жидкостей.

При этом важной задачей является обеспечение бесперебойных поставок нефти с требуемой пропускной способностью, которая может меняться в зависимости от свойств транспортируемой среды и приводить к падению объемов поставки. Необходимо понимать, как эффективно управлять этим процессом. Важно знать, что если требуются большие объемы транспортировки, то условия надо создать такие, чтобы снизить уровень потерь. Так как задача трубопровода снизить гидравлические потери, нужно понять, как и на что воздействовать.

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемо-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		Эспе О.Ю.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					17	77
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Поэтому, исходя из изложенного выше, тема выпускной квалификационной работы «Разработка предложений по увеличению производительности меж. промышленного трубопровода» **является актуальной.**

Объект исследования: межпромысловый трубопровод УПН «Северо-Останинского» до ПСП «Лугинецкое» протяженностью 45 км.

Предмет исследования: способы увеличения производительности межпромыслового трубопровода.

Цель работы: Выбор оптимальной технологии повышения пропускной способности при транспорте нефти по межпромысловому 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 эффективную и оптимальную, а также экономически выгодную технологию.

					Введение	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Характеристика объекта

1.1. Общие сведения

Северо-Останинское месторождение – это нефтеносный участок, который расположен в Томской области. Залежь территориально принадлежит Парабельскому району и входит в группу месторождений углеводородов Пудинскую. [3].

Северо-Останкинское месторождение расположено на сильно заболоченной местности. Поэтому дороги к месторождению нет. Доставка грузов на участок выработки в летнее время происходит водным транспортом по рекам Армич, Парабель и Обь и вертолетами, в зимнее время по зимникам автотранспортом и воздушным транспортом.

Северо-Останкинское месторождение не единственное в этом районе. Недалеко расположены Останкинский, Мирный и Пинджинский участки выработки углеводородов.

Район характеризуется болотистой местностью, суровой продолжительной зимой (температура наиболее холодной пятидневки составляет минус 41°C) и непродолжительным летом.

Разведка месторождения не закончена, отсутствует достаточный объем исходных данных для уточнения запасов нефти и составления технологической схемы разработки.

Работы по добыче нефти на участке, где расположено Северо-Останкинское месторождение ведутся с ноября 2010 года. Тогда участок выработки был запущен в промышленную эксплуатацию. Тем не менее, Северо-останкинское месторождение на карте появилось гораздо раньше, еще в период существования Советского Союза.

Участок осваивает компания «Томскгазпромнефть», добывающая дочка

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемо-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		Эспе О.Ю.			Характеристика объекта	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					21	77
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

«Востокгазпром». Это предприятие имеет разрешение на разведку и добычу на 8 нефтегазоносных участках. [4].

Северо-Останинское НГКМ было подключено к действующему межпромысловый сто двадцатикилометровый нефтепроводу «Казанское НГКМ – ПСП Лугинецкое» диаметром 219x8.

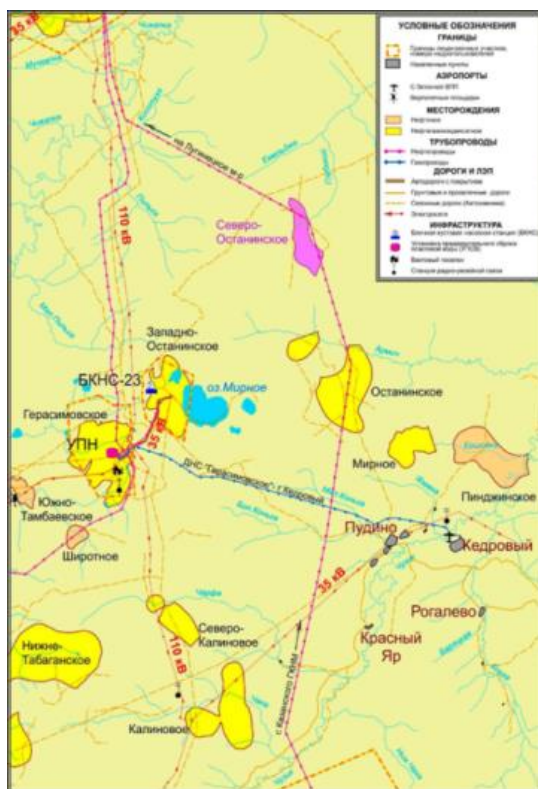


Рисунок 1 – Обзорная карта Северо-Останинского месторождения
Северо-Останкинское нефтяное месторождение (СОНГКМ) находится в Парабельском районе. Эта местность характеризуется непростым континентально-циклоническим и суровым климатом.

Северо-останкинское месторождение — это подзона южной тайги. Здесь холодная и длинная зима. Средняя температура воздуха в январе составляет от -19 до -21 градуса. Лето здесь короткое, но теплое со средней температурой в +18 градусов. В зимнее время территория месторождения покрыта толстым слоем снега. Высота снежного покрова может достигать 80 сантиметров. Грунт промерзает на полметра. А торфяники до 3 метров в глубину [4].

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

1.2 Характеристика межпромыслового трубопровода

Сто двадцатикилометровый нефтепровод Казанское НГКМ - Северо-Останинское НГКМ – ПСП Лугинецкое диаметром 219 миллиметров и толщиной стенки 8 миллиметров проложен в основном под землей. Часть отрезка трассы выполнена в наземном варианте: труба проходит по эстакаде через сильно заболоченную местность.

Объект построен по заказу ОАО «Томскгазпром». Трубопровод позволяет обеспечить круглогодичную транспортировку нефти.

Максимальная пропускная способность трубопровода - 1226 тонн нефти в сутки. На Северо-Останинском НГКМ нефть проходит вторичную подготовку и через систему трубопроводов транспортируется на приёмно-сдаточный пункт Лугинецкое.

1.3 Оборудование на УПН Северо-Останинское

УПН предназначена, для сбора и подготовки продукции нефтедобывающих скважин путём обеспечения глубокого обезвоживания, обессоливания, снижения упругости паров нефти и достижения требуемого качества товарной нефти и перекачки нефти по нефтепроводу.

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- приём нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание, предварительно обезвоженной нефти в газонасыщенном состоянии с последующей её сепарацией на концевой ступени;
- сжигание аварийных и постоянных сбросов на факеле высокого и низкого давления;
- приём и учёт товарной нефти;
- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

Для проведения вышеназванных операций предусмотрен следующий

					Характеристика объекта	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

состав сооружений УПН:

- площадка подключения нефти с блоком подачи реагентов;
- технологическая площадка в составе:
 - 1) сепарационная установка;
 - 2) отстойник нефти и концевой сепаратор;
- площадка газосепараторов;
- площадка подогревателей;
- насосная внутренней и внешней перекачки с узлом учёта нефти;
- резервуарный парк;
- факельное хозяйство;
- блок УПТГ;
- насосная метанола с резервуарами;
- площадка подключения газа с входным газосепаратором;
- энергокомплекс;
- дренажные и аварийные ёмкости;
- ёмкости хранения запаса раствора глушения скважин;
- наливной стояк.

На УПН Северо-Останинское для перекачки нефти применяется:

- четыре насоса ГДМ8-03;
- два массовых кориолисовых расходомера Micro Motion: один в работе, другой в резерве;
- один пробоотборник, стандарт Р;
- четыре резервуара вертикальных стальных РВС-2000.

					Характеристика объекта	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3.1 Характеристики насосного оборудования

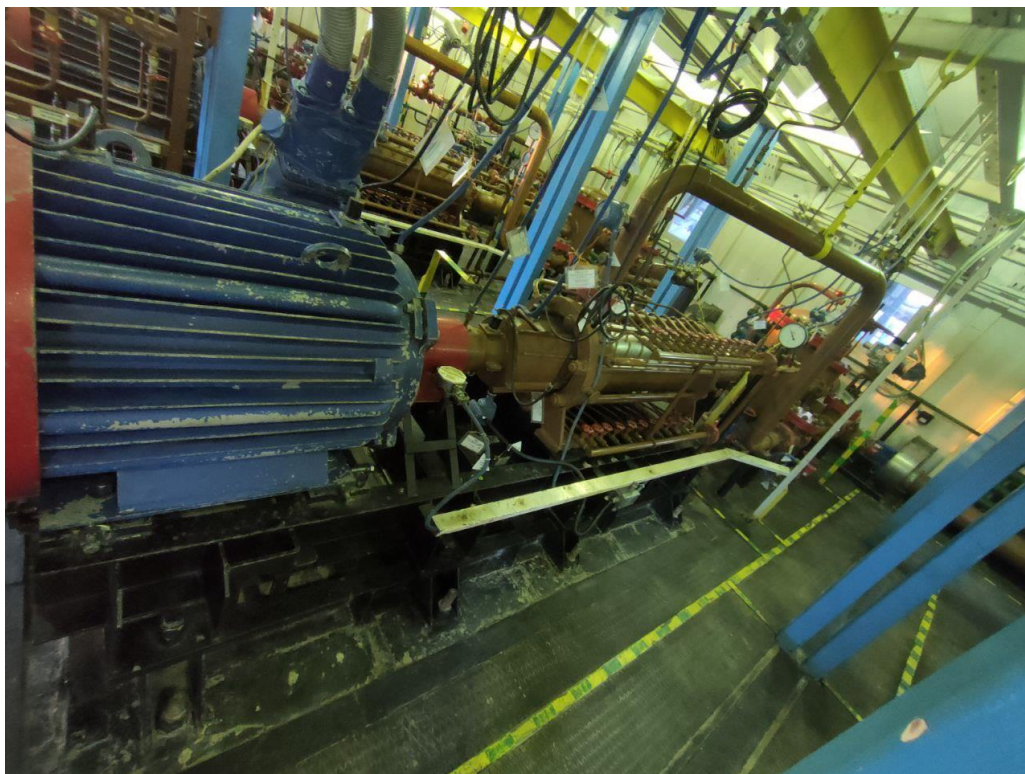


Рисунок 2 – Насосный агрегат ГДМ8

1 Основные технические данные.

1.1 Назначение насосного агрегата.

Агрегат насосный герметичный динамический с приводом через магнитную муфту (в дальнейшем агрегат) ГДМ8-03-Е ~~100~~ ~~450~~ ~~А~~ ~~315~~ ~~У2~~ – ТУ РБ 14617514.001-96, предназначен для перекачивания в стационарных условиях нейтральных, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, где ГДМ - тип насоса: герметичный, динамический, с магнитной муфтой;

8 - номер разработки;

03 - модификация;

Е - исполнение для взрывоопасных производств;

~~100~~ - подача, м³/ч;

~~450~~ - напор, м;

~~А~~ - А - исполнение проточной части насоса из углеродистой стали,

К - исполнение проточной части насоса из коррозионностойкой стали;

~~315~~ - мощность;

~~У2~~ - климатическое исполнение и категория размещения;

ТУ РБ 14617514.001-96 - обозначение технических условий.

1.2 Основные параметры и характеристики:

1.2.1 Поддача (номинальная), м³/с (м³/ч) ~~0,0278 (100)~~

1.2.2 Напор, м ~~450 ±5%*~~

1.2.3 Допускаемый кавитационный запас, м 2,5

1.2.4 Давление на входе, МПа, не более ~~2,5*~~

1.2.5 Исполнение проточной части ~~Углеродистая сталь~~

1.2.6 Климатическое исполнение ~~У~~

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Характеристика объекта

Лист

25

Рисунок 3 – Характеристики насоса ГДМ08

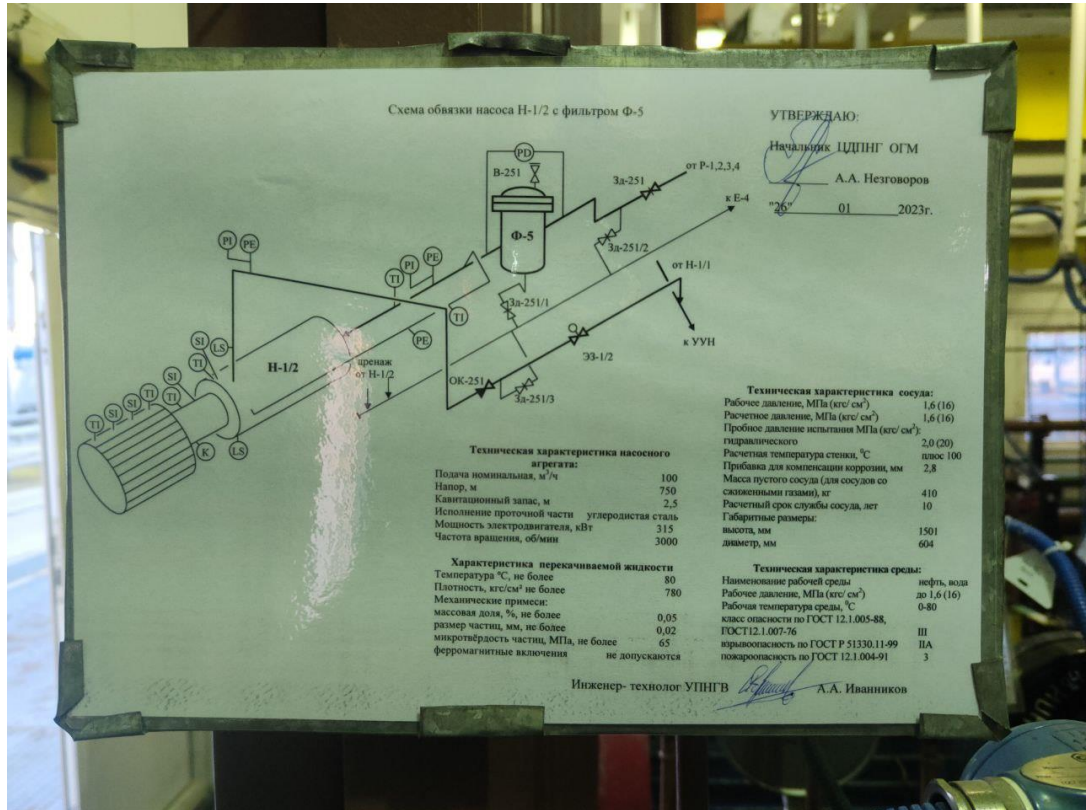


Рисунок 4 – Схема обвязки ГДМ8

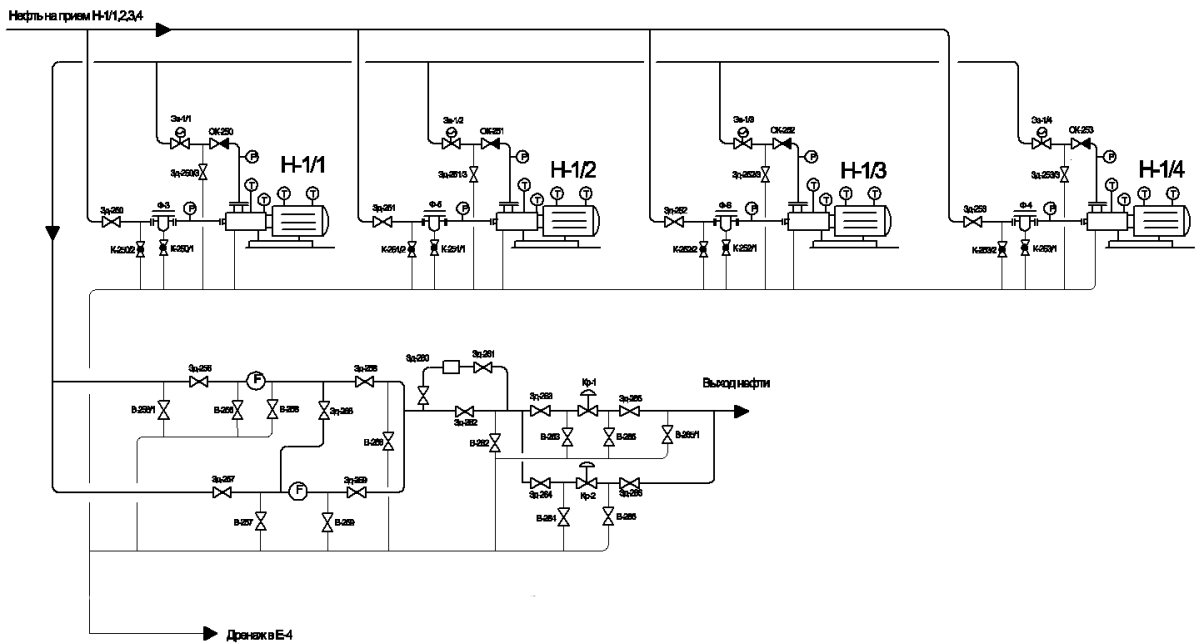


Рисунок 5 – Схема обвязки насосной УПН СОНГКМ

1.3.2 Характеристики резервуаров вертикальных стальных



Рисунок 6 – Резервуары вертикальные стальные PBC-2000

Резервуары вертикальные стальные (PBC) объемом 2000 м³ предназначены для стационарного хранения нефти, нефтепродуктов, технологических смесей и других жидкостей плотностью до 1 т/м³.

Вертикальные резервуары при сравнительно невысокой стоимости и коротких сроках возведения обладают высокой надежностью и долговечностью, что позволяет использовать их на объектах повышенной опасности.

Технические характеристики

Резервуары вертикальные стальные PBC-2000 обладают следующими техническими характеристиками:

- Объем: 2000 м³;
- Максимальная плотность хранимого продукта: 1 т/м³;
- Максимальная рабочая температура: 95 °С;
- Внутреннее избыточное давление: до 2 кПа;
- Диаметр: 15,18 м;
- Высота: 12 м;
- Масса: ~58,7 т;

					Характеристика объекта	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Количество рулонов: 2.



Рисунок 7 – Резервуар вертикальный стальной РВС-2000

Классификация резервуаров РВС-2000

По назначению вертикальные стальные резервуары могут быть:

- Сырьевые (для хранения сырой нефти);
- Технологические (для сброса пластовой воды, отстоя и подрезки нефти);
- Товарные (для хранения обезвоженной и обессоленной нефти).

					Характеристика объекта	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3.3 Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion



Счетчики 8 – Расходомеры массовые (кориолисовые расходомеры)

Расходомеры массовые (кориолисовые расходомеры) предназначены для прямого измерения массового расхода, плотности, температуры, вычисления объемного расхода жидкостей, газов и взвесей. Все измерения выполняются в реальном времени.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Характеристика объекта

Лист

29

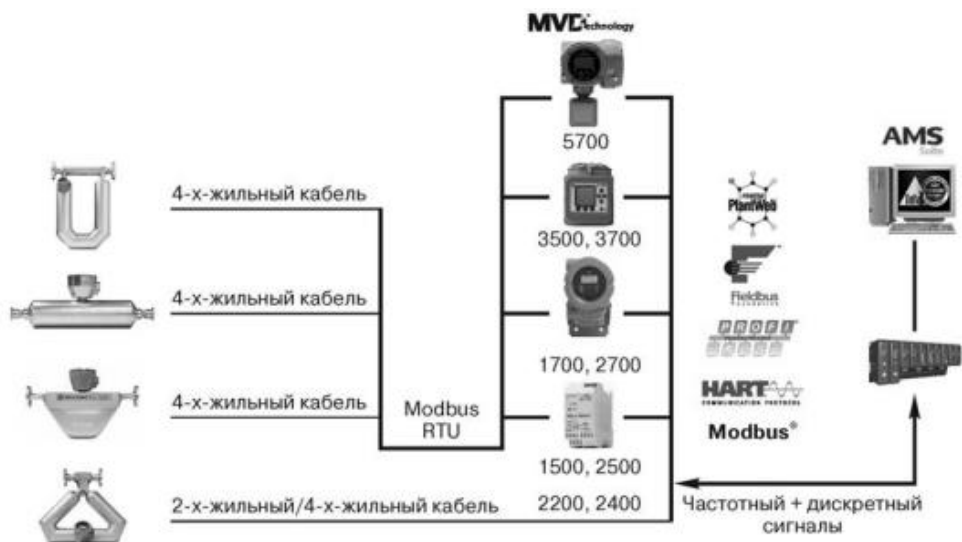


Рисунок 9 – Принцип действия кориолисовых расходомеров и плотномеров

Кориолисовый расходомер состоит из сенсора и преобразователя (рисунок 9). Сенсор напрямую измеряет расход, плотность среды и температуру сенсорных трубок. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы.



Рисунок 10 – Кориолисовый расходомер

Измеряемая среда, поступающая в сенсор, разделяется на равные половины, протекающие через каждую из сенсорных трубок. Движение задающей катушки (рисунок 10) приводит к тому, что трубки колеблются вверх-вниз в противоположном направлении друг к другу.

1.5 Паспорт качества перекачиваемой товарной нефти

В таблице 1 приведены параметры, характеризующие основные физикохимические показатели готовой продукции.

Таблица 1 – Паспорт качества товарной нефти СОНГКМ

Параметры	ед. из	Результат
удельный вес		0,78
плотность при 20°C.	кг/м ³	766,7
вязкость при 20°C.	мПа*с	4,245
вязкость при 50°C.	мПа*с	1,425
температура застывания	°С	-45
температура вспышки	°С	-34
молекулярная масса		159,5
массовое содержание, %		
мех. Примесей		0,07
Серы		0,075
Парафинов		1,4
смола силикагелевых		2,19
Асфальтенов		0,11
Газосодержание	м ³ /м ³	199,48
вязкость сепарир. Нефти	мм ² /с	6,62
плотность ПНГ	кг/м ³	1,258
Фракционный состав (объем выкипающ.)	%	
НК,°С	%	67,5
до 150(153)	%	33
до 200(186)	%	46
до 250(224)	%	56
до 270(294)	%	61,5
до 300(300)	%	66,5
Остаток	%	33,5

					Характеристика объекта	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Метод увеличения мощности насосных станций ведет к росту давления в системе, что может привести к аварии, в том числе разрыву трубопровода.

Врезка вставки большего диаметра увеличивает пропускную способность нефтепровода, но обладает недостатком, заключающимся в том, что для установки секции необходима полная остановка и очистка трубопровода.

Технология прокладки лупингов лишена этого недостатка.

Параллельную нитку можно монтировать во время работы основной линии, а время соединения сравнительно небольшое. Использование системы лупингов не ведет к повышению рабочего давления в трубопроводе, при этом удельные затраты на перекачку даже при установке дополнительных перекачивающих станций не увеличатся (или увеличатся незначительно), так как увеличивается объем перекачиваемой нефти [3].

Так же существуют другие способы увеличения пропускной способности, применение которых не требует перестройку трубопровода. Например, использование присадок, уменьшающих гидравлическое сопротивление, так же подогрев нефти с целью уменьшения ее вязкости. Кроме того, следует бороться с отложениями парафинов внутри нефтепровода, как механическими, так и химическими способами.

Согласно РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов» [4] для обеспечения заданной производительности магистрального нефтепровода должно предусматриваться развитие его по очередям за счет увеличения числа насосных станций. В отдельных случаях допускается сооружение лупингов или вставок при их технико-экономическом обосновании. Допускается проектирование магистрального нефтепровода с последующим строительством второй нитки в следующих случаях:

- заданная производительность не обеспечивается одной ниткой;
- увеличение производительности нефтепровода до пределов, указанных в задании на проектирование, намечается в сроки, превышающие 8 лет;

					Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– упругость паров нефти, поступающей в резервуарные парки, при заданной производительности за счет тепловыделения в нефтепроводе превышает 66,5 кПа (500 мм рт. ст.).

К сожалению, на увеличение пропускной способности нефтепроводов накладывается ряд ограничений. Так, нередко с целью снижения капиталовложений трубопроводы проектируют с уменьшающейся толщиной стенки (в соответствии с характером изменения давления между станциями). В этих условиях удвоение числа НПС, приводящее к увеличению давления в середине перегонов, может оказаться невозможным. Проблематично увеличение числа нефтеперекачивающих станций на трубопроводах, имеющих значительный срок эксплуатации, так как их стенка ослаблена накопленными дефектами.

2.1 Строительство лупинга

В процессе эксплуатации межпромысловых трубопроводов часто возникает необходимость прокладки лупинга (обводной линии). «Лупинг - трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу, и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности» [4].

Лупинг трубопроводов служит для решения двух главных задач, среди которых увеличение имеющейся пропускной способности основной линии или снижение потерь давления во время транспортировки продукта.

В первую очередь это касается трубопроводов с высоким напором, так как именно в них создаются максимально нестабильные условия, приводящие к снижению эффективности. А, следовательно, к финансовым потерям. Важным преимуществом такой конструкции является возможность использовать ее в виде основной магистрали для транспортировки. Это помогает в кратчайшие сроки получить нужный результат, причем сэкономив средства на обустройстве нового трубопровода (лупинг может быть более дешевым вариантом, чем строительство полноценного нового трубопровода) [5].

					Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструкция параллельно уложенного участка нефтепровода практически идентична основной линии, поэтому его можно использовать в тех же условиях, что и главный нефтепровод. Руководящие документы позволяют использовать несколько лупингов на одном участке. Диаметр труб может быть различным, но, если их максимального диаметра не хватит для транспортировки продукта, то в разных ветках обычно используют трубы одинакового размера, что обеспечивает одинаковую скорость перемещения топлива. Точный диаметр устанавливается только с помощью расчетов, по которым осуществляется проектирование согласно руководящим документам.

После начала использования параллельной нитки происходит сокращение транспортируемых объемов топлива по основной магистрали. В результате уменьшается гидравлическое сопротивление, которое необходимо преодолевать, что ведет к существенному уменьшению потерь давления.

Поэтому при одном и том же давлении транспортируемой среды возможно транспортировать большие объемы топлива. Такая дополнительная магистраль будет эффективной при любой ее длине. Но, чем она продолжительней, тем заметнее станет результат.

При расчете лупинга исходят из условия, что расход жидкости в трубопроводе (от точки А до точки В, рис. 11, а) равен сумме расходов в трубопроводе Q_1 и в параллельной трубе-лупинге Q_2 т.е. $Q_0 = Q_1 + Q_2$ и что потеря напора на участке АВ в трубопроводе равна потере напора в лупинге $h_1 = h_2$ [6].

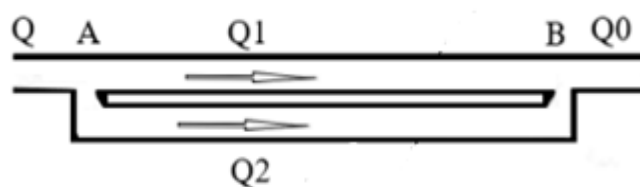


Рисунок 11 – Методы увеличения пропускной способности нефтепроводов

В случае при разных диаметрах трубопровода (d_1) и лупинга (d_2) справедливо равенство:

					Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (1)$$

где m – показатель режима течения в трубопроводе.

Соответствующие расходы определяют по формулам:

$$Q_1 = Q_2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^{(5-m)/(2-m)}, \quad (2)$$

$$Q_1 = \frac{Q_2}{1 + \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^{(5-m)/(2-m)}} = \omega \cdot Q_0, \quad (3)$$

где ω – скорость течения нефти по трубопроводу.

При равенстве диаметров магистрали и лупинга ($d_1 = d_2$), т.е. при $Q_1 = Q_2 = \frac{Q_0}{2}$ – гидравлический уклон в каждой ветви участка АВ составит:

$$i_{AB} = \omega^{(2-m)} \cdot i_0, \quad (4)$$

где i_0 – гидравлический уклон трубопровода до и после участка АВ.

Коэффициент повышения производительности – это отношение производительности нефтепровода после установки лупинга к первоначальной производительности до установки лупинга Q .

Задаваясь величиной этого коэффициента, определяют длину лупинга по формуле:

$$x = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega}, \quad (5)$$

где L – длина трубопровода;

χ – коэффициент увеличения пропускной способности.

Выразим коэффициент увеличения пропускной способности:

$$\chi_{л} \approx \frac{1}{1 - \left(\frac{x}{L} \cdot (1 - \omega)^{\frac{1}{2-m}}\right)}, \quad (6)$$

Видно, что увеличение производительности в этом случае зависит от того, какую долю от общей длины основной магистрали составляет лупинг, от соотношения диаметров лупинга и основного трубопровода, а также от режима перекачки [5].

В таблице 3 приведены расчетные величины $\chi_{л}$ для случая, когда диаметры основной магистрали и лупинга равны.

Таблица 3 – Увеличение производительности нефтепровода, достигаемое прокладкой лупинга того же диаметра

m	Величина $\chi_{л}$ при значении x/L равном				
	0,05	0,25	0,5	0,75	1
1	1,03	1,14	1,33	1,6	2
0,25	1,02	1,12	1,28	1,53	2
0,1	1,02	1,11	1,27	1,52	2
0	1,02	1,11	1,26	1,51	2

Исходя из таблицы, видно, что 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.

2.2 Увеличение количества насосных станций

В случае, когда нефтепровод на этапе проектирования рассчитан на поэтапный ввод в эксплуатацию, то повысить его производительность можно 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. Данный вариант подразумевает, что все станции будут работать примерно в одинаковых условиях и перегоны между ними будут разделены примерно пополам.

Поскольку изменение производительности нефтепровода при удвоении насосных станций относительно велико, то новая рабочая точка может оказаться за пределами рабочей зоны насосов (зоны оптимальных к.п.д.).

Поэтому одновременно с удвоением числа насосных станций в общем случае необходимо заменить и устанавливаемое на них оборудование [7].

Насколько целесообразен такой метод увеличения производительности нефтепровода оценивают по коэффициенту увеличения пропускной способности, который выражается следующей зависимостью

$$\chi = 2^{\frac{1}{2-m}}$$

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. Напор, развиваемый насосными станциями, остается постоянным, что до расширения трубопровода, что после. 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 насосных станций имеет смысл, когда заданное увеличение пропускной способности близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$. Если это значение слишком мало ($\chi \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$), то удвоение числа насосных станций нецелесообразно, поскольку они будут работать с недогрузкой. При слишком большом коэффициенте увеличения пропускной способности ($\chi \gg 2^{\frac{1}{2-m}}$), более рационально применение сложных схем, например комбинирование удвоения числа перекачивающих станций и прокладку лупинга.

2.3 Использование противотурбулентных присадок

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. Главными производителями на мировом рынке присадок являются зарубежные компании LSPI и «Baker Hughes» [5].

Одними из основных проблем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов являются:

- необходимость экономии энергии и энергоресурсов при эксплуатации межпромысловых трубопроводов;

					Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- повышение пропускной способности межпромысловых нефтепроводов.

Принцип действия противотурбулентных присадок основывается на эффекте Б.А. Томса [8], проявляющегося при введении очень малых количеств высокомолекулярных полимеров в турбулентный поток жидкости.

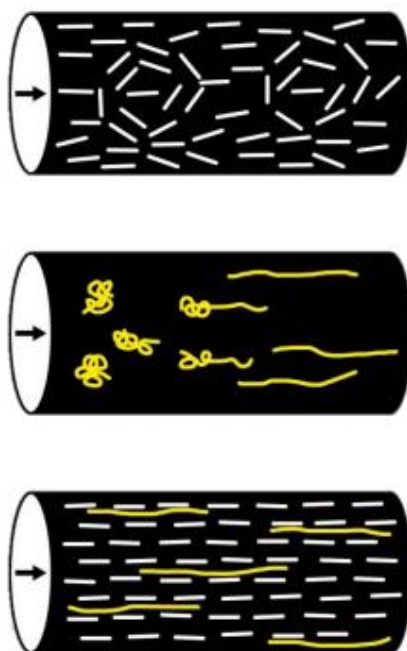


Рисунок 12 – Принцип действия ПТП

Пропускная способность межпромысловых трубопроводов иногда ощутимо 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. Это такие присадки, как CDR-102, Виол, FLO (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-547 (АО «Фортум Ойл энд Гэз»).

В дисперсионных присадках Liquid Power (Коноко Специалити Продактс Инк.), M-FLOWTREAT (ООО «Миррико Сервис»), FLO XL (Бейкер Пайплайн Продактс) и Necadd-447 (АО «Фортум Ойл энд Гэз») гидравлически активная часть находится в виде суспензии на водной или углеводородной

основе. Такая товарная форма позволяет получить добавки с большим содержанием полимера (до 25%). Однако в их состав входят стабилизаторы и другие химические добавки (10–15%).

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

$$DR = \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_0}\right) \cdot 100\%, \quad (7)$$

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 13 [9].

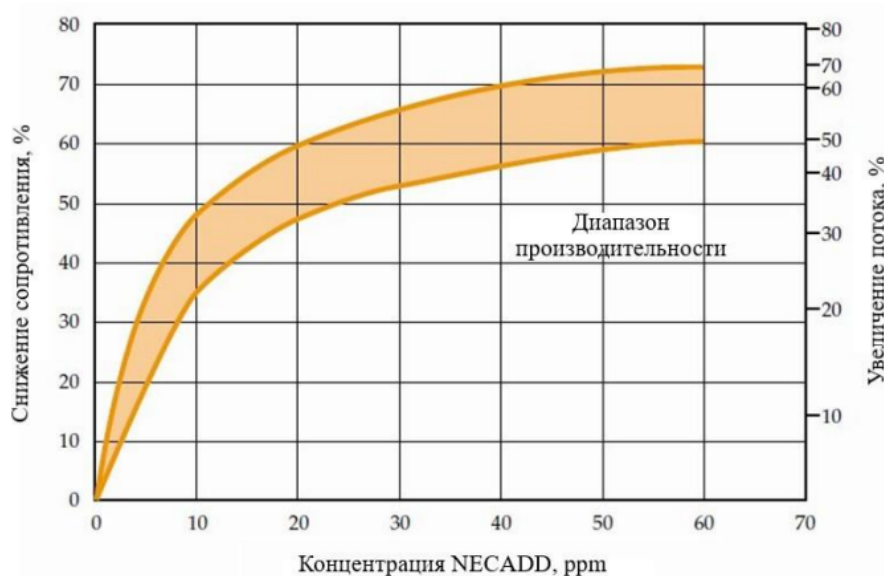


Рисунок 13 – График эффективности противотурбулентной присадки

2.4 Перевод газопровода в нефтепровод

При строительстве Казанского НГКМ в проекте был заложен газопровод с сечением 273x8 до ПСП Лугинецкое. Поскольку пропускной способности 219x8 трубопровода оказалось недостаточно, есть возможность перевести газопровод Казанское НГКМ – ПСП Лугинецкое в нефтепровод, и запустить новую схему перекачки нефти до УПН Северо-Останинское. Казанское НГКМ будет качать в пустой товарный резервуар УПН Северо-Останинское, а УПН

					Обзор способов увеличения пропускной способности трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Северо-Останинское будет вести перекачку магистральными насосами по нефтепроводу до ПСП Лугинецкое. Этим самым Казанское НГКМ не участвует в повышении давления в нефтепроводе 273х8, пропускной способности данного нефтепровода хватает для перекачки нефти. А нефтепровод 219х8 переведем в резерв на перспективу в связи с повышением добычи нефти.

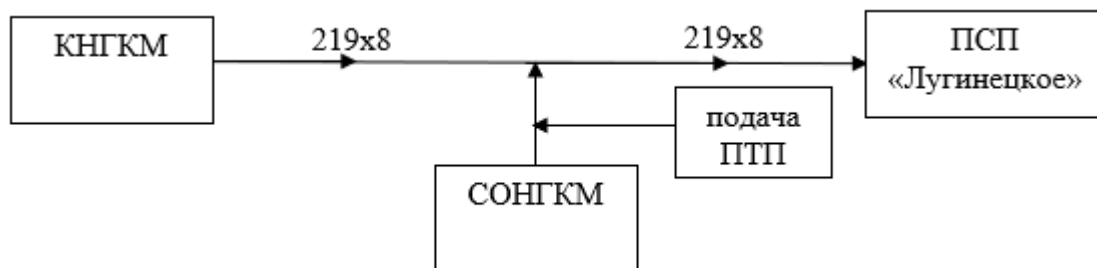


Рисунок 14 – Прежняя схема перекачки нефти

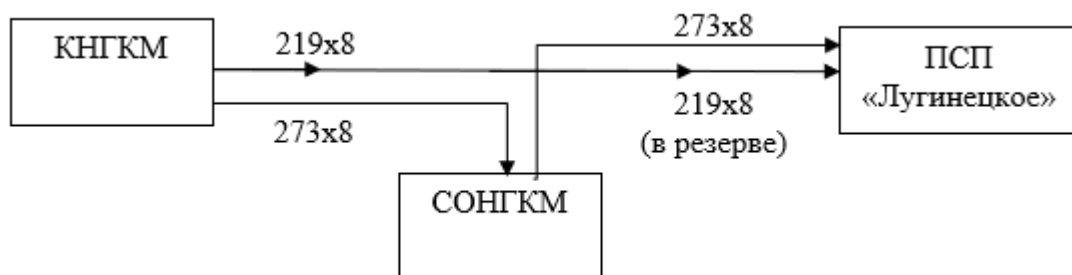


Рисунок 15 – Новая схема перекачки нефти

Таблица 4 – Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Размерность	Величина
Диаметр, толщина стенки	$D \times \delta$	мм x мм	219 x 8
Протяженность	L	км	45
Расход нефти (фактич)	Q_0	т/сут	1226
Необходимый расход нефти (план)	Q_1	т/сут	2400
Вязкость нефти	ν	$\text{м}^2/\text{с}$	$6,62 \cdot 10^{-6}$
Плотность нефти	ρ	$\text{кг}/\text{м}^3$	766,7
Напор, развиваемый насосной станцией	$H_{ст}$	м	750
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации	e	мм	0,02
Диаметр, толщина стенки лупинга	$D_L \times \delta$	мм x мм	219 x 8

3.1 Расчет гидравлических потерь при существующей технологии транспортировки

Цель расчета: определение гидравлических потерь трубопровода.

Методика расчета.

Методика гидравлического расчета представлена в учебном пособии [11] и заключается в нахождении потерь напора на трение при транспортировании нефти. Также оценен эффект от применения единичных методов увеличения пропускной способности трубопровода, а также от их комбинации [12]: способы повышения энерго- и ресурсосбережения при транспортировке, а именно – использование прокладки лупинга, ввода противотурбулентной присадки. В результате необходимо провести сравнительный анализ параметров.

Алгоритм расчета.

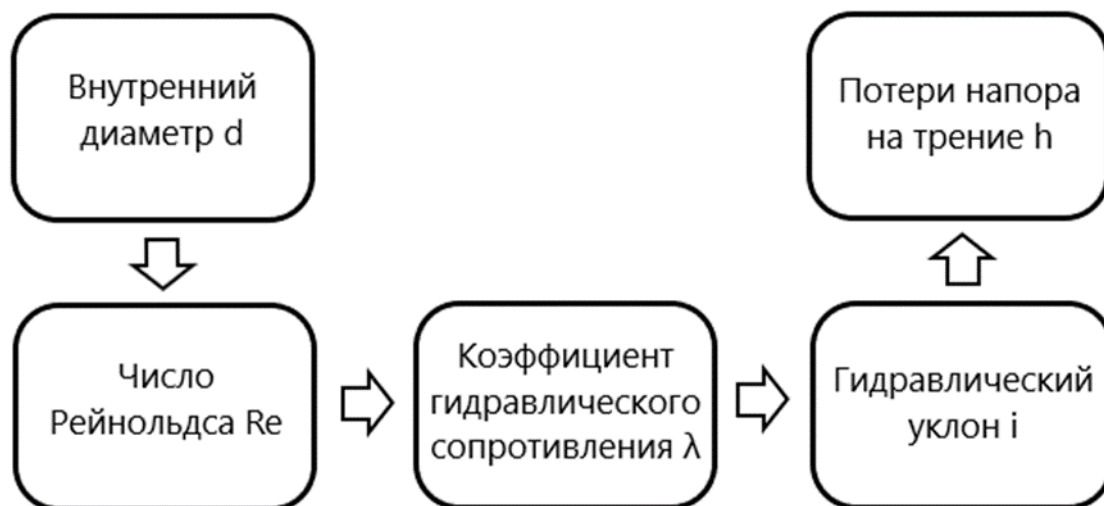


Рисунок 16 – Последовательный расчет гидравлических потерь

Расчет.

1. Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 0,219 - 2 \cdot 0,008 = 0,203\text{м}, \quad (8)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;

δ – средняя остаточная толщина стенки трубопровода.

При заданном массовом расходе определяется секундный расход нефти:

$$Q = \frac{Q_0}{\rho} = \frac{1226 \frac{\text{т}}{\text{сут}}}{\frac{766,7\text{кг}}{\text{м}^3}} = \frac{1226 \cdot 10^3 \text{кг} \cdot \text{м}^3}{766,7\text{кг} \cdot 24\text{ч} \cdot 3600\text{с}} = 0,0185 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (9)$$

ρ - плотность нефти при температуре 293К.

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,0185 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}}{3,14 \cdot (0,203\text{м})^2} = 0,572 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (10)$$

2. Посчитаем число Рейнольдса, а также определим режим движения и зону сопротивления:

$$\Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{0,572 \frac{\text{м}}{\text{с}} \cdot 0,203\text{м}}{6,62 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}} = 17540, \quad (11)$$

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

Поскольку $\Re > 2300$, режим движения – турбулентный. Найдем

граничные значения зон сопротивления \Re_I и \Re_{II} :

$$\Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (12)$$

$$\Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad (13)$$

$$\varepsilon = \frac{e}{d'} \quad (14)$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб;

ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2\text{мм}}{203\text{мм}} = 9,85 \cdot 10^{-4};$$

$$\Re_I = \frac{10}{9,85 \cdot 10^{-4}} = 10152;$$

$$\Re_{II} = \frac{500}{9,85 \cdot 10^{-4}} = 507614;$$

Так как $10152 < \Re < 507614$, то течение нефти происходит в переходной зоне смешанного трения, для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,125; \beta = 0,0185 \cdot \varepsilon^{0,125} = 0,00695.$$

3. Коэффициент гидравлического сопротивления найдем по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{17540} + \frac{0,2}{203} \right)^{0,25} = 0,02. \quad (15)$$

4. Рассчитаем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} \quad (16)$$

$$i = 0,00695 \cdot \frac{\left(0,0185 \frac{\text{М}^3}{\text{с}} \right)^{1,875} \cdot \left(6,62 \cdot 10^{-6} \frac{\text{М}^2}{\text{с}} \right)^{0,125}}{(0,203\text{м})^{4,875}} = 0,0021.$$

5. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} = 0,02 \cdot \frac{45 \cdot 10^3 \text{м}}{0,203\text{м}} \cdot \frac{\left(0,572 \frac{\text{М}}{\text{с}} \right)^2}{2 \cdot 9,81 \frac{\text{М}}{\text{с}^2}} = 73,94\text{м}. \quad (17)$$

3.2 Расчет гидравлических потерь после применения способов повышения эффективности при транспортировке

3.2.1 Расчет трубопровода с лупингом

Цель расчета: нахождение необходимой длины лупинга для увеличения заданной пропускной способности.

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Алгоритм расчета.

Расчет трубопровода с лупингом выполняется по алгоритму, представленному на рисунке 17.

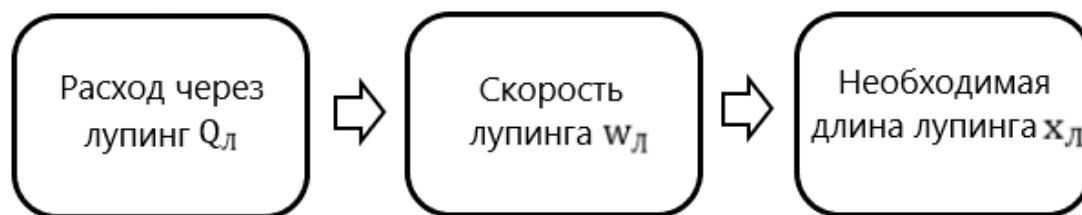


Рисунок 17 – Последовательный расчет длины лупинга

Расчет.

1. Расход через лупинг:

$$Q_{\text{л}} = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d}{d_{\text{л}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} = \frac{0,0185 \text{ м}^3/\text{с}}{1 + \left(\frac{0,203\text{м}}{0,203\text{м}}\right)^{\frac{5-0,125}{2-0,125}}} = 0,00925 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (18)$$

где $d_{\text{л}}$ – диаметр лупинга, м.

2. Скорость в лупинге:

$$w_{\text{л}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{л}}}{\pi \cdot d_{\text{л}}^2} = \frac{4 \cdot 0,00925 \text{ м}^3/\text{с}}{3,14 \cdot (0,203\text{м})^2} = 0,286 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (19)$$

Число Рейнольдса для лупинга:

$$\Re_{\text{л}} = \frac{w_{\text{л}} \cdot d_{\text{л}}}{\nu} = \frac{0,286 \text{ м/с} \cdot 0,203\text{м}}{6,62 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}} = 8770. \quad (20)$$

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

Поскольку $\Re > 2300$, режим движения – турбулентный.

$10152 < \Re < 507614$ – переходная зона (смешанного трения).

Режим движения в основном трубопроводе и в лупинге одинаковый, тогда гидравлический уклон лупинга:

$$i_{\text{л}} = \frac{i}{\left(1 + \left(\frac{d_{\text{л}}}{d}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{1,875}} = \frac{0,0021}{\left(1 + \left(\frac{0,203\text{м}}{0,203\text{м}}\right)^{\frac{4,875}{1,875}}\right)^{1,875}} = 5,73 \cdot 10^{-4}. \quad (21)$$

Найдем величину снижения потерь при лупинге:

$$n_{\text{л}} = \frac{i}{i_{\text{л}}} = \frac{21 \cdot 10^{-4}}{5,73 \cdot 10^{-4}} = 3,66. \quad (22)$$

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Найдем необходимую длину лупинга для увеличения заданной пропускной способности:

$$x_{\text{л}} = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 45 \cdot 10^3 \cdot \frac{1 - 2^{0,125-2}}{1 - 0,273} = 45023\text{м} = 45\text{км}, \quad (23)$$

где χ – коэффициент увеличения пропускной способности;

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

Если $d_{\text{л}} = d$, то

$$\omega = \frac{1}{2^{2-m}} = \frac{1}{2^{1,875}} = 0,273. \quad (24)$$

3.2.2 Расчет концентрации противотурбулентной присадки

Цель расчета: нахождение необходимой концентрации противотурбулентной присадки.

Алгоритм расчета.

Технология расчета концентрации противотурбулентной присадки отражена на рисунке 18.

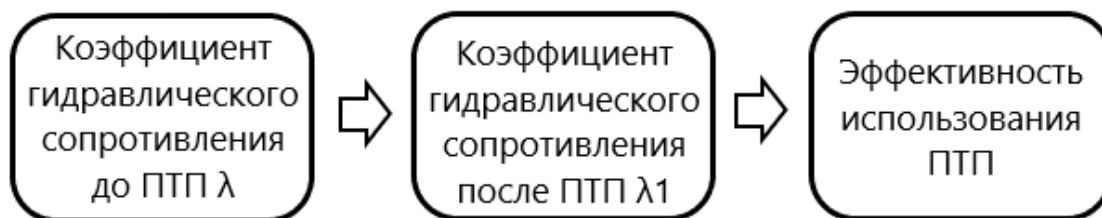


Рисунок 18 – Последовательный расчет эффективности ПТП

Расчет.

1. Коэффициент гидравлического сопротивления до использования ПТП:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{17540} + \frac{0,2}{203} \right)^{0,25} = 0,02. \quad (25)$$

2. Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство:

$$\lambda(\Re, \theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(\Re_1, \theta) \cdot Q_1^2, \quad (26)$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при требуемой производительности;

\Re_1 – число Рейнольдса при требуемой производительности;

Q_1 – требуемая производительность нефтепровода, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$.

Плановый секундный расход:

$$Q = \frac{Q_0}{\rho} = \frac{2400 \cdot 10^3 \text{ кг} \cdot \text{м}^3}{766,7 \text{ кг} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 3600 \text{ с}} = 0,0362 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

ρ - плотность нефти при температуре 293К.

Скорость движения нефти при данном расходе:

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,0362 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}}{3,14 \cdot (0,203 \text{ м})^2} = 1,119 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (27)$$

где внутренний диаметр трубопровода: $d = 0,203 \text{ м}$,

3. Посчитаем число Рейнольдса, а также определим режим движения и зону сопротивления:

$$\Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{1,11904 \frac{\text{м}}{\text{с}} \cdot 0,203 \text{ м}}{6,62 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}} = 34314, \quad (28)$$

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

Поскольку $\Re > 2300$, режим движения – турбулентный. Найдем граничные значения зон сопротивления \Re_I и \Re_{II} :

$$\Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (29)$$

$$\Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad (30)$$

$$\varepsilon = \frac{e}{d}; \quad (31)$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб;

ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2 \text{ мм}}{203 \text{ мм}} = 9,85 \cdot 10^{-4};$$

$$\Re_I = \frac{10}{9,85 \cdot 10^{-4}} = 10152;$$

$$\Re_{II} = \frac{500}{9,85 \cdot 10^{-4}} = 507614;$$

Так как $10152 < \Re < 507614$, то течение нефти происходит в переходной зоне смешанного трения, для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,125; \beta = 0,0362 \cdot \varepsilon^{0,125} = 0,014793.$$

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Коэффициент гидравлического сопротивления найдем по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{34314} + \frac{0,2}{203} \right)^{0,25} = 0,03. \quad (32)$$

5. Рассчитаем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{d^{5-m}} \quad (33)$$

$$i = 0,014793 \cdot \frac{\left(0,0362 \frac{\text{М}^3}{\text{с}} \right)^{1,875} \cdot \left(6,62 \cdot 10^{-6} \frac{\text{М}^2}{\text{с}} \right)^{0,125}}{(0,203 \text{М})^{4,875}} = 0,0157.$$

6. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} = 0,03 \cdot \frac{45 \cdot 10^3 \text{М}}{0,203 \text{М}} \cdot \frac{\left(1,119 \frac{\text{М}}{\text{с}} \right)^2}{2 \cdot 9,81 \frac{\text{М}}{\text{с}^2}} = 424,423 \text{М}. \quad (34)$$

7. Вычислим новое значение коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda_1 = \lambda \cdot \left(\frac{Q}{Q_1} \right)^2 = 0,02 \cdot \left(\frac{0,0185 \frac{\text{М}^3}{\text{с}}}{0,0362 \frac{\text{М}^3}{\text{с}}} \right)^2 = 0,005. \quad (35)$$

8. Требуемая эффективность присадки:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100\% = \frac{0,02 - 0,005}{0,02} \cdot 100\% = 75\%. \quad (36)$$

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

Таблица 5 – Значения функции $\psi(\theta)$ для ПТП Liquid Power TMW [8]

θ, ppm	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,99
$\psi(\theta), \%$	0	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0

Массовая доля присадки для увеличения пропускной способности до 2400 т/сут составит $\theta = 49,5 \text{ppm}$. PPM – миллионная доля. Это значит, что на каждую тонну нефти приходится 49,5 г этого вещества.

Затраты на приобретение необходимого количества противотурбулентной присадки.

Таблица 6 – Стоимость ПТП

Наименование	Цена, руб · кг.
Liquid Power TMW	7554,08

Исходя из расчетов, приведенных ранее, необходимое количество противотурбулентной присадки в год составляет 118,8кг.

$$Q_{\text{ПТП}} = 118,8 * 7554,08 = 897424,704 \text{руб} \quad (37)$$

3.2.3 Расчет пропускной способности 273 трубопровода

Цель расчета: нахождение пропускной способности 273х8 трубопровода.

Алгоритм расчета.

Расчет трубопровода выполняется по алгоритму, представленному на рисунке 19.

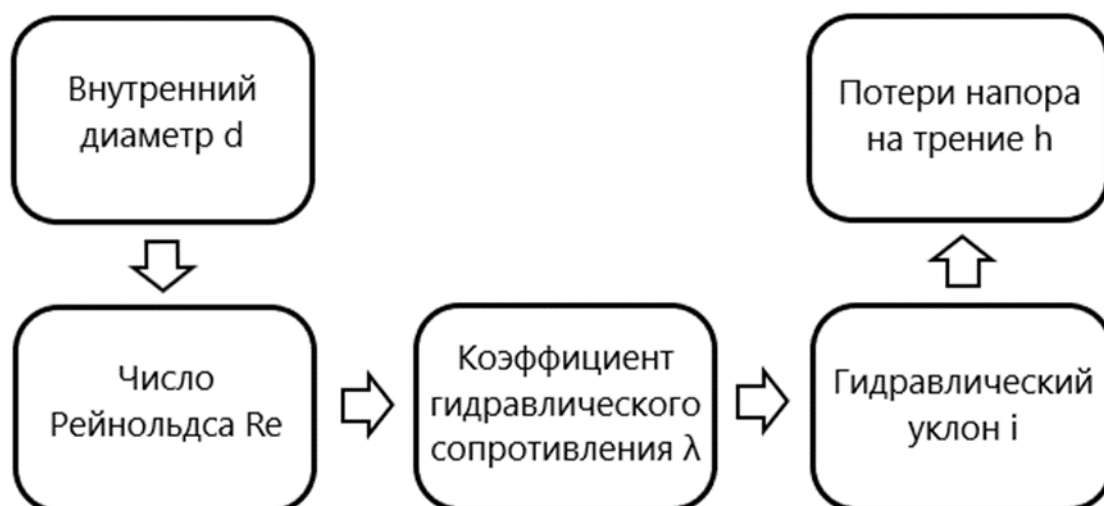


Рисунок 19 – Последовательный расчет гидравлических потерь

Расчет.

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 0,273 - 2 \cdot 0,008 = 0,257 \text{м}, \quad (38)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;

δ – средняя остаточная толщина стенки трубопровода.

При заданном массовом расходе определяется секундный расход нефти:

$$Q = \frac{Q_0}{\rho} = \frac{2400 \frac{\text{т}}{\text{сут}}}{\frac{766,7 \text{ кг}}{\text{м}^3}} = \frac{2400 \cdot 10^3 \text{ кг} \cdot \text{м}^3}{766,7 \text{ кг} \cdot 24 \text{ ч} \cdot 3600 \text{ с}} = 0,0362 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (39)$$

ρ - плотность нефти при температуре 293К.

Скорость движения нефти при данном расходе: (40)

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,0362 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}}{3,14 \cdot (0,257 \text{ м})^2} = 0,699 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

8. Посчитаем число Рейнольдса, а также определим режим движения и зону сопротивления:

$$\Re = \frac{w \cdot d}{\nu} = \frac{0,699 \frac{\text{м}}{\text{с}} \cdot 0,257 \text{ м}}{6,62 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}} = 27136, \quad (47)$$

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

Поскольку $\Re > 2300$, режим движения – турбулентный. Найдем граничные значения зон сопротивления \Re_I и \Re_{II} :

$$\Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (42)$$

$$\Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad (43)$$

$$\varepsilon = \frac{e}{d}; \quad (44)$$

где e – средняя абсолютная шероховатость труб;

ε – относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2 \text{ мм}}{257 \text{ мм}} = 7,78 \cdot 10^{-4};$$

$$\Re_I = \frac{10}{7,78 \cdot 10^{-4}} = 642673;$$

$$\Re_{II} = \frac{500}{7,78 \cdot 10^{-4}} = 642673;$$

Так как $10152 < \Re < 507614$, то течение нефти происходит в переходной зоне смешанного трения, для которой характерны следующие коэффициенты:

$$m = 0,125; \beta = 0,0362 \cdot \varepsilon^{0,125} = 0,014793.$$

9. Коэффициент гидравлического сопротивления найдем по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\Re} + \frac{e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{27136} + \frac{0,2}{257} \right)^{0,25} = 0,03. \quad (45)$$

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10. Рассчитаем гидравлический уклон трубопровода:

$$i = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \quad (46)$$

$$i = 0,014793 \cdot \frac{\left(0,0362 \frac{\text{М}^3}{\text{с}}\right)^{1,875} \cdot \left(6,62 \cdot 10^{-6} \frac{\text{М}^2}{\text{с}}\right)^{0,125}}{(0,257\text{М})^{4,875}} = 0,00497.$$

11. Потери напора на трение:

$$h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} = 0,03 \cdot \frac{45 \cdot 10^3 \text{М}}{0,257\text{М}} \cdot \frac{\left(0,699 \frac{\text{М}}{\text{с}}\right)^2}{2 \cdot 9,81 \frac{\text{М}}{\text{с}^2}} = 130,814\text{М}. \quad (47)$$

3.3 Выбор оптимальной технологии повышения эффективности при транспортировке нефти

После завершения расчетов для данного примера решения по технической составляющей по повышению гидравлической эффективности получили следующие результаты (таблица 7).

Таблица 7 – Результаты расчетов

№ п/п	Наименование параметра	Трубопровод D=219	Трубопровод D=273	ПТП
1	Средняя скорость нефти, м/с	0,286	0,699	1,119
2	Число Рейнольдса	8770	27136	34314
3	Режим течения	турбулентный		
4	Относительная шероховатость, мм	0,2		
5	Коэффициент гидравлического сопротивления	0,02	0,03	0,005
6	Гидравлический уклон в нефтепроводе	0,0021	0,0049	0,0157
7	Полные потери напора в трубопроводе, м	73,94	130,814	424,423

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. Самый нерациональный и экономически невыгодный способ – увеличение количества НПС.

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.

Лежневая дорога должна иметь такую ширину, чтобы обеспечить передвижение техники в обоих направлениях. Ширину лежневой дороги принимаем 7 м.

В состав работ по устройству лежневой дороги входят:

- планировка грунта бульдозером;
- уплотнение грунта катками;
- устройство выстилки (из местных лесосечных отходов);
- укладка силовой мембраны из нетканых синтетических материалов;
- укладка лесоматериала круглого \varnothing 200 мм;
- доставка грунта.

4.1 Планировка грунта бульдозером

Длина нашего участка $L = 45000$ м, ширина будущей лежневой дороги $S = 7$ м, толщину слоя планируемого грунта примем $h = 0,3$ м.

Грунт необходимо доставить. Доставка грунта (25 км от места источника грунта) и стоимость 1 м³ грунта: $S_{гр} = 364$ р.

Рассчитаем объем планируемого грунта:

$$V_{гр} = L \times S \times h = 45000 \text{ м} \times 7 \text{ м} \times 0,3 \text{ м} = 94500 \text{ м}^3.$$

$$\text{Стоимость } 94500 \text{ м}^3 \text{ грунта: } S_{гр1} = 94500 \text{ м}^3 \times 364 \text{ р/м}^3 = 34398000 \text{ р.}$$

Планировку грунта будем производить бульдозером мощностью 160 л.с. Стоимость планировки 1 м³ грунта включает затраты на эксплуатацию бульдозера и оплату труда машинистов:

$$S_{пл} = 32 \text{ р/м}^3.$$

Общая стоимость планировочных работ бульдозером:

$$S_{общп} = V_{гр} \times S_{пл} = 32 \text{ р/м}^3 \times 94500 \text{ м}^3 = 3024000 \text{ р.}$$

4.2 Планировка грунта бульдозером

Стоимость уплотнения 1 м³ грунта включает затраты на эксплуатацию катка и оплату труда машинистов: $S_{кат} = 35$ р/м³.

Стоимость уплотнения грунта катками:

$$S_{упк} = S_{кат} \times V_{гр} = 35 \text{ р/м}^3 \times 94500 \text{ м}^3 = 3307500 \text{ р.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

4.3 Устройство выстилки из лесосечных отходов

В стоимость устройства 1м выстилки шириной 7 м из лесосечных отходов включаются затраты на эксплуатацию машин и механизмов, затраты на оплату труда машинистов, затраты на оплату труда рабочих, материальные затраты.

$S_{выст} = 3800 \text{ р/м}$ – цена 1 м семиметровой выстилки.

Стоимость устройства 45000 метров семиметровой выстилки.

$S_{выст1} = 3800 \times 45000 = 171000000 \text{ р.}$

4.4 Укладка силовой мембраны из нетканых синтетических материалов

В стоимость укладки силовой мембраны из НСМ входят затраты на оплату труда рабочих, затрату на оплату труда машинистов, материальные затраты.

Стоимость 1 м² НСМ $S_{нсм} = 100 \text{ р/м}^2$.

Стоимость укладки 1 м² НСМ $S_{нсм1} = 53 \text{ р/м}^2$.

Площадь поверхности, которую необходимо покрыть НСМ:

$S_{пов} = 45000 \text{ м} \times 7 \text{ м} = 315000 \text{ м}^2$.

Общая стоимость:

$S_{нсмо} = (S_{нсм} + S_{нсм1}) \times S_{пов} = (100 \text{ р/м}^2 + 53 \text{ р/м}^2)$

$\times 315000 \text{ м}^2 = 48195000 \text{ р.}$

4.5 Укладка лесоматериала круглого Ø 200 мм

В стоимость укладки лесоматериала входят затраты на оплату труда рабочих, затрату на оплату труда машинистов, материальные затраты.

Рассчитаем потребность в лесоматериале:

$S_{лес} = L \times S \times \varnothing = 45000 \text{ м} \times 7 \text{ м} \times 0,2 \text{ м} = 63000 \text{ м}^3$.

Стоимость 1 м³ лесоматериала $S_{лесм} = 1921 \text{ р/м}^3$.

Стоимость укладки лесоматериала в лежни шириной 7 м:

$S_{лес} = 1888 \text{ р/м.}$

Общая стоимость:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$\text{Слес1} = \text{Слес} \times L + \text{Рлес} \times \text{Слесм} = 1888 \text{ р/м} \times 45000 \text{ м} + 1921 \text{ р/м}^3 \times 63000 \text{ м}^3 = 84960000 + 1121023000 = 1205983000 \text{ р}$$

Таблица 8 – Расчет стоимости работ по строительству лежневой дороги шириной 7 метров и протяженностью 45000 метров

Наименование работ	Ед. измерения	Объем работ	Стоимость единицы работ, руб.	Общая стоимость работ, руб.
Планировка грунта бульдозером	м ³	94500	32	3024000
Уплотнение грунта катками	м ³	94500	35	3307500
Устройство выстилки	м	45000	3800	171000000
Укладка силовой мембраны	м ²	315000	53	48195000
Укладка лесоматериала Ø 200 мм	м	45000	1888	1205983000
Итого				1431509500

Таблица 9 – Расчет стоимости материалов для строительства лежневой дороги шириной 7 метров и протяженностью 2725 метров

Наименование работ	Ед. измерения	Объем работ	Стоимость единицы работ, руб.	Общая стоимость работ, руб.
Привозной грунт (стоимость грунта + доставка)	м ³	94500	364	34398000
Нетканый синтетический материал	м ³	315000	100	48195000
Лесоматериал круглый Ø 200 мм	м	63000	1921	1205983000
Итого				1288576000

Общая стоимость строительства лежневой дороги шириной 7 метров и протяженностью 45000 метров:

$$\text{Слежобщ} = 1431509500 \text{ руб.} + 1288576000 \text{ руб.} = 2720085500 \text{ руб.}$$

Вывод: Как показал расчет, строительство лежневых дорог достаточно дорогостоящее мероприятие. Основные затраты по строительству лежневой дороги приходятся на лесоматериал и его укладку. Лежневые дороги практичные, надежные, долговечные в эксплуатации, обеспечивают устойчивое прохождение техники, как в зимний, так и в летний период. В зимне-весенний период, в целях снижения затрат на строительство временных

дорог, на тех участках, где это возможно (участки, где болота промерзают на достаточную для прохождения техники глубину), целесообразно использовать строительство зимних дорог. Зимние дороги более просты в строительстве и значительно дешевле, чем лежневые дороги.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

5. Социальная ответственность

Трубопроводному транспорту углеводородов (нефти, нефтепродуктов) уделяется большое внимание, так как данный вид является наиболее безопасным и эффективным при транспортировке нефти.

Обеспечение стабильного функционирования и надежности межпромысловых нефтепроводов входит в ряд первоочередных задач при их строительстве и эксплуатации. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительной работы, устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих.

При анализе рассматриваются эксплуатационные характеристики установки подготовки нефти и межпромыслового нефтепровода «УПН Северо-Останинское – ПСП Лугинецкое» которые находится в Томской области.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от -45 - -50°C зимой до +35°C летом. Средняя температура воздуха в зимний период составляет -20°C, весной -8 °C, летом +15°C, осенью +8°C. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности, в нефтяной и газовой промышленности:

– к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;

– рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемо-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		Эспе О.Ю.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					58	77
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ;

– работники, допущенные на территорию объекта, должны быть обеспечены СИЗ и СИЗОД изолирующего типа, и автоматическими газосигнализаторами, а также проинструктированы под подпись о правилах безопасного ведения работ и нахождения в рабочей зоне.

Требования к ОПО и рабочим местам:

– на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;

– освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;

– потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами;

– производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться понаряду-допуску;

– на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов.

5.2 Производственная безопасность

На эксплуатируемом объекте возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические.

					Социальная ответственность	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

Перечень опасных и вредных производственных факторов приведен в ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». На УПН присутствуют следующие опасные и вредные факторы, указанные в таблице 5.1.

Таблица 10 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума	-	+	+	ГОСТ 23337-2014
2. Повышенный уровень общей вибрации	-	-	+	ГОСТ 31193-2004
3. Производственный фактор связанный с электрическим током	-	+	+	ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016)
4. Возможность пожаров и взрывов	-	+	+	ГОСТ Р 12.3.047-2012
5. Движущие части и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.062-81
6. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76
7. Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением	+	+	+	ФНИП от 15.12.2020 №536 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»
8. Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными	-	+	+	СанПиН 3.2.3215-14

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума на УПН являются работающие насосные агрегаты и вентиляционные установки.

Шум, превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха. Основное физиологическое воздействие шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения скорости дыхания, общей двигательной активности, кровяного давления, сужение кровеносных сосудов.

Работающий в условиях длительного воздействия шума испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью.

Таблица 11 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряжённости трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Лёгкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжёлый труд 1 степени	Тяжёлый труд 2 степени	Тяжёлый труд 3 степени
Напряжённость лёгкой степени	80	80	75	75	75
Напряжённость средней степени	70	70	65	65	65
Напряжённый труд 1 степени	60	60			
Напряжённый труд 2 степени	50	50			

Защита от шума достигается разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, к которым относятся звукоизоляция с помощью звукоизолирующих кабин и кожухов, звукопоглощение за счет применения звукопоглощающих облицовок, глушители шума (абсорбционные, реактивные, комбинированные), а также применение средств индивидуальной защиты.

					Социальная ответственность	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К средствам индивидуальной защиты относятся противошумные вкладыши из ультратонкого волокна “Беруши” одноразового использования, а также противошумные вкладыши многократного использования (эбонитовые, резиновые, из пенопласта) в форме конуса, грибка, лепестка, наушники, шумофоны, оголовья, каски.

Повышенный уровень общей вибрации

Основным источником вибрации на УПН является вибрация, возникающая в насосах. Несовершенства в соединениях валов электрических машин и насосов также являются источниками вибрации.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции.

Таблица 12 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X _л , Y _л , Z _л			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с · 10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
100	89,0	159	1,4	109

Корректированные эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112
--	-----	-----	-----	-----

*Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо активной полосе, не допускается

К способам борьбы с вибрацией относятся:

снижение вибрации в источнике за счет улучшения конструкций машин, статической и динамической балансировке вращающихся частей машин,

– виброгашение с помощью увеличения эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту,

– виброизоляция с применением виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.,

– вибродемпфирование с применением материалов с большим внутренним трением,

– применение таких средств индивидуальной защиты, как виброзащитные обувь, перчатки со специальными упругодемпфирующими элементами, поглощающими вибрацию.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

При эксплуатации оборудования на УПН в силу энергоемкости объектов, в том числе насосного оборудования, возникает опасность поражения электрическим током при случайном прикосновении к токоведущим элементам, ошибочных действиях персонала, нарушении изоляции проводов, аварии.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязательности тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с.

						Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			63

Для защиты от поражения электрическим током применяют защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение; обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей; используют предупредительных плакатов и знаков безопасности; применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Пожаровзрывоопасность

Согласно ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» помещения насосного блока на УПН по пожаровзрывоопасности относятся к помещениям категории А и АН (наиболее опасной).

Образование взрывоопасных смесей в насосном возможно в случае аварийного разлива горючей жидкости при разгерметизации оборудования.

Продукты взрыва и образовавшаяся в результате их действия воздушная ударная волна способны наносить человеку различные травмы, в том числе смертельные.

Во время действия ударной волны основной причиной травм у людей является мгновенное повышение давления воздуха, при этом возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонок, сотрясение мозга, различные переломы. Характер и тяжесть поражения людей зависят от величины параметров ударной волны, положения человека в момент взрыва, степени его защищенности.

Пожарную защиту насосного блока УПН обеспечивает автоматическая система пожаротушения, которая включает в себя:

- автоматическая установка порошкового пожаротушения;
- противопожарное водоснабжение.

Автоматическая установка порошкового пожаротушения включает в себя: В состав установки пожаротушения Буран входят система ликвидации пламени и пусковой механизм. Чтобы прибор срабатывал в автоматическом режиме, его оснащают электровоспламенителем. Корпус устройства выполнен из стали. Внутри находится тушащее вещество в виде порошка.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Противопожарное водоснабжение включает в себя: резервуары противопожарного запаса, камеры переключений, насосную станцию и кольцевую сеть трубопроводов подачи воды.

К первичным средствам огнетушения на УПН относятся ящик с сухим песком, лопаты, технический войлок, брезент или асбестовое полотно, пенный огнетушитель.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источником опасности в насосном блоке на УПН являются преимущественно незащищенные вращающиеся валы насосных агрегатов.

Открытые подвижные части производственного оборудования могут привести к травмам различной степени тяжести и смерти.

В мероприятия по предупреждению фактора входят: ограждение рабочей зоны, установка знаков безопасности, в соответствии с ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные».

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Источниками загрязнения воздушной среды являются газовыделения через неплотности в соединениях оборудования, арматуры и коммуникаций (залы нагнетательных компрессорных цехов, насосные залы и т.п.), а также тепловыделения от насосно-компрессорного оборудования, электродвигателей, обвязочных трубопроводов, коммуникаций и т.д.

Таблица 13 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ на УПН

Вещество		Класс опасности
Газ природный (метан 99%) CH ₄ -C ₄ H ₁₀	300	4
Метанол (метиловый спирт)	5	3
Углеводороды алифатические C ₂ -C ₁₀	300	4
Бензин	100	4
Толуол	50	4
Пары нефти	300	3

Кратность воздухообмена в помещениях УПН в пределах 3,5 – 10, при наличии сернистых соединений увеличивают ее значение. Если в воздухе помещения могут содержаться пары этилированного бензина, кратность воздухообмена должна составлять 13,5.

Для поддержания в помещениях на рабочих местах состава и состояния воздуха, удовлетворяющих санитарно-гигиеническим требованиям, применяются вентиляционные установки. Систему аварийной вентиляции предусматривают в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление большого количества вредных и взрывоопасных веществ. Требуемый воздухообмен должен быть обеспечен совместной работой систем основной (общеобменной и местной) и аварийной вентиляции.

Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными

Работа на открытой местности, а тем более в заболоченных районах лесотундры связана с постоянным воздействием со стороны кровососущих насекомых-вредителей, которые могут переносить различные болезни, передаваемые при контакте с кожей или кровеносной системой человека. Согласно СанПиН 3.2.3215-14 на предприятиях должно осуществляться непрерывное наблюдение за паразитарными болезнями, должен проводиться надзор за эпидемическим процессом, а также должны разрабатываться и корректироваться профилактические мероприятия с целью их предотвращения.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

Во избежание этого негативного фактора работники должны правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты, использовать при работе репелленты.

					Социальная ответственность	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

В период эксплуатации УПН источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются здания и сооружения, расположенные на площадках УПН, факельного хозяйства и на кустах скважин. По времени воздействия источники загрязнения атмосферы УПН подразделяются на постоянные и периодические.

К источникам постоянного действия относятся: дымовые трубы печей, подогревателя газа собственных нужд пункта редуцирования газа, печей УПТ, выхлопные трубы ГПА, вентиляционные трубы и дефлекторы технологических корпусов подготовки газа, насосных метанола и ГСМ, блока вспомогательных сооружений, здания ППА, узла отключающих кранов, блок-бокса замера газа, установки очистки газа, здания арматуры топливного и пускового газов, блока подготовки топливного, пускового и импульсного газов, насосной склада масел и маслохозяйства, емкости промстоков, утечки через неплотности ЗРА, фланцев, дыхательная арматура емкостей, склада ГСМ.

К источникам периодического действия относятся свечи продувок дренажных трубопроводов, насосной перекачки нефти, свечи продувок оборудования (фильтров, приборов КИПиА, трубопроводов для заполнения насосных агрегатов), дыхательный клапан дренажной емкости.

При аварийной ситуации в системе электроснабжения источниками загрязнения атмосферы являются выхлопные трубы аварийных ДЭС.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению выбросов токсичных испарений газа, конденсата и метанола. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- соблюдение правил эксплуатации;
- своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- оснащение насосного зала системой контроля загазованности;
- оснащение технологического оборудования приборами КИПиА, системами блокировок и предохранительными устройствами.

Защита гидросферы

Негативное воздействие на водную среду осуществляется при строительстве УПН и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного, сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод.

Отходами производства являются производственные сточные воды, в состав которых входят:

- конденсационная и пластовая вода, образующаяся в результате очистки и осушки газа;
- промывные воды от промывки технологического и емкостного оборудования, а также трубопроводов перед ревизией.

Защита литосферы

В процессе эксплуатации УПН наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:

- захламление замели несанкционированным отвалами бытовых и производственных отходов;
- загрязнение почв при авариях на кустовых площадках, прорыв обваливай шламовых амбаров, авариях трубопровода.
- негативное воздействие оказывается:
- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- повреждением растительного покрова при корчёвке и захоронении пней;
- сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом
- кустовых площадок и насыпи автодорог;
- возможными аварийными разливами нефти и минерализованных вод.

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемого бурения скважин на месторождении предусматривается:

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;
- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обваливай и оснований кустовых площадок, ёмкостей с горюче-смазочными материалами;
- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные остановки и несчастные случаи могут произойти по следующим причинам:

- выделение газов на наружных площадках, в помещениях блок-боксов и блок-понтонных;
- нарушение параметров технологического режима, из-за которых происходит срабатывание блокировок приводящих к остановке технологических модулей подготовки газа, насосов и другого оборудования;
- понижение частоты тока во внешних сетях или полное отключение электроэнергии;
- прекращение подачи воздуха КИП, отказ в работе КИПиА;
- возникновение пожара;
- отравление вредными для здоровья веществами;
- несоблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности, низкая трудовая дисциплина, недостаточная квалификация кадров.

Нарушение параметров технологического режима работы оборудования, из-за которого происходит срабатывание блокировок, что, может привести к аварийной остановке этого оборудования. При аварийной остановке какого-либо оборудования для быстрейшего выяснения причины аварийной остановки категорически запрещается съём сигнала до установления параметра, вследствие нарушения которого произошла аварийная остановка.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Срабатывание блокировки приводит к аварийной остановке одной из технологических установок или всей УПН. В целях предотвращения аварийных остановок из-за срабатывания блокировок ведется контроль за соблюдением параметров технологического процесса обслуживающим персоналом УПН. Через каждые два часа в режимных листах ведется запись параметров технологического процесса и работы оборудования.

При падении напряжения во внешних сетях останавливается все оборудование, имеющее электрический привод. Обслуживающий персонал действует согласно плану ликвидации аварии.

Прекращение подачи импульсного воздуха и воздуха КИП приводит к отключению блоков управления пневматическими и пневмогидравлическими приводами запорно-регулирующей арматуры.

Для надежного обеспечения сжатым воздухом предусмотрены два ресивера, которые служат для поддержания давления в системе при неработающих компрессорах воздуха.

При возникновении пожара обслуживающий персонал вызывает пожарную команду и действует согласно плану ликвидации аварии. В случае пожара аварийно останавливается УПН.

Аварийный останов УПН может быть произведен автоматически от срабатывания любого датчика системы пожаротушения или нажатием кнопки АО на главном щите пульта управления.

При отказе любого из приборов КИПиА и в случае невозможности контроля параметра по косвенным показаниям других приборов производится аварийная или нормальная остановка отдельного модуля, блока, или всей УПН. В каждом конкретном случае обслуживающий персонал руководствуется действующими на УПН инструкциями.

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение по разделу

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на ОПО, опасные и вредные производственные факторы, при транспортировке нефти и нефтепродуктов по межпромысловому нефтепроводу от УПН, методы их предотвращения, а также источники загрязнения на территории объекта и методы по сокращению негативного влияния этих источников на окружающую среду.

При выполнении работ по транспортировке углеводородов по трубопроводу основные параметры микроклимата и другие параметры должны находиться в допустимых пределах, указанных выше. Кроме того, перечисленные нормы и правила должны быть соблюдены с целью создания безопасной среды работы для работников и не нанесения вреда окружающей среде.

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Из всех приведенных выше методов расчёта повышения пропускной способности нефтепровода наиболее простым будет являться добавление в нефтепровод противотурбулентных присадок. Но на непродолжительный период - чем дольше будет вестись перекачка нефти по данному нефтепроводу, тем дороже станет его эксплуатация. Поэтому наиболее эффективным в данном случае, будет являться перевод существующего газопровода, смонтированного при проектировании Казанское НГКМ, в нефтепровод от Северо-Останинского до ПСП Лугинецкое, или запуск второй нитки. А также на будущую перспективу и увеличение добычи и транспортировки нефти, необходимо вывести нефтепровод меньшего диаметра в резерв. Во избежание повышения давления в межпромысловом нефтепроводе Казанское НГКН будет вести откачку товарной нефти в один из товарных резервуаров на УПН Северо-Останинское.

					Разработка предложения по увеличению производительности межпромыслового трубопровода «Установка подготовки нефти Северо-Останинское – приемо-сдаточный пункт Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Рзrab.</i>		Эспе О.Ю.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					72	77
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

10. 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.

11. 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.

12. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, 1986. – 143 с.

13. Чухарева Н.В., Быков Р.С. Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов с применением регулируемого привода, 2018.

14. Чухарева Н.В. Транспорт скважиной продукции: учебное пособие [Электронный ресурс] // Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.

15. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с изменениями N 1, 2): дата введения 2002-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения: 20.02.2023). – Текст: электронный.

16. Иваненков В.В. Опыт использования противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах // В.В. Иваненков, О.В. Пименов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – №2. – С. 3–7.

17. Тарасов М.Ю. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих нефти // М.Ю. Тарасов, И.С. Южаков, В.В. Классен // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С. 117–119.

18. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 07.04.2023). – Текст: электронный.

					Список литературы	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. Тугунов П.И. Транспорт и хранение нефти и газа. Учебное пособие для студентов. М.: Недра, 1975. – 248 с.

20. Лурье М.В., Арбузов Н.С., Оксенгендлер С.М. Расчет параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2012. №2. – С. 56-60.

21. 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.

22. 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.

23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018): дата введения 2001-12-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 02.03.2023). – Текст: электронный.

24. ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения: дата введения 2018-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146117> (дата обращения: 05.06.2023). – Текст: электронный.

25. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 26.04.2023). – Текст: электронный.

26. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*: дата введения 2017-05-08. – URL:

					Список литературы	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

<https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 29.04.2023). – Текст: электронный.

27. ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 02.05.2023). – Текст: электронный.

28. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1): дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 05.05.2023). – Текст: электронный.

29. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1): дата введения 1982-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051598> (дата обращения: 07.05.2023). – Текст: электронный.

30. СанПиН 1.2.3685-21. "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания": дата введения 2021-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения: 10.05.2023). – Текст: электронный.

31. СанПиН 3.2.3215-14. "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации" (с изменениями на 29 декабря 2015 года): дата введения 2014-08-22. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420233490> (дата обращения: 13.05.2023). – Текст: электронный.

32. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 15.05.2023). – Текст: электронный.

					Список литературы	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

33. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. – М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева, 2000. – 240 с.

34. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения: 17.05.2023). – Текст: электронный.

35. ГОСТ Р 59057-2020. Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель: дата введения 202-04-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/566277874> (дата обращения: 19.05.2023). – Текст: электронный.

36. РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий: дата введения 2000-06-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007590> (дата обращения: 22.05.2023). – Текст: электронный.

37. ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция (с Изменением N 1): дата введения 2003-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030179> (дата обращения: 09.06.2023). – Текст: электронный.

38. ВСН 51-3-85/51-2.38-85 "Нормы проектирования промышленных стальных трубопроводов" (утв. Миннефтепромом и Мингазпромом 15 июля, 25 октября 1985 г. NN 415, 254)

39. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.07.1999. – Москва, 1999.

40. ВСН 012 – 88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М.: 1988. – 18 с.

41. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: 2007. – 7 с.

					Список литературы	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		